

Articulations et complémentarités  
entre le mécanisme de développement propre  
et les Fonds pour l'environnement mondial :  
une première mise en perspective

**Première Partie : Approche Théorique p. 1**

**Seconde Partie : Etudes de Cas p. 51**

Ce rapport a été rédigé à la demande du Conseil Scientifique et Technique du Fonds Français pour l'Environnement Mondial.

Les analyses et les opinions exprimées sont de la seule responsabilité de l'auteur et ne reflètent pas une position officielle du CST ou du FFEM.

## Première Partie

# Approche théorique

Introduction	p. 1
<b>I.</b> Le MDP, simple substitut de l'application conjointe Nord-Sud ?	p. 3
<b>II.</b> Le problème des ressources financières : concurrence ou additionalité ?	p. 15
<b>III.</b> L'articulation des champs et des modes d'intervention	p. 21
<b>IV.</b> Principales recommandations : position de la France et dispositif national	p. 48

# Sommaire de la Première Partie

<b>Introduction</b>	p. 01
<b>I. Le MDP, simple substitut de l'application conjointe Nord-Sud ?</b>	p. 03
A. De l'application conjointe Nord-Sud au "mécanisme de développement propre"	p. 03
1. Le débat sur l'AC Nord-Sud avant Kyoto	p. 03
2. La proposition brésilienne d'un "fonds de développement propre"	p. 04
3. La notion d'application conjointe dans le Protocole de Kyoto	p. 05
4. Le "mécanisme de développement propre": quoi de neuf ?	p. 08
B. Définition et mise en place du MDP: le débat institutionnel	p. 10
1. Approches institutionnelles de l'application conjointe avant Kyoto	p. 10
2. Le MDP, nouvelle institution financière ou simple "mécanisme" ?	p. 11
3. Un enjeu de court terme: la mise en place institutionnelle du MDP	p. 12
4. Quel rôle pour le FEM et le FFEM dans la structuration du MDP ?	p. 13
<b>II. Le problème des ressources financières: concurrence ou additionalité ?</b>	p. 15
A. Des ressources "nouvelles et additionnelles" ?	p. 15
1. Dans le cadre de la Convention Climat: l'article 4 § 3	p. 15
2. Additionalité financière et application conjointe: la décision 5 de COP1	p. 16
3. Un principe qui reste valide dans le cadre du MDP	p. 17
B. Faute de garanties crédibles, le risque d'éviction reste entier	p. 18
1. Des "garanties" purement formelles	p. 18
2. Les ressources privées sont-elles hors de cause ?	p. 19
3. Définir des garanties crédibles	p. 20
<b>III. L'articulation des champs et des modes d'intervention</b>	p. 21
A. Le FEM, positionnement théorique et principales orientations	p. 21
1. Promouvoir une convergence développement / environnement global	p. 21
2. Le FEM précurseur : apprentissage et prédiffusion	p. 21
3. Le FEM catalyseur : un effet de levier encore insuffisant	p. 24
4. Un champ clairement identifié, une efficacité questionnable	p. 28
B. L'implication du secteur privé, domaine de prédilection de l'application conjointe	p. 29
1. L'investissement privé, un enjeu majeur	p. 29
2. Le FEM et le secteur privé : un bilan mitigé	p. 30
3. Application conjointe et secteur privé	p. 34
C. Articulation des champs et des modes d'intervention	p. 37
1. Définir un principe d'articulation	p. 37
2. MDP et FEM: une complémentarité dynamique	p. 37
3. Le problème des projets sans-regrets	p. 43
<b>IV. Principales recommandations</b>	p. 48
A. Formuler une position française dans le cadre des négociations	p. 48
1. Placer la notion d'équité au coeur du MDP	p. 48
2. Encadrer et orienter la mise en place du MDP	p. 49
3. Assurer le repositionnement du FEM	p. 49
B. Redéfinir le dispositif national de financement de projets "climat"	p. 50
1. Un dispositif basé sur trois pôles complémentaires	p. 50
2. Des priorités nouvelles pour le FFEM	p. 50
<b>Encadrés et graphiques</b>	
1. Article 6 du Protocole de Kyoto	p. 06
2. Article 12 du Protocole de Kyoto	p. 07
3. Un alter ego bilatéral, le Fonds Français pour l'Environnement Mondial	p. 23
4. La Société Financière Internationale et le FEM	p. 33
5. Quel repositionnement pour le FEM ?	p. 40
6. Les champs d'intervention du FEM : représentation graphique	p. 42
7. Le FEM peut-il cofinancer une opération conjointe ?	p. 44
8. FEM et MDP : articulations et complémentarités (schéma)	p. 59

