



Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre

**FACILITER L'ACCÈS AUX ÉNERGIES PROPRES
EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT ET
DE LA CROISSANCE VERTE**



Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre

FACILITER L'ACCÈS AUX ÉNERGIES PROPRES
EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT
ET DE LA CROISSANCE VERTE

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.

Ce document et toute carte qu'il peut comprendre sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

Merci de citer cet ouvrage comme suit :

OCDE (2016), *Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre : Faciliter l'accès aux énergies propres en faveur du développement et de la croissance verte*, Éditions OCDE, Paris.

<http://dx.doi.org/10.1787/9789264212688-fr>

ISBN 978-92-64-21267-1 (imprimé)

ISBN 978-92-64-21268-8 (PDF)

Les données statistiques concernant Israël sont fournies par et sous la responsabilité des autorités israéliennes compétentes. L'utilisation de ces données par l'OCDE est sans préjudice du statut des hauteurs du Golan, de Jérusalem-Est et des colonies de peuplement israéliennes en Cisjordanie aux termes du droit international.

Crédits photo : Couverture © Thinkstock.Istockphoto/anyaivanova.

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm.

© OCDE 2016

La copie, le téléchargement ou l'impression du contenu OCDE pour une utilisation personnelle sont autorisés. Il est possible d'inclure des extraits de publications, de bases de données et de produits multimédia de l'OCDE dans des documents, présentations, blogs, sites internet et matériel pédagogique, sous réserve de faire mention de la source et du copyright. Toute demande en vue d'un usage public ou commercial ou concernant les droits de traduction devra être adressée à rights@oecd.org. Toute demande d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales devra être soumise au Copyright Clearance Center (CCC), info@copyright.com, ou au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), contact@cfcopies.com.

Avant-propos

Limiter les risques liés au changement climatique et maintenir le réchauffement planétaire sous la barre des deux degrés suppose une transformation radicale de l'investissement au profit des énergies propres. Investir dans les énergies propres permettra également de réduire la pollution atmosphérique locale, d'améliorer la santé et le bien-être, ou encore de créer des débouchés pour les pays, qu'ils soient développés ou en développement. De même, cela devrait faciliter l'accès à l'énergie dans les régions rurales et reculées, renforcer la sécurité énergétique et diminuer la dépendance excessive à l'égard des importations de combustibles fossiles, tout en stimulant le transfert de technologie et l'innovation le long de la chaîne de valeur des énergies propres.

Les immenses bienfaits susceptibles de découler de la refonte du système énergétique et du recentrage de l'investissement sur les énergies propres au détriment des combustibles fossiles ne seront obtenus que si de nombreuses mesures sont prises dans un large éventail de domaines d'action publique, qu'il existe une forte volonté politique et que les avancées technologiques se poursuivent. Vu les pressions qui pèsent actuellement sur les finances publiques, les réformes envisageables doivent porter en priorité sur les moyens de tirer parti de l'investissement privé à un rythme et dans une ampleur sans précédent.

Les États ont un rôle fondamental à jouer en supprimant ce qui continue d'entraver l'investissement dans les énergies propres afin que les conditions y soient plus favorables. Pour ce faire, ils doivent envoyer des signaux cohérents et systématiques dans différentes sphères de l'action publique généralement non concernées par les objectifs climatiques. Toutefois, prendre des mesures incitatives en faveur du déploiement des énergies propres ne suffira pas pour atteindre les niveaux d'investissement voulus. Les États doivent aussi s'attaquer aux obstacles, notamment en réformant le subventionnement inefficace des combustibles fossiles et en fixant le prix des émissions de dioxyde de carbone. Il leur faut également venir à bout des rigidités des marchés et de la réglementation qui favorisent la domination des combustibles fossiles dans le secteur de l'électricité et peuvent jouer sur l'attractivité de l'investissement dans les énergies propres. Par exemple, ils pourraient s'employer à instaurer des conditions de concurrence égales entre les producteurs indépendants d'électricité propre et les producteurs classiques.

Les *Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre* ont pour objet d'aider les États à faire face à ces obstacles et à identifier les moyens d'intensifier l'investissement privé dans les énergies propres. Y sont présentées les questions que les décideurs doivent prendre en compte dans les domaines suivants : politique d'investissement, promotion et facilitation de l'investissement, organisation des marchés de l'énergie, politique de la concurrence, marchés financiers et gouvernance publique. S'y ajoutent d'autres questions transversales, comme la coopération internationale, les partenariats public-privé et la politique commerciale.

À la veille de la 21^e Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui se déroulera à Paris en décembre 2015, les *Lignes directrices* constituent une contribution non négligeable à la recherche d'un accord international sur le climat puisqu'elles aideront les pays à mettre en œuvre des réformes ambitieuses pour atténuer le changement climatique.

Malgré la diversité des thèmes abordés, les *Lignes directrices* se gardent de toute tentative d'uniformisation. Il faudra donc les adapter en fonction des circonstances et des besoins de chaque pays. Toutes les parties prenantes - ministères, administration publique, secteur privé et société civile - devraient participer activement à leur mise en œuvre. Les *Lignes directrices* peuvent également faciliter l'établissement de comparaisons internationales et l'engagement d'un dialogue multipartite sur les réformes en faveur de l'investissement dans une infrastructure énergétique propre.

L'OCDE se réjouit de ce que les ministres des Finances et les gouverneurs des banques centrales des pays du G20 ont pris acte des *Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre* en octobre 2013. Nous engageons à présent les Membres et Partenaires de l'Organisation à poursuivre ensemble ces importants travaux, avec le concours d'autres organisations internationales et des parties concernées, en prenant les dispositions voulues pour que les *Lignes directrices* soient utilisées et appliquées avec succès.



Angel Gurría

Secrétaire général de l'OCDE

Table des matières

Résumé	7
Introduction	21
1. Politique d’investissement	27
Promouvoir l’égalité de traitement entre investisseurs nationaux et étrangers dans les énergies propres.....	28
Droits de propriété intellectuelle	32
Exécution des contrats et droits fonciers	35
2. Promotion et facilitation de l’investissement	39
Éliminer les subventions aux énergies fossiles et fixer le prix du carbone	40
Définir des objectifs à long terme pour promouvoir l’investissement dans les énergies propres.....	45
Incitations publiques à l’investissement dans une infrastructure énergétique propre.....	48
Octroi de permis pour les projets d’énergie renouvelable.....	54
Cohérence, coordination et suivi des politiques	55
3. Politique de la concurrence	59
Promouvoir une séparation effective du secteur de l’électricité.....	60
Instaurer des conditions de concurrence égales pour les investisseurs publics et privés dans les infrastructures énergétiques propres	67
Autorité de la concurrence	71
4. Politique relative aux marchés financiers	75
Faciliter l’accès aux financements	76
Incitations ciblées.....	79
Renforcer les marchés financiers nationaux.....	81
5. Gouvernance publique	83
Gouvernance du marché de l’électricité.....	84
Planification et déploiement du réseau électrique	86
Coordination entre les différents niveaux de la gouvernance	90

6. Autres politiques et thèmes transversaux	93
Coopération régionale	94
Choisir entre financement public et privé de l'infrastructure énergétique propre et appliquer ce choix	96
Les énergies propres et l'Organisation mondiale du commerce.....	104
Notes.....	108
Bibliographie	113
<i>Annexe A : Cadre d'action pour l'investissement</i>	<i>123</i>
<i>Annexe B : Cadre d'action pour l'investissement vert</i>	<i>125</i>

Résumé

La réalisation des programmes économiques, climatiques et de développement impose d'accélérer l'investissement dans une infrastructure propre au cours des années à venir. Telles qu'elles sont définies dans la présente publication, les « énergies propres » désignent les énergies solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et marine, la biomasse, l'énergie produite à partir de déchets, les bioénergies et les technologies intelligentes (comme les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et les véhicules électriques). Compte tenu des pressions qui pèsent sur les finances publiques, il sera primordial de mobiliser des capitaux privés. Plusieurs obstacles imputables aux défaillances des marchés et de l'action publique, en particulier les subventions aux énergies fossiles, l'insuffisance des politiques de soutien ainsi que les barrières aux investissements et aux échanges internationaux, continuent d'entraver l'investissement dans les énergies renouvelables. Pour faciliter l'investissement dans les énergies propres, les autorités des pays destinataires ont donc un rôle crucial à jouer en se dotant de cadres d'action clairs et prévisibles.

Les Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre aident les États - qu'il s'agisse de pays développés, d'économies émergentes ou de pays en développement - à identifier les moyens d'inciter les entreprises privées à financer et à développer les infrastructures énergétiques propres. Elles proposent aux décideurs une liste de thèmes et de questions à prendre en considération pour accroître l'investissement privé dans les énergies propres, notamment dans la production d'électricité d'origine renouvelable et dans l'amélioration du rendement énergétique du secteur de l'électricité. Ces thèmes et questions concernent les domaines suivants :

- politique d'investissement ;
- promotion et facilitation de l'investissement ;
- politique de la concurrence ;

- politique relative aux marchés financiers ; et
- gouvernance publique.

D'autres domaines d'action et questions transversales sont également abordées (par exemple, la coopération régionale en faveur du développement d'une infrastructure énergétique propre) (voir le tableau R.1).

Tableau R.1 **Domaines couverts par les Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre**

Domaines d'action	Questions/thèmes que les décideurs doivent examiner	Objectif global
1. Politique d'investissement	<ul style="list-style-type: none"> • Non-discrimination entre investisseurs nationaux et étrangers • Droits de propriété intellectuelle • Exécution des contrats 	La qualité des politiques d'investissement influe directement sur les décisions de tous les investisseurs, petits ou grands, nationaux ou étrangers. La transparence, la protection de la propriété et la non-discrimination sont des principes de la politique d'investissement qui sous-tendent les efforts visant à créer un climat d'investissement sain, au bénéfice de tous.
2. Promotion et facilitation de l'investissement	<ul style="list-style-type: none"> • Tarification du carbone et élimination des subventions aux énergies fossiles • Objectifs politiques à long terme • Politiques incitatives pour l'investissement • Délivrance de permis • Cohérence et coordination des politiques 	Les mesures de promotion et de facilitation de l'investissement, y compris les incitations, peuvent être des leviers efficaces pour attirer les investissements à condition qu'elles aient pour objectif de corriger les défaillances du marché et qu'elles soient conçues de façon à rehausser les atouts du cadre d'investissement d'un pays.
3. Politique de la concurrence	<ul style="list-style-type: none"> • Structure du marché de l'électricité • Non-discrimination dans l'accès aux financements • Autorité de la concurrence 	La politique de la concurrence favorise l'innovation et contribue à l'établissement de conditions propres à attirer de nouveaux investissements. Une saine politique de la concurrence contribue aussi à diffuser dans l'ensemble de la société les avantages plus larges de l'investissement.

Tableau R.1 Domaines couverts par les Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre (cont.)

4. Politique relative aux marchés financiers	<ul style="list-style-type: none"> • Accès aux financements • Outils et instruments financiers spécifiques • Renforcement des marchés financiers dans un pays 	Le bon fonctionnement des marchés financiers peut contribuer de manière décisive à offrir aux investisseurs nationaux et étrangers des débouchés plus vastes et attrayants.
5. Gouvernance publique	<ul style="list-style-type: none"> • Qualité de la réglementation du marché de l'électricité • Gouvernance à plusieurs niveaux 	L'intégrité du secteur public et la qualité de la réglementation sont deux aspects de la gouvernance publique qui influent de façon décisive sur la confiance et les décisions de tous les investisseurs, et qui déterminent les avantages de l'investissement sur le plan du développement.
6. Questions transversales	<ul style="list-style-type: none"> • Coopération régionale • Partenariats public-privé (gouvernement d'entreprise) • Politique commerciale 	Une meilleure prise en compte des questions transversales renforce la cohérence des politiques.

Source : D'après OCDE (2006), *Cadre d'action pour l'investissement*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264018471-en>.

Malgré la diversité des thèmes abordés, les *Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre* n'énumèrent pas de façon exhaustive les questions à prendre en compte en vue d'accroître cet investissement et ne suivent pas la logique d'une solution unique. Il est dans l'ordre des choses que, selon leur niveau de développement technologique et économique, les pays se sentent plus ou moins concernés par les points soulevés. Chaque contexte étant différent, les *Lignes directrices* devront être adaptées en fonction des besoins spécifiques aux pays. En définitive, elles doivent servir de boîte à outils aux pouvoirs publics et offrir un fondement solide au dialogue à engager avec l'ensemble des parties prenantes en vue d'intensifier l'investissement privé dans les énergies propres pour notamment permettre au plus grand nombre d'avoir accès à l'énergie.

1. Politique d'investissement

Toute politique visant à favoriser l'investissement, dans les énergies propres ou un autre secteur, repose sur une série de principes parmi lesquels figurent la non-discrimination, la protection des investisseurs et la transparence. Comme le secteur de l'énergie est généralement moins ouvert à l'investissement direct étranger (IDE), il convient tout particulièrement d'évaluer les restrictions à la participation étrangère dans les énergies propres ainsi que leurs retombées économiques et environnementales. Vu l'importance des risques politiques, réglementaires et financiers pesant sur l'investissement dans les énergies propres, l'exécution des contrats revêt une importance cruciale. En outre, la localisation des sources d'énergie renouvelables impose que des efforts particuliers soient consentis pour garantir un accès fiable et pérenne aux terrains et aux sites (y compris dans le cas des projets d'éoliennes en mer).

Promouvoir l'égalité de traitement entre investisseurs nationaux et étrangers dans les énergies propres

- Dans quelle mesure les investisseurs étrangers se heurtent-ils à des barrières plus élevées dans les énergies propres que dans les autres branches de l'économie ?
- Les investisseurs étrangers sont-ils soumis à des contraintes telles qu'une exigence de contenu local ? Dans l'affirmative, quels sont les buts de ces contraintes et l'État envisage-t-il d'autres solutions pour les atteindre ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour évaluer et éliminer les entraves à l'investissement étranger ?

Droits de propriété intellectuelle

- Quelles mesures l'État prend-il pour protéger les droits de propriété intellectuelle attachés aux technologies d'énergie propre ? Quelles mesures prend-il pour faciliter le dépôt de brevets dans les énergies propres ? A-t-il institué une procédure accélérée pour raccourcir le délai d'obtention d'un brevet ?

Exécution des contrats et droits fonciers

- Quelles mesures l'État prend-il pour garantir l'exécution des contrats conclus entre les producteurs d'énergie propre et leurs partenaires ? En cas de différend, les jugements sont-ils rendus publics ?
- Quelles mesures les administrations centrales et/ou infranationales prennent-elles pour faciliter l'accès aux terrains nécessaires au déploiement des énergies renouvelables ?

2. Promotion et facilitation de l'investissement

L'investissement national et étranger dans les énergies renouvelables reste bridé par les carences des marchés et de l'État. C'est le cas notamment lorsque la politique de l'environnement n'intègre pas suffisamment les externalités - comme les émissions de gaz à effet de serre (GES) et la pollution de l'air - dans le prix des énergies fossiles et qu'elle rend plus avantageux d'investir dans une infrastructure énergétique à forte intensité de carbone que dans une infrastructure énergétique propre. Les États devront non seulement améliorer les conditions de l'investissement à l'échelle nationale, mais aussi promouvoir et faciliter les investissements dans les énergies propres, notamment en détournant l'investissement des énergies conventionnelles au profit des énergies propres. Pour ce faire, plusieurs mesures doivent être prises de manière coordonnée : abolir les subventions aux énergies fossiles tout en veillant à réduire au minimum les éventuels effets dommageables sur les populations les plus défavorisées, fixer le prix des émissions de carbone, définir des objectifs à long terme robustes et crédibles en faveur des énergies propres, mettre en place en temps utile des incitations ciblées, limitées dans le temps et bien conçues pour les investissements dans les énergies propres, faciliter l'obtention d'autorisations dans les projets d'énergie renouvelable et, surtout, aligner les mesures relatives aux énergies propres sur les politiques plus générales qui sont menées à l'échelle nationale.

Éliminer les subventions aux énergies fossiles et fixer le prix du carbone

- Quelles mesures l'État prend-il pour éliminer les subventions aux énergies fossiles qui sont inefficaces ?
 - Le niveau de ces subventions et leur efficacité font-ils l'objet d'un suivi régulier ?
 - Quelles mesures l'État prend-il pour les éliminer de façon graduelle et transparente ?
- Un prix a-t-il été fixé pour les émissions de carbone ?
 - Quelles mesures l'État prend-il pour faire en sorte que le prix des émissions de carbone soit déterminé de manière transparente, crédible et prévisible ?
 - Existe-t-il un mécanisme de marché (taxe carbone ou système d'échange de quotas d'émission) qui permette de fixer le prix du carbone ?
 - Dans l'affirmative, comment l'État alloue-t-il les droits d'émission ?
 - Le système est-il bien conçu ? Comment le niveau des prix est-il déterminé ? Le prix du carbone est-il suffisamment élevé ?
- Est-il prévu de lier le marché national du carbone à d'autres marchés du carbone ? Dans l'affirmative, comment aborde-t-il la question de la fongibilité des crédits de carbone ?

Définir des objectifs à long terme pour promouvoir l'investissement dans les énergies propres

- L'État a-t-il arrêté des objectifs à long terme pour la réduction des émissions de carbone ? Dans l'affirmative, quelle est la nature de ces objectifs et sont-ils liés à des accords internationaux ?
- L'État a-t-il fixé des objectifs pour le déploiement des énergies renouvelables ? Dans l'affirmative, comment ont-ils été définis ? Quels secteurs couvrent-ils (par exemple, production d'électricité, production de chaleur, carburants) ?

Incitations publiques à l'investissement dans une infrastructure énergétique propre

- Quelles incitations financières et réglementaires l'État offre-t-il pour encourager l'investissement dans la production d'électricité propre, notamment la production indépendante d'électricité ? Ces incitations sont-elles bien ciblées et limitées dans le temps ? Font-elles l'objet d'un examen régulier ?
- Quelles incitations réglementaires et financières l'État offre-t-il aux exploitants du réseau de transport d'électricité pour qu'ils le développent et l'améliorent, notamment en développant la production décentralisée ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour apporter un soutien clair, crédible et cohérent ?
- La réglementation est-elle aisément accessible et compréhensible pour tous les investisseurs ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour faire appliquer les politiques et la réglementation ?

Octroi de permis pour les projets d'énergie renouvelable

- Quelles mesures l'État prend-il pour faciliter la délivrance des permis dans les projets d'énergie renouvelable ?
- Un guichet unique a-t-il été créé pour encourager l'investissement et, dans l'affirmative, comprend-t-il les compétences techniques et l'autorité nécessaires pour faciliter la délivrance des permis ?

Cohérence, coordination et suivi des politiques

- Quelles mesures l'État prend-il pour inscrire la politique en faveur des énergies propres dans un cadre stratégique englobant les infrastructures nationales, l'énergie, l'environnement et le climat ?
- L'achat d'énergie propre procède-t-il d'une stratégie à long terme de développement des infrastructures du réseau électrique ?
- Les objectifs à long terme dans le domaine des sources d'énergie propres sont-ils adossés à des stratégies d'accroissement des capacités ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour assurer le suivi du déploiement des infrastructures énergétiques propres et vérifier que les objectifs sont atteints ? Les mesures de soutien sont-elles ajustées au vu des progrès réalisés ?

3. Politique de la concurrence

L'investissement dans les énergies propres s'inscrit fréquemment dans une situation de concurrence imparfaite, dans laquelle une entreprise publique occupe depuis longtemps une position dominante sur le marché. C'est pourquoi les décideurs politiques qui cherchent à accroître les investissements dans les infrastructures énergétiques propres devront s'interroger sur les moyens d'assurer des conditions de concurrence égales tant entre les producteurs d'électricité indépendants et les entreprises publiques qu'entre ces dernières et les autres exploitants de réseau. Une première étape consiste souvent à travailler en partenariat avec les services publics d'électricité pour concevoir et mettre en œuvre des politiques et des solutions technologiques en matière d'énergies propres, et notamment une législation régissant la fourniture d'électricité indépendante. Une deuxième étape peut consister à opérer une séparation structurelle plus poussée du secteur de l'électricité, qui encourage de multiples acteurs à se lancer non seulement dans la production d'électricité, mais aussi dans son transport et sa distribution. Comme on le verra plus loin, différents facteurs, parmi lesquels la taille du marché intérieur, déterminent si une telle approche est souhaitable et efficace. Les coûts et les avantages associés doivent faire l'objet d'une évaluation préalable minutieuse. Rendre les conditions de concurrence plus équitables dans l'optique d'une participation privée aux marchés de l'électricité suppose également de garantir un traitement égal aux producteurs d'électricité indépendants, et de faire en sorte que les autorités de la concurrence et le régulateur du secteur jouissent des moyens et de l'indépendance voulus pour appliquer efficacement la réglementation.

Promouvoir une séparation effective du secteur de l'électricité

- Où en est l'État dans la séparation structurelle du secteur de l'électricité entre production, transport et distribution ?
- L'État veille-t-il à ce que les producteurs d'électricité renouvelable jouissent d'un accès non discriminatoire au réseau et à ce que cet accès soit garanti et respecté ? Si tel est le cas, de quelle manière ?
- Comment les coûts de raccordement au réseau sont-ils répartis entre les divers acteurs ? Quelles mesures l'État prend-il pour abaisser les

barrières auxquelles les producteurs d'électricité renouvelable se heurtent à l'entrée ?

- Le réseau électrique est-il ouvert aux investissements privés, y compris dans les domaines du transport et de la distribution ?
- Un marché de gros a-t-il été mis en place dans le secteur de l'énergie ? Dans l'affirmative, comment l'État veille à ce que ce marché puisse faire face à une augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour que les producteurs d'électricité indépendants puissent vendre aux clients de leur choix ?

Instaurer des conditions de concurrence égales pour les investisseurs publics et privés dans les infrastructures énergétiques propres

- Les investisseurs privés jouissent-ils d'un accès non discriminatoire aux financements ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour veiller à ce que les entreprises publiques et les investisseurs privés soient traités sur un pied d'égalité dans le domaine de l'approvisionnement énergétique ?
- Quand il lance des appels d'offre, comment l'État veille-t-il à la non-discrimination entre soumissionnaires ?
 - Si un traitement préférentiel est accordé aux entreprises publiques ou à certains acteurs, les motifs en sont-ils clairement expliqués ?
 - Quelles mesures l'État a-t-il prises pour assurer le respect des principes de transparence et d'équité procédurale à l'égard de tous les soumissionnaires ?

Autorité de la concurrence

- Existe-t-il une autorité de la concurrence ?
- Celle-ci dispose-t-elle de ressources et connaissances techniques suffisantes pour statuer en toute connaissance de cause sur d'éventuelles atteintes à la concurrence dans le secteur de l'électricité ?
- Les compétences de l'autorité de la concurrence et de l'autorité de réglementation du secteur énergétique sont-elles clairement définies, si bien que les politiques gagnent en cohérence et que l'indépendance de ces deux organismes est garantie ?

4. Politique relative aux marchés financiers

Pour construire les infrastructures indispensables aux énergies propres, les promoteurs de projets doivent pouvoir bénéficier de solutions abordables de financement sur le long terme. Cependant, dans certains pays, l'accès aux financements de long terme est entravé par l'étroitesse et l'illiquidité des marchés financiers. Il arrive aussi que de nombreux pays en développement aient du mal à accéder aux marchés de capitaux internationaux. Ces handicaps peuvent être encore plus pénalisants dans le cas des projets d'infrastructures énergétiques propres, les prêteurs étant parfois réticents à mettre des fonds à disposition du fait d'une connaissance insuffisante des marchés locaux et de l'existence d'un risque technologique non négligeable. Pour garantir l'accessibilité du financement, les autorités des pays en développement, en particulier, doivent combiner une stratégie à court terme visant à faciliter l'accès aux financements internationaux et une stratégie à plus long terme pour s'attaquer à tout l'éventail des risques et contraintes qui renchérissent le financement des énergies propres : le développement insuffisant du marché financier national, les risques informationnels, sociaux ou comportementaux liés au financement des énergies propres, et la rareté des produits financiers susceptibles de répondre aux besoins de financement du secteur.

Faciliter l'accès aux financements

- Comment les infrastructures énergétiques propres sont-elles actuellement financées ?
- Les investisseurs nationaux et étrangers peuvent-ils accéder aux financements domestiques de long terme à des taux abordables ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour faciliter l'accès aux marchés de capitaux internationaux et attirer les financements internationaux de long terme ? Cherche-t-il à obtenir d'une agence d'évaluation financière internationale une note classant sa dette souveraine dans les placements sans risque ?

Incitations ciblées

- L'État offre-t-il un soutien financier ciblé en faveur des énergies renouvelables ? Ce soutien est-il limité dans le temps et ses bénéficiaires sont-ils judicieusement ciblés ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour amener les investisseurs institutionnels à miser sur les infrastructures liées aux énergies propres ?

Renforcer les marchés financiers nationaux

- Quelles mesures l'État prend-il pour développer et renforcer les marchés financiers nationaux ?

5. Gouvernance publique

Vu le nombre des domaines d'action et des autorités publiques potentiellement associés aux efforts visant à amplifier les effets de l'investissement dans une infrastructure énergétique propre, une bonne gouvernance publique est un levier indispensable. Cette section met l'accent sur plusieurs domaines de gouvernance publique qui revêtent une importance particulière pour l'investissement dans les énergies propres. Plusieurs de ces thèmes, comme la gouvernance des marchés de l'électricité, sont spécifiques au secteur de l'énergie. D'autres, comme les règles d'urbanisme et la coordination entre les différents échelons territoriaux de la gouvernance, concernent plus généralement la politique d'infrastructures mais exigent un soin tout particulier eu égard aux énergies propres.

Gouvernance du marché de l'électricité

- Quelles mesures l'État prend-il pour garantir l'indépendance de l'autorité de réglementation du marché de l'électricité, notamment son indépendance budgétaire vis-à-vis des ministères opérationnels et de la nomination de ses dirigeants sans ingérence politique ?

Planification et déploiement du réseau électrique

- Quelles mesures l'État prend-il pour dresser la carte de ses ressources énergétiques ?

- Si cette cartographie a été entreprise, comment l'État s'en sert-il pour influencer sur la production d'électricité et la planification du réseau et pour assurer la coordination entre les diverses collectivités territoriales ?
- Les résultats de la cartographie sont-ils mis à la disposition de toutes les parties prenantes ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour coordonner le déploiement du réseau électrique avec la production d'électricité propre ?

Coordination entre les différents niveaux de la gouvernance

- Quelles mesures l'État a-t-il prises pour faire concorder les politiques nationales et infranationales susceptibles d'affecter l'investissement dans les énergies propres ?
- Comment l'État coordonne-t-il le développement d'une infrastructure énergétique propre entre autorités nationales et infranationales ?
- L'État exploite-t-il le potentiel des grandes villes et métropoles de manière à faciliter l'investissement dans les énergies propres ?

6. Autres politiques et thèmes transversaux

Coopération régionale

- Comment l'État dialogue-t-il avec les partenaires de sa région en vue d'approfondir les marchés financiers régionaux ?
- Une approche régionale est-elle mise en œuvre pour faciliter l'extension du réseau énergétique ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour faire avancer l'intégration régionale des marchés nationaux de l'électricité ?

Choisir entre financement public et privé de l'infrastructure énergétique propre et appliquer ce choix

- Quelle est l'expérience des entreprises publiques (et des producteurs d'électricité indépendants) en matière de promotion des énergies propres ?
- Quand il s'engage dans des partenariats public-privé, que fait l'État pour obtenir le meilleur rapport coût-efficacité possible ?

- Existe-t-il un cadre juridique et réglementaire bien défini, tant pour la passation des marchés publics que pour les PPP, et le secteur public est-il apte à l'appliquer ?

Les énergies propres et l'Organisation mondiale du commerce

- Quel est le degré d'implication du gouvernement dans les discussions et les négociations internationales sur le commerce et les technologies liées aux énergies propres ?

Introduction

Garantir l'accès universel à des services énergétiques modernes fait partie des objectifs fixés par le Secrétaire général des Nations Unies pour parvenir à une « Énergie durable pour tous » à l'horizon 2030. La réalisation de cet objectif nécessitera d'avoir investi au total près de 1 000 milliards USD en 2030 (soit environ 49 milliards USD par an en moyenne entre 2011 et 2030 ; AIE, 2012a). Sans cela, un milliard de personnes - vivant pour la plupart en Afrique sub-saharienne - n'auront toujours pas accès à l'énergie en 2030 (AIE, 2011d). Pourtant, lorsque le Sommet Rio+20 s'est tenu en 2012, les promesses d'investissement communiquées au Secrétaire général des Nations Unies ne représentaient que 3% environ du montant nécessaire (AIE, 2012a). Il faudra en outre investir plus massivement encore dans les infrastructures énergétiques des marchés émergents afin de soutenir leur expansion. D'après les prévisions, les pays émergents pèseront en 2050 presque 40 % du PIB mondial, ce qui entraînera un gonflement considérable de la demande d'énergie (OCDE, 2012b). De fait, les pays non membres de l'OCDE seront à l'origine d'environ 96 % de la hausse prévue de la demande mondiale d'énergie primaire entre 2010 et 2035 (AIE, 2012a). En conséquence, près des deux tiers des investissements à réaliser dans les infrastructures énergétiques (37 000 milliards USD entre 2012 et 2035) concerneront les pays non membres de l'OCDE (New Policies Scenario ; AIE, 2012a).

Pendant longtemps, la hausse de la demande d'énergie a été principalement couverte par les énergies fossiles. Ces dernières prédominent dans le bouquet énergétique et la production d'électricité de la quasi-totalité des régions (AIE, 2012a)¹. Cette domination, en particulier dans les pays mal dotés en ressources fossiles, tient à des considérations historiques (par exemple, durée sur laquelle les conséquences des choix d'infrastructures se font sentir, bas niveau des prix de l'énergie dans les années 1980-90), mais aussi à certaines distorsions de marché qui ont avantagé les énergies fossiles de façon disproportionnée telles que les subventions aux énergies fossiles et le fait que les retombées de l'utilisation d'énergies fossiles sur l'environnement (externalités) ne soient pas incluses dans leur coût de revient complet.

Pour atténuer le changement climatique, il faut détourner l'investissement de l'infrastructure à forte intensité de carbone au profit de l'infrastructure sobre en carbone. Si les États n'interviennent pas, les émissions de carbone imputables à la hausse mondiale de la consommation d'énergie entraîneront une élévation de la température mondiale comprise entre 3 °C et 6 °C d'ici à 2100. Une telle évolution serait lourde de conséquences sur l'environnement, notamment du fait de la multiplication des phénomènes météorologiques extrêmes, dont les pays en développement sont les premiers à pâtir. Elle aurait aussi des répercussions économiques. Selon certaines estimations, le coût de l'inaction face au changement climatique pourrait représenter pas moins de 14 % de la consommation mondiale moyenne par habitant à l'horizon 2050 (Stern *et al.*, 2006 ; OCDE, 2012b). En outre, plus la transition énergétique est différée, plus son coût sera élevé pour les pays qui continuent à investir dans la production d'électricité d'origine fossile (OCDE, 2012b). À retarder l'action, on risque également de devoir faire face à des risques environnementaux plus importants et à une vulnérabilité accrue de l'environnement aux effets du changement climatique, ce qui nécessitera d'intensifier les efforts d'adaptation aux inévitables modifications du climat (OCDE, 2012b). Dans ces conditions, il est nécessaire d'investir dans les énergies propres², c'est-à-dire dans les projets qui feront croître la part de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables (énergie solaire, éolienne, hydraulique et géothermique, ou encore la biomasse) ou qui permettront de réaliser des économies d'énergie.

La transition vers une économie à bas carbone offre aussi des débouchés aux pays en développement. Premièrement, une dépendance excessive à l'égard des énergies fossiles rend les pays importateurs plus vulnérables aux fluctuations des prix de l'énergie et des matières premières, ce qui nuit à leur sécurité énergétique³. Deuxièmement, une augmentation graduelle de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie peut aussi atténuer les tensions budgétaires dans les pays où les énergies fossiles sont subventionnées, puisque le coût de ces aides devrait croître de 60 % au cours des dix prochaines années dans les pays émergents et en développement (AIE, 2011d). Troisièmement, cette transition pourrait rendre l'énergie plus accessible dans les régions rurales et reculées dans la mesure où la production d'électricité renouvelable est plus décentralisée que celle d'origine fossile. Quatrièmement, elle pourrait encourager l'investissement étranger. C'est en 2010 que, pour la première fois dans l'histoire, les pays en développement ont capté plus d'investissements que les économies développées pour la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables (REN21, 2011).

Selon les pays, les avantages de l'investissement dans les énergies propres pourraient progressivement l'emporter sur les coûts. Les technologies d'énergie propre ont suivi une courbe d'apprentissage exceptionnellement favorable au cours des dix dernières années⁴. Les retombées de ces investissements varieront selon les pays. Les pays importateurs de pétrole verront leur sécurité énergétique s'accroître et les budgets publics devenir moins sensibles aux fluctuations du prix de l'énergie. Les pays dotés d'une infrastructure énergétique relativement peu développée pourront ainsi réussir un saut de génération en entrant de plain-pied dans l'ère des technologies d'énergie propre et, ainsi, ne pas être prisonniers d'infrastructures à forte intensité de carbone. Enfin, les pays qui attirent déjà des investissements dans les énergies propres auraient une occasion de se positionner dans la chaîne de valeur internationale d'un secteur en plein essor.

Les besoins de financement afférents à cette transition vers une économie à bas carbone sont substantiels. Dans une étude récente, l'AIE estime que les investissements supplémentaires requis pour bâtir un secteur de l'énergie à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 se chiffrent à 36 000 milliards USD, sur lesquels 7 350 milliards USD devront être consacrés à la production d'électricité (AIE, 2012b). Cette même étude montre que, sur le long terme, les avantages d'une baisse des émissions de carbone dans le secteur énergétique seront supérieurs à ses coûts, avec à la clef une économie nette de 5 000 milliards USD. Mais, du point de vue financier, il ne sera pas aisé de mobiliser ces investissements supplémentaires, notamment dans les pays en développement. De fait, de nombreux pays ont déjà du mal à financer leurs infrastructures. Par exemple, en Afrique, le déficit de financement dans le secteur électrique représentait 71 % des besoins en investissement en 2009 (Foster et Briceño-Garmendia, 2010). L'Asie du Sud n'est guère mieux lotie puisque l'on estime que, dans des pays comme le Bangladesh, plus de 60 % des investissements nécessaires à la production d'électricité sur la période 2011-2015 (ESMAP, 2009) ne sont pas financés.

À eux seuls, les investissements publics ne permettront pas de répondre à ces besoins. À l'échelon national, les contraintes budgétaires empêchent déjà certains pays en développement de financer la totalité des investissements dont ils ont besoin pour leurs infrastructures énergétiques et la hausse de la demande d'énergie va probablement creuser ce déficit de financement. À l'échelon international, il y a fort à parier que la crise financière va compromettre l'augmentation globale de l'aide publique au développement (APD), en particulier dans le secteur énergétique⁵.

C'est pourquoi engager la transition vers les énergies propres exige de faire appel à l'investissement privé, tant au niveau national qu'à l'échelle

internationale. De fait, comme un grand nombre de pays en développement sont dotés d'un marché financier encore peu liquide, ils ne sont pas en mesure de financer eux-mêmes la mise à niveau de leurs infrastructures.

Il faudra aussi que les financements publics servent de catalyseur pour l'investissement privé dans les énergies propres, sans pour autant évincer les financements privés. Au niveau des projets, il est possible d'y parvenir en combinant des garanties avec d'autres mécanismes de financement (par exemple des fonds d'investissement, des crédits export, etc.) de manière à diminuer le coût de financement des promoteurs privés. Même si ce soutien public, apporté au niveau des projets, a son importance et peut aider à lever une partie des risques inhérents à ceux-ci, il est peu probable qu'il suffise pour maintenir et accroître les investissements privés, tant nationaux qu'étrangers, dans les infrastructures énergétiques de telle sorte qu'ils atteignent le niveau requis. Plutôt que de procéder au cas par cas, il convient de suivre une démarche globale en instaurant le cadre institutionnel et les régimes d'investissement voulus pour optimiser la participation du secteur privé à l'investissement dans une infrastructure énergétique propre. Les coûts de financement élevés découlent en définitive d'un large éventail de risques et d'obstacles parfois plus marqués sur les marchés émergents : on songe bien sûr aux risques financiers et au risque souverain, mais aussi aux carences de la politique nationale en faveur des énergies propres, au manque de transparence des procédures d'autorisation, ainsi qu'au profil de crédit - qui laisse souvent à désirer - de l'entreprise nationale de service public et/ou de son repreneur. Les décideurs peuvent *in fine* abaisser les coûts de financement en agissant sur ce type de risques (PNUD, 2013).

Le choix entre énergies propres et énergies conventionnelles est crucial et suppose une réflexion stratégique. Vu que les infrastructures énergétiques sont exploitées sur de très longues périodes et qu'il peut s'écouler beaucoup de temps entre le moment où un projet est planifié et mis à exécution, il est généralement difficile de revenir en arrière une fois le choix arrêté sur le type d'infrastructure énergétique à construire, ce qui, à long terme, est lourd de conséquences sur la maîtrise de l'énergie et la résilience au changement climatique. C'est pour faciliter ce choix crucial que les *Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre* tentent d'aider les États à identifier les moyens de faire participer les entreprises privées au développement et au financement d'une infrastructure énergétique propre.

Bien qu'elles couvrent un large éventail de questions, les Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre ne suivent pas la logique d'une solution unique. Il est dans l'ordre des choses que, selon leur niveau de développement technologique et économique, les pays se sentent plus ou moins concernés par les points

soulevés. Chaque contexte étant différent, les *Lignes directrices* devront être adaptées en fonction des besoins spécifiques aux pays. En définitive, elles doivent servir de boîte à outils aux pouvoirs publics et offrir un fondement solide au dialogue à engager avec l'ensemble des parties prenantes en vue d'intensifier l'investissement privé dans les énergies propres pour ainsi, notamment, permettre au plus grand nombre d'avoir accès à l'énergie.

Les décideurs trouveront ci-après la liste des thèmes et questions clés à examiner pour accroître les investissements privés dans les énergies propres, notamment dans les domaines ci-après : politique d'investissement ; promotion et facilitation de l'investissement ; politique de la concurrence ; politique relative aux marchés financiers et gouvernance publique. S'y ajoutent d'autres domaines d'action et thèmes transversaux (comme la coopération régionale en faveur d'une infrastructure énergétique propre).

1. Politique d'investissement

Toute politique visant à favoriser l'investissement, dans les énergies propres ou un autre secteur, repose sur une série de principes parmi lesquels figurent la non-discrimination, la protection des investisseurs et la transparence. Comme le secteur de l'énergie est généralement moins ouvert à l'investissement direct étranger (IDE), il convient tout particulièrement d'évaluer les restrictions à la participation étrangère dans les énergies propres ainsi que leurs retombées économiques et environnementales. Vu l'importance des risques politiques, réglementaires et financiers pesant sur l'investissement dans les énergies propres, l'exécution des contrats revêt une importance cruciale. En outre, la localisation des sources d'énergie renouvelables impose que des efforts particuliers soient consentis pour garantir un accès fiable et pérenne aux terrains et aux sites (y compris dans le cas des projets d'éoliennes en mer).

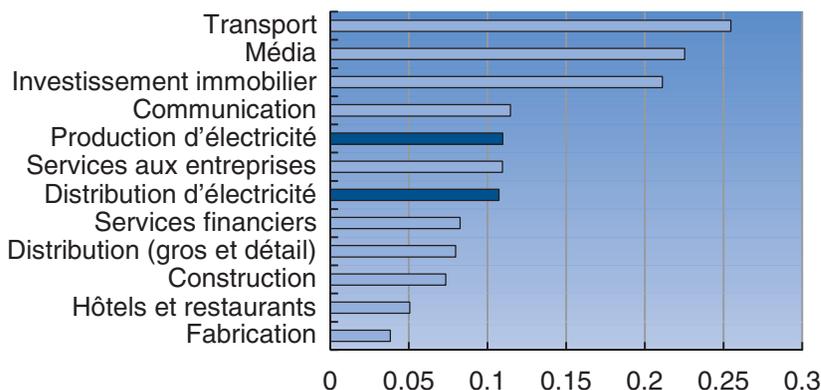
Promouvoir l'égalité de traitement entre investisseurs nationaux et étrangers dans les énergies propres

1.1 Dans quelle mesure les investisseurs étrangers se heurtent-ils à des barrières plus élevées dans les énergies propres que dans les autres branches de l'économie ? Quelles mesures l'État prend-il pour éliminer les entraves à l'investissement étranger ?

Les restrictions sur l'investissement direct étranger (IDE) dans le secteur de l'électricité en général et dans les énergies propres en particulier risquent de limiter les flux d'investissement à un niveau en deçà de l'optimum et de brider le transfert de savoir-faire et le déploiement de technologies dans les domaines des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Des preuves empiriques réunies par l'OCDE et la Banque mondiale montrent de façon constante que le secteur de l'électricité est généralement moins ouvert aux participations étrangères que les autres branches (graphique 1.1).

Graphique 1.1 **Indice de restrictivité de la réglementation de l'IDE⁶ dans les secteurs secondaire et tertiaire**

(marché ouvert = 0 ; marché fermé = 1)



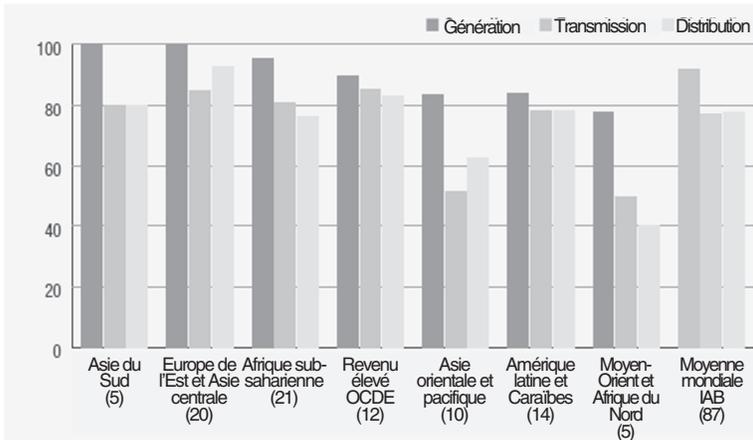
Source : D'après OCDE, base de données de l'indice de restrictivité de la réglementation de l'IDE, octobre 2013.

Alors que, dans ses grandes lignes, le secteur de l'électricité se caractérise par des restrictions à l'investissement direct étranger assez sévères, la production d'électricité est généralement plus ouverte aux prises de participation étrangères que le transport et la distribution. Le fait que la production d'électricité soit un peu moins fermée à l'IDE est compréhensible dans la mesure où la plupart des pays ont commencé à découper le secteur de l'électricité en libéralisant la production tandis que, en vertu du Modèle de l'acheteur unique, le contrôle du transport et de la distribution par une entreprise de service public verticalement intégrée est maintenu. Cette libéralisation plus poussée de la production d'électricité (graphique 1.2) pourrait être la cause de l'ouverture nettement plus prononcée de la plupart des régions aux participations étrangères dans les énergies alternatives (graphique 1.3). On constate des exceptions dans le cas où les investisseurs privés, tant nationaux qu'étrangers, sont exclus totalement ou partiellement de la production d'électricité, y compris à partir de sources d'énergie renouvelables.

Réaliser la séparation structurelle du secteur énergétique (voir le chapitre 3) et ouvrir la production d'électricité à des producteurs indépendants est une première étape nécessaire pour faciliter l'investissement privé dans une infrastructure énergétique propre. Il en va ainsi pour l'investissement des acteurs tant nationaux qu'étrangers. Les barrières à l'entrée et restrictions courantes sur la liberté d'établissement mises en lumière par l'Indice de restrictions réglementaires à l'IDE compilé par l'OCDE et par la Banque mondiale dans son rapport *Investing Across Borders* (IAB) sont parfois complétées par d'autres discriminations portant sur l'accès à l'ensemble du spectre des politiques de soutien destinées à encourager l'investissement dans les énergies propres (voir le chapitre 2). Dans certains pays, les investisseurs étrangers doivent limiter leurs prises de participation dans les énergies propres à un certain niveau pour bénéficier du tarif d'achat ou avoir accès à des certificats d'investissement (SEDA, 2012). L'imposition de seuils d'investissement pour avoir droit à un certificat d'investissement peut avoir un effet dissuasif sur les petites entreprises, tant nationales qu'étrangères bien que les petits investisseurs soient souvent de puissants vecteurs d'innovation. L'instauration d'un accès différencié aux financements peut aussi opposer un obstacle efficace à la concurrence entre investisseurs nationaux et étrangers, de même qu'entre petites et moyennes entreprises et grandes entreprises, qu'elles soient nationales ou étrangères (voir le chapitre 3). Il faut veiller avec le plus grand soin à ne pas exclure non plus les petits investisseurs, nationaux ou étrangers des infrastructures énergétiques propres : ils seront les moteurs du développement d'infrastructures énergétiques diversifiées indépendantes du réseau, de même que celui de petites infrastructures d'alimentation. En plus des restrictions réglementaires à l'IDE, il arrive que les investissements dans les

énergies propres soient conditionnés par des obligations relatives aux effectifs ou, dans les activités manufacturières, des exigences de contenu local sous d'autres formes (OCDE, 2015, à paraître).

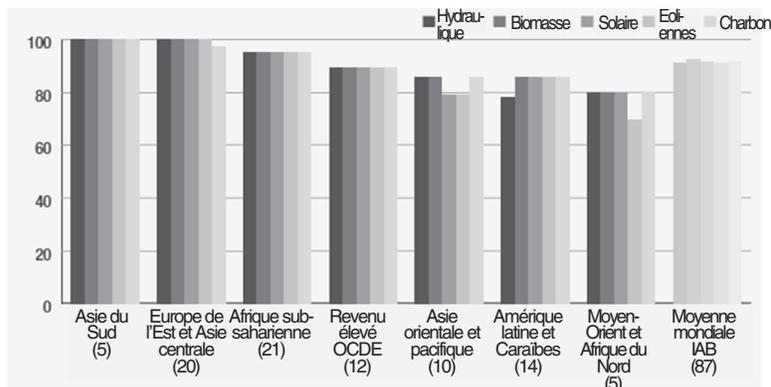
Graphique 1.2 Niveau des participations étrangères autorisées dans la production, le transport et la distribution d'électricité



Note : Ce graphique illustre la production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne ou hydraulique ou de biomasse. Les autres types d'énergies alternatives, comme la géothermie et les barrages hydrauliques, ne sont pas pris en considération.

Source : SFI (2010), *Investing Across Borders*, Société financière internationale, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC, (Indice de participations étrangères, 100 = participation étrangère à 100 % autorisée).

Graphique 1.3 L'IDE dans les énergies alternatives bienvenu dans la plupart des régions



Source : SFI (2010), *Investing Across Borders*, Société financière internationale, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC, (Indice de participations étrangères, 100 = participation étrangère à 100 % autorisée).

1.2 Dans un pays donné, les investisseurs sont-ils soumis à des mesures incitatives et politiques nationales telles qu'une exigence de contenu local ? Ces mesures sont-elles de nature à restreindre l'investissement ? Quels sont les buts de ces contraintes et l'État envisage-t-il d'autres solutions pour les atteindre ?

Pour de nombreux gouvernements, le gisement d'emplois que représentent les investissements dans les énergies propres est politiquement séduisant, de même que la possibilité d'accroître leur capacité de production industrielle et d'améliorer la compétitivité internationale des entreprises de leur pays (ces entreprises, bien souvent, appartiennent à l'État ou sont soutenues par lui). C'est ainsi que maints pays, membres de l'OCDE ou non, ont été amenés à opérer de bien des manières une discrimination entre investisseurs nationaux et étrangers.

*La réglementation, les mesures relatives aux échanges et les incitations nationales qui sont de nature à limiter l'investissement dans les énergies propres peuvent avoir des effets néfastes sur le choix d'une technologie et compromettre la pérennité de la politique budgétaire. Premièrement, une obligation de contenu local élevé ou des droits de douane dissuasifs sur les importations peuvent faire obstacle à un déploiement rapide et diversifié en le rendant dépendant de la chaîne d'approvisionnement locale, dont les capacités et la qualité peuvent être moindres que celles des importations. Deuxièmement, ces contraintes limitent la possibilité pour les investisseurs de tirer parti d'équipements fabriqués ailleurs et peut-être moins chers tout en rehaussant le montant des aides publiques nécessaires. Troisièmement, elles exposent les investisseurs à un risque technologique parce qu'ils sont dans bien des cas obligés de se fournir auprès de fabricants dont la technologie n'est pas éprouvée. Il en résulte un risque indirect de pertes de recettes et un renchérissement du coût des emprunts contractés par les promoteurs parce que les prêteurs peuvent se montrer réticents à financer ces projets. Quatrièmement, les mesures concernant les investissements qui sont liées au commerce des marchandises (MIC) telles que les obligations de contenu local sont aujourd'hui contestées en vertu des règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) et peuvent donner lieu à l'imposition de droits anti-dumping et droits compensateurs substantiels (Bahar *et al.*, 2013 ; OCDE, 2015). Ces risques envoient des signaux dissuasifs à long terme, qui découragent l'investissement. Enfin, les différences de traitement limitent les possibilités de coopération régionale pour le développement des énergies renouvelables (voir la section sur les autres politiques et thèmes transversaux).*

En réalité, les mesures visant à protéger l'industrie locale sont souvent impuissantes à favoriser la création d'emplois dans les énergies propres et

la création de valeur. À titre d'illustration, s'agissant des mesures pour protéger la technologie solaire, qui sont actuellement l'objet d'âpres débats au sein de l'OMC, la fabrication représente moins de 40 % du nombre total d'emplois liés à ce secteur. Du point de vue de l'emploi, il peut être plus efficace pour l'État – et pour les finances publiques – d'offrir des incitations claires au déploiement de ces technologies que de soumettre l'activité de fabrication à des mesures discriminatoires. De même, ces mesures n'accroissent pas nécessairement la valeur ajoutée du secteur : par exemple, près de 70 % de la valeur créée (en USD/MW installé) dans l'industrie solaire aux États-Unis se situe en aval de la phase de fabrication (CEEW et NRDC, 2012). Pourtant, en dépit des nombreux effets économiques dommageables que peut avoir une obligation de contenu local, les mesures discriminatoires – sous la forme de barrières tarifaires et non tarifaires – demeurent la règle plutôt que l'exception dans la plupart des pays, qu'ils adhèrent à l'OCDE ou non. Pour attirer des investisseurs privés tant étrangers que nationaux dans le cadre de projets relatifs aux énergies propres, les États devront éliminer graduellement ces mesures de façon claire et transparente.

Droits de propriété intellectuelle

1.3 Quelles mesures l'État prend-il pour protéger les droits de propriété intellectuelle attachés aux technologies d'énergie propre ?

Le niveau de protection des droits de propriété intellectuelle (DPI) joue un grand rôle dans les décisions d'investissement. Cela est particulièrement vrai pour les énergies propres parce que ces technologies sont gourmandes à la fois en recherche et en capital et les investisseurs tiennent à bénéficier des avantages de leurs innovations technologiques. Cependant, les DPI peuvent être perçus, dans le domaine des énergies propres, comme un obstacle aux transferts de technologie des pays développés et émergents vers ceux en développement.

La majeure partie des études sur la manière dont les DPI affectent les transferts de technologie dans les énergies propres demeure peu concluante à ce jour (OCDE, 2011c ; Hašičić *et al.*, 2010 ; PNUE, EPO, ICTSD, 2010), en partie à cause du manque d'informations disponibles et parce que les méthodologies ne sont pas toujours comparables. L'analyse des effets du régime des DPI sur l'innovation technologique et les transferts de technologie dans les énergies propres est un champ de recherche relativement nouveau et ce n'est que récemment que des études économétriques et empiriques exhaustives ont été entreprises.

Il est vraisemblable que l'importance des DPI et leur impact sur les transferts de technologie varient en fonction du contexte. Par exemple, dans les zones rurales reculées des pays à bas revenu, la nécessité d'ouvrir plus largement l'accès à l'énergie impose de déployer rapidement des technologies éprouvées pour les énergies renouvelables, pour lesquelles la protection par les DPI pourrait avoir moins d'importance. En fait, des travaux récents de l'OCDE montrent que, en Afrique, très peu de technologies d'atténuation du changement climatique et d'adaptation à celui-ci sont protégées par des DPI (Haščič *et al.*, 2012).

Au contraire, il est probable qu'un renforcement du régime des DPI joue un rôle positif dans les pays émergents. Si l'on prend en considération la production d'énergie à partir de déchets et de biomasse, les panneaux solaires, les piles à combustible et les énergies marine, hydrolienne, géothermique et éolienne, les pays émergents ont porté leur part dans les brevets déposés de 5 % à la fin des années 1990 à 20 % en 2008 (Copenhagen Economics, 2009). Une grande partie de cette croissance est imputable à la République populaire de Chine, mais si l'on se réfère à la part dans le nombre total de brevets déposés, plusieurs pays émergents et en développement se classent parmi les cinq premiers dans des domaines tels que l'énergie produite au moyen d'hydroliennes (Brésil et Inde) et de panneaux solaires photovoltaïques (Inde et Thaïlande) (Haščič *et al.*, 2010 ; OCDE, 2011c).

Comme, dans les énergies propres, deux tiers des demandes de brevets émanent de sociétés étrangères (OCDE, 2011c ; Haščič *et al.*, 2010 ; PNUE, EPO, ICTSD, 2010), une consolidation du régime des DPI pourrait inciter les concepteurs étrangers de technologies à les transférer vers ces marchés émergents. En outre, les pays émergents pourraient encourager l'innovation dans leur territoire (c'est-à-dire le dépôt de brevets par leurs entreprises) en confortant leur régime de DPI. Les dépôts de brevets par les entreprises nationales, en plein essor depuis peu (+33 % sur la dernière décennie), peuvent contribuer de façon appréciable au développement de l'innovation locale. À titre d'illustration, en Chine, près de 40 % des brevets déposés en 2008 dans le domaine des énergies propres étaient le fait de résidents (Copenhagen Economics, 2009). L'une des tendances les plus marquantes qui se sont fait jour récemment est le développement de la coopération internationale dans la recherche sur l'atténuation du changement climatique. Par exemple, une bonne part des inventions est due conjointement à l'Afrique du Sud et à l'Europe (bioénergies et énergie éolienne), à l'Inde et aux États-Unis (panneaux solaires photovoltaïques et éoliennes) et à la Chine et aux États-Unis (panneaux solaires photovoltaïques) (Haščič *et al.*, 2010 ; OCDE, 2011c).

1.4 Quelles mesures l'État prend-il pour faciliter le dépôt de brevets dans les énergies propres ? A-t-il institué une procédure accélérée pour raccourcir le délai d'obtention d'un brevet ?

*Eu égard à l'ampleur de la demande d'énergie et à sa croissance, les pays en développement auraient intérêt à envisager d'instituer une procédure accélérée pour les dépôts de brevets portant sur les énergies propres. Cette procédure pourrait s'inspirer du *Green Technology Pilot Program* des États-Unis, qui a permis de réduire de 6 % la durée nécessaire pour l'obtention définitive d'un brevet (Ciardullo, 2012). Cependant, il faut veiller avec soin, pendant la phase de conception de tels programmes, à concilier des contraintes contradictoires : 1) trouver un équilibre entre la quantité et la qualité des demandes de brevets et 2) trouver un équilibre entre la quantité de demandes de brevets et la capacité de l'administration d'en gérer le flux.*

Parallèlement, il importe que les gouvernements n'oublient pas que les DPI ne sont qu'un des outils du développement d'une infrastructure énergétique propre. Premièrement, toutes les technologies relatives aux énergies propres ne sont pas couvertes par des brevets ou par des DPI coûteux. Deuxièmement, même pour les DPI couvrant les procédés de production, il existe des moyens de contourner l'achat en direct des droits. Ainsi, par un contrat de licence⁷, le propriétaire d'un droit de propriété intellectuelle convient avec un partenaire que ce dernier lui paiera une redevance pour utiliser la technologie couverte par son brevet. Le tableau 1.1 ci-dessous présente les résultats d'une enquête menée auprès de 160 organismes (publics, privés et universitaires) au sujet du rôle de plusieurs facteurs macro-économiques dans la décision d'accorder des licences et autres droits de propriété intellectuelle collaboratifs dans des pays en développement. Comme le montre le tableau, si un quart des personnes interrogées a déclaré que la protection des DPI était un motif décisif pour conclure un accord, elles sont plus de 40 % à reconnaître que l'existence de conditions de marché favorables (44 %) et un climat des affaires propice à l'investissement (40 %) ont joué un rôle significatif dans leur décision. C'est pourquoi des progrès sur ces autres points peuvent aussi aider à attirer des investissements dans les énergies propres.

Tableau 1.1 Poids respectif de différents paramètres macro-économiques dans la décision de conclure avec des pays en développement des contrats de licence et autres accords de collaboration en matière de droits de propriété intellectuelle

	Protection de la propriété intellectuelle	Infrastructures, capacités scientifiques et capital humain	Conditions de marché favorables	Climat favorable à l'investissement
N'entre pas en considération	18 % (des personnes interrogées)	13 %	16 %	15 %
Condition élémentaire pour faire des affaires, mais ce n'est pas un facteur déterminant	28 %	37 %	26 %	27 %
Condition assez attrayante, de nature à favoriser la négociation	29 %	37 %	44 %	42 %
Considération déterminante pour la conclusion d'un accord	25 %	13 %	14 %	16 %

Note : L'enquête a été menée auprès de 160 organismes publics, privés et universitaires.

Source : PNUE, OEB et ICTSD (2010), *Patents and Clean Energy: Bridging the gap between evidence and policy*, PNUE, OEB et ICTSD.

Exécution des contrats et droits fonciers

1.5 Quelles mesures l'État prend-il pour garantir l'exécution des contrats conclus entre les producteurs d'énergie propre et leurs partenaires ? En cas de différend, les jugements sont-ils rendus publics ?

La plupart des projets portant sur les infrastructures nécessaires aux énergies propres, en particulier ceux de grande ampleur, requièrent un ensemble d'accords contractuels complexes et souvent liés les uns aux autres. Comme les risques auxquels sont exposés les projets de production d'énergie propre sont nombreux (par exemple, risques technologiques et météorologiques, risques de non-exécution, d'insuffisance de recettes, de défaillance des fournisseurs, etc.), il est essentiel que les différents acteurs, tant nationaux qu'étrangers, soient en mesure de faire exécuter les contrats.

Sinon, le risque et le coût de ces projets seraient plus élevés. Ainsi, s'agissant de l'efficacité énergétique, il est primordial pour les sociétés de services énergétiques que leur partenaire puisse être contraint à honorer les obligations qui lui échoient en vertu du contrat de prestation de services. De même, les frais de transaction résultant d'un procès peuvent avoir des effets disproportionnés sur les petits investisseurs. Par exemple, en Afrique, le coût d'une action en justice pour les petites et moyennes entreprises représente en moyenne la moitié du montant de leur créance (Dahou, Haibado et Pfister, 2009). Il convient par ailleurs que les jugements soient rendus publics car les investisseurs peuvent s'informer de la manière dont les problèmes sont traités dans un pays donné, en particulier ceux qui se rapportent à la concurrence (voir le chapitre sur la concurrence).

1.6 Quelles mesures les administrations centrales et/ou infranationales prennent-elles pour faciliter l'accès aux terrains nécessaires au déploiement des énergies renouvelables ?

La plupart des installations de production renouvelable exigent une surface par MW installé plus grande que pour leurs équivalents dans les énergies fossiles. Les équipements très performants produisant de la vapeur par des procédés géothermiques et certaines centrales hydroélectriques dont le ratio m²/MW est bas sont l'exception. C'est pourquoi il faut, pour les installations produisant des énergies renouvelables, que la société chef de file du projet discute avec plusieurs propriétaires de terrains. Cette contrainte est particulièrement aiguë pour les projets à grande échelle, c'est-à-dire, jusqu'à présent, la majorité des investissements consacrés aux énergies renouvelables dans les pays en développement (PNUE FI, 2012). En outre, les installations produisant des énergies propres doivent souvent être situées à proximité des ressources naturelles qu'elles utilisent. Dans un pays en développement, cela peut amener à discuter avec des acteurs qui ne possèdent pas toujours un droit de propriété en bonne et due forme sur le terrain qu'ils occupent, en particulier dans les zones rurales reculées.

C'est pourquoi, bien que la propriété foncière ne soit pas intrinsèquement liée aux énergies propres, les lacunes des systèmes d'enregistrement des droits fonciers peuvent accroître les frais de transaction occasionnés par un investissement dans ce secteur. Plusieurs possibilités sont envisageables afin de raccourcir le délai de traitement nécessaire pour régulariser les droits de propriété : ouverture de guichets uniques pour l'enregistrement (par exemple, Ghana) ; facilitation de la coordination entre les divers organismes concernés par l'enregistrement des biens immobiliers (par exemple, Éthiopie) ; ou liaisons électroniques entre organismes (par exemple, Pérou) (Banque mondiale, 2012a). On notera aussi que le site le plus propice selon le critère des ressources naturelles disponibles (comme

l'hydroélectricité et l'énergie géothermique, solaire et éolienne) se trouve parfois dans une zone que la population locale utilise déjà pour d'autres activités économiques ou pour sa subsistance. Quoique la clarté et la certitude d'avoir accès aux terrains soient des considérations essentielles pour les promoteurs de projets, l'État doit aussi veiller à ce que les concessions sur les terrains soient accordées en protégeant les membres de la population les plus vulnérables d'où l'importance, au préalable, d'établir la carte des ressources naturelles renouvelables (voir la section sur la gouvernance publique) et de consulter les diverses parties prenantes.

2. Promotion et facilitation de l'investissement

L'investissement national et étranger dans les énergies renouvelables reste bridé par les carences des marchés et de l'État. C'est le cas notamment lorsque la politique de l'environnement n'intègre pas suffisamment les externalités - comme les émissions de gaz à effet de serre (GES) et la pollution de l'air - dans le prix des énergies fossiles et qu'elle rend plus avantageux d'investir dans une infrastructure énergétique à forte intensité de carbone que dans une infrastructure énergétique propre. Les États devront non seulement améliorer les conditions de l'investissement à l'échelle nationale, mais aussi promouvoir et faciliter les investissements dans les énergies propres, notamment en détournant l'investissement des énergies conventionnelles au profit des énergies propres. Pour ce faire, plusieurs mesures doivent être prises de manière coordonnée : abolir les subventions aux énergies fossiles tout en veillant à réduire au minimum les éventuels effets dommageables sur les populations les plus défavorisées, fixer le prix des émissions de carbone, définir des objectifs à long terme robustes et crédibles en faveur des énergies propres, mettre en place en temps utile des incitations ciblées, limitées dans le temps et bien conçues pour les investissements dans les énergies propres, faciliter l'obtention d'autorisations dans les projets d'énergie renouvelable et, surtout, aligner les mesures relatives aux énergies propres sur les politiques plus générales qui sont menées à l'échelle nationale.