## INTRODUCTION

**I.** Le mécanisme de développement propre succède à la notion d'application conjointe Nord-Sud tout en intégrant un certain nombre d'éléments nouveaux. L'analyse de l'articulation entre le MDP et les fonds tels que le FEM ou le FFEM prend acte de cette permanence du concept d'origine, sans pour autant méconnaître les dimensions nouvelles apportées par le Protocole de Kyoto. Parmi celles-ci, on retiendra en particulier l'éventualité d'une institutionnalisation du MDP, perçu par certains pays comme un fonds multilatéral plus que comme un instrument bilatéral. De fait, alors que les négociations sur l'application conjointe Nord-Sud portaient avant tout sur la légitimité et l'opérationnalité du concept, l'établissement du MDP par le Protocole de Kyoto a ajouté au débat une dimension supplémentaire, relative à la nature institutionnelle de ce nouvel instrument de coopération Nord-Sud. Des conceptions très éloignées se sont opposées, de l'approche libérale préconisée par les Etats Unis au désir affiché par de nombreux pays en développement de voir le MDP instauré sous la forme d'un organisme de financement nouveau. Ces différentes hypothèses ne sont pas neutres du point de vue des fonds déjà mis en place dans le cadre de la Convention, qu'il s'agisse du FEM ou de son homologue français, le FFEM. Il convient donc, dans un premier temps, d'envisager le problème de l'articulation entre ces divers instruments sous l'angle de ce débat institutionnel.

Ceci étant, la clôture de ce débat institutionnel voit réapparaître des questions de fond, relatives en particulier aux financements et aux champs d'action respectifs d'instruments qui reposent tous sur le financement de projets visant à réduire les émissions dans les pays en développement.

**II.** Le premier problème de fond, déjà posé dans le cadre des débats sur l'application conjointe Nord-Sud, a trait au financement éventuellement concurrentiel de ces instruments. Au coeur du débat, la notion d'additionnalité financière développée dans le cadre de la Convention et des négociations climat. La Convention Climat spécifie en effet que le financement du FEM doit être additionnel par rapport à l'aide publique au développement, principe qui s'applique également au FFEM. Quant au financement du MDP, s'il n'a pas été défini par le Protocole de Kyoto, il doit en toute logique obéir aux principes définis en 1995 par la Conférence des Parties pour l'application conjointe, et donc être additionnel non seulement à l'APD mais également aux ressources - elles-mêmes additionnelles - destinées au FEM et au FFEM. En théorie, il s'agit de garantir que les ressources destinées à l'aide publique au développement ou au FEM ne seront pas détournées pour assurer le financement du MDP. En pratique, le respect de ce principe est loin d'être assuré, dans la mesure où les fonds investis au titre du MDP permettront d'obtenir des crédits d'émission, ce qui n'est pas le cas de ceux alloués au FEM ou au FFEM. L'étude de l'articulation future entre ces différents instruments suppose donc de discerner quelles seront leurs principales sources de financement et d'évaluer dans quelle mesure la mise en place du MDP est ou non susceptible de se faire aux dépens du FEM ou du FFEM.

**III.** Le second problème de fond, peut-être plus important encore du point de vue de certains acteurs, a trait à l'emploi de ces ressources et donc à l'articulation des champs et des modes d'intervention de ces différents instruments. En théorie, une fois encore, la répartition des rôles ne semble pas devoir poser de problème. Le FEM, dès l'origine, a en effet été conçu comme un instrument agissant à la périphérie du marché, qu'il s'agisse d'aider une technologie novatrice à atteindre sa maturité ou de s'attaquer aux barrières socio-économiques et institutionnelles s'opposant à la diffusion "naturelle" d'une technique ou d'une approche économe en émissions. Le MDP semble, lui, devoir s'orienter plus naturellement vers des interventions essentiellement guidées par la recherche d'un bon rapport coût-efficacité et obéissant donc plus étroitement à une logique de marché. On peut donc concevoir le FEM et le FFEM comme des instruments destinés à intervenir là où le MDP se révélerait inadapté. Reste à décliner dans la pratique cette articulation des rôles, en s'appuyant sur l'expérience acquise par le FEM et le FFEM ou dans le cadre de la phase-pilote d'application conjointe.

**IV.** Sur la base des conclusions respectives de ces approches successives, il sera alors possible de formuler des éléments de position pour la France dans le cadre des négociations et des propositions relatives à l'évolution du dispositif bilatéral français.

Une **seconde partie** permettra ensuite de valider l'approche théorique développée dans le cadre de cette première partie, en s'appuyant sur une série d'études de cas.