Éliminer les subventions aux énergies fossiles et fixer le prix du carbone

2.1 Quelles mesures l'État prend-il pour éliminer les subventions aux énergies fossiles qui sont inefficaces ?

- Le niveau de ces subventions et leur efficacité font-ils l'objet d'un suivi régulier ?
- Quelles mesures l'État prend-il pour les éliminer de façon graduelle et transparente ?

Les subventions aux énergies fossiles sont non seulement coûteuses, mais aussi inefficaces. Cela signifie qu'elles sont plus onéreuses qu'elles ne devraient l'être pour atteindre leur objectif affiché. En 2012, les subventions aux énergies fossiles ont coûté 544 milliards USD aux pays émergents et en développement du monde entier (AIE, 2013). Dans les pays de l'OCDE, le soutien budgétaire et les dépenses fiscales en faveur de la production ou de la consommation de combustibles fossiles ont été estimés entre 55 et 90 milliards USD par an ces dernières années dans un récent inventaire publié par l'OCDE (OCDE, 2013b). Les subventions aux énergies fossiles font peser une très lourde charge sur les finances publiques des pays en développement, en particulier ceux qui importent de l'énergie, et exposent leur budget aux fluctuations de prix de l'énergie. Quoique fréquemment justifiées par le souci de permettre aux plus pauvres d'avoir accès à l'énergie, seulement 8 % du total profiterait en réalité aux populations défavorisées, d'après une étude récente de l'AIE (AIE, 2011d).

Les subventions aux énergies fossiles ont en outre l'inconvénient de maintenir leur prix à un niveau artificiellement bas et de réduire l'incitation à investir dans les énergies propres et les économies d'énergie. Il est indispensable de refondre les subventions nuisibles pour l'environnement afin que la tarification du carbone joue efficacement son rôle (Corfee-Morlot *et al.*, 2012). L'avantage concurrentiel artificiel conféré aux énergies conventionnelles par les subventions aux énergies fossiles rend encore plus coûteuses les incitations à investir dans les énergies propres puisque les aides doivent être majorées d'autant pour rendre ces dernières compétitives. C'est pourquoi l'abolition des subventions aux énergies fossiles est de nature à accroître la compétitivité des énergies propres en assurant la « vérité des prix », ainsi qu'à améliorer la situation budgétaire des pays en réduisant les dépenses publiques et en augmentant les rentrées fiscales.

Comme on prévoit que le coût des subventions aux énergies fossiles augmentera de 60 % au long des dix prochaines années, les États doivent dès à présent se mettre en devoir de réformer cette politique aussi onéreuse

qu'inefficace (AIE, 2011d). Ils devraient aussi recourir à des moyens plus efficaces pour aider les pauvres à accéder aux transports et à l'énergie sous la forme de programmes de redistribution ciblés tels qu'un filet de protection sociale, des transferts en espèces et des subventions aux plus nécessiteux. Les moyens économisés en éliminant ou réduisant les subventions aux énergies fossiles pourraient utilement être redéployés vers ces programmes et servir également à se prémunir contre les conséquences néfastes d'une augmentation de la consommation de bois de chauffage ou de charbon de bois. La réforme des subventions aux énergies fossiles doit cependant être graduelle, faire l'objet d'une consultation des parties prenantes et être consacrée par un accord conclu en toute transparence. L'expérience récente des pays où cette réforme a provoqué des mouvements sociaux confirme l'importance d'une planification préalable et de consultations appropriées avant qu'elle ne soit lancée. L'élimination progressive des subventions aux énergies fossiles devra être conjuguée à des mesures visant à faciliter l'accès des pauvres à l'énergie de manière à garantir que les membres de la population les plus vulnérables puissent faire face au renchérissement de l'énergie consécutif à la suppression ou la réduction des subventions.

2.2 Un prix a-t-il été fixé pour les émissions de carbone ? Quelles mesures l'État prend-il pour faire en sorte que ce prix soit déterminé de manière transparente et prévisible ? Comment est-il déterminé ?

Assigner aux émissions de carbone, dans tous les secteurs de l'économie, un prix clair, crédible et à long terme au moyen d'instruments de marché tels que des systèmes d'échange de quotas d'émission ou des taxes sur le carbone peut avoir de nombreux effets bénéfiques. Premièrement, la fixation du prix du carbone est un préalable indispensable à la lutte contre le changement climatique parce qu'elle fait intégrer par les agents économiques les externalités des technologies à forte intensité de carbone, ce qui rend les énergies propres plus attrayantes sur le plan financier. Deuxièmement, à condition d'être mise en œuvre au moyen de mécanismes de marché tels que les systèmes d'échange de quotas d'émission (voir l'encadré 2.1) ou les taxes sur le carbone, la fixation du prix du carbone peut aider à orienter des investissements vers les solutions d'atténuation du changement climatique dont le rapport coût-efficacité est le plus favorable (OCDE, 2013c). En outre, les programmes de compensation des émissions de carbone par des crédits négociables peuvent procurer des recettes liées aux rejets de carbone à des investissements dans d'autres secteurs ou pays quand il n'existe pas de plafond d'émissions ou si celui-ci est dépassé. Troisièmement, la fixation d'un prix du carbone peut

encourager l'innovation et le dépôt de brevets dans le domaine des énergies propres (OCDE, 2011c). Quatrièmement, elle peut être une source de recettes budgétaires pour les États, bien que l'expérience ait montré que le niveau de ces recettes fluctuerait dans des proportions considérables au gré du prix du carbone (voir plus bas).

Si l'on recourt à un mécanisme de marché pour fixer le prix des émissions de carbone, il doit être instauré selon des modalités transparentes et prévisibles et être conçu de manière à s'adapter à l'instabilité des prix et autres changements macro-économiques. Pour le propriétaire d'une centrale, les incertitudes sur la nature des règles de fixation du prix du carbone et son niveau font que « l'attentisme est une option réellement envisageable ». À titre d'illustration, la valeur du maintien en service d'une technologie à forte intensité de carbone en lieu et place d'un investissement dans une technologie moins polluante peut s'étager entre 8 % et 25 % du montant d'un investissement dans une centrale au charbon, ce qui rend délicat son remplacement en l'absence de prix du carbone clair et prévisible (Blyth, 2010).

Encadré 2.1. Mécanismes de marché permettant de fixer le prix du carbone

La régulation du carbone peut faire appel à divers mécanismes de marché : système de quotas d'émission négociables (dans le cadre desquels les émissions de carbone sont soumises à un plafond et des quotas ou permis sont alloués *ex ante*), taxes sur le carbone (incluant la détermination d'un prix fixe pour les émissions et mécanismes de crédit (allocation de crédits *ex post* pour les réductions d'émissions réalisées au-delà d'un seuil donné). Leurs caractéristiques peuvent être très diverses : ainsi, ils peuvent être juridiquement contraignants (système d'échange de quotas d'émission de l'UE) ou non (système d'échange de quotas d'émission volontaire du Japon), s'appliquer à des échelons différents (international, national ou local), couvrir plusieurs secteurs et être assortis de dispositions diverses pour la vérification et la sanction des infractions. Différents modèles sont testés un peu partout dans le monde, des mécanismes de négociation internationaux et contraignants (comme le système d'échange de quotas d'émission de l'UE) aux crédits de projet fondés sur le principe du volontariat (comme le programme *Gold Standard*). Des solutions fondées sur le marché sont actuellement testées dans plusieurs pays en développement : en Chine, par exemple, sous la forme de sept programmes pilotes régionaux d'échange de quotas d'émission.

Source : Prag, A. et G. Briner (2012), « Crossing the threshold: ambitious baselines for the UNFCCC new market-based mechanisms », *OECD/IEA information paper*, Éditions OCDE/AIE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/5k44xg398s8v-en> ; OCDE (2013c), « Climate and carbon: aligning prices and policies », *OECD Environment policy papers*, n° 1, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k3z11hjg6r7-en>.

C'est du niveau du prix du carbone que dépend la mesure dans laquelle les financements carbone peuvent contribuer aux projets de développement des énergies propres par des compensations en dehors des secteurs ou pays où les rejets de carbone sont soumis à un plafond. La contribution que les financements carbone peuvent apporter au financement d'un projet dans les énergies propres a fait l'objet d'études très fouillées (OCDE, 2011a ; OCDE, 2009a). S'ils sont bien conçus, les financements carbone peuvent grossir les recettes d'un projet et donc abaisser le coût de la dette contractée par ses promoteurs ou celui du respect des règles par les entités soumises à un système de quotas d'émissions négociables. Le Mécanisme pour un développement propre (CDM) a été conçu dans deux buts, à savoir aider les Parties visées à l'Annexe I à atteindre pour un coût raisonnable une partie des engagements de réduction des émissions qu'elles ont souscrits en vertu du Protocole de Kyoto et aider les Parties qui ne sont pas visées dans l'Annexe I à concrétiser le développement durable (CCNUCC, 2012). Cependant, jusqu'à présent, les incertitudes sur l'avenir du Protocole de Kyoto, jointes à la surabondance des réductions d'émissions certifiées (REC) instaurées par le Mécanisme pour un développement propre (CDM) et la faiblesse de la demande pour celles-ci expliquent le bas niveau des prix du carbone et en limitent l'efficacité en tant que levier d'action⁸. En juin 2012, l'investissement total dans les projets enregistrés ou sur le point d'être enregistrés dans le cadre du CDM était estimé à 215.4 milliards USD (entre 2004 et 2012), soit une contribution limitée aux besoins de financement de la lutte contre le changement climatique. En dépit du concours considérable qu'ils peuvent apporter à l'atténuation des effets du changement climatique, les projets de maîtrise de l'énergie ne représentaient en mars 2013 que 10 % des réductions d'émissions obtenues au moyen du Mécanisme pour un développement propre⁹.

2.3 Un système d'échange de quotas d'émission a-t-il été mis sur pied ?

- *Dans l'affirmative, comment l'État alloue-t-il les droits d'émission ?*
- *Est-il prévu de lier le marché national du carbone à d'autres marchés du carbone ? Dans l'affirmative, comment aborde-t-il la question de la fongibilité des crédits de carbone ?*

Les systèmes d'échange de quotas d'émission sont devenus une composante cruciale de la panoplie de la lutte contre le changement climatique. Au fil des 10 dernières années, presque tous les États visés à l'Annexe I ont instauré des systèmes d'échange de quotas d'émission ou les ont renforcés et participent d'une manière ou d'une autre à un marché du carbone, qu'il soit national ou international (OCDE 2012b ; Prag et

al., 2012). Le système d'échange de quotas d'émission de l'UE, un dispositif régional, est le plus grand du monde par le volume des transactions, à telle enseigne qu'en 2011 près de 97 % des quotas négociés y étaient traités (Banque mondiale, 2012). Des systèmes d'échange de quotas d'émission couvrant une proportion variable des rejets totaux de GES ont été ou sont sur le point d'être institués en Australie, en Corée, au Japon, en Norvège, en Nouvelle-Zélande et en Suisse. Ils font des émules à l'échelon infranational (*Western Climate Initiative* – WCI – au Québec et en Californie, et *Regional Greenhouse Gas Initiative* aux États-Unis, dans la province canadienne d'Alberta et en Nouvelle-Galles du Sud) (voir Prag et al., 2012, pour un tour d'horizon complet).

Les pays émergents commencent des expérimentations sur les mécanismes de fixation de prix du carbone. En mai 2012, la République de Corée du Sud a promulgué une loi instaurant un système d'échange de quotas d'émission de carbone. De même, dans le cadre de son 12e Plan quinquennal, la Chine crée des marchés pilotes au niveau de provinces et de grandes villes en vue de les développer de telle manière qu'un dispositif national soit adopté vers la fin de la décennie (Chatterton, 2012 ; FORES, 2012). En outre, le Brésil, le Chili, la Colombie, le Costa Rica, l'Inde et le Mexique ont mis à l'étude des mécanismes de marché pour la régulation des émissions de carbone¹⁰ (C2ES, 2012 ; Banque mondiale, 2012c).

Plusieurs aspects doivent être pris en considération pour augmenter l'efficacité des permis négociables sur les plans tant environnemental qu'économique. Tout système de crédits suppose que soit calculée avec soin la base de référence à laquelle sont émis les crédits (Prag et Briner, 2012). Dans le cas d'un système d'échange de quotas d'émission où les allocations de permis sont décidées *ex ante*, il faut que le plafond d'émissions de carbone, dont découle l'offre totale de permis, soit fixé à un niveau réaliste mais néanmoins ambitieux (voir la section suivante sur les objectifs à long terme). Les États doivent aussi veiller à ce que les permis soient attribués par vente aux enchères chaque fois que possible afin de réduire autant que possible les profits d'aubaine¹¹.

Une approche fondée sur le marché peut aussi permettre que le marché national du carbone soit relié à d'autres systèmes d'échange de quotas d'émission et/ou mécanismes de crédits. Une telle démarche peut permettre à certains pays d'accéder aux mécanismes de compensation, ce qui rend moins onéreuse une intensification de la lutte contre le changement climatique. Cela suppose que les crédits carbone soient fongibles : les crédits en circulation doivent être reconnus comme équivalents par toutes les autorités de réglementation des marchés concernées. Comme tous les marchés n'emploieront pas forcément les mêmes méthodes comptables, il est crucial d'élaborer des normes internationales (y compris pour la

définition d'une tonne de gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère). De même, les normes de communication de l'information doivent être rendues compatibles sur tous les marchés du carbone. Le Protocole sur les Gaz à effet de serre et la norme ISO 14064 pourraient être utilisés à cet effet (pour des explications plus détaillées sur les systèmes de communication de l'information, voir la section suivante). Bien que les États recourent de plus en plus à ces normes lorsqu'ils instaurent un système de communication de l'information sur les émissions de carbone, elles sont insuffisantes, à elles seules, pour rendre possible une conception commune des systèmes d'échange de quotas d'émission (Prag *et al.*, 2012 ; Kauffmann *et al.*, 2012).

Définir des objectifs à long terme pour promouvoir l'investissement dans les énergies propres

2.4 L'État a-t-il arrêté des objectifs à long terme pour la réduction des émissions de carbone ? Dans l'affirmative, quelle est la nature de ces objectifs ? Ses ambitions sont-elles à la hauteur du défi décrit dans les accords internationaux ?

Définir des objectifs de réduction des rejets de carbone à long terme est indispensable pour s'attaquer au changement climatique et participer aux efforts mondiaux pour l'atténuer. Des objectifs nationaux de réduction des rejets de GES peuvent compléter fort utilement les mécanismes d'échange de quotas d'émission de carbone parce que le plafond de quotas négociables peut être incorporé dans les objectifs nationaux, ce qui aide à rendre le système plus crédible (encore que ce soit le plafond institué par le système de quotas négociables lui-même qui détermine le prix des quotas de carbone : plus ce plafond est bas, plus le prix du carbone sera dissuasif et, partant, plus l'incitation à investir dans les infrastructures énergétiques propres sera forte). Les objectifs de réduction des émissions à long terme peuvent se présenter sous des formes diverses : réduction des rejets de GES par comparaison avec un niveau d'émissions historique (par exemple, UE et autres pays développés), réduction de l'intensité de carbone (par exemple, émissions de dioxyde de carbone – CO₂ – par unité de PIB) ou limitation des émissions par rapport à des projections « au fil de l'eau » (obtenues par extrapolation des tendances en cours dans l'hypothèse de politiques inchangées). On consacrera un soin particulier à la définition de la référence sur laquelle seront calés les objectifs de réduction des émissions parce que leurs résultats respectifs varient dans des proportions substantielles selon les critères des rejets de GES et du prix du carbone. En outre, l'existence d'un lien entre ces objectifs de réduction des émissions à long terme et les obligations contractées en vertu d'un accord international influe sur la décision d'investir dans les énergies propres – et aussi le cas échéant sur

l'accès à des financements internationaux. Ainsi, il est établi que des accords internationaux comme le Protocole de Kyoto poussent à réaliser des innovations technologiques en vue d'atténuer le changement climatique (Haščič *et al.*, 2010).

Les objectifs de réduction des émissions de carbone à long terme doivent être couplés à un système de communication d'informations sur ces émissions de manière à en faciliter le suivi et à mesurer les progrès accomplis. Les systèmes de communication de l'information sur les émissions peuvent ouvrir la voie à la tarification du carbone. L'Australie a imposé aux sociétés une obligation de communication de l'information sur leurs rejets de GES deux ans avant la fixation d'un prix national pour le carbone, ce qui a permis d'éliminer une grande partie des défauts des données avant l'entrée en vigueur de la tarification du carbone (Prag *et al.*, 2012). Comme l'ont fait remarquer Kauffmann *et al.* (2012), concevoir les mécanismes de communication de l'information sur les GES sera une tâche ardue pour les États car elle implique de : « [collecter] des informations sans soumettre les entreprises à une charge de travail excessive, garantir la cohérence de leur politique et la coordination [de la législation] (par exemple en combinant la communication d'informations sur les rejets de carbone avec d'autres obligations déclaratives) et mettre en place des incitations appropriées pour inciter les entreprises à réduire leurs émissions ». Pour relever ces défis, plusieurs préalables doivent être remplis : appliquer des méthodes de mesure standards (par exemple, Protocole sur les GES) ; rationaliser les obligations de déclaration locales et régionales en les harmonisant avec celles en vigueur à l'échelon national ; faire coïncider la fréquence des déclarations sur les rejets de GES avec celle des états financiers afin de mieux informer les investisseurs ; enfin, veiller à ce que le mécanisme de communication de l'information soit instauré avec la participation de toutes les parties prenantes et en toute transparence afin de recueillir leur adhésion.

2.5 L'État a-t-il fixé des objectifs pour le déploiement des énergies renouvelables ? Dans l'affirmative, comment ont-ils été définis ? Quels secteurs couvrent-ils (par exemple, production d'électricité, production de chaleur, carburants) ?

Parallèlement aux objectifs de réduction des émissions de carbone à long terme, les États peuvent assigner des objectifs pour le déploiement des énergies renouvelables. Ceux-ci doivent alors être définis en prêtant la plus grande attention aux risques de double emploi ou d'incompatibilité avec d'autres incitations économiques et financières en faveur du développement des énergies propres. De fait, comme semblent le démontrer des analyses récentes des systèmes de quotas négociables mis en place pour faire baisser

les émissions de carbone ou déployer les énergies renouvelables, les mesures de soutien aux énergies renouvelables n'améliorent pas automatiquement les résultats obtenus en matière de réduction des émissions de carbone lorsqu'il existe déjà un système d'échange de quotas d'émission contraignant et efficient. Cela étant, les objectifs concernant les énergies renouvelables peuvent contribuer à l'effort de réduction des émissions de carbone avant la mise en place de mécanismes de tarification du carbone, aider à surmonter les obstacles liés aux marchés, à l'information et à la réglementation, et produire des effets d'apprentissage qui feront baisser le coût de la production d'électricité d'origine renouvelable (Fischer et Preonas, 2010). Dans le secteur énergétique, ces objectifs peuvent être définis en termes relatifs (par exemple, part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie) ou absolus (par exemple, puissance renouvelable installée totale). Les pays en développement sont de plus en plus nombreux à s'assigner des objectifs d'énergies renouvelables. Au début de 2012, plus de 60 d'entre eux s'étaient dotés de politiques de promotion des énergies renouvelables assorties d'objectifs pour encourager les investissements dans les énergies propres (REN21, 2012).

À l'instar des objectifs de réduction des émissions de carbone, les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'échelle nationale et infranationale envoient des signaux puissants à ceux qui investissent dans les infrastructures énergétiques propres. À titre d'illustration, les investissements dans les énergies renouvelables ont bondi de 348 % en 2010 après que, en 2009, le Mexique eut porté de 3.3 % à 7.6 % l'objectif pour les énergies renouvelables (REN21, 2011).

*Pour être crédibles, les objectifs sur les énergies renouvelables doivent être ambitieux, mais également réalistes, pleinement budgétisés et limités dans le temps. Les pouvoirs publics ne doivent pas privilégier une technologie par rapport à une autre et les objectifs ambitieux doivent être mesurés à intervalles réguliers par des indicateurs chiffrés permettant aux investisseurs de se faire une idée du rythme auquel les débouchés des énergies renouvelables augmenteront. Par exemple, en Inde, la *National Solar Mission* (mission nationale sur l'énergie solaire), qui a décidé que la puissance installée dans l'énergie solaire devrait atteindre 20 GW en 2022, a défini un échéancier indiquant la puissance installée cumulée à atteindre (1.1 GW en 2013, 4 GW en 2017 et 20 GW en 2022) (AIE/IRENA, 2011). Les décideurs devraient en outre réfléchir à la question de savoir dans quelle mesure il est possible de faire respecter ces objectifs – c'est-à-dire s'ils sont obligatoires et, dans l'affirmative, si les sanctions prévues en cas de non-respect sont suffisamment dissuasives. Il faut aussi que les progrès accomplis fassent l'objet d'un suivi et que les objectifs soient réévalués périodiquement pour faire en sorte que les infrastructures énergétiques*

propres se développent à une cadence soutenue (voir plus bas les questions sur la cohérence des politiques).

Incitations publiques à l'investissement dans une infrastructure énergétique propre

2.6 Quelles incitations financières et réglementaires l'État offre-t-il pour encourager l'investissement dans la production propre, notamment la production indépendante d'électricité ? Ces incitations sont-elles bien ciblées et limitées dans le temps ? Font-elles l'objet d'un examen régulier ?

*Parallèlement à l'élimination des subventions en faveur des énergies fossiles, qui faussent le marché, et à la fixation du prix du carbone, une politique de transition prévoyant un soutien direct mais limité dans le temps à la production d'électricité propre peut concourir à l'égalité des conditions de concurrence entre énergies conventionnelles et énergies propres. En 2012, le mécanisme transitoire de soutien financier le plus utilisé dans le monde était encore le tarif d'achat (Bahar *et al.*, 2013 ; REN21, 2011), en vertu duquel un prix est garanti pour chaque kWh d'énergie renouvelable fourni au réseau. Les critères au moyen desquels ce tarif est élaboré sont le type de technologie employé, la puissance installée, la date à laquelle elle est installée et la durée pendant laquelle le tarif s'applique. La nature et la forme du tarif d'achat varient cependant d'un pays à l'autre.*

S'il est un levier puissant, le tarif d'achat n'en comporte pas moins des inconvénients. D'une part, un prix trop généreux peut aboutir à un investissement excessif et une envolée des prix de l'électricité. Dans ce cas, les pouvoirs publics réagissent fréquemment en révisant le tarif rétroactivement, ce qui augmente le risque politique et est une source d'incertitude pour les investisseurs. Pour se prémunir contre une hausse déraisonnable des investissements, l'État peut fixer un plafond de capacité au-delà duquel les investissements ne bénéficieront plus du tarif d'achat. Inversement, un prix trop bas décourage les investissements, qui n'atteindront pas le niveau espéré. Il faut donc que le tarif soit calculé avec précision et que les investisseurs sachent parfaitement quand et sur quelle base le prix garanti par le tarif est sujet à modification (par exemple pour s'adapter à l'évolution du coût des intrants, au rythme de déploiement, à l'atteinte des objectifs, aux différences géographiques, etc.). Trouver le juste prix n'est pas aisé à cause de la diminution rapide du coût des technologies, en particulier sur les marchés jeunes où les pouvoirs publics manquent de compétences pour déterminer le tarif d'achat, et du risque d'asymétrie d'information entre entreprises et autorité de réglementation.

C'est pourquoi certains pays recourent aux appels d'offres pour encourager l'investissement dans la production d'électricité d'origine renouvelable. Les pays en développement, en partie à cause de l'expérience acquise dans les énergies fossiles, sont généralement plus familiers des méthodes classiques de passation de marchés que des dispositifs d'aide spécifiques aux énergies propres. S'ils sont couplés à des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme, les appels d'offres sont un bon moyen d'orienter l'investissement privé vers les énergies propres. Ainsi, au Brésil, les enchères descendantes pour l'énergie éolienne (dans le cadre de contrats sur 20 ans) se sont soldées, pour les offres gagnantes, par un prix inférieur de 42 % à celui qui avait été fixé auparavant pour le tarif d'achat. Parce que les enchères descendantes révèlent les prix, elles conviennent pour les projets non raccordés au réseau comme pour les mini-réseaux, auquel cas elles peuvent être couplées à des subventions dépendant des taux de raccordement ou du niveau des prix garantis (Bahar *et al.*, 2013 ; AIE, 2011d ; Muller *et al.*, 2011). Cependant, en particulier pour les organismes chargés de la passation des marchés qui manquent de compétences techniques ou d'expérience dans le domaine des énergies renouvelables, la procédure d'appels d'offres peut être risquée. C'est pourquoi l'État doit la concevoir de manière à garantir la neutralité entre concurrents et à minimiser les risques de fraude et d'entente (voir le chapitre 3 sur la concurrence).

Si l'on opte pour un tarif d'achat, il convient aussi de se demander qui en supportera le coût. L'attrait du tarif d'achat tient en partie au fait qu'il peut être conçu pour répercuter la majeure partie des coûts sur le consommateur et limiter ainsi le coût pour les finances publiques. Il peut toutefois avoir pour conséquence qu'une forte hausse de l'investissement peut faire s'envoler le prix de l'électricité. En Allemagne, la part du tarif d'achat dans la facture d'électricité des ménages est ainsi passée de 6 % en 2009 à 14 % en 2012 (PNUE FI, 2012). À l'inverse, les prix payés par les consommateurs peuvent diminuer lorsque la production d'électricité d'origine renouvelable coûte moins cher que la production fossile, ou lorsque le système de tarif d'achat ne donne pas lieu à une majoration du prix de marché de l'électricité.

Dans les pays en développement, la possibilité de répercuter le coût sur les consommateurs se résume pour l'essentiel à la question de savoir qui a les moyens de payer la facture. Même dans les pays développés, où c'est le « consentement à payer » des consommateurs qui sert traditionnellement d'étalon pour la tarification, l'augmentation de la précarité énergétique sous l'effet de la crise économique fait que le degré de répercussion des coûts dépend de plus en plus de la « capacité à payer ». Si les décideurs optent pour un prix majoré plutôt que pour un prix fixe dans le cadre d'une politique de

tarifs d'achat où que le coût de la majoration est en grande partie répercuté sur les consommateurs, les abonnés au réseau les plus pauvres risquent de se voir ponctionner une part de leur revenu plus élevée pour le soutien aux énergies renouvelables. L'un des moyens d'éviter ce risque est de fixer un seuil au-dessus duquel la facture d'un consommateur supporte la totalité du surcoût tarifaire. Ce seuil peut être déterminé par référence à la consommation (en kWh/an) ou au revenu (USD/an). Par exemple, il est fixé à 200 kWh par mois et par ménage en Malaisie, de telle sorte que le tarif d'achat est payé par ceux qui en ont les moyens (44 % des clients) (AIE/IRENA, 2011). À défaut, il est possible de fixer, soit isolément, soit conjointement avec le seuil de paiement un plafond de capacités au-delà duquel le tarif d'achat ne s'applique plus. Ce garde-fou limite le coût du soutien public.

Les certificats verts négociables peuvent aussi servir à encourager l'investissement dans les énergies propres. Ces instruments, jusqu'ici employés principalement dans les pays développés, sont un mécanisme de marché consistant en l'échange de certificats issus de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Ces certificats sont généralement adossés à l'obligation de produire une proportion donnée d'énergies renouvelables¹² de manière à susciter la demande de certificats verts négociables. À la différence du tarif d'achat, dans lequel il est fixé *ex ante*, le prix de soutien à ceux-ci est déterminé par un mécanisme de marché. Le prix des certificats verts négociables peut donc fluctuer au fil du temps. Cependant, comme ils occasionnent des frais administratifs plus élevés que pour le tarif d'achat, les acteurs de ces marchés peuvent attendre que les capacités se soient suffisamment développées pour s'y engager.

Il est difficile de savoir si, sous un angle purement économique, le tarif d'achat ou les certificats verts négociables sont la solution qui présente le meilleur rapport coût-efficacité. Les performances économiques dépendent aussi d'autres paramètres, notamment l'écart de compétitivité que la technologie doit combler par rapport aux énergies fossiles et le stade de développement auquel est parvenu son marché. Il ressort des études de l'AIE que « les différences d'impact et de rapport coût-efficacité entre les divers dispositifs de soutien sont généralement moins marquées que les différences entre pays appliquant le même système » (AIE, 2011a). En d'autres termes, il importe tout autant, voire plus, de veiller au bon usage de l'outil que de le choisir. Des analyses récentes de l'OCDE tendraient cependant à prouver que les mécanismes de soutien par les prix tels que les primes et tarifs d'achat présentent une corrélation positive plus étroite avec la capacité des investisseurs de se procurer des financements privés que les dispositifs reposant sur des quotas (certificats d'énergies renouvelables, obligations et objectifs) (Cardenas-Rodriguez *et al.*, 2014).

*Il existe d'autres moyens budgétaires, certes plus volatils, d'encourager les investissements dans les énergies propres. Ce sont les dotations en capital, les allègements fiscaux et l'amortissement dégressif. Ces outils peuvent stimuler l'investissement dans les énergies propres si on les combine avec les tarifs d'achat ou les certificats verts négociables¹³. Cependant, s'agissant de mécanismes budgétaires, les investisseurs ont lieu de craindre qu'ils soient remis en cause au gré des vicissitudes budgétaires nationales et des priorités politiques. À titre d'illustration, aux États-Unis, l'application capricieuse du *Production Tax Credit*, un crédit d'impôt pour l'énergie éolienne, entre 1999 et 2004 s'est soldée par des pics d'investissement avant chaque période fiscale et un effondrement immédiatement après, le montant des investissements plongeant de 73 % à 93 % (American Wind Energy Association, 2011). Au demeurant, ces incitations fiscales récompensent l'installation de capacités plutôt que la production, ce qui n'incite pas les investisseurs à construire leurs installations à l'endroit optimal (c'est-à-dire en fonction des ressources naturelles disponibles et de l'emplacement du réseau). En conséquence, lorsqu'il fait appel à des avantages fiscaux, l'État doit se demander dans quelle mesure ils sont compatibles avec un déploiement optimal et coordonné de la production d'énergie propre (voir la section 2.8). Il ne faut pas non plus mésestimer le risque que ces incitations fiscales soient intégrées dans les anticipations des exploitants et des investisseurs, ce qui fausse encore plus les incitations à investir dans le secteur de l'énergie.*

2.7 Quelles incitations réglementaires et financières l'État offre-t-il aux exploitants de réseau de transport d'électricité pour qu'ils le développent et l'améliorent, notamment en développant la production décentralisée ?

Dans les pays en développement, l'investissement énergétique concernera davantage la construction d'équipements neufs que le remplacement de l'ancien. Cela est dû en partie à la nécessité d'assurer un accès à l'énergie tout en répondant à l'augmentation de la demande. La part de ces nouveaux investissements dans des pays émergents tels que l'Inde et la Chine pourrait dépasser 60 % de leur investissement total dans le réseau physique de distribution de l'énergie (AIE, 2012b). Ce besoin en infrastructures nouvelles pourrait donner une impulsion supplémentaire à une réglementation concernant directement les installations de production décentralisées et à petite échelle. Les nombreux investissements à petite échelle, par opposition aux grands projets, appelleront une approche systémique de la réglementation et un développement du réseau qui soit décentralisé et capable de s'adapter à des circonstances et technologies

variées. Leur déploiement devra être graduel de telle sorte que les leçons puissent être tirées de l'expérience et intégrées continûment.