# **I. Le MDP, simple substitut de l'application conjointe Nord-Sud ?**

## **A. De l'application conjointe Nord-Sud au mécanisme de développement propre**

### 1. Le débat sur l'application conjointe avant Kyoto<sup>1</sup>

Malgré la préférence affichée par certains Etats - dont la France - pour une approche par les "*politiques et mesures*", les négociations climat se sont orientées dès la Conférence de Rio vers la mise en place d'un système de quotas d'émission nationaux. Dans le cadre de la Convention Climat, les pays dits de l'Annexe I (pays de l'OCDE et pays en transition vers l'économie de marché) se sont ainsi engagés à limiter leurs émissions de gaz à effet de serre à leurs niveaux de 1990. Cette approche, confirmée en 1995 par la première Conférence des Parties à la Convention (COP1) avec l'adoption du Mandat de Berlin, a été entérinée en 1997 par COP3 avec l'adoption du Protocole de Kyoto définissant des "*engagements chiffrés de limitation et de réduction des émissions*" pour les pays de l'Annexe I.

Dans la logique d'un système de quotas, les négociations ont également porté sur un certain nombre d'instruments de marché qui permettraient aux Etats d'échanger des droits d'émission et apporteraient ainsi au système une certaine flexibilité. L'application conjointe figure au nombre de ces instruments, au même titre que les permis négociables. Le principe en est simple : permettre à un Etat soumis à un engagement quantitatif de réaliser une partie de cet engagement en finançant, sur le territoire d'un autre pays, des réductions d'émissions qui seront ensuite portées à son compte. L'objectif est économique : par le biais de projets d'application conjointe, les pays de l'Annexe I pourraient agir en priorité là où les réductions d'émissions sont les moins coûteuses.

La Convention Climat fait référence à la notion d'application conjointe (art. 4 § 2a) mais n'en définit pas les modalités. De 92 à 95, les négociations relatives à ce mécanisme ont surtout mis en évidence une opposition entre les pays en développement et les pays de l'Annexe I sur le champ géographique de l'application conjointe. De plus, il est apparu que la déclinaison concrète de cet instrument soulevait de nombreuses difficultés, liées en particulier à l'évaluation de l'impact des opérations susceptibles d'être mises en oeuvre dans ce cadre.

La première Conférence des Parties a donc décidé en 1995 de lancer une phase pilote destinée à tester et approfondir le concept. Un certain nombre de critères ont été fixés, ouvrant le champ de l'application conjointe à tous les pays volontaires mais excluant toute attribution de crédits d'émission. L'expérience de la phase pilote devait permettre à la Conférence des Parties de décider, d'ici la fin de la décennie, des suites qui lui seraient données. Mais le calendrier du Mandat de Berlin a conduit les promoteurs de l'application conjointe à lier sans attendre la négociation de nouveaux engagements au débat sur les instruments. L'enjeu était en particulier d'obtenir des pays en développement - assez réticents pour la plupart face à un instrument perçu comme un moyen pour les pays riches de contourner à bon compte leurs engagements quantifiés - la reconnaissance officielle de l'application conjointe Nord-Sud à l'issue de la troisième Conférence des Parties, réunie à Kyoto en décembre 1997...

---

<sup>1</sup> Cf "*L'application conjointe et la prévention du risque climatique : approche théorique et premières réalisations*", Pierre Cornut et Philippe Menenteau, Décembre 1997, rapport rédigé à la demande du CST du FFEM.

## 2. La proposition brésilienne d'un "*fonds de développement propre pour les pays non-Annexe I*"

A l'occasion de la 7ème session du Groupe Ad Hoc sur le Mandat de Berlin (31 juillet - 7 août 1997), le Brésil a formulé une proposition de protocole portant sur les principaux aspects des négociations : objectifs quantitatifs, critères de différenciation, respect des engagements, participation des pays en développement, etc. Dans le cadre de cette proposition était envisagée la création d'un "*fonds de développement propre pour les pays non-Annexe I*"<sup>2</sup>, alimenté par les pénalités versées par les pays de l'Annexe I en cas de non-respect de leurs engagements, selon le principe pollueur-payeur<sup>3</sup>. Géré par le mécanisme financier de la Convention Climat (le FEM), ce fonds aurait permis de financer des projets de prévention du risque climat dans les pays non-Annexe I, c'est-à-dire les pays en développement. Les fonds disponibles auraient été alloués aux divers pays en développement candidats au prorata de leur niveau d'émission : les principaux émetteurs non-Annexe I (Chine, Inde, Brésil...) auraient donc été les principaux destinataires<sup>4</sup>. Une part des ressources (limitée à 10%) aurait cependant été affectée au financement de mesures d'adaptation.