Les pays en développement ont ainsi l'occasion d'effectuer un saut technologique en misant d'emblée sur les réseaux intelligents. L'investissement dans un réseau intelligent (plus adaptable, renforcé par des technologies de l'information et plus décentralisé) se solde par un gain net qui peut se monter au double de la mise de fonds initiale (AIE, 2012b). Mais ceux qui réalisent l'investissement ne pourront pas forcément capter la totalité des gains car ceux-ci sont diffusés dans l'ensemble du système (voir plus bas le graphique 2.1). C'est pourquoi des incitations ciblées peuvent être nécessaires pour les exploitants du réseau de transport et de distribution afin que les investissements requis pour étendre le réseau ou le rendre plus efficient soient engagés. L'un des rares pays à offrir de telles incitations, le Viet Nam, accorde des exonérations d'impôts pour le développement du réseau¹⁴. De même, l'Allemagne a récemment revu sa réglementation tarifaire de manière à favoriser le développement de réseaux efficients. D'autres mesures très utiles au départ sont la mise en place d'un code de réseau clair et bien formulé pour les énergies renouvelables et l'amélioration de la gestion du réseau en place (PNUD, 2013).

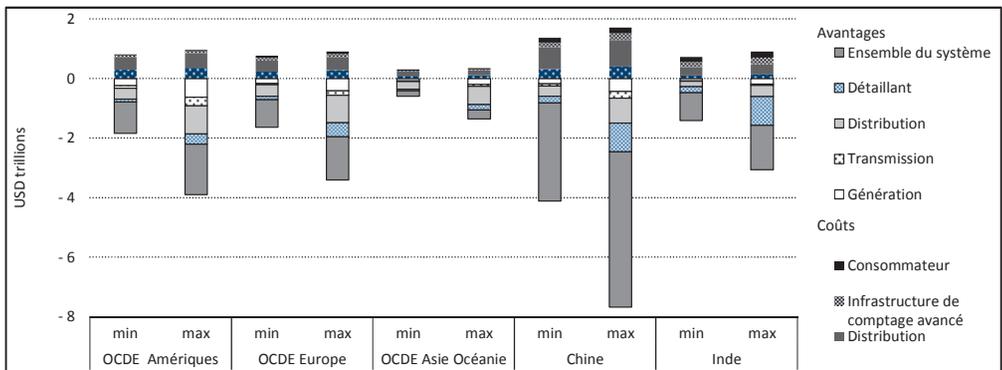
Il faut veiller à trouver un équilibre entre quantité et qualité lors du choix des incitations. Par exemple, une exonération fiscale favorise généralement la première, tandis que des avantages sous condition d'efficacité mettent l'accent sur la seconde. Dans un premier temps, une approche axée sur les volumes peut être plus indiquée dans les pays où l'extension du réseau est prioritaire, encore que, comme les premières réalisations conditionnent l'évolution future du réseau, il faille éviter d'y enchâsser durablement des infrastructures peu efficaces en privilégiant uniquement la quantité. Les décideurs sont donc ramenés au choix crucial entre investir dans les énergies propres ou les énergies conventionnelles. À mesure que les projets avancent et que la production d'électricité d'origine renouvelable augmente, la nécessité de réorienter les incitations vers l'amélioration de la qualité du réseau s'affirmera car l'énergie qu'il devra transporter proviendra dans une proportion croissante de sources non polluantes.

2.8 Quelles mesures l'État prend-il pour apporter un soutien clair, crédible et cohérent ? La réglementation est-elle aisément accessible et compréhensible pour tous les investisseurs ?

Les investisseurs pâtissent fréquemment de l'absence de politiques de soutien claires, cohérentes et crédibles sur le long terme. Cette carence est particulièrement mal ressentie parce que les infrastructures énergétiques sont

un actif illiquide dont la durée de vie est longue. Il est crucial que les signaux envoyés par les pouvoirs publics procurent une visibilité élevée à long terme : si cette visibilité est insuffisante, le risque augmente que des unités anciennes soient rénovées au lieu d'être remplacées par des centrales électriques alimentées par une énergie propre (Blyth *et al.*, 2010). Les aides financières à long terme réduisent le coût de financement des énergies renouvelables (Varadarajan *et al.*, 2011). L'expérience des tarifs d'achat (par exemple, République tchèque et Espagne) et des crédits d'impôt (États-Unis) enseigne en outre que des aides avantageuses qui ne sont pas maintenues dans la durée ou ne sont accordées que sporadiquement aggravent le risque politique, ce qui engendre des incertitudes et une aversion au risque au lieu de stimuler l'investissement (voir le graphique 4)¹⁵. Enfin, il faut que tous les investisseurs puissent accéder à la réglementation et la comprendre aisément (par exemple sur un portail Internet)¹⁶.

Graphique 2.1 Coûts et avantages de l'investissement dans les réseaux intelligents.



Source : AIE (2012), *Energy Technology Perspectives 2012*, Éditions OCDE/AIE, Paris, http://dx.doi.org/10.1787/energy_tech-2012-en.

2.9 Quelles mesures l'État prend-il pour faire appliquer les politiques et la réglementation ?

S'il est indispensable, le soutien des pouvoirs publics n'est pas suffisant. Par exemple, malgré l'enthousiasme suscité en Inde par la *National Solar Mission* (mission nationale sur l'énergie solaire), le secteur privé a exprimé des craintes à propos de l'application déficiente des Obligations d'achat d'énergies renouvelables au niveau des États (WEF, 2011a). En 2010, quatre États seulement s'étaient acquittés de leurs obligations et trois seulement ont été sanctionnés pour leurs manquements (Remme *et al.*, 2011). Il va de soi que l'application de la réglementation est une pièce cruciale d'un

environnement propice à l'investissement dans les énergies propres, de même que la possibilité pour le secteur privé et les organismes représentant la société civile d'interpeller l'État quand la réglementation n'est pas respectée. De plus, le fait que la production et la fourniture d'énergies propres soient décentralisées par nature exige une gestion au cordeau des relations avec les collectivités locales afin qu'elles appliquent effectivement la réglementation (pour la coordination entre les différents échelons, voir la section sur la gouvernance).

Octroi de permis pour les projets d'énergie renouvelable

2.10 Quelles mesures l'État prend-il pour faciliter la délivrance des permis dans les projets d'énergie renouvelable ? Un guichet unique a-t-il été créé pour encourager l'investissement et, dans l'affirmative, possède-t-il les compétences techniques et l'autorité nécessaires pour faciliter la délivrance des permis ?

Les pouvoirs publics seront confrontés à une demande grandissante de permis pour les installations d'énergie renouvelable du fait de la montée en puissance de l'investissement induite par les incitations. Il importe donc que les autorités chargées des permis soient en mesure de traiter les demandes rapidement et efficacement. Le délai nécessaire pour développer un projet ou obtenir un permis, quelle que soit l'envergure de ce projet, peut être passablement long, avec à la clef des coûts de transaction élevés. Pour les grands projets d'énergies renouvelables, il faut parfois attendre cinq ans entre l'élaboration du projet et le lancement des travaux (Kalamova, Kaminker et Johnstone, 2011). Pour les projets de petite taille, les coûts de transaction causés par le processus d'obtention des autorisations peuvent être élevés en termes tant relatifs qu'absolus. Par exemple, en 2008, le délai moyen pour un projet photovoltaïque à petite échelle pouvait atteindre 50 semaines dans l'UE, dont la moitié était souvent imputable à l'obtention du permis (AIE, 2011a).

Dans ces cas de figure, une rationalisation des procédures par l'ouverture d'un guichet unique pour les énergies renouvelables peut faciliter le déroulement des procédures administratives et l'octroi des permis. Elle peut en outre contribuer à assurer la transparence de ces procédures et la cohérence dans leur application. Pour que le guichet unique raccourcisse les délais, il faut qu'il soit investi des pouvoirs nécessaires pour accorder les permis. Sinon, il sera obligé de se retourner vers d'autres instances pour chaque autorisation, ce qui augmente les coûts de coordination et peut faire obstacle à la délivrance des permis¹⁷. Les pays en développement devront néanmoins mettre en balance les avantages d'une agence spécialisée et totalement autonome pour la délivrance de permis pour

les énergies propres avec les coûts administratifs qui en découlent et les ressources humaines qu'il faut lui affecter.

Faciliter l'octroi de permis pour la fourniture d'énergie renouvelable à petite échelle peut aussi, dans les pays en développement, être un moyen séduisant de donner accès à l'énergie aux zones rurales reculées et d'améliorer le dialogue sur les énergies renouvelables avec les petites entreprises et communautés rurales. En Inde, depuis le vote de l'*Energy Act* de 2003, les gouvernements de plusieurs États ont décidé de faciliter l'attribution de permis pour les installations de production d'énergie décentralisées dont la puissance est inférieure à 1 MW. À condition qu'elles utilisent des ressources disponibles localement et des technologies efficaces et éprouvées qui respectent des normes environnementales précises, elles peuvent bénéficier d'une autorisation automatique au regard des règles sur l'urbanisme, la pollution et la sécurité (Niez, 2010)¹⁸.

Cohérence, coordination et suivi des politiques

2.11 Quelles mesures l'État prend-il pour inscrire la politique en faveur des énergies propres dans un cadre stratégique englobant les infrastructures nationales, l'énergie, l'environnement et le climat ? L'achat d'énergie propre procède-t-il d'une stratégie à long terme de développement des infrastructures du réseau électrique ? Les objectifs à long terme dans le domaine des sources d'énergie propres sont-ils adossés à des stratégies d'accroissement des capacités ?

Pour garantir la cohérence des politiques, il faut que les incitations soient conçues de façon à atteindre des objectifs à long terme (définis dans la stratégie climatique nationale, le but étant, de manière générale, de s'engager sur un chemin de croissance verte). Par exemple, les 11e et 12e plans quinquennaux de la Chine font de la gestion de l'énergie l'une des grandes priorités pour le développement du pays et définissent des objectifs quantitatifs clairs en fonction desquels toutes les réformes politiques et incitations qui les accompagnent doivent être agencés. Ces objectifs sont ensuite repris par l'Administration d'État pour la protection de l'environnement (SEPA) et les Bureaux pour la protection de l'environnement (EPB) au niveau des provinces. Cette stratégie globale de gestion de l'énergie contribue fortement à la cohérence de la politique et nourrit la confiance des investisseurs dans la crédibilité et la pérennité des incitations à l'investissement.

De même, les appels d'offres concernant la production d'électricité doivent s'inscrire dans une stratégie de développement des infrastructures à

long terme. Pour les secteurs public comme privé, la procédure d'appel d'offres pour les marchés d'infrastructures des énergies propres s'apprend par la pratique. Du point de vue du premier, il peut être indiqué de commencer par quelques appels d'offres portant sur une capacité limitée ou de limiter la taille des lots par soumissionnaire afin de ne pas s'engager prématurément pour des volumes excessifs¹⁹. Cependant, dans un appel d'offres ponctuel, les participants peuvent rechigner à soumettre une offre parce que, par définition, ils ne peuvent amortir au fil du temps les frais de transaction et d'apprentissage qu'il occasionne. Incorporer les appels d'offres dans une stratégie à long terme pour les infrastructures peut améliorer la visibilité grâce aux projets programmés et inciter les investisseurs à participer au processus d'enchères ; les appels d'offres feraient ainsi l'objet d'une concurrence accrue et les prix demandés baisseraient (pour plus de détails sur les appels d'offres, voir la section sur la concurrence).

Enfin, la hausse de l'investissement dans les énergies propres implique aussi une augmentation des besoins en main-d'œuvre qualifiée à mesure que des infrastructures sont construites (pour plus de détails sur les partenariats public-privé, voir le chapitre 6). Les États doivent veiller à ce que des ressources humaines et programmes d'accroissement des capacités appropriés (incluant la construction, l'exploitation et l'entretien des infrastructures, la gestion des procédures d'appels d'offres et d'octroi des permis et les relations avec le secteur privé, ainsi que la mise à niveau des technologies et des qualifications) soient mis en place.

2.12 Quelles mesures l'État prend-il pour assurer le suivi du déploiement des infrastructures énergétiques propres et vérifier que les objectifs sont atteints ? Les mesures de soutien sont-elles ajustées au vu des progrès réalisés ?

Quelles que soient les modalités retenues pour la politique de soutien aux énergies propres, il est crucial qu'elle fasse l'objet d'un suivi et d'une évaluation réguliers et transparents. Cela importe d'autant plus que le rythme d'apprentissage dans les énergies renouvelables est élevé. En 2011, le prix des modules photovoltaïques a encore plongé de 45 %, à 0.90 USD/W installé au début de 2012 (BNEF, 2012)²⁰. Au total, la baisse des prix depuis 2008 ressort à 75 % (PNUE FI, 2012). D'un côté, la baisse des coûts de revient des technologies propres autorise des objectifs à long terme plus ambitieux dans ce domaine. De l'autre, si les dispositifs d'aide ne sont pas revus à la lumière de la diminution des coûts de production, ils risquent de provoquer une envolée soudaine des investissements qui se solderait par un coût prohibitif pour les finances publiques. En 2011, la baisse du coût des panneaux solaires photovoltaïques a provoqué une vague excessive d'investissements dans certains pays, lesquels ont été amenés par

la suite à réviser ou abaisser leurs tarifs (par exemple, Allemagne, Espagne, Royaume-Uni), d'où une incertitude accrue pour les investisseurs. Il est donc essentiel d'organiser fréquemment des consultations préalables avec le secteur privé, de garantir la transparence de la prise de décisions et de fixer des taux de dégressivité des tarifs d'achat de manière intelligente et adaptable, tant pour minimiser le coût des incitations pour le Trésor public que pour limiter les incertitudes politiques.

Il faudra également instaurer des procédures de suivi et de communication de l'information, permettant notamment de faire le point en temps utile sur le déploiement des infrastructures énergétiques propres. De plus, l'État est ainsi à même de connaître le taux de réussite des projets dans les énergies propres, une donnée très utile pour le pilotage futur des aides et un argument de poids pour les dossiers lorsqu'ils seront présentés aux banques du pays. Enfin, comme pour les capacités de production, le développement du réseau doit faire l'objet d'un suivi et d'une évaluation dans la durée pour garantir sa capacité d'adaptation aux énergies propres à mesure que leur part dans la production totale d'électricité s'accroît.

3. Politique de la concurrence

L'investissement dans les énergies propres s'inscrit fréquemment dans une situation de concurrence imparfaite, dans laquelle une entreprise publique occupe depuis longtemps une position dominante sur le marché. C'est pourquoi les décideurs politiques qui cherchent à accroître les investissements dans les infrastructures énergétiques propres devront s'interroger sur les moyens d'assurer des conditions de concurrence égales tant entre les producteurs d'électricité indépendants et les entreprises publiques qu'entre ces dernières et les autres exploitants de réseau. Une première étape consiste souvent à travailler en partenariat avec les services publics d'électricité pour concevoir et mettre en œuvre des politiques et des solutions technologiques en matière d'énergies propres, et notamment une législation régissant la fourniture d'électricité indépendante. Une deuxième étape peut consister à opérer une séparation structurelle plus poussée du secteur de l'électricité, qui encourage de multiples acteurs à se lancer non seulement dans la production d'électricité, mais aussi dans son transport et sa distribution. Comme expliqué dans ce chapitre, différents facteurs, parmi lesquels la taille du marché intérieur, déterminent si une telle approche est souhaitable et efficace. Les coûts et les avantages associés doivent faire l'objet d'une évaluation préalable minutieuse. Rendre les conditions de concurrence plus équitables dans l'optique d'une participation privée aux marchés de l'électricité suppose également de garantir un traitement égal aux producteurs d'électricité indépendants, et de faire en sorte que les autorités de la concurrence et le régulateur du secteur jouissent des moyens et de l'indépendance voulus pour appliquer efficacement la réglementation.

Promouvoir une séparation effective du secteur de l'électricité

3.1 Où en est l'État dans la séparation structurelle du secteur de l'électricité entre production, transport et distribution ?

Pour les pays en développement, les avantages qu'engendre la séparation du secteur de l'électricité vont au-delà du déploiement des infrastructures énergétiques propres. Dans la plupart des pays en développement et émergents, le poids capitalistique de l'État dans le secteur de l'électricité demeure considérable. Si beaucoup de pays (comme le Mexique) ont su attirer des promoteurs privés dans le secteur des infrastructures énergétiques propres tout en conservant des monopoles verticalement intégrés, la séparation structurelle peut contribuer à créer davantage d'espace pour l'investissement privé. La séparation consiste à dissocier les fonctions de production, de transport et de distribution qui, traditionnellement, sont toutes coiffées par des sociétés verticalement intégrées. Si elle est gérée avec soin et adaptée aux particularités du pays et du marché, la scission structurelle du secteur de l'électricité peut favoriser la réalisation de plusieurs buts sociaux et économiques :

- Premièrement, elle peut réduire les insuffisances de capacités au stade de la production ; cette préoccupation est souvent l'une des principales justifications de l'appel aux entreprises privées pour la production d'électricité selon un modèle de l'acheteur unique (voir plus bas).
- Deuxièmement, la séparation du marché de l'électricité et son ouverture au secteur privé font avancer l'électrification des zones rurales. Les petits indépendants sont en mesure de fournir de l'électricité aux populations des zones les plus reculées et se montrent souvent plus capables, car plus souples, d'adapter leurs activités à l'évolution de la demande que les entreprises publiques verticalement intégrées²¹.
- Troisièmement, en ouvrant le secteur de l'électricité à la concurrence, cette séparation offre aux énergies propres des possibilités accrues de pénétration du marché, ce qui favorise l'évolution du panier énergétique d'un pays.

Pour toutes les raisons mentionnées ci-dessus et qui sont recensées dans la *Recommandation de l'OCDE concernant la séparation structurelle dans les secteurs réglementés*, bien que la scission structurelle ne soit pas toujours une nécessité, ni même la réponse optimale à l'intégration verticale de certaines sociétés, elle peut dans de nombreux cas se révéler efficace sur le plan économique, tant à court qu'à long terme (OCDE, 2011b).

Néanmoins, avant de s'engager sur la voie de la séparation structurelle, il est indispensable d'analyser soigneusement ses coûts et ses avantages car une concurrence « imposée » de cette façon peut coûter cher (sur le plan financier et en termes d'efficacité). Pour déterminer si une telle séparation est indiquée dans un marché donné et quelle forme elle doit alors prendre, les facteurs suivants (entre autres) sont à prendre en compte : la présence d'économies d'échelle et de gamme (notamment la question de savoir si le marché est suffisamment grand pour justifier la coexistence de plusieurs fournisseurs et distributeurs) ; le rythme de l'innovation technologique dans le secteur ; les possibles arbitrages entre concurrence et efficacité (sachant que les entreprises verticalement intégrées peuvent être plus à même de maximiser les avantages et réduire au minimum les coûts le long de la chaîne d'approvisionnement) ; et l'impact probable sur les niveaux d'investissement (par exemple, même si la séparation structurelle peut susciter un investissement accru de la part des nouveaux entrants dans les segments concurrentiels du secteur, il se peut qu'une telle réforme de grande ampleur du marché engendre des incertitudes concernant le contrôle du réseau et freine ainsi des investissements par ailleurs souhaitables sur le marché, comme on l'a vu en Pologne dans le secteur de l'électricité éolienne).

La séparation verticale peut créer davantage d'espace pour l'investissement dans les énergies propres au sein du réseau national d'électricité. Les investissements dans les infrastructures énergétiques propres ont souvent énormément augmenté dans les pays où le marché de l'énergie a été libéralisé. Comme les énergies propres requièrent des installations décentralisées et plus petites que leurs homologues alimentées par des combustibles fossiles, les acteurs indépendants sont tout indiqués pour la généralisation des technologies d'énergie propre. De plus, une concurrence plus vive dans le transport et la distribution peut être une source de souplesse accrue pour le réseau national, qui devient plus apte à traiter les énergies renouvelables, qu'elles soient ou non raccordées au réseau. Enfin, la séparation procure à l'État des informations plus transparentes et de meilleure qualité sur les performances, notamment financières, de sa propre société de service public (pour plus de détails, voir le chapitre 6). Cela étant, les décideurs doivent aussi être conscients que les petits producteurs d'énergie propre peuvent rencontrer des difficultés particulières liées à leur taille et aux technologies, qui peuvent empêcher leur propre séparation structurelle ; cette situation a par exemple conduit la Nouvelle-Zélande à modifier sa loi sur la réforme du secteur de l'électricité de 1998, qui impose une séparation complète de la propriété entre les lignes électriques et la production et la vente de détail, de façon à exempter de cette obligation les producteurs d'électricité renouvelable et les petits fournisseurs.

3.2 L'État veille-t-il à ce que les producteurs d'électricité renouvelable jouissent d'un accès non discriminatoire au réseau et à ce que cet accès soit garanti et respecté ? Si tel est le cas, de quelle manière ?

L'accès au réseau pose souvent un problème de taille aux producteurs d'électricité renouvelable. Des études économétriques montrent qu'en garantissant aux tiers l'accès au réseau, la réglementation peut favoriser l'investissement dans les infrastructures électriques (Araujo, 2011). Ce constat se vérifie particulièrement dans le cas des promoteurs des énergies renouvelables parce que l'incertitude entourant l'accès au réseau rend leur projet plus risqué et qu'un retard de raccordement amoindrit les flux de trésorerie. Il arrive que, même après que la libéralisation de la réglementation a été menée à son terme, les investisseurs privés éprouvent des difficultés à accéder au réseau dans un délai raisonnable. Du point de vue des investisseurs, il est donc essentiel que l'accès au réseau aisé et rapide soit garanti. À titre d'illustration, en Allemagne et au Mexique, les producteurs d'électricité renouvelable bénéficient d'une connexion préférentielle en sus de l'accès réglementé des tiers (GTDT, 2012). Il est crucial de garantir un accès aisé et ouvert parce que, dans maints pays, le marché de l'électricité est très concentré et dominé par un opérateur historique qui peut avoir intérêt, pour des raisons stratégiques, à rendre plus ardu l'accès des concurrents au réseau ou, au moins, à le retarder.

3.3 Comment les coûts de raccordement au réseau sont-ils répartis entre les acteurs ? Quelles mesures l'État prend-il pour abaisser les barrières auxquelles les producteurs d'électricité renouvelable se heurtent à l'entrée ?

Les coûts de raccordement peuvent constituer une autre barrière à l'entrée du secteur de la production. Les mécanismes qui font supporter au producteur l'intégralité du coût d'interconnexion et de modernisation du réseau (imputation du coût complet) font peser une charge disproportionnée sur ceux qui investissent dans la production renouvelable et forment donc une barrière à l'entrée. Inversement, l'affectation aux producteurs du seul coût des équipements qui leur sont directement nécessaires (facturation partielle des coûts de raccordement) leur est favorable mais peut faire peser une charge trop lourde sur l'exploitant du réseau de transport d'électricité (Madrigal et Stoft, 2011). Il en va de même pour ce qui a trait à la réglementation des tarifs du réseau (voir le tableau 3.1). Les coûts de raccordement et la tarification du réseau peuvent tous deux pénaliser les énergies propres par rapport aux énergies traditionnelles parce que les énergies renouvelables ne sont généralement pas situées à proximité du

réseau. En conséquence, l'État doit mettre à l'étude des mécanismes dont le coût soit raisonnable pour limiter ou compenser le coût du raccordement pesant sur les producteurs d'électricité renouvelable sans perdre de vue pour autant les contraintes budgétaires²².

Tableau 3.1 **Structure des coûts de transport de l'électricité : l'exemple de plusieurs pays**

Structure des coûts de transport de l'électricité	Nature de la réglementation existante	Impact sur les producteurs d'électricité renouvelable	Exemple
Affectation des coûts de raccordement	Il est possible de faire varier les coûts de raccordement imputés au producteur de presque zéro (cette pratique étant également connue sous le nom d'imputation symbolique,) à un montant incluant à la fois le raccordement et les lignes de transport (imputation du coût complet).	<i>Toutes choses étant égales par ailleurs, plus le coût est bas pour le producteur, plus le modèle économique est attrayant. Si les sources d'énergie renouvelables sont loin du réseau, l'imputation du coût complet peut dissuader l'investissement.</i>	Le Royaume-Uni a opté pour l'imputation symbolique ; le Brésil affecte le coût de l'extension du réseau au producteur, mais pas celui de sa modernisation (facturation partielle des coûts de raccordement) ; enfin, le Mexique impute l'intégralité des coûts aux producteurs (imputation du coût complet).
Tarifs d'utilisation du réseau	Peuvent être répartis de façon homogène entre les acteurs indépendamment de l'utilisation (« facturation timbre-poste »), en fonction de l'utilisation ou de la distance ou en combinant les deux paramètres, des zones différentes étant soumises à des régimes différents).	Une tarification en fonction de l'utilisation peut favoriser la production d'énergies fossiles parce que ces dernières peuvent être situées plus près du réseau.	Le Panama et le Brésil ont opté pour une tarification en fonction de l'utilisation et les Philippines, pour la seule facturation timbre-poste.

Source : Madrigal, M. et S. Stoft (2011), « Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up Emerging Lessons and Recommendations », *Energy and Mining Sector Board Discussion Paper*, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC.

3.4 Le réseau électrique est-il ouvert aux investissements privés, y compris dans les domaines du transport et de la distribution ?

À part le cas d'installations non raccordées au réseau, la production d'électricité renouvelable ne peut se développer pleinement que si le réseau est capable de suivre. L'augmentation de la production renouvelable sera délicate à gérer pour le réseau d'électricité, ne fût-ce que parce qu'il faudra trouver les moyens de moderniser et de renforcer le réseau de grand transport, gérer les congestions et faire en sorte de produire la quantité d'électricité nécessaire même lorsque les installations renouvelables sont inactives (Comité de la concurrence de l'OCDE, 2010). Faire évoluer le réseau à une cadence compatible avec la montée en puissance de la production d'électricité d'origine renouvelable implique aussi de financer son extension : les exploitants du réseau de transport de l'électricité n'ont pas forcément les moyens financiers de le développer à un rythme suffisamment rapide et avec la qualité requise²³. Dans ces cas de figure, les pouvoirs publics ont probablement intérêt à faire appel au secteur privé afin de financer les infrastructures de réseau nécessaires pour transporter l'électricité renouvelable. Plusieurs approches sont envisageables. Alors qu'au Brésil les producteurs bâtissent un plan allant du particulier au général pour l'extension du réseau avant de soumettre leurs offres, au Mexique, les investisseurs privés paient d'entrée de jeu, dans le cadre de la procédure dite d'Ouverture de la saison, le montant nécessaire pour que le réseau soit apte à transporter l'électricité renouvelable, et la Commission fédérale de l'électricité, qui est à la fois le propriétaire et le gestionnaire du réseau, inclut dans son budget le montant des investissements qui en découlent.

3.5 Un marché de gros a-t-il été mis en place dans le secteur de l'énergie ? Dans l'affirmative, comment l'État veille à ce que ce marché puisse faire face à une augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable ?

Le développement de marchés de gros bien conçus peut conforter le déploiement des énergies renouvelables. Non seulement les marchés de gros réduisent les coûts de production, mais ils procurent au réseau une souplesse supplémentaire permettant une affectation de la production d'électricité qui soit plus économique. En effet, alors que la production d'électricité d'origine renouvelable est sujette à fluctuations (notamment parce qu'elle est conditionnée par la météo et varie avec l'heure de la journée), la demande doit être satisfaite à chaque instant. Comme l'a fait remarquer le Comité de la concurrence de l'OCDE, le fait que la production est intermittente rend d'autant plus délicat le maintien d'un équilibre entre l'offre et la demande quand la quantité d'électricité produite au moyen d'énergies renouvelables varie (Comité de la concurrence de l'OCDE,

2010). Un mode d'affectation de la production d'électricité plus souple rend le système électrique plus apte à accompagner l'augmentation de la production renouvelable. C'est là l'une des grandes supériorités des marchés de gros sur les contrats d'achat lesquels, malgré leur caractère pratique, réduisent la souplesse du parc électrique qui s'adapte ainsi moins rapidement à une augmentation soudaine de la production renouvelable.

Une durée de « fermeture des guichets » plus courte est aussi de nature à estomper les distorsions de concurrence entre énergies propres et conventionnelles. Le choix de la technologie à employer pour que l'offre soit égale à la demande dépend de nombreux paramètres (par exemple, coût de production, capacité d'augmenter ou de réduire la production, etc.). L'heure de fermeture des guichets, c'est-à-dire l'heure à laquelle les transactions sont interrompues sur un marché, n'est pas non plus à négliger. Plus les guichets restent fermés longtemps, plus il est difficile aux producteurs exploitant des énergies propres, notamment éolienne ou solaire, de prévoir avec exactitude quelles quantités ils pourront produire. En conséquence, raccourcir la durée pendant laquelle les guichets sont fermés (en la ramenant par exemple de 1 jour à 2 heures) peut contribuer à l'égalisation des conditions de concurrence entre énergies propres et conventionnelles.

Un réseau plus intelligent et efficient peut aussi aider puissamment au bon fonctionnement des marchés de gros. Comme on l'a vu plus haut, les réseaux intelligents rendent le système plus efficient tout en le rendant plus apte à s'adapter à l'élévation de la part des énergies propres, dont la production est fluctuante. Les réseaux et compteurs intelligents poussent à une consommation plus raisonnée parce qu'ils rendent les consommateurs plus réactifs aux prix de gros. En particulier, la technologie des réseaux intelligents et les systèmes de télécommunications peuvent aider à brider la demande lorsque l'offre est contrainte, notamment en laissant les tarifs varier en fonction des prix de gros au fil de la journée. Il en résulte deux conséquences pour les marchés de gros. Premièrement, l'efficiency du réseau permet aux marchés de faire place à un nombre plus élevé de petits producteurs, ce qui autorise un plus grand nombre de transactions, si bien que les marchés de gros fonctionnent mieux et sont plus liquides. Deuxièmement, les réseaux « intelligents » et réactifs s'accommodent plus aisément de l'augmentation de la part des énergies propres, dont la production fluctue, ce qui facilite l'équilibrage des marchés par la demande (AIE, 2011b).

Une fois le marché de gros créé, l'État peut avoir intérêt à ouvrir la fourniture d'électricité à la concurrence. Il permettra ainsi aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur, soit directement, soit par l'intermédiaire du distributeur. La demande répond ainsi mieux à l'offre

sous l'angle tant des prix que des sources d'énergie employées²⁴. L'ouverture à la concurrence de la fourniture au consommateur final peut être complétée utilement par l'utilisation de réseaux intelligents qui rendent l'offre plus réactive à la demande et, ainsi, peuvent aider à restreindre sensiblement les possibilités d'abus de pouvoir de marché (Comité de la concurrence de l'OCDE, 2010). Dans les pays où la demande d'énergie est en plein essor, combiner les réseaux intelligents avec l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité au consommateur final permettrait de conjuguer les efforts pour gérer la demande d'énergie avec la promotion des énergies propres. Néanmoins, la création d'un marché de gros suppose que le marché intérieur de l'électricité soit suffisamment vaste pour accueillir plusieurs producteurs. De plus, certains pays peuvent se heurter à des contraintes de capacité (par exemple, capacité technique de l'opérateur du marché) lorsqu'ils créent et gèrent un marché de gros.

3.6 Quelles mesures l'État prend-il pour que les producteurs d'électricité indépendants puissent vendre aux clients de leur choix?

Le passage d'un monopole verticalement intégré au modèle de l'acheteur unique, dans lequel les producteurs d'électricité indépendants concluent des contrats avec une entreprise de service public nationale, est souvent la première étape de la construction d'un marché concurrentiel de l'électricité. Ce modèle est très répandu en Afrique, en Asie et en Europe orientale parce qu'il permet au gouvernement de laisser aux mains de l'État les fonctions stratégiquement importantes du transport et de la distribution. Comme l'a fait remarquer la Banque mondiale dans *Private Sector and Infrastructure Network*, cette architecture n'est pas exempte de défauts puisqu'il est avéré que dans plusieurs cas elle a ouvert la voie à la corruption et à des retards de paiement et des impayés et qu'elle a mis à la charge de l'État de lourds engagements conditionnels (Lovei, 2000). Par ailleurs, dans le schéma de l'acheteur unique, les producteurs d'électricité indépendants ne sont pas libres de conclure des accords de fourniture d'électricité avec d'autres acheteurs, ce qui peut être une cause d'inefficience sur le plan économique et exacerbe le risque d'abus de position de dominante de la part de l'acheteur unique²⁵.