L'objectif de la proposition brésilienne était de donner une dimension contraignante aux engagements des pays de l'Annexe I tout en favorisant l'association des pays en développement à la prévention du risque climatique. La règle de répartition suggérée, en donnant la priorité aux pays en développement gros émetteurs, visait à optimiser l'efficacité du fonds, dont les ressources étaient affectées aux pays où la maîtrise des émissions revêtait un enjeu particulier. Le "*fonds de développement propre*" devait par ailleurs permettre aux pays en développement d'être les acteurs de leur "développement propre" en définissant et mettant en oeuvre leurs priorités "climat" dans le cadre d'orientations générales définies par la Conférence des Parties.

Cette proposition brésilienne, très cohérente, constituait plus une alternative à l'application conjointe Nord-Sud qu'une déclinaison de cet instrument. Certes, le résultat était comparable, dans la mesure où les pays de l'Annexe I, au lieu de financer des projets conjoints pour obtenir des crédits d'émission leur permettant de s'acquitter de leurs obligations, auraient encouru des pénalités utilisées ensuite pour financer des projets "climat" dans les pays en développement. Dans un cas comme dans l'autre, un effort incomplet au Nord se traduisait donc par un transfert financier compensatoire au profit du Sud. Mais la proposition brésilienne s'écartait résolument de la notion d'application conjointe sur plusieurs points. Tout d'abord, la logique de compensation proposée était moins rigoureuse que dans le cadre de l'application conjointe : l'objectif n'était pas tant de compenser chaque dépassement de quotas au Nord

---

<sup>2</sup> "*Non-Annex I clean development fund*", FCCC/AGBM/1997/MISC.1/Add.3, pages 5, 8, 24 et 25.

<sup>3</sup> Ces pénalités financières ne s'appliquaient qu'après compensation entre pays de l'Annexe I par le biais d'un système de permis négociables : n'encourait une pénalité que le pays qui ne serait pas parvenu à compenser son excédent d'émissions en rachetant des droits à un pays mieux placé. Il en résultait que seul un dépassement collectif de l'objectif global fixé pour l'ensemble des pays de l'Annexe I entraînait le versement de pénalités par les pays juridiquement responsables de ce dépassement ("*there will only be a contribution to the non-Annex I clean development fund if the effective emissions ... from the ensemble of Annex I Parties are above their collective effective emission ceiling*" (op. cit. p. 24). Le montant des pénalités encourues était fixé à 20 dollars par tonne de carbone : la proposition du Brésil avait ainsi l'avantage non négligeable de plafonner strictement le prix de la tonne de carbone sur le marché des PEN, et donc le coût financier d'un éventuel dépassement...

<sup>4</sup> Sur la base des émissions pour 1990-2010, cette clef de répartition, d'après la proposition brésilienne, permettrait à la Chine de recevoir près de 30% des fonds disponibles, contre environ 9% pour l'Inde, 4% pour le Mexique, le Kazakhstan et le Vénézuéla, 3% pour le Brésil... On soulignera que cette répartition des fonds au prorata des émissions favorise autant qu'elle vise les pays les plus "polluants"...



par une réduction symétrique au Sud que de s'appuyer sur un mécanisme de sanctions financières pour accélérer globalement la prévention du risque climat dans les pays en développement. D'autre part, le choix du FEM comme structure centralisée de gestion de ces fonds s'opposait à l'application conjointe perçue comme un instrument de marché faisant intervenir des acteurs multiples. Ce choix institutionnel accompagnait de plus dans la proposition brésilienne une volonté très nette de renforcer l'influence et le contrôle des pays en développement sur l'ensemble du mécanisme, objectif difficile à imposer dans le cadre de l'application conjointe Nord-Sud telle qu'envisagée avant le sommet de Kyoto. Enfin, alors que l'application conjointe devait permettre aux pays de l'Annexe I de sauver la face en s'acquittant globalement de leurs engagements, le mécanisme envisagé par le Brésil pointait du doigt et sanctionnait financièrement le non-respect des engagements. Ce renversement de perspective était bien entendu fort déplaisant pour les promoteurs de la "flexibilité géographique" via l'application conjointe Nord-Sud. Aussi n'est-il guère étonnant que la proposition brésilienne n'ait pas survécu à Kyoto...

### 3. La notion d'application conjointe dans le Protocole de Kyoto

Les négociateurs réunis pour COP3 ont envisagé un compromis entre l'approche brésilienne et le désir de certains pays de l'Annexe I (les Etats-Unis en particulier) d'obtenir dès Kyoto l'introduction d'un instrument de flexibilité Nord-Sud de type application conjointe. Le Costa Rica - fervent promoteur de l'application conjointe Nord-Sud - a joué un rôle très actif dans la recherche d'un accord en proposant, sous l'influence des Etats-Unis, d'alimenter le "*fonds de développement propre*" brésilien non plus à partir d'un mécanisme de pénalités mais par des contributions volontaires des pays de l'Annexe I, en échange desquelles ces pays auraient obtenu des droits d'émission leur permettant de dépasser leurs quotas d'émission.

Cette proposition transformait le "*fonds de développement propre*" en un mécanisme mutualisé de mise en oeuvre de l'application conjointe et s'éloignait donc radicalement de la proposition du Brésil. Tel que défini par le Costa-Rica, le nouveau mécanisme aurait en effet eu pour fonction d'identifier, de sélectionner et de financer des opérations conjointes de réduction d'émission pour le compte de pays investisseurs recevant des crédits d'émissions en proportion de leur mise de fonds. Formulée à la veille de la session ministérielle, la proposition du Costa-Rica recentrait le débat sur l'objectif visé par les pays de l'Annexe I - à savoir la reconnaissance d'un instrument de type application conjointe - tout en concédant au Brésil une approche institutionnelle plus centralisée<sup>5</sup>.

Les ultimes phases de la négociation opposaient donc des conceptions et des objectifs différents, défendus par des acteurs de poids. Si le détail des discussions n'est pas connu, la menace d'un retrait des Etats-Unis, dont l'accord était évidemment indispensable au succès de COP3, semble alors avoir été un facteur déterminant. Au final, si le Protocole de Kyoto ne mentionne pas le terme "application conjointe", deux articles en reprennent le principe<sup>6</sup> : l'article 6, qui traite de l'application conjointe entre pays de l'Annexe I, et l'article 12, qui établit un "*mécanisme de développement propre*" plus proche de l'application conjointe Nord-Sud que de la proposition brésilienne...

---

<sup>5</sup> Cette concession, peu conforme aux objectifs américains, sera *in fine* considérablement atténuée...

<sup>6</sup> A savoir le financement, par les pays de l'Annexe I, de projets de réduction d'émissions mis en oeuvre sur le territoire de pays tiers et l'obtention en retour de crédits d'émission utilisables au titre du respect des engagements pris.

L'article 6 du Protocole de Kyoto entérine la notion d'application conjointe entre pays de l'Annexe I en autorisant ces derniers à céder ou acquérir "*des unités de réduction des émissions découlant de projets visant à réduire les émissions anthropiques ... ou à renforcer les absorptions anthropiques*" (art. 6, § 1) et en ouvrant l'accès à ces échanges aux "*personnes morales*", c'est-à-dire essentiellement au secteur privé (art. 6, § 3). Cette validation du principe de l'application conjointe au sein de l'Annexe I n'est pas une surprise en soi, dans la mesure où le débat sur cet instrument de flexibilité portait surtout sur sa déclinaison Nord-Sud<sup>7</sup>, qui est abordée par l'article 12 du Protocole.

Encadré n° 1

### **Article 6 du Protocole de Kyoto**

*1. Afin de remplir ses engagements au titre de l'article 3, toute Partie visée à l'annexe I peut céder à toute autre Partie ayant le même statut, ou acquérir auprès d'elle, des unités de réduction des émissions découlant de projets visant à réduire les émissions anthropiques par les sources ou à renforcer les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre dans tout secteur de l'économie, pour autant que :*

*a) Tout projet de ce type ait l'agrément des Parties concernées ;*

*b) Tout projet de ce type permette une réduction des émissions par les sources, ou un renforcement des absorptions par les puits, s'ajoutant à ceux qui pourraient être obtenus autrement ;*

*c) La Partie concernée ne puisse acquérir aucune unité de réduction des émissions si elle ne se conforme pas aux obligations qui lui incombent en vertu des articles 5 et 7 ;*

*d) l'acquisition d'unités de réduction des émissions vienne en complément des mesures prises au niveau national dans le but de remplir les engagements prévus à l'article 3.*

*2. La Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole peut, à sa première session ou dès que possible après celle-ci, élaborer plus avant des lignes directrices pour la mise en oeuvre du présent article, notamment en ce qui concerne la vérification et l'établissement de rapports.*

*3. Une Partie visée à l'annexe I peut autoriser des personnes morales à participer, sous sa responsabilité, à des mesures débouchant sur la production, la cession ou l'acquisition, au titre du présent article, d'unités de réduction des émissions.*