Si l'on opte pour le modèle de l'acheteur unique, un contrôle préalable et une évaluation des besoins appropriés devront être menés à bien pour empêcher une dérive des coûts à la charge de l'État. À se dispenser de ces contrôles, on risque de causer de lourdes pertes au Trésor public parce les acteurs s'attendent à ce que l'État se substitue à l'acheteur unique (ou à la compagnie nationale qui assume le transport et la distribution de l'électricité) s'il est incapable d'honorer ses obligations envers les

producteurs indépendants (Lovei, 2000). Ce risque budgétaire est particulièrement grand en ce qui concerne la production d'énergie propre car elle est susceptible d'être subventionnée dès le début de la transition énergétique (voir la section sur la promotion et la facilitation des investissements). En conséquence, l'État doit réaliser une analyse rigoureuse des coûts et avantages pour justifier le niveau des aides publics ainsi qu'une analyse financière pour s'assurer que le processus de libéralisation du marché est soutenable sous l'angle budgétaire et que les incitations à investir dans les énergies propres sont suffisantes mais raisonnables au regard de ses moyens. La conception de règles d'approvisionnement claires ou de contrats d'achat d'électricité standards (qu'il est loisible d'adapter en fonction des besoins exprimés par les producteurs d'électricité indépendants) est aussi indispensable pour protéger les intérêts des consommateurs. Sinon, en l'absence de concurrence aux stades du transport et de la distribution d'électricité, il existe un risque que le distributeur répercute une part excessive du coût d'achat de l'énergie sur ses clients²⁶.

Instaurer des conditions de concurrence égales pour les investisseurs publics et privés dans les infrastructures énergétiques propres

Parallèlement à la libéralisation de leur marché de l'énergie, les États doivent veiller à ce que l'égalité des conditions de concurrence existe entre entreprises privées et publiques et entre acteurs étrangers et nationaux sur le marché de l'électricité.

3.7 Les investisseurs privés jouissent-ils d'un accès non discriminatoire aux financements ?

L'ouverture du marché à la concurrence est une condition nécessaire mais non suffisante. Dans les pays en développement, de nombreuses banques commerciales hésitent encore à financer les énergies renouvelables, en partie parce qu'elles connaissent mal les technologies en cause. Dans ce cas, les grandes entreprises, notamment nationalisées, bénéficient d'un avantage concurrentiel indu parce qu'elles sont capables de financer leurs projets sur ressources propres. En outre, les banques appartenant à l'État ou contrôlées par lui peuvent se voir enjoindre d'accorder des prêts pour certains projets plutôt que d'autres, en particulier s'ils sont sollicités par des entreprises publiques puisque ces dernières bénéficient fréquemment d'une garantie implicite de l'État. Ces discriminations dans l'accès aux financements sont indépendantes de la capacité d'une entreprise publique (par comparaison avec les producteurs indépendants) de mener à bien des projets dans les énergies propres.

C'est pourquoi l'État doit veiller à ce que tous les acteurs puissent accéder aux financements sans discrimination. En s'en dispensant, il risque de compromettre les avantages mêmes de la libéralisation du marché de l'électricité. Pour rassurer les banques commerciales au sujet des projets d'investissement dans les énergies renouvelables par l'intermédiaire de véhicules hors bilan, il faut non seulement mobiliser les divers outils financiers décrits en détail dans la section de ce rapport qui traite de l'action des pouvoirs publics à l'égard des marchés financiers, mais aussi contrôler les performances des projets et mettre régulièrement ces informations à la disposition tant des banques que des investisseurs. Ainsi, en Inde, le ministère des Énergies nouvelles et renouvelables teste actuellement une application logicielle permettant de suivre l'avancement de projets sélectionnés dans le cadre de la *National Solar Mission* (mission nationale sur l'énergie solaire) et d'en rendre compte (CEEW et NRDC, 2012).

3.8 Quelles mesures l'État prend-il pour veiller à ce que les entreprises publiques et les investisseurs privés soient traités sur un pied d'égalité dans le domaine de l'approvisionnement énergétique ?

Pour garantir la concurrence loyale sur un marché ouvert de l'électricité, les États devront veiller à ce qu'entreprises publiques et privées bénéficient de conditions égales. À cette fin, les pays en développement peuvent recourir aux appels d'offres pour mettre en concurrence l'attribution des marchés. Comme on l'a vu plus haut, cette solution a aussi pour avantage de réduire le montant des aides requises par les producteurs d'énergies propres (voir le chapitre 2).

Les appels d'offres doivent être conçus avec soin pour que les avantages l'emportent sur les coûts. Il faut non seulement que cette procédure soit claire et transparente, mais aussi que plusieurs aspects qualitatifs soient pris en compte au-delà du critère du prix. Dans les infrastructures énergétiques propres, l'expérience d'un candidat dans les technologies que l'État cherche à déployer revêt une importance cruciale parce que ces technologies, de même que les relations contractuelles, sont complexes. C'est pourquoi, chez les soumissionnaires les plus expérimentés, l'offre tarifaire est généralement plus fiable, les risques de retards sont plus faibles et le cahier des charges a plus de chances d'être respecté²⁷. En conséquence, plusieurs pays (comme l'Afrique du Sud, voir le tableau 3.2) ont adapté les conditions requises pour participer aux appels d'offres de manière à privilégier les technologies éprouvées ou les soumissionnaires qui ont acquis de l'expérience en entreprenant des projets similaires, soit dans le pays, soit à l'étranger.

Tableau 3.2. Exemples de prescriptions techniques dans les appels d'offres concernant les énergies propres (Afrique du Sud)

Secteur	Puissance minimale (MW)	Puissance maximale (MW)	Expérience
Éolien terrestre	1	140	Le promoteur doit avoir participé à 2 projets d'envergure et de durée comparables (encore que cette exigence ne soit pas confinée aux énergies renouvelables).
Solaire photovoltaïque	1	75	Le type d'onduleur utilisé doit avoir servi dans deux projets commerciaux pendant 24 mois avec une disponibilité technique de 95 % / le type de module utilisé doit avoir servi dans deux projets commerciaux pendant 12 mois consécutifs avec une disponibilité technique de 95 %.
Solaire thermique	1	100	Le système de concentration, le récepteur, le fluide caloporteur et son système de traitement, le générateur électrique, le système de refroidissement et, le cas échéant, le système de stockage de la chaleur doivent avoir été utilisés dans 2 projets commerciaux pendant une durée minimale de 24 mois et, si le projet porte sur un démonstrateur, de 36 mois.
Biomasse	1	10	Les systèmes de manutention et de conversion énergétique et mécanique doivent avoir fonctionné pendant 12 mois consécutifs avec un taux de disponibilité technique de 75 %.
Biogaz	1	10	Le concept de digestion anaérobie proposé doit avoir été mis en œuvre pendant 24 mois dans un projet dont l'échelle est comparable. La technologie doit avoir fonctionné pendant au moins 12 mois avec un taux de disponibilité technique de 80 %.
Gaz de décharge	1	10	La technologie doit avoir fonctionné pendant au moins 12 mois avec un taux de disponibilité technique de 80 %. Le surpresseur et la torchère doivent avoir été utilisés dans 2 projets commerciaux pendant au moins 12 mois, et leur conformité aux prescriptions sud-africaines en matière de sécurité et de performances environnementales doit être prouvée.
Petite hydroélectricité	1	10	Le fabricant de la turbine et de l'alternateur doit avoir fourni des équipements similaires pour 2 projets d'une puissance supérieure à 1 MW pendant au moins 24 mois.

Source : Goldie-Scot, L. (2011), « South Africa decides to give wind and PV a tender embrace », *Clean Energy Research Note*, Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Lors du choix des critères, l'État doit néanmoins veiller à ne pas décourager les innovations que peut susciter un appel d'offres et à ne pas brider leurs retombées potentielles (et les réductions de coûts qui en découlent). En effet, si la technologie et les conditions d'expérience peuvent aider à évaluer les performances passées d'un candidat et l'adéquation des offres proprement dites, ces conditions ne doivent pas empêcher certains de postuler et brider la concurrence. Donc, pour maximiser les avantages d'un appel d'offres, l'État doit en premier lieu définir clairement sa finalité en se fondant sur les diligences raisonnables et l'évaluation des besoins. En outre, la procédure doit être conçue de manière à minimiser les possibilités d'ententes (voir la question 3.9).

3.9 Quand il lance des appels d'offres, comment l'État veille-t-il à la non-discrimination entre soumissionnaires ?

- Si un traitement préférentiel est accordé aux entreprises publiques ou à certains acteurs, les motifs en sont-ils clairement expliqués ?
- Quelles mesures l'État a-t-il prises pour assurer le respect des principes de transparence et d'équité procédurale à l'égard de tous les soumissionnaires ?

Lorsqu'il énonce les critères d'évaluation des offres, le gouvernement d'un pays en développement devra définir le rôle de l'entreprise publique. Souvent, lorsqu'il ouvre les infrastructures énergétiques propres à une concurrence accrue, l'État désire rendre l'entreprise publique plus compétitive sur ce marché. Pour ce faire, il faut souvent lui en réserver une part tout en ouvrant partiellement le marché à la concurrence. Ainsi, en Afrique du Sud, seule la moitié des capacités de production à créer était soumise à un appel d'offres ouvert, l'autre moitié étant dévolue à Eskom. Mais l'entreprise publique doit dans toute la mesure du possible concurrencer les entreprises privées sur les mêmes bases et selon des critères d'évaluation identiques. En outre, si, pendant l'appel d'offres, un traitement préférentiel est accordé à l'entreprise publique ou à une catégorie d'acteurs donnée, les motifs doivent en être exposés clairement aux participants et l'intérêt public être rigoureusement défini. Les conditions de l'appel d'offres doivent en outre garantir l'absence de discrimination entre entreprises nationales et étrangères parce que, dans le cas contraire, les gains d'efficacité économique visés par la procédure d'appel d'offres seraient compromis.

Le risque de payer un prix excessif peut être atténué par la détection précoce des ententes entre soumissionnaires. Comme le suggèrent les *Recommandations de l'OCDE sur la lutte contre les soumissions concertées*

dans les marchés publics (OCDE, 2012c), les moyens les plus efficaces pour lutter contre les ententes sont les suivants :

- Promouvoir la concurrence en autorisant le plus grand nombre possible d'entreprises à participer à l'appel d'offres,
- Exiger que les offres soient remises sous pli scellé pour empêcher les soumissionnaires de communiquer entre eux,
- Faire figurer dans l'appel d'offres une mise en garde sur les sanctions frappant la collusion et exiger des soumissionnaires qu'ils signent une attestation selon laquelle leur offre est « véritable, non concertée et remise avec l'intention d'accepter le contrat si celui-ci est attribué au soumissionnaire »,
- Former les fonctionnaires chargés de la passation des marchés aux risques de collusion entre soumissionnaires et aux coûts qui en résultent et aux techniques de détection des pratiques de collusion,
- Et s'assurer que, pour organiser l'appel d'offres, ses responsables bénéficient de la collaboration de l'autorité de la concurrence.

Autorité de la concurrence

Une fois que les réformes libéralisant le marché ont été mises en œuvre et que l'égalité des conditions de concurrence est assurée, il faut qu'une autorité veille à ce que les principes de concurrence et de neutralité soient respectés.

3.10 Existe-t-il une autorité de la concurrence ? Celle-ci dispose-t-elle de ressources et connaissances techniques suffisantes pour statuer en toute connaissance de cause sur d'éventuelles atteintes à la concurrence dans le secteur de l'électricité ?

Une fois le marché de l'électricité ouvert à la concurrence, garantir les conditions de son exercice devrait être de la responsabilité d'une autorité de la concurrence dotée de moyens appropriés. Faute d'une autorité vigilante pour assurer efficacement le respect du droit de la concurrence, il existe un risque qu'un monopole public soit purement et simplement remplacé par celui d'une entreprise privée. Si l'on n'y met un frein, les fusions et acquisitions dans l'électricité peuvent réduire à néant les avantages de la séparation verticale et déboucher sur un marché très concentré. Il importe donc que l'autorité de la concurrence contrôle les fusions et acquisitions ou les transferts (M&A&T) sur le marché. Pour cela, il est indispensable qu'elle dispose de moyens suffisants et d'un personnel qualifié apte à

exercer un contrôle efficace et à faire respecter la réglementation de la concurrence dans l'électricité. En cas de privatisation ou de séparation des activités de compagnies d'électricité verticalement intégrées, l'autorité de la concurrence doit aussi veiller à ce que le processus de privatisation soit mené comme il convient et que, par exemple, des entreprises privées ne se voient pas offrir de droit d'exclusivité sur le marché.

3.11 Les compétences de l'autorité de la concurrence et de l'autorité de réglementation du secteur énergétique sont-elles clairement définies, si bien que les politiques gagnent en cohérence et que l'indépendance de ces deux organismes est garantie ?

*Pour fonctionner efficacement, l'autorité de la concurrence a besoin de moyens suffisants, mais aussi de l'appui de l'État et d'un statut indépendant, en particulier quand elle doit s'opposer à des intérêts puissants tels que des sociétés privées jouissant d'un monopole ou des entreprises publiques soumises à la tutelle d'autres instances étatiques. Ce dernier cas est très fréquent dans les activités de service public, y compris dans l'énergie où la révision des tarifs, l'application de la réglementation et la défense des politiques applicables au secteur sont du ressort d'une autorité *ad hoc*. En conséquence, selon le pays concerné, les questions relatives au pouvoir de marché dans le secteur de l'électricité relèvent de l'autorité de la concurrence ou sont partagées entre cette dernière et l'autorité de réglementation de l'énergie²⁸.*

Dans ces cas de figure, il est indispensable que le rôle et les responsabilités de chaque agence publique soient définis et que la commission de la concurrence ait un rang relativement élevé dans la hiérarchie des organismes étatiques. En effet, les décisions de l'autorité de réglementation d'un secteur ne sont pas toutes neutres ou bonnes pour la concurrence. Ainsi, la Commission de la concurrence de l'Île Maurice (CCM), consciente du risque de conflits d'intérêts, a édicté des Directives générales qui lui permettent de dénoncer les pratiques restrictives et d'imposer des correctifs si des entreprises appliquent les décisions relatives à la réglementation de telle manière que la concurrence soit faussée alors que des alternatives moins nocives pour la concurrence existent. De même, dans son Rapport de 2012 sur la concurrence, l'Autorité de la concurrence turque (TCA) prévient que séparation en cours du marché de l'énergie implique d'intensifier sa coopération avec l'Autorité de réglementation du marché de l'énergie (ELIG, 2012). Dans les pays en développement, la répartition des attributions devra tenir compte des ressources humaines et compétences techniques dont disposent les organismes concernés afin de faire en sorte que les atteintes à la concurrence soient sanctionnées comme il se doit.

L'indépendance de l'autorité de la concurrence doit aussi être préservée, par exemple en lui faisant obligation de rendre compte de ses activités à des organismes de surveillance indépendants et de recevoir leurs observations (voir la section sur l'indépendance des autorités de réglementation qui traite de la gouvernance). Toute intervention politique dans une affaire d'atteintes à la concurrence nuit gravement à l'autorité et à la crédibilité du gardien de la concurrence. En outre, son indépendance peut être le gage de conseils de meilleure qualité lorsqu'il intervient auprès du gouvernement, en particulier pour le prévenir de compromis nécessaires entre les impératifs de la concurrence et d'autres buts politiques²⁹. Ainsi, l'autorité de la concurrence peut orienter le gouvernement vers des politiques permettant d'atteindre un but à long terme (comme, par exemple, l'encouragement aux investissements dans les énergies propres et leur montée en puissance de telle sorte qu'elles tiennent une grande place sur le marché national de l'énergie) tout en minimisant leurs effets néfastes sur la concurrence.

4. Politique relative aux marchés financiers

Pour construire les infrastructures indispensables aux énergies propres, les promoteurs de projets doivent pouvoir bénéficier de solutions abordables de financement sur le long terme. Cependant, dans certains pays, l'accès aux financements de long terme est entravé par l'étroitesse et l'illiquidité des marchés financiers. Il arrive aussi que de nombreux pays en développement aient du mal à accéder aux marchés de capitaux internationaux. Ces handicaps peuvent être encore plus pénalisants dans le cas des projets d'infrastructures énergétiques propres, les prêteurs étant parfois réticents à mettre des fonds à disposition du fait d'une connaissance insuffisante des marchés locaux et de l'existence d'un risque technologique non négligeable. Pour garantir l'accessibilité du financement, les autorités des pays en développement, en particulier, doivent combiner une stratégie à court terme visant à faciliter l'accès aux financements internationaux et une stratégie à plus long terme pour s'attaquer à tout l'éventail des risques et contraintes qui renchérissent le financement des énergies propres : développement insuffisant du marché financier national, risques informationnels, sociaux ou comportementaux liés au financement des énergies propres, et la rareté des produits financiers susceptibles de répondre aux besoins de financement du secteur.

Faciliter l'accès aux financements

4.1 Comment les infrastructures des énergies propres sont-elles actuellement financées ?

Les outils de financement des infrastructures énergétiques dans les pays en développement varient d'un cas l'un à l'autre. Dans certains pays, comme le Brésil ou la Chine, les prêts bancaires prédominent, les banques d'État et/ou banques nationales de développement étant les principales sources de financements à long terme. À titre d'illustration, en Chine les banques détiennent près de 80 % du portefeuille de prêts aux infrastructures (Walsh *et al.*, 2011). De même, la Banque nationale de développement du Brésil (BNDES)³⁰ joue un rôle clef dans le financement des énergies renouvelables³⁰. Inversement, au Chili et dans la République de Corée, les marchés de capitaux sont les premières sources de financement. L'Inde se trouve dans une situation à peu près médiane, les infrastructures y étant financées à la fois par des emprunts bancaires et par des levées de fonds sur les marchés de capitaux (Walsh *et al.*, 2011).

Pour les compagnies d'électricité, il peut être très avantageux d'avoir accès aux marchés de capitaux nationaux et internationaux. Cela est particulièrement vrai dans le domaine des énergies propres, où les projets nécessitent généralement d'importants investissements de départ mais affichent ensuite des frais de fonctionnement peu élevés. Par exemple, la compagnie d'électricité de la République de Corée KEPCO, à la tête de 87 % de la puissance installée du pays, a émis des actions³¹ pour diversifier sa structure financière et placé des obligations sur les marchés de capitaux coréen et mondial de manière à diversifier sa dette (Walsh *et al.*, 2011). Une démarche similaire a été suivie au Chili, où les compagnies d'électricité à actionnariat privé ont émis des obligations libellées en pesos et en devises (Walsh *et al.*, 2011)³². Il convient d'observer que, quoique les opérations sur les marchés de capitaux aient coïncidé avec la privatisation de l'électricité et des fonds de pension au Chili, celle-ci n'était pas une condition nécessaire pour accéder aux marchés de capitaux (KEPCO est verticalement intégré et la majorité de ses actions appartient à l'État).

4.2 Les investisseurs nationaux et étrangers peuvent-ils accéder aux financements domestiques de long terme à des taux abordables ?

Dans de nombreux pays en développement, il est difficile de trouver des fonds d'origine nationale pour financer les projets d'infrastructure énergétique propre. En effet, le degré auquel un pays peut lever des capitaux pour construire ces infrastructures dépend non seulement des risques réels et perçus qui sont associés au secteur des énergies propres, mais aussi de la

santé et de la profondeur de son secteur financier. La rareté des financements domestiques à long terme s'explique, dans maints pays en développement, par plusieurs facteurs : manque de concurrence dans le secteur bancaire, liquidité insuffisante du marché financier national, incapacité des banques d'évaluer les risques de ces projets faute de disposer des compétences techniques appropriées, réticence à prêter à de nouveaux acteurs tels que les petites et moyennes entreprises innovantes et préférence des banques pour les crédits à court terme. Ces carences sont flagrantes en Afrique, où il est très rare que les banques prêtent pour une longue durée (d'après une étude sur plusieurs pays que la Banque mondiale a réalisée en 2009, les prêts à 20 ans n'existent que dans six pays sur 24) ; les taux d'intérêt sont prohibitifs (plus de 20 % dans trois de ces six pays) et les obligations de projet ne sont émises que dans un petit nombre de pays (Irving et Manroth, 2009).

Les petites et moyennes entreprises (PME) spécialisées dans les énergies propres rencontrent les pires difficultés pour se procurer des financements. À la fois trop grandes pour bénéficier du microcrédit et trop petites pour obtenir des financements commerciaux ou internationaux, elles ont du mal à lever les fonds requis pour investir dans les énergies propres (Hamilton, 2010). Il semble que ces obstacles affectent les énergies renouvelables (Blyth et Savage, 2011) tout autant que les économies d'énergie (PNUE, 2009) et, au surplus, pour les petits projets, le coût des contrôles nécessaires a un poids disproportionné.

Diverses solutions s'offrent aux États pour relever ces défis. Plusieurs d'entre elles (atténuation du risque du projet par la garantie de l'État, demande de notation pour les obligations souveraines, mise à disposition de financements par les banques de développement nationales et multilatérales et ouverture de prêts directs pour les énergies renouvelables) sont détaillées dans les réponses aux questions ci-dessous. Pour faciliter le financement des investissements dans les énergies propres, il est également loisible de le rendre plus transparent et de réduire les asymétries d'information. Par exemple, les banques seront plus à même de traiter les projets portant sur les énergies propres et les technologies auxquelles ils font appel si des renseignements détaillés sur les financements de projet réussis leur sont communiqués ; et le partage des informations tirées du suivi de projets réussis dans le cadre desquels ont été déployées des infrastructures pour les énergies propres est de nature à accroître la confiance chez les prêteurs du secteur privé (pour le suivi, voir la question 2.12).

4.3 Quelles mesures l'État prend-il pour faciliter l'accès aux marchés de capitaux internationaux et attirer les financements internationaux de long terme ? Cherche-t-il à obtenir d'une agence

d'évaluation financière internationale une note classant sa dette souveraine dans les placements sans risque ?

À cause des difficultés d'accès aux financements domestiques, de nombreux projets d'infrastructures énergétiques devront faire appel, au moins en partie, à des emprunts en devises à l'étranger. Cependant, comme les recettes sont libellées en monnaie locale, il en résulte un risque de change, contre lequel il faut se prémunir (Standard & Poor's, 2012). Il existe plusieurs possibilités : garanties d'emprunt partielles ; mise en place d'une couverture contre le risque de change par des assurances privées et/ou des agences de crédit export ; enfin, prêts syndiqués, lesquels, par définition, permettent de lever localement au moins une partie de la dette, ce qui atténue le risque de change sur la dette totale.

À court terme, une poignée de pays en développement pourra accéder aux marchés de capitaux internationaux. Peu d'entre eux peuvent se prévaloir d'une note classant leurs obligations d'État dans les placements sans risque et certains ne sont même pas notés, en particulier en Afrique. Cependant, l'obtention d'une note, fût-elle inférieure dans un premier temps à celle qui est exigée pour les placements sans risque, peut être un premier pas utile pour attirer les investissements parce qu'elle est le signe d'une transparence croissante du budget comme des finances de l'État et une preuve de franchise. Souvent, il est cependant nécessaire d'obtenir une note de crédit de première qualité (correspondant à la catégorie *Investment Grade*) pour lever des fonds sur les marchés de capitaux internationaux à des taux abordables. Les pays dont la note est trop basse peuvent recourir avantageusement à des outils tels que les garanties d'emprunt partielles pour atténuer les risques et assurer ponctuellement une note plus élevée aux obligations qu'ils souhaitent émettre.

C'est pourquoi, à court et moyen terme, les banques de développement nationales et multilatérales resteront les interlocuteurs privilégiés de nombreux pays en développement. Deux des quatre plus grandes banques de développement finançant les infrastructures énergétiques propres ont été créées par des pays en développement (*Chinese Development Bank* en Chine et *BNDES* au Brésil). Sur la période 2007-2011, ces deux établissements sont respectivement à l'origine de 16.7 % et 12.9 % des 268.8 milliards USD qui ont été investis dans les infrastructures énergétiques propres (Louw, 2012)³³. Les pays émergents ont été les principaux destinataires de ces investissements, la Chine, le Brésil et l'Inde se partageant respectivement 17.8 %, 13.6 % et 2 % du total. La plupart des autres pays en développement financent leurs projets dans les énergies propres auprès de banques de développement étrangères ou multilatérales plutôt que de la leur (Louw, 2012).

Incitations ciblées

4.4 L'État offre-t-il un soutien financier ciblé en faveur des énergies renouvelables ?

Même si les banques commerciales sont développées et consentent des prêts, les promoteurs privés des énergies propres éprouvent parfois des difficultés à se financer. Non seulement les banques commerciales répugnent à octroyer des concours à un secteur émergent tel que les énergies propres, mais le montant qu'elles peuvent allouer au secteur de l'électricité est parfois limité. Par exemple, en Inde, la plupart n'ont pas le droit de lui consacrer plus de 15 % de leur portefeuille de prêts (Pearson, 2012). Ce plafond augmente le risque d'éviction des projets d'infrastructures énergétiques propres par ceux qui font appel aux énergies fossiles, d'autant que l'on prévoit que la capacité des centrales au charbon doublera dans ce pays sur la période 2009-2020 (AIE, 2011d). Dans ces conditions, il est nécessaire d'introduire dans la réglementation bancaire des dispositions spéciales pour promouvoir les énergies propres, comme par exemple l'instauration d'un plafond différencié.

Des prêts directs aux énergies renouvelables pourraient atténuer le risque perçu. Une autre solution, quoique plus onéreuse pour les finances publiques, consisterait pour l'État à accorder sa garantie à des projets de production propre de telle sorte que les banques commerciales soient plus enclines à les financer. Il existe cependant un risque que cette garantie soit interprétée comme l'indice d'un manque de transparence de la réglementation, qui ne serait pas assez stable pour pousser à investir. Si l'État qui se porte garant ne bénéficie pas d'une note permettant à ses obligations d'avoir le statut de placements sans risque, la crédibilité de sa garantie pourrait être amoindrie par un manque de confiance dans sa signature.

4.5 Quelles mesures l'État prend-il pour amener les investisseurs institutionnels à miser sur les infrastructures liées aux énergies propres ?

Alors que les banques, obligées de se désendetter du fait de la nouvelle réglementation financière, sont plus regardantes sur les conséquences à long terme, les investisseurs institutionnels sont susceptibles de jouer un rôle important dans le financement des infrastructures pour peu que les conditions nécessaires soient réunies. Au niveau mondial, bien que l'expérience de pays émergents tels que le Chili montre que les investisseurs institutionnels peuvent contribuer utilement au financement des infrastructures³⁴, le plus clair de leurs investissements est réalisé par des

voies indirectes (c'est-à-dire en achetant des actions et titres de dette de sociétés cotées qui possèdent des infrastructures au lieu d'investir directement dans les infrastructures). Ce constat vaut pour la plupart des investisseurs institutionnels, y compris les fonds d'investissement, les compagnies d'assurance, les fonds de pension et les autres formes d'épargne institutionnelle. Dans les pays de l'OCDE, ces investisseurs détenaient pour plus de 83 000 milliards USD d'actifs en 2012. Cela étant, on estime que moins de 1 % des actifs des fonds de pension sont directement investis dans les infrastructures (Kaminker *et al.*, 2013). La place plus ou moins grande que les fonds de pension pourraient tenir dans le financement des infrastructures des énergies propres dépend aussi du contexte national (par exemple, au Brésil, où BNDES est le premier pourvoyeur de financements à long terme, tant en fonds propres que sous forme de dette, les fonds de pension et le marché des capitaux en général jouent un rôle plus limité dans le développement des infrastructures (Irving et Manroth, 2009).

L'État doit, par sa politique, instaurer des conditions de nature à inciter les acteurs institutionnels à investir dans les énergies propres. Des études récentes de l'OCDE ont mis en évidence les nombreux obstacles à l'investissement direct dans les infrastructures énergétiques propres auxquels se heurtent les institutionnels (Kaminker *et al.*, 2013 ; Della Croce *et al.*, 2011 ; Kaminker et Stewart, 2012), notamment :

- absence de signaux clairs, crédibles et cohérents sur le long terme de la part des pouvoirs publics ;
- inexistence d'un prix du carbone et/ou présence de subventions nuisibles aboutissant, pour l'investissement dans les énergies propres, à des prix aberrants par rapport aux technologies existantes qui sont polluantes ;
- barrières réglementaires (par exemple, règles comptables et normes de solvabilité) ;
- absence de véhicules d'investissement appropriés, et en particulier d'instruments de dette collectifs d'une taille suffisante et pourvus d'une note et d'une liquidité satisfaisantes ;
- et risques spécifiques inhérents aux énergies propres, notamment le risque technologique, qui rendent plus ardue l'obtention d'une note permettant d'être classé dans les placements sans risque.

En outre, pousser les institutionnels à investir dans les infrastructures énergétiques propres suppose non seulement d'améliorer le climat des affaires, mais aussi de réformer ponctuellement la législation et la réglementation qui leur sont applicables. Par exemple, dans une grande partie de l'Afrique sub-saharienne, les investisseurs institutionnels sont

soumis à des limites par classe d'actifs et par zone géographique. Étant donné l'étroitesse et l'illiquidité des marchés financiers, ces règles les obligent dans bien des cas à acheter des titres du Trésor à court terme, de telle sorte que les échéances respectives de leurs emplois et de leurs ressources ne concordent pas³⁵.

Renforcer les marchés financiers nationaux

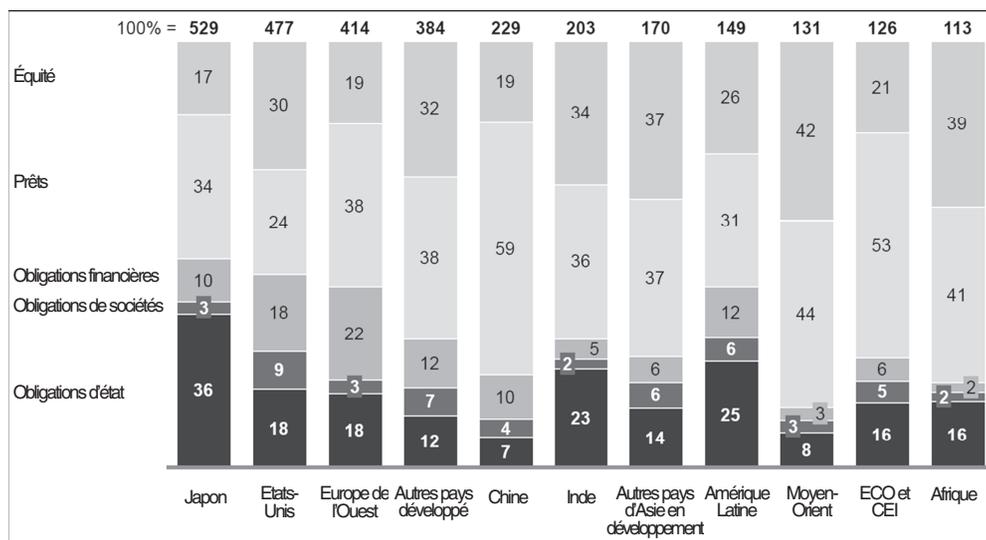
4.6 Quelles mesures l'État prend-il pour développer et renforcer les marchés financiers nationaux ?

Il est impératif de renforcer les marchés financiers pour encourager l'investissement dans une infrastructure énergétique propre. Ce constat vaut même pour les pays qui ont accès aux marchés de capitaux internationaux. Nous avons lieu de croire que la fragilité persistante de nombreuses banques des pays de la zone OCDE et l'obligation instaurée par les normes Bâle III d'étoffer leurs fonds propres les poussent à réduire la quantité de dettes à long terme inscrite à leur bilan. Si cette tendance se prolongeait, le risque de refinancement pourrait augmenter, ce qui compromettrait la viabilité financière de beaucoup de projets, même ceux qui sont déjà en cours. Par exemple, les contrats d'approvisionnement en électricité pourraient être modifiés de manière à tenir compte du recours accru aux refinancements. En outre, les aléas de marché pourraient amener les banques à se montrer plus prudentes, de telle sorte qu'elles pourraient élaguer le portefeuille des projets qu'elles tiennent pour risqués (comme, par exemple, les investissements dans les énergies renouvelables et les économies d'énergie et, de manière générale, les petits projets). Dans ces conditions, le marché des prêts pourrait aussi se concentrer. La résultante de tous ces facteurs pourrait être une hausse du coût d'emprunt. Face à la raréfaction des prêts à long terme, les promoteurs d'infrastructures énergétiques propres pourraient donc se voir de plus en plus fréquemment contraints d'emprunter sur des durées plus courtes, lesquelles auraient pour corollaire un risque de refinancement accru.

À moyen et long termes, chaque pays renforcera, à sa manière, ses marchés financiers. Si, dans les pays émergents, les principales sources de financements sont généralement les prêts bancaires et les marchés d'actions, la répartition entre ces sources variera au gré des préférences de chaque pays (voir le graphique 4.1). Là où le secteur bancaire est très concentré, une intensification de la concurrence pourrait faire diminuer le coût des financements à long terme et abaisser ainsi les barrières au développement des énergies propres. Les pouvoirs publics ne doivent pas non plus oublier que les divers types d'énergies propres ont besoin de financements et refinancements différenciés (par exemple, la durée des emprunts nécessaires

pour les énergies renouvelables n'est pas la même que pour les économies d'énergie). En attendant, le développement des marchés financiers régionaux peut offrir des possibilités de financement plus diversifiées aux pays dont le marché des capitaux et le marché financier demeurent trop étroits et insuffisamment liquides (voir le chapitre 6).

Graphique 4.1. Poids relatif du secteur financier, estimations 2013
(en % du PIB régional)



Source : McKinsey Global Institute (2013), *Financial Assets Database* ; McKinsey Global Institute analysis ; rapport entre le total des instruments de dette et des actions en circulation de la région considérée et son PIB.

5. Gouvernance publique*

Vu le nombre des domaines d'action et des autorités publiques potentiellement associés aux efforts visant à amplifier les effets de l'investissement dans une infrastructure énergétique propre, une bonne gouvernance publique est un levier indispensable. Cette section met l'accent sur plusieurs domaines de gouvernance publique qui revêtent une importance particulière pour l'investissement dans les énergies propres. Plusieurs de ces thèmes, comme la gouvernance des marchés de l'électricité, sont spécifiques au secteur de l'énergie. D'autres, comme les règles d'urbanisme et la coordination entre les différents échelons territoriaux de la gouvernance, concernent plus généralement la politique d'infrastructures mais exigent un soin tout particulier eu égard aux énergies propres.

* Les données statistiques concernant Israël sont fournies par et sous la responsabilité des autorités israéliennes compétentes. L'utilisation de ces données par l'OCDE est sans préjudice du statut des hauteurs du Golan, de Jérusalem-Est et des colonies de peuplement israéliennes en Cisjordanie aux termes du droit international.

Gouvernance du marché de l'électricité

5.1 Quelles mesures l'État prend-il pour garantir l'indépendance de l'autorité de réglementation du marché de l'électricité, notamment son indépendance budgétaire vis-à-vis des ministères opérationnels et la nomination de ses dirigeants sans ingérence politique ?

Pour qu'un marché de l'électricité libéralisé attire des investissements, il est crucial de mettre en place une autorité de réglementation ad hoc. Comme on l'a vu dans la section traitant de la concurrence, l'ouverture du marché à la fourniture d'électricité indépendante peut être très utile pour promouvoir l'investissement privé dans la production renouvelable. Pour que le marché de l'énergie demeure concurrentiel et que les besoins des utilisateurs finaux soient satisfaits, il faut aussi que le secteur soit réglementé et surveillé avec soin, à la fois par l'autorité de la concurrence et par une autorité de réglementation spécifique. En effet, l'analyse économétrique de la réforme de l'électricité dans les pays de la zone OCDE montre que la création d'une autorité de réglementation de l'énergie indépendante peut avoir des effets positifs sur l'investissement en infrastructures dans l'électricité (Araujo, 2011).

Il est donc impératif, pour que le cadre stratégique destiné à accroître l'investissement dans les énergies propres soit efficace, que l'autorité de réglementation de l'énergie soit indépendante non seulement en droit, mais aussi dans les faits. Cette indépendance peut être confortée en lui donnant une plus large autonomie budgétaire vis-à-vis des ministères opérationnels, en nommant ses dirigeants pour une durée invariante qui soit indépendante du cycle électoral et en mettant la commission de la réglementation, celles qui lui sont associées et tous autres organismes chargés de veiller à l'égalité des conditions de concurrence (notamment l'autorité de la concurrence – voir le chapitre 3) à l'abri des pressions politiques. Il faut en outre que les responsabilités et pouvoirs de l'autorité de réglementation de l'énergie soient clairement délimités par rapport à ceux d'autres organismes dont les fonctions sont susceptibles de chevaucher les siennes.

L'indépendance de l'autorité de réglementation doit être garantie non seulement par sa transparence et par une réglementation la mettant à l'abri des ingérences, mais aussi par son autonomie financière et sa forte compétence technique de telle sorte que la réglementation soit appliquée efficacement³⁶. La compétence technique est d'autant plus cruciale que les technologies d'énergie propre sont particulièrement complexes et que l'autorité de réglementation peut être chargée d'élaborer les normes de raccordement au réseau et celles des contrats d'approvisionnement en

électricité (PPA). Pour qui investit dans la production propre, ces normes sont un gage de prévisibilité accrue et de risques plus faibles.

Pourtant, dans un grand nombre de pays en développement, l'autorité de réglementation de l'énergie ne jouit pas d'une indépendance totale. Par exemple, au Mexique, quoique la Commission de réglementation de l'énergie ait été instituée par la loi et que la nomination de ses membres soit échelonnée, elle ne dispose pas d'un budget propre et ses membres sont nommés (et renvoyés) par son président sur avis du ministère de l'Énergie. La situation est toute autre au Brésil, où l'Agence nationale pour l'énergie électrique a été instaurée par la loi et son autonomie financière est assurée par les redevances payées par les entreprises soumises à sa tutelle, la nomination de son président étant soumise à l'accord du Sénat (voir le tableau 5.1).

Tableau 5.1 Mode de désignation des commissions de réglementation de l'énergie dans certains pays

Pays	Organisme	Mode de désignation
États-Unis	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>	Instituée par la loi. Nomination par le Président avec l'accord du Sénat. Mandat de 5 ans. 5 commissaires par agence. Pas plus de 3 commissaires par parti politique. Les décisions de l'agence ne sont soumises au contrôle ni du Président, ni du Congrès, ni du ministère de l'Énergie.
Brésil	Agence nationale pour l'énergie électrique	Instituée par la loi. Autonomie financière assurée par les redevances payées par les entreprises placées sous sa tutelle. Nomination par le Président avec l'accord du Sénat.
Mexique	Commission de réglementation de l'énergie (Instituée par la loi. Les membres de la commission sont nommés par le Président sur la recommandation du ministère de l'Énergie et le renouvellement de leurs mandats est échelonné dans le temps. Pas d'autonomie budgétaire.
Chili	Commission nationale de l'énergie	Présidée par un représentant du Président. Le Secrétaire exécutif peut être renvoyé à tout instant par le Président de la République.
Israël	Autorité des services publics	Cinq membres nommés par le gouvernement pour une durée de trois ans. Ils ne peuvent être réélus que pour deux mandats consécutifs. Le président est nommé par le gouvernement pour une durée de cinq ans (reconduction possible pour une durée de quatre ans).
Viet Nam	Agence de réglementation de l'électricité du Viet Nam	Fait partie intégrante de l'État. L'agence est placée sous l'autorité du ministère de l'Industrie et du Commerce (ce dernier est institué par l'Assemblée nationale).

Source : D'après GTDT (2012), *Getting the deal through: Electricity Regulation 2012*.

Planification et déploiement du réseau électrique

5.2 Quelles mesures l'État prend-il pour dresser la carte des ressources énergétiques ?

- Si cette cartographie a été entreprise, comment l'État s'en sert-il pour influencer sur la production d'électricité et la planification du réseau et pour assurer la coordination entre les diverses collectivités territoriales ?
- Les résultats de la cartographie sont-ils mis à la disposition de toutes les parties prenantes ?

Du point de vue stratégique, l'établissement d'une carte de la distribution géographique des ressources en énergies renouvelables est crucial pour déployer les infrastructures des énergies propres de manière efficace et économique. En permettant aux pouvoirs publics d'embrasser d'un seul coup d'œil la distribution spatiale des sources d'énergie renouvelables, cette carte peut contribuer à une allocation optimale de la production d'énergie et des infrastructures de réseau. Elle peut aussi aider à détecter les endroits où le raccordement au réseau pourrait être problématique et, de manière générale, à le configurer avec précision.

La carte peut aussi améliorer la coordination entre règles d'urbanisme et déploiement des infrastructures énergétiques propres. La carte des ressources aiderait à détecter les zones où une adaptation des premières est nécessaire pour rendre possible le second. Il en va ainsi tant pour la production que pour les infrastructures de réseau. Exploiter ces informations pour changer l'affectation des terrains avant que les infrastructures ne soient construites permet de raccourcir le délai d'obtention des permis de construire. De même, la carte peut aider à améliorer la coordination entre divers échelons (par exemple, entre administration centrale et États d'une fédération et entre administration centrale et collectivités locales). Il faut, par exemple, que le soutien des pouvoirs publics aux énergies renouvelables soit cohérent et harmonisé au niveau tant de l'administration centrale que des États d'une fédération de manière à envoyer aux investisseurs des signaux et incitations cohérents. De plus, la carte des ressources peut aider l'administration centrale et les collectivités locales à améliorer la conception des politiques et faire en sorte que ces politiques se complètent au lieu de faire double emploi (voir la question 5.4).

Si l'on entreprend un travail de cartographie, il faut que ses résultats soient mis à la disposition des promoteurs. Il est crucial que les investisseurs potentiels aient accès à ces informations parce qu'elles mettent en évidence les risques affectant l'offre, ce qui réduit le coût des contrôles. Pour éviter toute discrimination entre investisseurs nationaux et étrangers, il faut que

ces informations soient traduites en plusieurs langues, de préférence sous forme électronique de telle sorte qu'il soit possible d'y accéder facilement depuis l'étranger.

5.3 Quelles mesures l'État prend-il pour coordonner le déploiement du réseau électrique avec la production d'électricité propre ?

Le réseau électrique s'est développé à vive allure dans la plupart des pays en développement, essentiellement pour faire face à l'augmentation de la production d'électricité (AIE, 2011d). Mais l'extension du réseau n'est pas toujours motivée par le souci d'accueillir les énergies propres. De fait, les sources d'énergie renouvelables ne sont pas forcément situées à proximité du réseau. Dans les pays en développement où les énergies renouvelables connaissent une expansion particulièrement rapide, souvent du fait de grands projets, une partie de l'électricité produite n'a pu être livrée à cause de délais de raccordement considérables. Ces retards signifient une perte de recette pour les investisseurs qui se trouvent dans l'incapacité de vendre leur production. Pour atténuer ce risque, certains contrats d'approvisionnement en électricité (PPA) produite à partir d'énergies renouvelables obligent l'exploitant du réseau à verser des indemnités pour toute perte de production d'électricité (indépendamment du raccordement). Une telle clause risque néanmoins de soumettre les deux parties à des tensions financières difficilement supportables si le réseau est incapable de suivre, ce qui pourrait arriver à l'un des plus grands projets d'éoliennes du Kenya (voir l'encadré 5.1).

Le déploiement optimal d'une infrastructure énergétique propre suppose donc que la production de ces énergies et le développement du réseau soient coordonnés. Il peut être utile à cet égard de dresser une carte nationale des sources d'énergie renouvelables. Cette carte peut, premièrement, livrer des indications précieuses sur les lieux où il est possible d'implanter des installations de production propre et, deuxièmement, mettre en évidence des synergies entre augmentation de la production et développement du réseau, de même que les conséquences qui en découlent pour l'urbanisme et la coordination entre les différents échelons administratifs. Il est également recommandé de planifier l'extension du réseau selon une logique anticipatrice, dans laquelle cette extension et l'augmentation de la production sont programmées conjointement, par opposition à une démarche simplement réactive dans laquelle la planification du réseau est conçue de manière à répondre aux besoins des seuls projets existants (Madriral et Stoft, 2011). Ainsi, au Brésil, il est demandé aux promoteurs privés d'élaborer conjointement une proposition relative à la planification du raccordement au réseau avant de soumettre une offre de projet d'énergie renouvelable.

Encadré 5.1. Importance d'une montée en puissance coordonnée du réseau et de la production d'électricité : le projet du Lac Turkana

Le parc d'éoliennes du Lac Turkana est l'un des plus grands projets d'infrastructures du Kenya pour les énergies propres. Le volet production, dont le coût est estimé à 780 millions USD, générera 300 MW au moyen de 365 turbines. Ce projet a été conçu par la société Lake Turkana Wind Power (LTWPCo), consortium d'investisseurs publics et privés financé par un syndicat dont le chef de file est une banque de développement multilatérale. D'après LTWPCo, ce projet sera le plus gros investissement privé de l'histoire du Kenya.

LTWPCo a conclu un contrat d'approvisionnement (PPA) de 20 ans avec la société Kenya Power, détenue à 50 % par l'État. La loi l'oblige à acheter l'électricité produite par LTWPCo dès que ses éoliennes commenceront à fonctionner. Une agence multilatérale fournit aux investisseurs des garanties en cas de défaillance de Kenya Power. Cependant, pour transporter l'électricité des éoliennes, il est impératif d'édifier un réseau ; cette tâche, qui coûtera 175 millions USD (financés par ailleurs au moyen de financements publics bilatéraux), échoit à une autre entreprise publique, Kenya Transmission Company.

Si tout se passe bien, le réseau et les éoliennes pourront être construits en 23 et 26 mois respectivement. Toutefois, si la construction du réseau prenait du retard, Kenya Power devrait payer des indemnités à LTWPCo sans pouvoir vendre, ce qui aggrave le risque d'insuffisance de recettes des éoliennes tout en plaçant les garants dans une posture délicate. Le recours à des financements indépendants pour la production et le réseau peut se justifier eu égard à l'ampleur des investissements. Cependant, comme le montre cet exemple, il est crucial que la montée en puissance du réseau soit coordonnée avec celle de la production de manière à éviter un couplage des risques entre les deux. Il faut en outre que l'État joue un rôle de facilitateur et de coordinateur entre les différents acteurs, tant publics que privés, de manière à réduire les asymétries d'information.

Sources : Banque mondiale (2012), pour une description du projet, at www.wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2012/03/14/000003596_20120319143702/Rendered/PDF/Integrated0Saf00Sheet0Concept0Stage.pdf; site de la société Lake Turkana Wind Power <http://ltwp.co.ke/the-project/project-profile>; Mbugua J. (2012), « World Bank agencies delay Lake Turkana wind project » www.the-star.co.ke/news/article-17765/world-bank-agencies-delay-lake-turkana-wind-project.

Tableau 5.2 **Planification de l'extension du réseau en coordination avec la production renouvelable : quelques exemples**

Brésil	<p>Les investisseurs privés soumettent des plans d'interconnexion avec les installations de production renouvelable conformément aux spécifications techniques édictées par l'autorité nationale de réglementation de l'électricité. Ces dernières examinent ensuite les plans des promoteurs et proposent des tarifs, au vu desquels les promoteurs confirment leur intérêt. Un appel d'offres est alors lancé pour des contrats énergétiques. Ceux qui l'ont remporté confirment qu'ils ont besoin de services de transport d'électricité. Des enchères sont organisées pour le réseau de transport. Le gagnant remporte une concession de 30 ans. Les recettes proviennent des redevances d'utilisation du réseau appliquées aux seuls producteurs d'électricité provenant d'énergies renouvelables.</p>
Philippines	<p>Création d'une commission technique dans laquelle sont représentés le <i>National Renewable Energy Board</i> (Commission des énergies renouvelables), l'<i>Energy Regulatory Commission</i> (Commission de réglementation de l'énergie) et l'exploitant du réseau. L'architecture du réseau est conçue en fonction des demandes d'interconnexion relatives aux projets validés. Une solution à un coût minimum est prévue pour l'ensemble des projets (par opposition à chacun d'entre eux considéré individuellement).</p>
Mexique	<p>Les promoteurs font part de leur intérêt pour la conclusion avec la société de service public de contrats fermes de transport d'électricité en spécifiant leur localisation, leur taille et la durée de fonctionnement prévue. Tous les projets sont pris en compte par la commission fédérale de l'électricité, qui lance ensuite des études techniques pour évaluer les solutions de raccordement les moins coûteuses. Les plans et estimations de coûts sont transmis aux promoteurs, qui se répartissent ces coûts à parts égales et doivent ensuite confirmer leur engagement en effectuant un dépôt égal à 5 % de leur quote-part. Les coûts de transport de l'électricité afférents à l'extension du réseau sont alors inclus dans le budget officiel ; à ce stade, les promoteurs effectuent un nouveau paiement de telle sorte que 25 % de leur quote-part soit réglée. Enfin, le budget est officiellement publié, les appels d'offres pour la construction sont lancés et les promoteurs paient le solde de leur quote-part.</p>

Source : D'après Madrigal, M. et S. Stoft (2011), « Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up Emerging Lessons and Recommendations », Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC.

Coordination entre les différents niveaux de la gouvernance

5.4 Quelles mesures l'État a-t-il prises pour faire concorder des politiques nationales et infranationales susceptibles d'affecter l'investissement dans les énergies propres ?

Selon la manière dont elles sont conçues, les politiques régionales (des États d'une fédération ou des provinces) et municipales peuvent favoriser ou, au contraire, pénaliser l'investissement dans les énergies propres. Les incitations à produire des énergies propres varient d'un État ou d'une province à l'autre. Par exemple, à Chicago, dans la région métropolitaine des trois États (Tri-State metro-region, qui chevauche les États de l'Illinois, de l'Indiana et du Wisconsin), l'existence d'objectifs différents en ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans le panier énergétique de ces États et le fait que les critères en fonction desquels sont retenus les projets d'énergie renouvelable émeussent les incitations à localiser dans cette région métropolitaine les investissements dans ces énergies (OCDE, 2012e)³⁷. Dans d'autres cas, c'est la législation nationale qui nuit aux investissements dans les énergies propres à l'échelon local. À titre d'illustration, jusqu'en 2010, la politique nationale de la Pologne interdisait aux municipalités de devenir propriétaire des déchets produits par les habitants et entreprises de leur territoire. Cette règle décourageait l'investissement dans la production d'énergie à partir de déchets parce que les investisseurs rechignaient à conclure des contrats avec des entreprises privées pour leurs déchets (OCDE, 2011d). C'est pourquoi, si la promotion des infrastructures énergétiques propres relève d'autorités tant nationales qu'infranationales, il convient de s'interroger sur les relations réciproques entre leurs politiques respectives, et notamment de veiller à ce que la réglementation nationale (ou fédérale) complète celle des échelons locaux (ou des États).

L'harmonisation des priorités publiques en matière d'énergie propre doit pleinement tenir compte des besoins des zones rurales qui abritent le plus souvent les grandes centrales renouvelables. En effet, il est indispensable que les politiques nationales pour la promotion des énergies propres tiennent compte des effets de cette production sur les sites d'implantation. Il importe de concevoir le déploiement des énergies renouvelables selon une logique territoriale afin d'éviter les distorsions affectant l'urbanisme et les prix relatifs dans les collectivités d'accueil. Idéalement, la politique des énergies renouvelables doit lier la production d'énergie à d'autres branches telles que l'agriculture, la sylviculture et les activités manufacturières traditionnelles. En recourant moins aux incitations non fondées sur la dimension géographique - qui risquent d'engendrer des distorsions imprévues et néfastes de l'économie locale - et en prenant en

considération les caractéristiques et besoins spécifiques de l'économie où sont réalisés les investissements dans les énergies renouvelables, on aura moins de mal à maximiser les retombées sur le développement économique. En outre, la population locale acceptera plus aisément les projets d'exploitation d'énergies propres dans les zones rurales, ce qui peut être déterminant pour le succès de ces investissements. Les autorités régionales ont deux moyens de les faire accepter par la population : mieux expliquer les projets d'investissement dans les énergies renouvelables et veiller à ce qu'ils profitent à la population locale car ils seront d'autant mieux acceptés si leurs inconvénients sont compensés par des retombées. C'est pourquoi le développement des énergies renouvelables dans les zones rurales doit reposer sur les compétences accumulées, ce qui signifie qu'il dépend en grande partie de l'adhésion de la population (OCDE, 2012d).

5.5 Comment l'État coordonne-t-il le développement d'une infrastructure énergétique propre entre autorités nationales et infranationales ?

Il est essentiel que le rôle et les prérogatives respectifs des différents échelons administratifs soient clairement délimités pour garantir un fonctionnement et une maintenance efficaces des infrastructures. Sans cela, on risque de créer des zones grises dans lesquelles un échelon de l'État se décharge de ses responsabilités sur d'autres, ce qui, en définitive, nuit à la qualité du service et aboutit à une détérioration des infrastructures³⁸. L'État doit aussi veiller à ce que s'instaure d'emblée une coordination entre les divers échelons administratifs. Non seulement celle-ci facilite la gestion des sols, mais elle est une condition cruciale du succès pour les programmes d'électrification rurale, pour lesquels la coopération sans réserve des collectivités locales est indispensable. Ainsi, au Brésil, le programme d'électrification « Luz Para Todos » a atteint ses objectifs de pénétration dans les zones rurales en demandant aux États de dresser une liste des priorités pour l'électrification dans leur territoire (Niez, 2010).

La coordination à l'échelon local peut aussi impliquer les collectivités locales et des organisations non gouvernementales (ONG). Cette démarche peut être particulièrement indiquée dans les zones rurales reculées où les capacités de l'administration locale sont souvent limitées. Obtenir la participation des collectivités locales et des ONG peut aider à obtenir leur adhésion et les inciter ainsi à participer à l'entretien des infrastructures. De plus, le pourcentage de factures impayées sera parfois plus faible, ce qui réduit les pertes commerciales de l'acteur de droit privé qui offre un accès décentralisé à l'énergie (Niez, 2010). Enfin, le dialogue avec les communautés locales doit respecter pleinement le cadre juridique régissant l'accès aux terres (y compris les dispositions sur le règlement des litiges

fonciers et les droits à indemnisation) afin d'atténuer le risque d'appropriation abusive de terres.

5.6 L'État exploite-t-il le potentiel des grandes villes et métropoles de manière à faciliter l'investissement dans les énergies propres ?

Les grandes villes et régions métropolitaines peuvent faciliter l'investissement dans les énergies propres en abaissant les barrières à l'adoption de ces technologies. Les projets de rénovation urbaine sont une excellente occasion de remettre à niveau le réseau électrique local. À Stockholm, la rénovation du *Stockholm Royal Seaport* et sa transformation en éco-quartier ont donné lieu à la conclusion d'un partenariat public-privé stipulant que la Ville de Stockholm aide l'entreprise privée qui est propriétaire du réseau à trouver le modèle économique qui convient pour les améliorations du réseau électrique. Ce projet est conçu de manière à augmenter la consommation d'énergie provenant de sources renouvelables, dispenser des informations en temps réel sur la consommation et autoriser un emploi à grande échelle des véhicules électriques (OCDE, 2013a). La législation locale est un levier puissant pour instaurer des conditions propices à un déploiement réussi des énergies propres. Une modification de la réglementation exigeant que les immeubles situés dans un périmètre donné soient raccordés au réseau de chauffage urbain et de refroidissement permet de réaliser de substantielles économies d'énergie. En outre, les grandes villes peuvent encourager les investissements distribués dans les énergies propres en offrant aux propriétaires de biens immobiliers des prêts à taux bonifié (qui peuvent être remboursés par le biais de la taxe foncière, comme c'est le cas dans plusieurs villes des États-Unis) pour utiliser des énergies renouvelables en se dotant des équipements ad hoc ou, à l'instar de Barcelone qui a adopté une Ordonnance sur le chauffage solaire, en édictant des règlements imposant que les nouveaux bâtiments soient équipés pour utiliser des énergies renouvelables (OCDE, 2010).

6. Autres politiques et thèmes transversaux

D'autres politiques et questions transversales sont à prendre en considération : comment mener la coopération régionale, comment choisir entre secteurs public et privé pour la fourniture d'infrastructures énergétiques propres et appliquer ce choix, et comment assurer la compatibilité des politiques en faveur des énergies propres avec les règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC).

Coopération régionale

Pour beaucoup de pays en développement, une approche régionale de la promotion des énergies propres peut engendrer des économies d'échelle considérables sur les marchés financiers et de l'électricité ainsi que dans le développement conjoint des infrastructures de production, de transport et de distribution. Par exemple, lever des fonds sur les marchés financiers de sa région peut grandement faciliter l'obtention des financements à long terme nécessaires pour les investissements d'une région dans les énergies propres. Ces dimensions régionales sont donc fortement interdépendantes.

6.1 Comment l'État dialogue-t-il avec les partenaires de sa région en vue d'approfondir les marchés financiers régionaux ?

Le développement et l'approfondissement des marchés financiers régionaux sont une chance pour les pays en développement. Les marchés financiers d'une région peuvent rendre les financements à long terme plus accessibles en permettant à une population d'investisseurs plus nombreuse de participer au financement des infrastructures. Cela est particulièrement vrai dans des zones telles que l'Afrique sub-saharienne, où les marchés sont souvent peu profonds et illiquides alors que les marchés de capitaux de ces régions et la cotation croisée de sociétés peuvent procurer des possibilités de financement supplémentaires. L'intégration régionale des marchés d'actions et d'obligations peut aussi nourrir l'expansion des obligations d'entreprise en Asie et conforter les marchés d'actions de cette région, dont l'importance ne cesse de croître par rapport au reste du monde³⁹. Il peut être particulièrement utile de renforcer la liquidité des marchés de capitaux par la coopération régionale afin de stimuler l'investissement dans les énergies propres, la plupart des investisseurs institutionnels continuant à privilégier les obligations de projet plutôt que les actifs physiques en raison de leur illiquidité.

6.2 Une approche régionale est-elle mise en œuvre pour faciliter l'extension du réseau énergétique ?

Une approche régionale de l'expansion du réseau peut aboutir à des économies d'échelle non négligeables pour le développement des infrastructures des énergies propres. En Afrique par exemple, les retombées d'une logique régionale du développement des infrastructures sont estimées à environ 2 milliards USD par an dans le secteur de l'électricité (Banque mondiale, 2011). Elle aurait en outre le mérite de faciliter l'exploitation du vaste potentiel hydroélectrique de ce continent, qui demeure inexploité à hauteur de 93 %, ce qui engendrerait des économies d'échelle tout en

économisant près de 70 millions de tonnes de gaz carbonique par an (Foster et Briceño-Garmendia, 2010). De même, sous réserve d'une capacité d'interconnexion suffisante, un plan régional de développement du réseau permettrait d'accroître la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de chaque pays. On citera l'exemple de l'interconnexion du Danemark avec le marché *Nordic Power Pool*, dont le volume équivaut à 80 % de la demande aux heures de pointe, s'accommode d'une part élevée (20 %) d'énergie éolienne dans la production d'électricité totale (AIE, 2011b). Enfin, en plus d'augmenter la capacité des réseaux de transmission et de distribution à absorber les énergies propres, une intégration régionale à grande échelle peut contribuer à apporter une réponse à l'intermittence de certaines énergies renouvelables (telles que l'éolien et le solaire) par la diversification des sources d'approvisionnement.

6.3 Quelles mesures l'État prend-il pour faire avancer l'intégration régionale des marchés nationaux de l'électricité ?

Pour les pays doté d'un marché de l'électricité étroit, une approche régionale permettrait de tirer des avantages procurés par une nouvelle phase de libéralisation. Comme on l'a vu dans la section sur la concurrence, les acteurs du marché de l'électricité de certains pays sont trop peu nombreux pour créer un marché de gros. Le plus souvent, les pays qui ont libéralisé leur marché de l'électricité en sont restés au modèle de l'acheteur unique. Comme ce modèle repose essentiellement sur des contrats d'approvisionnement, l'offre et la demande ne peuvent être ajustées en temps réel. Au surplus, la petite taille du marché ne permet guère de répartir les coûts de maintenance entre un grand nombre de consommateurs, ce qui peut aboutir à des infrastructures assez fragiles et des pertes en ligne plus élevées. Au contraire, une approche régionale, à condition de s'appuyer sur des infrastructures bien entretenues, peut permettre d'atteindre la taille critique indispensable pour développer un marché de gros grâce auquel une plus grande partie des coûts pourrait être recouvrée, tandis que des économies pourraient être réalisées sur les coûts de production (Foster et Briceño-Garmendia, 2010).

La mise en place d'un marché régional pleinement intégré suppose non seulement que l'on rende les infrastructures de transport aptes à traiter un volume d'échanges accru, mais aussi que la réglementation des différents pays soit plus cohérente et que la structure de leurs contrats d'approvisionnement soit standardisée⁴⁰. C'est ce qu'enseigne l'expérience des consortiums électriques. En ce qui concerne la structure des contrats, la première étape que les pays en développement envisageant de bâtir ensemble un marché régional propice aux énergies propres pourrait consister à standardiser leurs contrats d'approvisionnement en électricité.

Choisir entre financement public et privé de l'infrastructure énergétique propre et appliquer ce choix

Pour concevoir et mettre en œuvre l'expansion d'une infrastructure énergétique propre, les pouvoirs publics doivent opérer un choix stratégique quant aux modalités de construction. En effet, l'État devra choisir de faire appel aux secteurs public ou privé, ou aux deux, éventuellement dans le cadre de partenariats public-privé (PPP). Un large éventail de procédures et principes (notamment l'analyse des coûts et avantages, l'examen de solutions alternatives et leur impact sur l'ensemble du cadre retenu pour la fourniture des infrastructures) permet de s'assurer que la solution retenue est celle qui offre le meilleur rapport coût-efficacité, c'est-à-dire celle qui concilie le mieux les intérêts des contribuables et des utilisateurs finaux. Dans cette section, nous recensons les critères à prendre en compte pour ce choix, notamment les considérations se rapportant à la gouvernance des entreprises publiques et les principaux obstacles auxquels se heurte la mise en œuvre de ce choix si les autorités optent pour un PPP ou pour le recours au secteur privé.

6.4 *Quelle est l'expérience des entreprises publiques (et des producteurs d'électricité indépendants) en matière de promotion des énergies propres ?*

- Les performances financières de l'entreprise publique sont-elles suffisamment régulières pour qu'elle soit capable d'atteindre les objectifs en matière d'infrastructures énergétiques propres qui sont énoncés dans la stratégie pour les énergies renouvelables ?
- Est-il possible d'obtenir facilement des informations sur les activités commerciales et les performances de l'entreprise publique ?
- L'organisation de l'entreprise publique a-t-elle été refondue de manière à séparer ses activités ?

Dans de nombreux pays, l'investissement dans une infrastructure énergétique propre est l'enjeu d'une concurrence imparfaite car l'entreprise publique occupe depuis longtemps une position dominante. Comme on l'a souligné dans la section sur la concurrence, l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence est indispensable pour encourager l'investissement privé dans les énergies propres, en particulier au stade de la production. Cela n'interdit pas à l'entreprise publique de participer aux investissements dans le reste du secteur de l'électricité. Dans ces conditions, le choix entre les secteurs public et privé pour la réalisation des

infrastructures des énergies propres implique d’apprécier si et dans quelle mesure l’entreprise publique est apte à y participer.