*4. Si une question relative à l'application des prescriptions mentionnées dans le présent article est soulevée conformément aux dispositions pertinentes de l'article 8, les cessions et acquisitions d'unités de réduction des émissions pourront se poursuivre après que la question aura été soulevée, étant entendu qu'aucune Partie ne pourra utiliser ces unités pour remplir ses engagements au titre de l'article 3 tant que le problème du respect des obligations n'aura pas été réglé.*

<sup>7</sup> La vocation "naturelle" de l'application conjointe est en effet de recouvrir des opérations Nord-Sud - Cf "L'application conjointe et la prévention du risque climatique", op. cit., chapitre 2, pages 11 à 18.

L'article 12 du Protocole, précisément, établit un nouvel instrument Nord-Sud, très diplomatiquement intitulé "*mécanisme de développement propre*". L'objectif de ce mécanisme est double, puisqu'il s'agit "*d'aider les Parties ne figurant pas à l'Annexe I à parvenir à un développement durable*" tout en aidant "*les Parties visées à l'annexe I à remplir leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction*" (art. 12 § 2). Concrètement, les pays en développement devraient bénéficier "*d'activités exécutées dans le cadre de projets*" et se traduisant par des "*réductions d'émissions certifiées*", réductions qui pourront être utilisées par les pays de l'Annexe I "*pour remplir une partie de leurs engagements*" (art. 12 § 3). On retrouve donc là, sous un nom différent<sup>8</sup>, le principe même de l'application conjointe Nord-Sud...

Encadré n° 2

### **Article 12 du Protocole de Kyoto**

1. *Il est établi un mécanisme pour un développement "propre".*
2. *L'objet du mécanisme pour un développement "propre" est d'aider les Parties ne figurant pas à l'annexe I à parvenir à un développement durable ainsi qu'à contribuer à l'objectif ultime de la Convention, et d'aider les Parties visées à l'annexe I à remplir leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction de leurs émissions prévus à l'article 3.*
3. *Au titre du mécanisme pour un développement "propre" :*
  - a) *Les Parties ne figurant pas à l'annexe I bénéficient d'activités exécutées dans le cadre de projets, qui se traduisent par des réductions d'émissions certifiées ;*
  - b) *Les Parties visées à l'annexe I peuvent utiliser les réductions d'émissions certifiées obtenues grâce à ces activités pour remplir une partie de leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction des émissions prévus à l'article 3, conformément à ce qui aura été déterminé par la Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole.*
4. *Le mécanisme pour un développement "propre" est placé sous l'autorité de la Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole et suit ses directives ; il est supervisé par un conseil exécutif du mécanisme pour un développement "propre".*
5. *Les réductions d'émissions découlant de chaque activité sont certifiées par des entités opérationnelles désignées par la Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole, sur la base des critères suivants :*
  - a) *Participation volontaire approuvée par chaque Partie concernée ;*
  - b) *Avantages réels, mesurables et durables liés à l'atténuation des changements climatiques ;*
  - c) *Réductions d'émissions s'ajoutant à celles qui auraient lieu en l'absence de l'activité certifiée.*
6. *Le mécanisme pour un développement "propre" aide à organiser le financement d'activités certifiées, selon que de besoin.*

... suite p. 8

<sup>8</sup> "*JI by any other name*" pour Global Environmental Change Report (vol. 9, n° 24, december 1997).

... suite de l'encadré n° 2

*7. La Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole élabore à sa première session des modalités et des procédures visant à assurer la transparence, l'efficacité et la responsabilité grâce à un audit et à une vérification indépendants des activités.*

*8. La Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole veille à ce qu'une part des fonds provenant d'activités certifiées soit utilisée pour couvrir les dépenses administratives et aider les pays en développement Parties qui sont particulièrement vulnérables aux effets défavorables des changements climatiques à financer le coût de l'adaptation.*

*9. Peuvent participer au mécanisme pour un développement "propre", notamment aux activités mentionnées à l'alinéa a) du paragraphe 3 ci-dessus et à l'acquisition d'unités de réduction certifiées des émissions, des entités aussi bien publiques que privées ; la participation est soumise aux directives qui peuvent être données par le conseil exécutif du mécanisme.*

*10. Les réductions d'émissions certifiées obtenues entre l'an 2000 et le début de la première période d'engagement peuvent être utilisées pour aider à respecter les engagements prévus pour cette période.*

#### 4. Le mécanisme de développement propre : quoi de neuf ?

Le mécanisme de développement propre (MDP) succède donc implicitement à la notion d'application conjointe Nord-Sud, dont il reprend les grandes lignes. Ceci étant, cette nouvelle mouture intègre un certain nombre d'éléments nouveaux. Au nombre de ces éléments, la mention expresse de l'objectif de développement (désormais placé sur le même plan que l'objectif initial de réduction des émissions), l'introduction d'une "taxe" prélevée sur les projets de développement propre pour couvrir les dépenses administratives et financer l'adaptation au changement climatique dans les pays en développement et, surtout, l'éventualité d'une institutionnalisation du MDP, envisagé par certains pays en développement comme un fonds multilatéral plus que comme un instrument bilatéral. Pour autant, il n'est pas certain que ces nouveaux éléments puissent s'interpréter comme le signe d'un démarquage réel par rapport à la notion d'application conjointe Nord-Sud telle qu'envisagée avant Kyoto.

Le changement de dénomination et la mention expresse de l'objectif de développement constituent un symbole important. Dans le cadre de l'application conjointe, le développement durable était considéré comme un bénéfice accessoire plus que comme un objectif fondamental. Le but des projets conjoints était en premier lieu la réduction des émissions et l'obtention de crédits en contrepartie. La question de l'adéquation des projets avec les priorités de développement des pays d'accueil se posait donc, et était une cause du manque d'adhésion des pays en développement. Un premier élément de réponse avait été apporté par COP1, dont la décision 5 stipule "que les activités exécutées conjointement devraient être compatibles avec les priorités et stratégies nationales en matière d'environnement et de développement et leur être complémentaires" (art. 1 §b). En plaçant sur le même plan l'objectif de développement durable

et celui de réduction des émissions, l'article 12 du Protocole renforce cette orientation. Encore faut-il que cette avancée ne reste pas lettre morte... Pour les pays de l'Annexe I, l'objectif numéro un reste en effet la réduction des émissions et l'obtention de crédits. Le contenu effectif du nouveau dispositif dépendra donc surtout du rapport de force établi entre les pays d'accueil et les bailleurs de fonds. Sur ce point, le mécanisme établi par le Protocole de Kyoto ne se démarque pas de l'application conjointe Nord-Sud à laquelle il se substitue...

Quant au prélèvement d'une "*part des fonds*" affectés au financement d'opérations de développement propre (art. 12, § 8), ce n'est pas une surprise : les discussions menées avant Kyoto avaient souligné la nécessité d'une telle taxe pour couvrir les "*dépenses administratives*" entraînées par la mise en place des structures et dispositifs visant à encadrer et à réguler le développement de l'application conjointe. Le Protocole de Kyoto ne fait que confirmer ce point. La surprise réside dans la double affectation du produit de cette taxe, qui doit également permettre de financer l'adaptation au changement climatique dans les pays en développement. Cette disposition est une concession faite aux pays de l'AOSIS et aux pays en développement les plus pauvres, qui craignaient que l'application conjointe Nord-Sud profite essentiellement aux pays émergents. Reste que le montant de cette taxe et les modalités de sa gestion ne sont pas définis par le Protocole, et que l'on peut s'attendre sur ce point à de vifs débats.

Mais c'est sur le plan institutionnel que se situent les principales nouveautés amenées par le Protocole de Kyoto. Le quatrième paragraphe de l'article 12 spécifie en effet que le MDP sera "*supervisé par un conseil exécutif*", dont la composition et les fonctions sont à définir. Le cinquième paragraphe évoque quant à lui des "*entités opérationnelles*" désignées par la COP agissant en tant que MOP pour certifier les réductions d'émissions. Cette amorce d'institutionnalisation est enfin lisible dans le paragraphe 6, selon lequel "*le mécanisme pour un développement "propre" aide à organiser le financement d'activités certifiées, selon que de besoin*". D'autre part, l'alinéa f) du paragraphe 4 de l'article 13 donne à la COP agissant en tant que MOP la possibilité de créer "*les organes subsidiaires jugés nécessaires à la mise en oeuvre du ... Protocole*", étant entendu par ailleurs que le Secrétariat et les Organes subsidiaires de la Convention (SBI et SBSTA) font office de secrétariat et d'organes subsidiaires du Protocole (articles 14 et 15). Ces diverses dispositions - vraisemblablement héritées pour certaines de la proposition brésilienne - permettent à certains pays en développement d'envisager le MDP comme une institution multilatérale plus que comme un instrument bilatéral. Mais la rédaction de l'article 12 est suffisamment ambiguë pour autoriser des interprétations forts divergentes sur ce point qui constitue depuis Kyoto le principal objet de débat sur le MDP.