Si l’État opte pour l’entreprise publique, il ressort des principes sur la neutralité concurrentielle préconisés par l’OCDE (OCDE, 2012a) qu’il doit :

- évaluer les avantages comparatifs de l’entreprise publique pour la fourniture du service ;
- concevoir un mécanisme transparent de rémunération en fonction des performances ;
- et mesurer à intervalles réguliers les performances de l’entreprise publique et d’autres entreprises qui pourraient s’y substituer (par exemple, entreprises privées, coopératives, etc.).

Pour évaluer l’avantage comparatif de l’entreprise publique, la première étape consiste à déterminer si elle possède ou non une expérience dans les énergies renouvelables et, dans l’affirmative, à analyser son bilan et son efficacité économique en la matière. On étudiera avec un soin particulier sa santé et sa stabilité financières⁴¹. Faute de finances solides, elle ne pourra pas réaliser les investissements requis par la politique nationale de l’énergie. Cette évaluation des performances suppose que le gouvernement dispose des informations nécessaires sur la structure de coûts et les performances des activités de l’entreprise publique qui concernent la production d’électricité. Il lui sera d’autant plus aisé d’y accéder en exigeant d’elle des comptes rendus réguliers et en la soumettant au contrôle d’auditeurs indépendants. Il est également possible d’étalonner l’entreprise publique en mesurant ses résultats à l’aune de critères prévus par les normes comptables internationales et, comme en Israël, de la soumettre à une obligation légale de performances et d’exécution des budgets (OCDE, 2012a).

Cependant, l’évaluation des performances des activités commerciales d’une entreprise verticalement intégrée peut être compliquée par d’éventuelles subventions croisées entre types de clientèle comme dans l’ensemble de la chaîne des approvisionnements⁴². La séparation structurelle de l’entreprise publique peut être indiquée pour l’inciter à gérer sainement ses finances et à rendre sa structure de coûts plus transparente (OCDE, 2012a).

6.5 Quand il engage des partenariats public-privé, que fait l’État pour obtenir le meilleur rapport coût-efficacité possible ?

Lorsqu’il est décidé de faire appel ou non au secteur privé et selon quelles modalités, il importe de prendre en compte les impératifs

d'optimisation des ressources et de partage des risques. Comme l'OCDE l'a noté dans ses *Recommandations du Conseil sur les principes applicables à la gouvernance publique des partenariats public-privé* de 2012, du point de vue de l'État, le but est de trouver la « combinaison optimale en termes de quantité, qualité, caractéristiques et prix (c'est-à-dire coûts) prévue sur la totalité de la durée de vie d'un projet ». À cet égard, il importe tout particulièrement de veiller à un emploi optimal des ressources et de compiler un « comparateur pour le secteur public » estimant le coût hypothétique corrigé des risques qui serait supporté par l'État s'il assumait le financement et l'exécution d'un projet dont il serait le propriétaire. Il importe tout autant de sonder le marché (ce qui implique d'évaluer l'aptitude du secteur privé à financer le projet, sa capacité de réaliser des économies d'échelle et ses compétences) et de baliser les risques de transfert de risques dans un PPP, en particulier dans le domaine des énergies renouvelables. En effet, la nouveauté de ces technologies et les fluctuations probables de la production renouvelable (qui sont tributaires de la météo, des saisons et varient au fil de la journée) imposent des contraintes spécifiques pour la gestion des risques d'un projet et l'évaluation précise de la capacité du marché. Le tableau 6.1 énumère les aléas inhérents aux énergies propres et le tableau 6.2 montre quels modes d'affectation de ces risques conviennent le mieux aux divers types de projets en PPP.

Tableau 6.1 Exemples de risques inhérents aux investissements dans les infrastructures énergétiques propres

		Risques classiques inhérents aux projets d'infrastructures	Risques supplémentaires inhérents aux infrastructures énergétiques propres
Risques politique, de politique et de réglementation	<i>Risques liés à la politique et à la réglementation</i>	<p>Absence d'engagement politique à long terme ou incertitudes politiques entourant la planification des infrastructures.</p> <p>Retard de la réglementation tarifaire sur l'indexation des prix sur l'inflation.</p> <p>Coût dissuasif des enchères dans le cadre du processus d'approvisionnement (coût administratif).</p> <p>Fragmentation du marché entre différents échelons administratifs.</p>	<p>Absence de stratégie à long terme pour le développement des énergies à faible teneur en carbone.</p> <p>Barrières commerciales (tarifaires et non tarifaires) aux technologies servant à la production propre ou à leurs intrants.</p> <p>Absence d'engagement politique ou incertitudes politiques quant à la stabilité de certains types d'aides à l'investissement dans les énergies propres, comme les tarifs d'achat.</p> <p>Existence de subventions aux énergies fossiles rendant d'autres investissements plus attractifs.</p> <p>Instabilité du prix du carbone.</p>
	<i>Droits juridiques et droits de propriété</i>	Contentieux futurs inconnus, permis de construire non délivrés, expiration de baux.	Incertitudes quant au statut juridique et aux droits de propriété sur les permis d'émission de carbone.
	<i>Risques politiques et sociaux</i>	<p>Opposition de groupes de pression ; corruption.</p> <p>Vision à court terme des hommes politiques les amenant à limiter les programmes d'infrastructures et les investissements y afférents.</p>	Formes d'opposition supplémentaires à certaines technologies ou infrastructures en particulier, comme les parcs d'éoliennes (à terre ou en mer), les installations géothermiques, les barrages hydroélectriques ou l'extension du réseau électrique.
	<i>Risque de change</i>	Horizon long de l'investissement dans les infrastructures.	Horizon long des investissements pour les projets d'atténuation du changement climatique et d'adaptation à ce dernier.

Tableau 6.1 Exemples de risques inhérents aux investissements dans les infrastructures énergétiques propres (suite)

		Risques classiques inhérents aux projets d'infrastructures	Risques supplémentaires inhérents aux infrastructures énergétiques propres
Risques commerciaux et techniques	<i>Risque technologique</i>	Risque d'échec technologique ou de performances inférieures aux prévisions.	Particulièrement élevé dans le contexte de faibles investissements dans les énergies propres parce qu'ils font généralement appel à des technologies nouvelles. Le niveau des risques dépend du degré de maturité de la technologie et des antécédents de celui qui l'a conçue.
	<i>Risque de construction</i>	Retards dans l'exécution du projet et interface entre les différents contrats des sous-traitants ou parties prenantes.	Compétences insuffisantes en matière de construction d'installations pour les énergies propres.
	<i>Risque opérationnel</i>	Aptitude de l'encadrement à faire fonctionner l'installation une fois qu'elle sera achevée ; incertitudes relatives au coût de démantèlement à la fin de la durée de vie de l'installation.	Compétences insuffisantes en matière d'utilisation des technologies de production d'électricité propre.
	<i>Risque environnemental</i>	Risques écologiques imprévus liés à un projet d'infrastructures. Risques météorologiques affectant la disponibilité des ressources en énergies renouvelables. Risque qu'un changement climatique perturbe le fonctionnement d'une installation.	

Tableau 6.1 Exemples de risques inhérents aux investissements dans les infrastructures énergétiques propres (suite)

		Risques classiques inhérents aux projets d'infrastructures	Risques supplémentaires inhérents aux infrastructures énergétiques propres
Risques de marché	<i>Risque commercial</i>	Entrée de concurrents supplémentaires sur le marché. Évolution de la demande et des préférences des consommateurs.	Progrès technologique. Manque de familiarité avec les nouvelles technologies d'énergie propre.
	<i>Risque pour la réputation</i>	La réputation d'une entreprise peut être ternie par une perte de recettes ou une destruction de valeur actionnariale. Ces dommages peuvent être imputables aux besoins et sensibilités de la population locale.	Le contexte climatique pourrait atténuer le risque de réputation bien que certaines technologies de production propre, comme les éoliennes, le captage et le stockage du carbone et l'énergie marémotrice puissent susciter localement des résistances chez les parties prenantes.

Source : D'après Corfee-Morlot, J., V. Marchal, C. Kauffmann, C. Kennedy, F. Stewart, C. Kaminker et G. Ang (2012), « Toward a Green Investment Policy Framework: The Case of Low-Carbon, Climate-Resilient Infrastructure », *Documents de travail de la Direction de l'environnement*, n° 48, Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/5k8zth7s6s6d-en>.

Tableau 6.2 Exemples de différents types de partenariats public-privé et description des modalités selon lesquelles ils répartissent risques et coûts entre les acteurs privés (G) et publics (P)

	Contrat de prestation de services	Contrat de gestion	Affermage / bail	Concession	BOT	Filiale commune	Désinvestissement
Propriété des actifs	G	G	G	G	P/G	G/P	P
Investissement	G	G	G	P	P	G/P	P
Risque commercial	G		partagé	P	P	G/P	P
Exploitation/ maintenance	G/P	P	P	P	P	G/P	P

Source : OCDE (2009), Infrastructures en eau et secteur privé : Guide de l'OCDE pour l'action publique, Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264060319-fr>

*De même, il convient de prendre en considération les conséquences budgétaires d'un PPP dès le départ et sur la durée de l'investissement. Si les PPP peuvent être un outil utile pour réaliser des investissements dans les énergies propres (voir l'encadré 6.1 sur le projet d'éoliennes de Cabeolica au Cap-Vert), ses conséquences budgétaires doivent être vérifiées avec soin *ex ante*. Il est possible de savoir si un projet de PPP est abordable en compilant un indice mesurant l'incidence de ce PPP sur les finances publiques qui est calculé en ajustant le PSC (Comparateur pour le secteur public) pour tenir compte des risques et du coût du capital. Il est particulièrement crucial de mesurer cette incidence budgétaire dans le cas des PPP portant sur les énergies propres dans les pays en développement, et ce pour deux raisons : premièrement, parce que l'État peut être obligé de dégager sur fonds publics une aide aux infrastructures énergétiques propres une fois qu'elles sont en service ; et deuxièmement, parce que le prix du service est déterminant pour l'accès à l'énergie. D'une part, la récupération intégrale des coûts par l'entreprise privée amène à se demander si le service est abordable pour les clients ; de l'autre, un tarif trop bas peut aboutir à des pertes substantielles, qui feront peser une charge sur les finances publiques si des subventions sont accordées. Le gouvernement devra définir, comprendre et évaluer les avantages comme les obligations éventuels (y compris les conséquences budgétaires) de tout projet de PPP. Une évaluation budgétaire bâclée avant de lancer un PPP pourrait compromettre la solvabilité d'une entreprise de service public, augmentant le coût de la dette des promoteurs souhaitant conclure un partenariat avec elle dans le cadre d'un PPP.*

Encadré 6.1. Utilisation de PPP pour augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie : le projet Cabeolica du Cap-Vert

Le projet Cabeolica, dont le coût est estimé à 90 millions USD, relève d'un partenariat public-privé associant l'État du Cap-Vert (18 %), la compagnie nationale d'électricité Elektra (11 %) et InfraCo, facilité d'investissement alimentée par plusieurs donneurs (71 %). Il est financé par la Banque européenne d'investissement et la Banque africaine de développement, des prêts subordonnés ayant été accordés par Finnfund, la Société financière africaine (*Africa Finance Corporation*) et InfraCo.

La production de pointe de ces éoliennes atteindra 28 MW, qui seront répartis entre quatre îles stratégiques à raison de 10 MW pour Santiago (qui concentre le plus clair de l'activité industrielle), 6 MW pour Sao Vincente (deuxième ville du pays par la population), 8 MW pour Sal et 4 MW pour Boa Vista (ces deux dernières îles étant les plus touristiques). Grâce à ces nouvelles capacités éoliennes, Cabeolica devrait assurer 25 % de la consommation totale d'électricité du pays. Il renforcera ainsi la sécurité énergétique du pays puisqu'actuellement, il consomme principalement du gazole et dépend donc fortement des importations (le gazole représente 11 % des importations totales). L'approvisionnement en eau y gagnera aussi dans la mesure où 92 % de l'eau potable provient d'usines de désalinisation très gourmandes en énergie.

Ce projet s'inscrit dans une double stratégie de l'État. La première tient à l'ambition de porter la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie à 50 % à l'horizon 2020. La seconde est la stratégie pour le secteur privé qui fait des infrastructures une priorité. En 2011, le projet de Cabeolica a été élu « Meilleur projet d'énergie renouvelable » dans le cadre des *Africa Energy Awards*. Cet exemple suggère qu'une stratégie nationale privilégiant clairement le dialogue dans le cadre de PPP doit s'appuyer sur des finances saines pour que les PPP dans les énergies renouvelables soient couronnés de succès. Il est en outre essentiel d'instaurer un cadre légal solide pour les PPP et de veiller à ce que le secteur public soit capable de négocier et de contrôler les performances des PPP sur un pied d'égalité avec le partenaire privé.

Sources : Bruun, A. (2011), « Case Study: Cape Verde Wind Farm PPP Project », présentation à la BEI, 24 novembre 2011, Bruxelles, www.gtai.de/GTAI/Content/DE/Trade/SharedDocs/Pdf/EU/20111124-eu-seminar-adam-bruun.pdf

6.6 Existe-t-il un cadre juridique et réglementaire bien défini, tant pour la passation des marchés publics que pour les PPP, et le secteur public est-il apte à l'appliquer ?

Le dialogue avec le secteur privé doit procéder d'une stratégie de l'État qui soit à la fois plus vaste et à plus long terme, ce que montre l'exemple de Cabeolica (voir l'encadré 6.1). Pour que les PPP prennent une ampleur suffisante, il faut une réglementation claire, un portefeuille de projets en PPP et des règles pour les gérer de manière transparente et responsable. Il faut aussi que soit instauré un cadre institutionnel clair et compréhensible définissant le rôle et les attributions des diverses agences concernées (par exemple, unités chargées des PPP, Cour des comptes, autorités de réglementation sectorielles). L'existence d'un cadre juridique clair et fiable pour les PPP qui inclut des règles de divulgation transparentes sur les méthodes d'évaluation des offres, comme un calcul de PSC (comparateur pour le secteur public), est pour le secteur privé un signal important. Au vu des difficultés techniques associées aux technologies d'énergie propre, il importe aussi que l'unité responsable des PPP dispose des compétences techniques et des ressources humaines nécessaires pour évaluer avec précision les risques, les avantages et les coûts des PPP. Un PPP mal géré peut engendrer des coûts budgétaires et socio-économiques élevés et il est donc crucial que les autorités soient capables d'évaluer les besoins en infrastructures et négocier des contrats équitables d'égal à égal avec leurs interlocuteurs privés.

Les énergies propres et l'Organisation mondiale du commerce

En l'occurrence, comme dans le reste des *Lignes directrices*, « infrastructures énergétiques propres » désigne les infrastructures physiques, c'est-à-dire les installations de production d'énergie renouvelable et les systèmes de transport de l'électricité plus efficaces. Le propos ne concerne pas la construction des équipements destinés aux énergies renouvelables, qui peut comprendre de nombreux aspects davantage liés au commerce extérieur (s'agissant, par exemple, des exigences de contenu local). Dans le premier cas, l'une des principales préoccupations est l'application du principe du traitement national.

6.7 Quel est le degré d'implication de l'État dans les discussions et négociations internationales sur le commerce et les technologies liées aux énergies propres ?

Le cycle de négociations commerciales multilatérales de Doha appelle à « la réduction ou, le cas échéant, l'élimination des barrières tarifaires et

non tarifaires aux biens et services environnementaux » (*secteur des BSE*). Les biens environnementaux ne sont néanmoins pas définis. Actuellement, les négociations achoppent sur les modalités d'une nouvelle libéralisation des échanges (Cosbey *et al.*, 2010). Des avancées ont toutefois été réalisées au niveau régional. Par exemple, en septembre 2012, les dirigeants des pays membres de l'Association de coopération économique Asie-Pacifique (APEC) ont résolu d'abaisser à 5 % au maximum les droits de douane qu'ils appliquent à 54 biens environnementaux d'ici à la fin de 2015. Ils ont également promis d'abolir les barrières non tarifaires qui faussent les échanges de biens et services environnementaux, notamment dans les énergies propres (Wilke, 2011).

Encadré 6.2. Exemples de différends commerciaux liés aux énergies propres dont l'OMC a été saisie

Les tensions commerciales suscitées par les politiques de soutien aux énergies propres reviennent sur le devant de la scène internationale. Une partie des différends soumis à l'arbitrage de l'OMC sont cités ci-dessous. Parallèlement, aussi bien l'UE que les États-Unis ont pris des mesures commerciales unilatérales à l'encontre de fournisseurs étrangers dans le contexte de cas allégués de dumping et de subventionnement. Par exemple, une action intentée devant la CE en juin 2008 par l'*European Biodiesel Board* a abouti en 2009, en vertu d'un règlement de la Commission, à l'instauration de droits anti-dumping sur les importations de biocarburants diesel provenant des États-Unis. Les droits ainsi levés par la CE n'ont pas été contestés à ce jour.

États-Unis-Chine : à la suite de tensions grandissantes dues à des accusations de vente au rabais de panneaux solaires par la Chine, le ministère du Commerce des États-Unis (*Department of Commerce, DoC*) a décidé en 2012 d'appliquer des droits compensateurs aux importations de panneaux et cellules solaires (26 mars) et de mâts d'éoliennes (6 juin) fabriqués en Chine, ainsi que des droits antidumping (en mai et août de la même année). En réaction à ces mesures de défense commerciale, la Chine a saisi l'OMC de deux affaires. Dans la première, soumise le 25 mai 2012, la Chine a demandé des consultations avec les États-Unis au sujet des droits compensateurs. Elle conteste plusieurs aspects d'enquêtes ayant abouti à l'instauration de ces droits, notamment leur ouverture, leur déroulement ainsi que les décisions préliminaires et finales qui ont débouché sur l'instauration des droits compensateurs contestés. Elle s'insurge en outre contre la « présomption réfragable » déjà établie et appliquée par le ministère du Commerce des États-Unis selon laquelle le fait que l'État détienne la majorité du capital d'une entreprise est un motif suffisant pour la traiter comme un « organisme public » (OMC, règlement des différends : affaire DS437). Le 28 septembre 2012, l'Organe de règlement des différends de l'OMC a constitué un panel qui devait présenter ses conclusions en mai 2014.

Encadré 6.2. Exemples de différends commerciaux liés aux énergies propres dont l'OMC a été saisie (suite)

Japon-Ontario et UE-Ontario : en 2009, la province canadienne d'Ontario a institué un système de tarif d'achat exigeant que 50 % à 60 % de la valeur d'un projet soit produite dans la Province sous la forme de biens, de main-d'œuvre ou des deux. Le Japon a saisi l'OMC en 2010 en faisant valoir que la politique de l'Ontario était incompatible avec les obligations incombant au Canada en vertu de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT) et de l'Accord sur les mesures concernant les investissements qui sont liées au commerce des marchandises (MIC). Un an plus tard, l'UE déposait une plainte pour les mêmes motifs (ICTSD, 2012). L'Organe de règlement des différends a formé en janvier 2012 le groupe spécial chargé de statuer sur l'affaire. L'Arabie saoudite, l'Australie, la Chine, les États-Unis, l'Inde, le Japon et le Taipei chinois ont fait part de leurs réserves pour protéger leurs droits. Le Brésil, la Corée, le Mexique, la Norvège, le Salvador et la Turquie les ont ensuite imités. Le rapport du groupe spécial a été publié en décembre 2012, celui de l'Organe d'appel en mai 2013. Ce dernier a donné raison au Japon et à l'UE, jugeant le tarif d'achat de l'Ontario incompatible avec les règles de l'OMC. À sa réunion du 24 mai 2013, l'Organe de règlement des différends a adopté le rapport de l'Organe d'appel et le rapport du panel modifié par l'Organe d'appel. En juin 2013, le Canada a informé l'Organe de règlement des différends de son intention d'appliquer ses recommandations et de réviser en conséquence son programme de tarifs de rachat garantis.

Argentine-UE : le 20 août 2012, l'Argentine a porté plainte contre l'Union européenne devant l'OMC parce que l'Espagne avait instauré des règles dont l'Argentine affirmait qu'elles constituaient une discrimination contre ses exportations de biodiesel. Alors que la constitution d'un groupe spécial chargé de statuer sur cette affaire a été reportée en décembre 2012, l'Argentine a déposé en mai 2013 une autre plainte auprès de l'OMC, dirigée cette fois contre des mesures promouvant l'utilisation d'énergie renouvelable et divers mécanismes de soutien à l'industrie du biodiesel.

Sources : OMC, règlement des différends : affaire DS437, disponible à l'adresse : www.wto.org/english/tratop_e/dispu_e/cases_e/ds437_e.htm; OMC, règlement des différends : affaire DS426, disponible à l'adresse : www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds426_f.htm ; OMC, règlement des différends : affaire DS412, disponible à l'adresse : www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds412_f.htm ; OMC, règlement des différends : affaire DS459, disponible à l'adresse : www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds459_f.htm ; OMC, règlement des différends : affaire DS433, disponible à l'adresse : www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds433_f.htm ; European Biofuels Technology Platform (2009). Biofuels Policy and Legislation. www.biofuelstp.eu/legislation.html ; (US Department of Commerce, 2012a) ; US Department of Commerce, 2012b. État : mars 2014.

Les règles de l'OMC sur les aides publiques à l'investissement dans les énergies propres laissent subsister de nombreuses zones d'ombre. Comme plusieurs pays, membres de l'OCDE ou non, appliquent des mesures discriminatoires, le nombre de contentieux soumis à l'OMC a augmenté (voir l'encadré 6.2). Non seulement ces contentieux aggravent le risque politique, mais ils compliquent l'obtention des avantages résultant des échanges internationaux, qui permettent d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables⁴³. Même s'il était délicat de préjuger de l'issue de certains des contentieux sur les aides publiques aux énergies propres au moment de la rédaction de ces lignes, il est clair que le fait qu'une politique de soutien soit susceptible d'être soumise à l'OMC pour arbitrage n'est pas pour rassurer les investisseurs. Pour réduire les incertitudes relatives à leur politique commerciale, les États devraient veiller à ce que leurs politiques soient prévisibles et compatibles avec les règles de l'OMC. Ils devraient aussi tenir le plus grand compte de ses décisions parce qu'elles feront probablement jurisprudence sur la compatibilité des dispositifs d'aide pour les énergies propres avec les règles de l'OMC.

Notes

1. Dans l'ensemble de la zone OCDE, plus de 80 % de la consommation totale d'énergie était couverte par les combustibles fossiles en 2010. En Asie, le charbon représentait 51 % de l'offre totale d'énergie primaire et 68 % de la production d'électricité en 2009. Au Moyen-Orient, la consommation d'énergie a été multipliée par 14 sur les trois dernières décennies, la quasi-totalité de l'offre étant assurée par le pétrole et le gaz. En Afrique, en dépit d'un potentiel hydroélectrique considérable, les combustibles fossiles dominent dans la production d'électricité, C'est en Amérique latine que la part de l'hydroélectricité dans la production d'électricité est la plus élevée (66 %), encore que les combustibles fossiles prédominent dans le panier énergétique (AIE, 2011c ; 2012a).
2. Telles qu'elles sont définies dans ce rapport, les « énergies propres » font référence aux énergies solaires, éolienne, hydraulique, géothermique et marine, la biomasse et la production d'énergie à partir de déchets, les bioénergies et les technologies intelligentes (comme les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et les véhicules électriques).
3. Au cours des dix dernières années, la facture pétrolière des pays les moins avancés (PMA) importateurs de pétrole a quadruplé à 5.5 % de leur PIB.
4. Par exemple, le prix des panneaux solaires photovoltaïques a plongé de 75 % depuis 2008, de telle sorte qu'il est tombé à 0.90 USD/W installé au début de 2012 (PNUE FI, 2012 ; BNEF, 2012).
5. Le montant total de l'aide publique au développement versée aux pays en développement dans l'énergie était de 13.9 milliards USD en 2012, c'est-à-dire nettement plus qu'en 2006 (5.1 milliards USD), mais bien peu au regard des investissements nécessaires (base de données sur les activités d'aide de l'OCDE, consultée le 10 mars 2014). Sur ce total, 4.6 milliards USD correspondaient à des apports d'aide bilatérale visant le changement climatique dans le secteur énergétique et provenant des pays membres du Comité d'aide au développement (CAD) de l'OCDE (Statistiques du CAD-OCDE, mars 2014).
6. Seules sont prises en compte les restrictions légales instaurant une discrimination à l'encontre des investisseurs étrangers, mais il n'a pas été vérifié si elles sont réellement appliquées. Le fait qu'une entreprise

- appartienne à l'État et l'existence de monopoles publics ne sont pas pris en compte. Les restrictions sur l'IDE sont évaluées sur une échelle de 0 (marché ouvert) à 1 (marché fermé). Les chiffres indiqués correspondent à la moyenne de l'indice pour 58 pays, dont l'ensemble des pays de l'OCDE et du G20, en octobre 2013.
7. Pour plus de précisions, voir la section sur la promotion et la facilitation des investissements.
 8. La faible demande de crédits s'explique par les objectifs peu ambitieux que se sont fixés l'Europe et d'autres pays développés dans un contexte où le niveau des émissions était bas en raison de la crise financière.
 9. PNUE Risoe CDM/JI Pipeline Analysis and Database, 1er mars 2013.
 10. Pour des études de cas détaillées et des notes techniques sur la conception et la mise en œuvre du marché, voir le Partnership for Market Readiness, www.thepmr.org/.
 11. C'était le cas pendant la première phase du système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE, durant laquelle des quotas ont été alloués gratuitement, de telle sorte que l'offre de quotas s'est révélée trop abondante et que, en conséquence, le prix du carbone était bas.
 12. Un pourcentage donné d'électricité produite avec des énergies renouvelables est imposé.
 13. Par exemple, en Allemagne, le programme 100 000 toits couplait des subventions d'équipement à des tarifs d'achat.
 14. Les projets de développement du réseau peuvent ouvrir droit à une exonération fiscale pendant une durée maximale de quatre ans suivie d'une réduction d'impôt sur le revenu de 50 % au maximum pendant une durée de neuf ans (GTDT, 2012).
 15. Dans le sillage de l'envolée de l'énergie solaire produite par des panneaux photovoltaïques, passée de 65 MW en 2008 à 2 GW en 2010, la République tchèque a revu à la baisse le tarif d'achat pour les installations photovoltaïques au sol qui n'étaient pas raccordées au réseau en mars 2011. Bien qu'elle ait maintenu le tarif fixé en 2007, l'Espagne a décidé en 2010 de plafonner le nombre d'heures par an qui sont rémunérées au tarif d'achat et, plus récemment, d'abaisser les tarifs d'achat pour tous les nouveaux projets.
 16. Voir, par exemple, le portail de la Sustainable Energy Development Authority de Malaisie à l'adresse www.seda.gov.my/.
 17. En Italie, avant qu'il ne soit réformé, le permis exigé pour les énergies renouvelables, appelé Autorizzazione Unica, nécessitait l'accord d'une cinquantaine d'organismes administratifs. Au contraire, en Allemagne, la

rationalisation des procédures a permis d'abaisser le délai de délivrance d'un permis pour une petite installation photovoltaïque à 10 semaines (Corfee-Morlot *et al.*, 2012).

18. Le promoteur est néanmoins tenu pour responsable de toutes carences en matière de sécurité ou infractions (Niez, 2010).
19. C'est ce qu'a fait, par exemple, la National Solar Mission en Inde, qui avait fixé un plafond initial de 5 MW par offre et de 150 MW par soumissionnaire (CEEW et NRDC, 2012).
20. Les éoliennes, technologie plus mature, ont aussi vu leur coût baisser, quoique à un rythme plus faible (7 %), de telle sorte qu'il est tombé de 2 EUR par W installé en 1988 à 0.93 EUR en 2012 (BNEF, 2012).
21. Pour le choix entre achats publics et privés, se reporter à la section sur les Autres politiques et thèmes transversaux.
22. La possibilité pour un pays d'adopter ou non la facturation partielle dépend de nombreux paramètres, notamment le degré de raccordement des énergies renouvelables au réseau, l'état et la qualité des infrastructures, la capacité de l'exploitant du réseau de transport national de supporter les coûts et celle du consommateur de supporter une augmentation de tarif.
23. D'autres facteurs entrent en ligne de compte : entre autres, la planification est-elle coordonnée avec le flux de projets relatifs à la production d'électricité renouvelable et réalisée de manière à refléter la dotation en ressources naturelles ? Ces questions sont abordées dans la section sur la gouvernance publique.
24. Aujourd'hui, dans plusieurs pays d'Europe, les clients (y compris les ménages) ont la possibilité d'opter pour une électricité produite à 100 % avec des énergies vertes.
25. Par exemple, en Inde, plusieurs producteurs d'électricité indépendants ont été contraints de vendre à un prix plus bas à l'acheteur, une entité appartenant à l'État, laquelle a revendu l'électricité à un prix plus élevé aux consommateurs dans d'autres États (Comité des infrastructures de l'Inde – Infrastructure Committee of India, 2009).
26. En Tanzanie, la compagnie d'électricité publique, TANESCO, a répercuté une proportion excessive du coût de revient sur les consommateurs, si bien que le tarif de l'électricité a augmenté de 70 % entre 2008 et 2012. En conséquence, l'agence de réglementation du secteur de l'énergie (EWURA) a décidé de concevoir sa propre méthode de calcul de manière à contrôler plus étroitement la tarification de TANESCO.

27. Le fait qu'en Inde la National Solar Mission ne prenne pas en considération ces critères d'expérience pourrait expliquer les retards d'exécution non négligeables subis par la moitié des 28 projets photovoltaïques sélectionnés en 2012.
28. Au Chili, la Cour Antitrust et le Procureur national pour les délits économiques sont chargés de l'application de la réglementation de la concurrence dans le secteur de l'électricité ; aux États-Unis, ces missions sont du ressort de l'Electricity Regulatory Commission, de la Federal Trade Commission et de l'Antitrust Division, qui dépend du ministère de la Justice (GTDT, 2012).
29. Par exemple, l'Autorité de la concurrence turque (TCA) a prévenu que, pour être efficace, la séparation du marché de l'énergie suppose une diminution des coûts de transfert entre producteurs, transporteurs et distributeurs d'électricité afin de garantir une concurrence efficace (BERD, 2011).
30. En 2010, les financements accordés par la BNDES ont atteint 3.1 milliards USD, soit deux fois plus qu'en 2007 (REN21, 2011).
31. La réglementation impose que l'État détienne au moins 51 % des actions (Walsh *et al.*, 2011).
32. Au Chili, les obligations émises sur le marché national par les fournisseurs d'électricité sont à long terme (10-30 ans), alors que KEPCO émet souvent des titres à court terme (approximativement 5 ans).
33. Sur la période 2007-2011, les quatre premières banques de développement sont KfW (98.3 milliards USD), Chinese Development Bank (45.1 milliards USD), la Banque européenne d'investissement (41.9 milliards USD) et la BNDES (34.7 milliards USD). À elles toutes, elles ont apporté 81.8 % des 268.8 milliards USD prêtés.
34. Au Chili, les fonds de pension ont joué un rôle important dans le financement par fonds propres des compagnies d'électricité privatisées dans les années 1990 (Walsh *et al.*, 2011).
35. En juillet 2007, les titres d'État à court terme représentaient presque 40 % de l'actif total des fonds de pension en Éthiopie, au Cap-Vert, au Kenya, à Madagascar et en Ouganda (Irving et Manroth, 2009).
36. Porter les capacités à ce niveau n'a pas été aisé dans certains pays, notamment en Afrique sub-saharienne. D'après Foster et Briceño-Garmendia, les autorités de réglementation de l'énergie africaines sont insuffisamment dotées sur le plan tant des effectifs (dans un cas, une seule personne) que du budget (3 millions USD dans le meilleur des cas contre, par exemple, 74 au Royaume-Uni) (Foster et Briceño-Garmendia, 2010).

37. L'Illinois et le Wisconsin exigent que 25 % de l'électricité consommée sur leur territoire provienne d'énergies renouvelables en 2025, tandis que l'Indiana n'a fixé pour cette même date qu'un objectif non contraignant de 10 %. En outre, contrairement aux règles en vigueur dans l'Indiana et le Wisconsin, la production d'énergie à partir de déchets n'est pas considérée comme d'origine renouvelable dans l'Illinois ; en conséquence, les municipalités ne peuvent vendre à ce titre de crédits sur les marchés des énergies renouvelables.
38. C'était par exemple le cas en Chine pour le « Township electrification Program », dans lequel les contrats n'avaient pas abordé la question du transfert de responsabilité pour le fonctionnement et l'entretien des systèmes non raccordés au réseau (Niez, 2010).
39. En 2011, les pays émergents d'Asie représentaient 59 % du marché mondial des introductions en Bourse. Une initiative a été lancée en avril 2011 pour faciliter les transactions transfrontières entre les Bourses de Malaisie, des Philippines, de Singapour et de Thaïlande, pour une capitalisation supérieure à 1 000 milliards USD (Banque asiatique de développement, 2011).
40. L'Afrique a commencé à régionaliser ses marchés de l'électricité en créant des consortiums tels que le South African Power Pool (SAAP) et l'East Asia power pool (ce dernier devant commencer à intervenir sur le marché en 2013). Cependant, en raison de la mauvaise qualité des infrastructures de transport, de l'harmonisation insuffisante des cadres réglementaires (par exemple pour ce qui a trait à la fixation des tarifs) et de l'absence de standardisation entre les contrats d'achat d'électricité à long terme, les échanges entre les pays membres des consortiums demeurent faibles (Foster et Briceño-Garmendia, 2010).
41. En Afrique sub-saharienne, 75 % seulement du coût de l'électricité est recouvré, de telle sorte que les finances des entreprises publiques sont tendues (Foster et Briceño-Garmendia, 2010).
42. Si, dans certains cas, les subventions croisées entre clients peuvent soulager la pression sur la frange de la population la plus fragile en lui épargnant tout ou partie du coût des incitations aux énergies propres (voir l'exemple de la Malaisie dans la section 2), la généralisation de subventions croisées à toute la chaîne des approvisionnements engendre invariablement des distorsions qui faussent la concurrence sur le marché de l'électricité.
43. Les aspects politiques du cycle de négociations de Doha seront d'autant plus complexes si les avancées sur les biens et services environnementaux sont conditionnées par des progrès sur l'agriculture.

Bibliographie

- AIE (Agence internationale de l'énergie), OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole), OCDE, Banque mondiale (2011), *Joint report by IEA, OPEC, OECD and World Bank on fossil fuel and other energy subsidies: An update of the G20 Pittsburgh and Toronto Commitments*, AIE, Banque mondiale, OPEP, OCDE.
- AIE/IRENA (2011), *Renewable Energy Policies and Measures Database*. consulté en 2012 à l'adresse : www.iea.org/textbase/pm/?mode=re.
- AIE (2013), *World Energy Outlook 2013*, Éditions OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/weo-2013-en>.
- AIE (2012a), *World Energy Outlook 2012*, Éditions OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/weo-2012-en>.
- AIE (2012b), *Energy Technology Perspectives 2012*, Éditions OCDE/AIE, Paris, DOI: http://dx.doi.org/10.1787/energy_tech-2012-en.
- AIE (2011a), *Deploying Renewables: Best and Future Policy Practice*, Éditions OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264124912-en>.
- AIE (2011b), *Harnessing variable renewables. A guide to the balancing challenge*, Éditions OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264111394-en>.
- AIE (2011c), *Energy Balances of Non-OECD countries 2011*, Éditions OCDE/AIE, Paris, http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_non-oecd-2011-en.
- AIE (2011d), *World Energy Outlook 2011*, Éditions OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/weo-2011-en>.
- Araujo S. (2011), « Has Deregulation Increased Investment in Infrastructure? Firm-Level Evidence from OECD Countries », *Documents de travail du Département des affaires économiques*, n° 892.

- Bahar H., J. Egeland et R. Steenblik (2013), « Domestic Incentive Measures with Possible Trade Implications », Documents de travail de l'OCDE sur les échanges et l'environnement, volume 2013, n° 1, Éditions OCDE, Paris.
<http://dx.doi.org/10.1787/5k44srlksr6f-en>.
- Banque mondiale (2012), *The Lake Turkana Project description*, www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2012/03/14/000003596_20120319143702/Rendered/PDF/Integrated0Saf00Sheet0Concept0Stage.pdf.
- Banque mondiale (2012a), *Entreprendre dans un monde plus transparent*, Banque mondiale.
- Banque mondiale (2012b), *Global Development Finance. External Debt of Developing Countries*, Banque mondiale.
- Banque mondiale (2012c), *Partnership for Market Readiness (PMR)*, www.thepmr.org, consulté le 10 mars 2014.
- BERD (Banque européenne pour la reconstruction et le développement) (2011), « *Renewable energy and Energy Efficiency: Policy and Regulation* ».
- Blyth W. et M. Savage (2011), « Financing Energy Efficiency: A Strategy for Reducing Lending Risk », *Chatham House, Energy, Environment and Resource Governance Programme Paper*.
- Blyth W. (2010), « Economics of Transition in the Power Sector », *IEA Energy Papers*, n° 2010/02, Éditions OCDE, Paris,
<http://dx.doi.org/10.1787/5kmh3njfk8vf-en>.
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (2012), « *Q1 2012 Clean Energy Policy and Market Briefing* », Bloomberg New Energy Finance (BNEF).
- Bruun, A. (2011), « Case Study: Cape Verde Wind Farm PPP Project », présentation à la BEI, 24 novembre 2011, Bruxelles,
www.gtai.de/GTAI/Content/DE/Trade/_SharedDocs/Pdf/EU/20111124-eu-seminar-adam-bruun.pdf.
- C2ES (2012), « *Market-based Climate Mitigation Policies in Emerging Economies* », Center for Climate and Energy Solutions.

- Cárdenas Rodríguez M., *et al.* (2014), « Inducing Private Finance for Renewable Energy Projects: Evidence from Micro-Data », *Documents de travail de l'OCDE sur l'environnement*, Éditions OCDE, Paris.
<http://dx.doi.org/10.1787/5jxvg0k6thr1-en>.
- CCNUCC (Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques) (2012), *Benefits of the Clean Development Mechanism 2012*, Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).
- Chatterton R. (2012), « *Emissions trading in China – known unknowns* », Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Carbon Market - Global Research notes.
- Ciardullo J. (14 mars 2012), « *Recent Developments in IP Law: What Every Green Tech Company Should Know* », récupéré le 20 mars 2012 auprès de Columbia Center for Climate Change Law :
<http://blogs.law.columbia.edu/climatechange/2012/03/14/recent-developments-in-ip-law-what-every-green-tech-company-should-know/>.
- Copenhagen Economics (2009), « *Are IPR a barrier to technology transfer of climate change technology* », Copenhagen economics A/S et IPS.
- Corfee-Morlot J., *et al.* (2012), « Toward a Green Investment Policy Framework: The Case of Low-Carbon, Climate-Resilient Infrastructure », *Documents de travail de l'OCDE sur l'environnement*, n° 48, Éditions OCDE, Paris.
<http://dx.doi.org/10.1787/5k8zth7s6s6d-en>.
- Congressional Research Service, Peter Saundry (janvier 2010, mis à jour en mai 2012), « *Overview of Greenhouse Gas Control Policies in Various Countries* », in *Encyclopedia of Earth*, Cutler J. Cleveland (Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment, Washington, DC.).
- Council on Energy, Environment and Water (CEEW) et Natural Resources Defense Council (NRDC) (2012), « *Laying the Foundation for a Bright Future. Assessing Progress Under Phase 1 of India's National Solar Mission* », Council on Energy, Environment and Water et Natural Resources Defense Council.
- Dahou K., I. Haibado et M. Pfister (2009), « Deepening Africa Financial Markets for growth and investment », *Ministerial and Expert Meeting of the NEPAD-OECD Africa Investment Initiative*.

- Della Croce R. (2011), « Pension Funds Investment in Infrastructure: Policy Actions », *OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private Pensions*, n° 13, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5kg272f9bnmx-en>.
- Della Croce R., C. Kaminker et F. Stewart (2011), « The Role of Pension Funds in Financing Green Growth Initiatives », *OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private Pensions*, n° 10, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5kg58j11wdjd-en>.
- ELIG (2012), « Turkey: Turkish Competition Authority Published A Competition Report On Eleven Sectors / Industries In Turkey », récupéré sur Mondaq: www.mondaq.com/x/170430/Antitrust+Competition/Turkish+Competition+Authority+Published+A+Competition+Report+On+Eleven+Sectors+Industries+In+Turkey.
- ESMAP (Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique) (2009), « *The Impact of the Global Financial Crisis on Investments in the Electric Power Sector the Experience of India, Pakistan, and Bangladesh* », Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique du Groupe de la Banque mondiale, Banque mondiale.
- European Bio-fuels Technology Platform (2009), *Bio-fuels Policy and Legislation*, www.biofuelstp.eu/legislation.html, (US Department of Commerce, 2012a), US Department of Commerce, 2012b, mis à jour en mars 2014.
- Fischer C. et L. Preonas (2010), « Combining Policies for Renewable Energy: Is the Whole Less than the Sum of Its Parts », *Discussion Paper*, Resources For the Future (RFF), Washington, DC.
- Forum économique mondial (WEF) (2011a), *Financing Green Growth in a Resource-constrained World: Partnerships for Triggering Private Finance at Scale*, Forum économique mondial (WEF).
- Forum for Reforms, Entrepreneurship and Sustainability (FORES) (2012), « *China's Carbon Emission Trading: An Overview of Current Development* », par G. Han, M. Olsson, K. Hallding et D. Lunsford, www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/china-cluster/SEI-FORES-2012-China-Carbon-Emissions.pdf.

- Foster V., et C. Briceño-Garmendia (2010), « *Africa's Infrastructure: A time for Transformation* », Banque internationale pour la reconstruction et le développement/Banque mondiale, Banque mondiale.
- Getting the Deal Through (GTDT) (2012), « *Getting the deal through: Electricity Regulation 2012* ».
- Goldie-Scot L. (2011), « South Africa decides to give wind and PV a tender embrace », *Clean Energy Research Note*, Bloomberg New Energy Finance (BNEF).
- Hamilton K. (2010), « *Scaling up Renewable Energy in Developing Countries: finance and investment perspectives* », Chatham House, Energy, Environment & Resource Governance Programme.
- Haščič I., J. Silva et N. Johnstone (2012), « Climate Mitigation and Adaptation in Africa: Evidence from Patent Data », *Documents de travail de l'OCDE sur l'environnement*, n° 50, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k8zng5smxjg-en>.
- Haščič I. *et al.* (2010), « Climate Policy and Technological Innovation and Transfer: An Overview of Trends and Recent Empirical Results », *Documents de travail de l'OCDE sur l'environnement*, n° 30, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5km33bnggcd0-en>.
- Irving J. et A. Manroth (2009), « Local Sources of Financing for Infrastructure in Africa. A Cross-Country Analysis », *Policy Research Working Paper*, Banque mondiale, Région Afrique (4878).
- Kalamova M., C. Kaminker et N. Johnstone (2011), « Sources of Finance, Investment Policies and Plant Entry in the Renewable Energy Sector », *Documents de travail de l'OCDE sur l'environnement*, n° 37, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5kg7068011hb-en>.
- Kaminker C. *et al.* (2013) « Institutional Investors and Green Infrastructure Investments: Selected Case Studies », *OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private Pensions*, n° 35, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k3xr8k6jb0n-en>.
- Kaminker C. et F. Stewart (2012), « The Role of Institutional Investors in Financing Clean Energy », *OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private*

Pensions, n° 23, Éditions OCDE, Paris,
<http://dx.doi.org/10.1787/5k9312v2116f-en>.

Kauffmann C., C. Tébar Less et D. Teichmann (2012), « Corporate Greenhouse Gas Emission Reporting: A Stocktaking of Government Schemes », *Documents de travail de l'OCDE sur l'investissement international*, n° 2012/01, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k97g3x674lq-en>.

Lake Turkana Wind Power company (2014), « The Lake Turkana Project Description », site de LTWP, <http://ltwp.co.ke/the-project/project-profile>, consulté le 7 juillet 2014.

Louw A. (2012), « Vital statistics of development bank funding for broad clean energy », *Clean Energy Research Note*, Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Lovei L. (2000), « The single-buyer model. A dangerous path toward competitive electricity markets », *Public Policy for the private sector*, Private Sector and Infrastructure Network, Banque mondiale, Washington, DC.

Madrigal M. et S. Stoft (2011), « Transmission expansion for renewable energy scale-up emerging lessons and recommendations », *Energy and Mining Sector Board Discussion Paper*, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC.

Mbugua J. (2012), « World Bank agencies delay Lake Turkana Wind Project », www.the-star.co.ke/news/article-17765/world-bank-agencies-delay-lake-turkana-wind-project.

McKinsey Global Institute (2013), *Financial Assets Database*.

Muller S., A. Marmion et M. Beerepoot (2011), « Renewable Energy: Markets and Prospects by Region », *IEA Information Paper*, OCDE/AIE, Paris.

Niez A. (2010), « Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies: Keys to successful policies », *IEA Energy Papers*, n° 2010/03, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5kmh3nj5rzs4-en>.

OCDE (2006), *Cadre d'action de l'OCDE pour l'investissement*, Éditions OCDE, Paris, DOI: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264018471-en>

- OCDE (2009a), *Économie de la lutte contre le changement climatique: Politiques et options pour une action globale au-delà de 2012*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264073913-fr>.
- OCDE (2009b), *Infrastructures en eau et secteur privé: Guide de l'OCDE pour l'action publique, Études de l'OCDE sur l'eau*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264060319-fr>.
- OCDE (2010), *Cities and Climate Change*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264091375-en>.
- OCDE (2010, mis à jour en mai 2011), *Electricity: Renewables and Smart Grids*, OECD Policy Roundtables, Comité de la concurrence, www.oecd.org/daf/competition/sectors/46586020.pdf.
- OCDE (2011a), *Énergie*, Études de l'OCDE sur la croissance verte, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264168480-fr>.
- OCDE (2011b), *Rapport sur les expériences en matière de séparation structurelle*, Comité de la concurrence, www.oecd.org/fr/daf/concurrence/secteurs/50056717.pdf.
- OCDE (2011c), *Invention et transfert de technologies environnementales*, Études de l'OCDE sur l'innovation environnementale, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264168497-fr>.
- OCDE (2011d), *OECD Urban Policy Reviews, Poland 2011*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264097834-en>.
- OCDE (2012a), *Competitive Neutrality: Maintaining a Level Playing Field between Public and Private Business*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264178953-en>.
- OCDE (2012b), *Perspectives de l'environnement de l'OCDE à l'horizon 2050 : Les conséquences de l'inaction*, Éditions OCDE, Paris, http://dx.doi.org/10.1787/env_outlook-2012-fr.
- OCDE (2012c), *Recommandation du Conseil sur la lutte contre les soumissions concertées dans les marchés publics*, www.oecd.org/daf/competition/oecdrecommandationonfightingbidrigging2012.pdf

OCDE (2012d), *Linking Renewable Energy to Rural Development*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264180444-en>.

OCDE (2012e), *OECD Territorial Reviews: The Chicago Tri-State Metropolitan Area, United States 2012*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264170315-en>.

OCDE (2012f), *Politique énergétique et climatique : Infléchir la trajectoire technologique*, Études de l'OCDE sur l'innovation environnementale, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264174573-en>.

OCDE (2012g), *Base de données de l'indice de restrictivité de la réglementation de l'IDE*, OCDE.

OCDE (2013a), *Green Growth in Stockholm, Sweden*, Études de l'OCDE sur la croissance verte, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264195158-en>.

OCDE (2013b), *Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels 2013*, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264187610-en>.

OCDE (2013c), « Climate and Carbon: Aligning Prices and Policies », *OECD Environment Policy Papers*, n° 1, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k3z11hjq6r7-en>.

OCDE (2014), *Statistiques du CAD de l'OCDE*, mars 2014, www.oecd.org/dac/environment-development/Climate-related%20aid%20Flyer%20-%20May%202014%20final.pdf, <http://stats.oecd.org/>.

OCDE (2015, à paraître), *Overcoming Barriers to International Investment in Clean Energy*, Éditions OCDE, Paris.

OMC (Organisation mondiale du commerce) (2014), Portail de l'OMC « Règlement des différends », www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/dispu_f.htm, consulté le 10 mars 2014.

Affaire DS437, disponible à l'adresse :

www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds437_f.htm;

OMC, règlement des différends : affaire DS426, disponible à l'adresse :

www.wto.org/english/tratop_e/dispu_e/cases_e/ds426_e.htm;

OMC, règlement des différends : affaire DS412, disponible à l'adresse :

www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds412_f.htm;
 OMC, règlement des différends : affaire DS459, disponible à l'adresse :
 www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds459_f.htm;
 OMC, règlement des différends : affaire DS433, disponible à l'adresse :
 www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds433_f.htm. Pearson N.O.
 (2012), *Indian Banks Exposure to Coal Limits Lending to Solar, SBI Says*,
 consulté le 25 mai 2012 sur le site Bloomberg.com à l'adresse :
 www.bloomberg.com/news/print/2012-04-26/indian-banks-exposure-to-coal-
 limits-lending-to-solar-sbi-says.html.

PNUD (Programme des Nations Unies pour le développement) (2013), « *Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries* », PNUD, New York.

PNUE (Programme des Nations Unies pour l'environnement) (2009), *Energy Efficiency and the finance sector. A survey on lending practices and policy issues*, PNUE/Initiative Finance.

PNUE Initiative Finance (PNUE IF) (2012), *Global Trends in Renewable Energy Investment*, Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD).

PNUE, Office européen des brevets (OEB) et Centre international de commerce et de développement durable (ICTSD) (2010), *Patents and Clean Energy: Bridging the gap between evidence and policy*, PNUE, OEB et ICTSD.

Prag A. et G. Briner (2012), « Crossing the Threshold: Ambitious Baselines for the UNFCCC New Market-Based Mechanism », OECD/IEA Climate Change Expert Group Papers, n° 2012/02, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k44xg398s8v-en>.

Prag A., G. Briner et C. Hood (2012), « Making Markets: Unpacking Design and Governance of Carbon Market Mechanisms », OECD/IEA Climate Change Expert Group Papers, n° 2012/03, Éditions OCDE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/5k43nhks65xs-en>.

Remme U., N. Trudeau, D. Graczyk et P. Taylor (2011), *Technology Development Prospects for the Indian Power Sector*, AIE/OCDE, Paris.

REN21 (2011), *Renewables 2011: Global Status Report*, REN21, Paris.

- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) (2012), Renewable Energy 2012: Global Status Report, REN21, Paris.*
- Société financière internationale (SFI) (2010), *Investing Across Borders*, Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC.
- Standard & Poor's (2012), « Standard & Poor's Credit Rating for Each Country as of June 2012 », <http://chartsbin.com/view/1177>, consulté le 10 mars 2014.
- Stern N., S. Peters, V. Bakhshi, A. Bowen, C. Cameron, S. Catovsky, D. Crane, S. Cruickshank, S. Dietz, N. Edmonson, S.-L. Garbett, L. Hamid, G. Hoffman, D. Ingram, B. Jones, N. Patmore, H. Radcliffe, R. Sathiyarajah, M. Stock, C. Taylor, T. Vernon, H. Wanjie, et D. Zenghelis (2006), *Stern Review: The Economics of Climate Change*, HM Treasury, Londres.
- Sustainable Energy Development Authority Malaysia (SEDA) (2012), *Frequently Asked Questions on Feed-in Tariff (FiT)*, récupéré le 2 juillet 2012 sur le site www.seda.gov.my: Sustainable Energy Development Authority Malaysia.
- Varadarajan U., D. Nelson, B. Pierpont et M. Hervé-Mignucci (2011), « The Impacts of Policy on the Financing of Renewable Projects: A Case Study Analysis », Climate Policy Initiative (CPI).
- Walsh J., C. Park et J. Yu (2011), *Financing Infrastructure in India: Macroeconomic Lessons and Emerging Market Case Studies*, Fonds monétaire international (FMI), Washington, DC.

Annexe A

Cadre d'action pour l'investissement

Le Cadre d'action pour l'investissement est l'instrument relatif aux investissements qui a remporté l'adhésion du plus grand nombre de pays. Mis au point par un groupe de travail réunissant 30 pays membres et 30 pays non membres, il soulève 82 questions couvrant dix domaines d'action afin d'aider les pouvoirs publics à concevoir et à mener à bien une réforme de nature à instaurer un environnement concurrentiel robuste et véritablement attractif pour l'investissement national et étranger. Ni prescriptif ni contraignant, le Cadre d'action pour l'investissement met l'accent sur les principes fondamentaux de l'état de droit, de la transparence et de la non-discrimination, mais laisse aux pays le soin de définir les mesures à engager en fonction de leur contexte économique et des capacités de leurs institutions. Il n'existe pas de formule universellement applicable.

Tableau A.1 Domaines d'action couverts le Cadre d'action pour l'investissement

1. Politique d'investissement	La qualité des politiques d'investissement influe directement sur les décisions de tous les investisseurs, petits ou grands, nationaux ou étrangers. La transparence, la protection de la propriété et la non-discrimination sont des principes de la politique d'investissement qui sous-tendent les efforts visant à créer un climat d'investissement sain, au bénéfice de tous.
2. Promotion et facilitation de l'investissement	Les mesures de promotion et de facilitation de l'investissement, y compris les incitations, peuvent être des leviers efficaces pour attirer les investissements à condition qu'elles aient pour objectif de corriger les défaillances du marché et qu'elles soient conçues de façon à rehausser les atouts du cadre d'investissement d'un pays.
3. Politique commerciale	Les politiques d'échange de biens et services peuvent contribuer à des investissements plus abondants et de meilleure qualité en développant les possibilités de réaliser des économies d'échelle, en facilitant l'intégration dans les chaînes mondiales d'approvisionnement, ce qui dope la productivité et les taux de rentabilité de l'investissement.
4. Politique de la concurrence	La politique de la concurrence favorise l'innovation et contribue à l'établissement de conditions propres à attirer de nouveaux investissements. Une saine politique de la concurrence contribue aussi à diffuser dans l'ensemble de la société les avantages plus larges de l'investissement.

Tableau A.1 Domaines d'action couverts par le Cadre d'action pour l'investissement
(suite)

5. Politique fiscale	Pour mener à bien leur mission, toutes les administrations ont besoin de recettes fiscales. Cependant, le niveau des prélèvements obligatoires et l'architecture de la politique fiscale, notamment la manière dont elle est administrée, ont une incidence directe sur les coûts des entreprises et la rentabilité des investissements. Une politique fiscale saine permet aux États d'atteindre les objectifs des politiques publiques tout en contribuant à un environnement favorable aux investissements.
6. Gouvernement d'entreprise	La mesure dans laquelle les entreprises respectent les principes fondamentaux du gouvernement d'entreprise est un critère déterminant des décisions d'investissement, influant sur la confiance des investisseurs, sur le coût du capital, sur le fonctionnement global des marchés financiers et, en fin de compte, sur le développement de sources de financement plus pérennes.
7. Politiques en faveur d'un comportement responsable des entreprises	Les politiques publiques visant à promouvoir les concepts et principes établis d'une gestion responsable des entreprises, comme ceux préconisés dans les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, aident à attirer l'investissement qui contribue au développement durable. Ces politiques visent à créer un environnement propice dans lequel les missions respectives de l'État et des entreprises sont clairement délimitées ; à encourager un dialogue sur les règles de conduite des entreprises ; à soutenir les initiatives privées en faveur de la conduite responsable des entreprises et à participer à la coopération internationale en faveur d'un comportement responsable des entreprises.
8. Mise en valeur des ressources humaines	La mise en valeur des ressources humaines est une condition préalable indispensable pour repérer et saisir les occasions d'investissement. Pourtant, de nombreux pays lui consacrent trop peu de moyens. Les politiques de nature à développer l'émergence et le maintien d'une population qualifiée, adaptable et en bonne santé et à assurer l'emploi productif des ressources humaines favorisent l'instauration d'un environnement propice à l'investissement.
9. Développement des infrastructures et du secteur financier	Une politique saine de développement des infrastructures élimine les goulets d'étranglement générateurs de surcoûts pour les entreprises et pénalisants pour l'investissement privé. Une politique efficace à l'égard du secteur financier garantit que les ressources rares soient affectées aux projets les plus prometteurs.
10. Gouvernance publique	La qualité de la réglementation et l'intégrité du secteur public sont deux aspects de la gouvernance publique qui influent de façon décisive sur la confiance et les décisions de tous les investisseurs et qui déterminent les avantages tirés de l'investissement sur le plan du développement. Si, dans le domaine de la gouvernance publique, il n'existe pas de modèle unique, il existe des normes communément acceptées qui aident les États à s'acquitter efficacement de leurs missions.

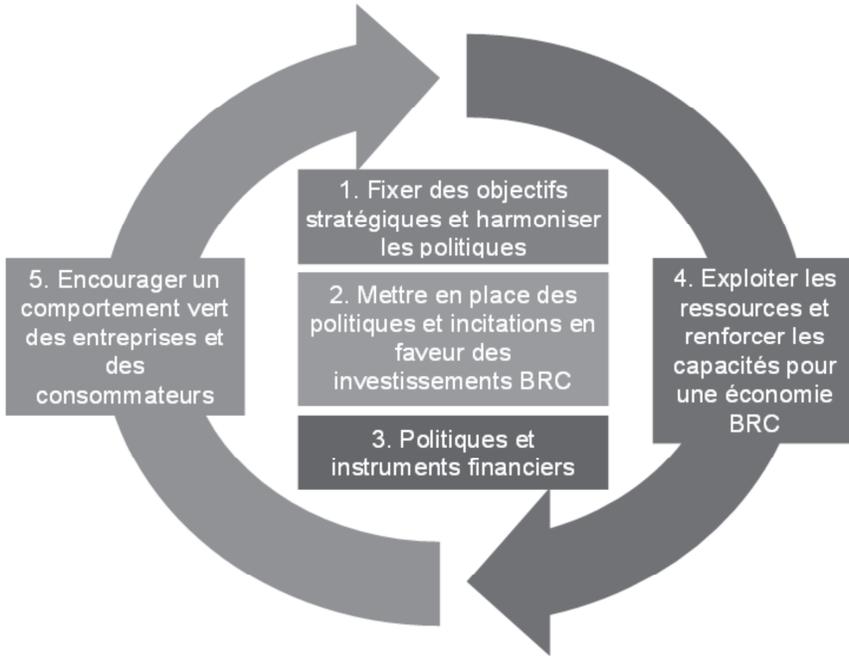
Source : D'après OCDE (2006), *Cadre d'action de l'OCDE pour l'investissement*, Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264018464-fr>

Annexe B

Cadre d'action pour l'investissement vert

Dans son rapport *Towards a Green Investment Policy Framework: The Case of Low-Carbon, Climate-Resilient Infrastructure*, l'OCDE a défini, à l'intention des pouvoirs publics, les bonnes pratiques à suivre pour mettre en place un cadre d'action national en faveur de l'investissement vert. Le but est de conseiller les États sur les moyens d'instaurer et d'améliorer les conditions nécessaires pour aiguiller les investissements privés vers les infrastructures vertes, pour accroître ces investissements ainsi que pour financer le passage à une économie qui soit sobre en carbone et résiliente au changement climatique la transition vers une croissance plus verte (Corfee-Morlot *et al.*, 2012). Dans la plupart des pays, les politiques d'urbanisme et d'investissement sont menées indépendamment les unes des autres, parfois de manière contradictoire. Ces contradictions peuvent compromettre ou freiner les investissements en faveur du développement et dans les infrastructures vertes. Le cadre proposé par l'OCDE vise à aider les pouvoirs publics à orienter l'utilisation de fonds publics limités tout en permettant aux investissements privés d'accompagner la transition vers la croissance verte dans l'ensemble des secteurs et régions concernés.

Graphique A.2 Vers un cadre d'action pour l'investissement vert



Source : Corfee-Morlot, J., V. Marchal, C. Kauffmann, C. Kennedy, F. Stewart, C. Kaminker et G. Ang (2012), « Toward a Green Investment Policy Framework: The Case of Low-Carbon, Climate-Resilient Infrastructure », *Documents de travail de la Direction de l'environnement*, n° 48, Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/5k8zth7s6s6d-en>.

Le cadre d'action proposé s'articule autour de cinq grands volets (voir le graphique A.2) :

1. **Définir des objectifs et harmoniser les politiques dans et entre les échelons administratifs.** Cela suppose d'arrêter un projet et des buts clairs dans la durée à l'égard des infrastructures et du changement climatique ; d'harmoniser les politiques et d'instaurer une gouvernance sur plusieurs niveaux, avec la participation des parties prenantes ;
2. **Adopter ou revoir les politiques de marché en vue de renforcer les incitations et d'instaurer des conditions plus favorables à l'investissement vert.** Cela suppose d'engager des politiques d'investissement solides afin de créer des marchés ouverts et concurrentiels et d'appliquer différents principes comme la non-discrimination et la protection des investisseurs ; l'investissement

doit être encouragé et facilité par des réglementations et politiques de marché visant à fixer le prix du carbone, à supprimer les subventions néfastes et à remédier aux carences du marché ;

3. **Renforcer les politiques et la réglementation financières** ainsi que les outils et instruments y afférents. Il convient d'élaborer une politique des marchés financiers visant à conforter le marché financier national et à faciliter l'accès aux financements moyennant des mécanismes innovants. Des mesures transitoires, comme les incitations (tarifs d'achat), doivent aussi être prises pour encourager et faciliter les investissements ;
4. **Mobiliser les ressources et renforcer les capacités.** Les domaines concernés sont les suivants : R-D liée aux technologies vertes ; développement des compétences et renforcement des capacités institutionnelles à l'appui de l'innovation verte ; promotion et facilitation des investissements (concernant par exemple l'octroi de permis pour la production renouvelable), suivi et exécution des politiques ; et évaluation des vulnérabilités et du risque climatique ; et
5. **Promouvoir les comportements verts chez les entreprises et les consommateurs,** moyennant la politique d'information, les comptes rendus des entreprises, les programmes de sensibilisation des consommateurs et le travail de proximité mené auprès du public.

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements oeuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Chili, la Corée, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, Israël, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Lignes directrices pour l'investissement dans une infrastructure énergétique propre

FACILITER L'ACCÈS AUX ÉNERGIES PROPRES EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT ET DE LA CROISSANCE VERTE

Sommaire

Résumé

Introduction

Chapitre 1. Politique d'investissement

Chapitre 2. Promotion et facilitation de l'investissement

Chapitre 3. Politique de la concurrence

Chapitre 4. Politique relative aux marchés financiers

Chapitre 5. Gouvernance publique

Chapitre 6. Autres politiques et thèmes transversaux

Annexe A. Cadre d'action pour l'investissement

Annexe B. Cadre d'action pour l'investissement vert

Veillez consulter cet ouvrage en ligne : <http://dx.doi.org/10.1787/9789264212688-fr>.

Cet ouvrage est publié sur OECD iLibrary, la bibliothèque en ligne de l'OCDE, qui regroupe tous les livres, périodiques et bases de données statistiques de l'Organisation. Rendez-vous sur le site www.oecd-ilibrary.org pour plus d'informations.