## B. Définition et mise en place du MDP : le débat institutionnel

### 1. Approches institutionnelles de l'application conjointe avant Kyoto

On trouve dans la littérature diffusée avant COP3 un certain nombre de réflexions sur les dimensions institutionnelles d'un régime international d'application conjointe Nord-Sud. Ces réflexions, au-delà des indispensables dispositifs de contrôle et de certification, portaient essentiellement sur l'organisation du financement de l'application conjointe. Plusieurs configurations ont ainsi été discutées, allant d'une déclinaison strictement bilatérale de l'application conjointe à des conceptions proches de la proposition formulée par le Costa-Rica lors des ultimes négociations à Kyoto.

L'approche bilatérale stricte ne comporte aucune forme de coordination internationale en dehors des procédures et structures mises en place pour superviser l'application conjointe. Les acteurs potentiels sont donc livrés à eux-mêmes. Ce modèle d'organisation, d'inspiration très libérale, se caractériserait par sa grande flexibilité et par une forte concurrence. Les premiers investisseurs devraient donc faire face à un niveau élevé de risque et d'incertitude tout en supportant des coûts de transaction significatifs liés à l'identification et à la mise en oeuvre de projets conjoints.

Certains experts ont donc envisagé la mise en place de structures dédiées à servir d'intermédiaires entre acheteurs et vendeurs. L'existence de ces "*clearinghouses*" (chambres de compensation) se traduirait par une réduction des coûts de transaction supportés par les acteurs potentiels et par une limitation des risques (les intermédiaires pouvant s'appuyer sur leur meilleure connaissance du marché pour écarter les projets les plus incertains). Les "*clearinghouses*" se contenteraient dans cette hypothèse de mettre en contact les investisseurs potentiels avec les promoteurs de projets et n'interviendraient pas dans le financement ou dans la mise en oeuvre de ces derniers.

L'étape suivante consiste en la création de fonds communs d'investissement dédiés au financement de projets d'application conjointe. Le rôle des pays ou des investisseurs désireux d'obtenir des crédits se limite alors au financement de ces structures d'investissement. L'existence de ces dernières permettrait de mieux répartir les risques grâce à une gestion de portefeuille thématiquement et géographiquement équilibrée. Les coûts de transaction pourraient également être réduits. Les crédits d'émissions produits seraient attribués aux investisseurs proportionnellement à leur mise de fonds. Cette approche, mise en oeuvre par le Costa-Rica, inspirait la proposition formulée par ce pays pour contrer le projet brésilien. Elle correspond également au "*Carbon Investment Fund*" que se proposait de créer la Banque Mondiale pour accélérer le développement de l'application conjointe.

Mais ces trois configurations, loin d'être mutuellement exclusives, sont celles qui se mettront en place *de façon naturelle* en l'absence de décision politique visant à fixer dans le cadre de la Convention une forme organisationnelle imposée. De fait, si les investisseurs sont laissés libres de leur organisation, l'approche bilatérale sera tout d'abord la règle, puis des structures d'information seront mises en place par le marché afin de mettre en relation l'offre et la demande, tandis qu'on verra apparaître diverses officines agissant en tant que *brokers* et/ou investisseurs spéculatifs, puis des fonds communs plus ou moins structurés...

En fait, comme le montre le débat sur la nature du mécanisme de développement propre, le véritable clivage institutionnel oppose les promoteurs traditionnels de l'application conjointe définie comme un instrument de marché et les défenseurs d'une approche plus centralisée et plus contrôlée, reposant sur la création d'une institution financière multilatérale spécifique.

## 2. Le MDP, nouvelle institution financière ou simple "mécanisme" de financement ?

Pour certains pays en développement, le "*mécanisme de développement propre*" établi par le Protocole de Kyoto n'est pas un simple instrument de marché mais une nouvelle institution de financement. Leur interprétation s'appuie sur des arguments politiques et juridiques. Sur le plan politique, la proposition brésilienne est considérée comme étant à l'origine du nouveau mécanisme, ce qui est indéniable sur le plan sémantique mais beaucoup moins évident lorsque l'on compare les contenus respectifs des deux textes. Pour autant, beaucoup de pays en développement considèrent que la filiation ne souffre pas de discussion et que l'esprit du texte adopté à Kyoto va dans le sens de leur interprétation du MDP. Sur le plan juridique, nous avons vu que la lecture multilatérale du nouveau mécanisme pouvait s'appuyer sur les paragraphes 4, 5 et 6 de l'article 12, qui traitent respectivement du "*conseil exécutif*", des "*entités opérationnelles*" et de l'aide au "*financement d'activités certifiées*". Mais la rédaction de chacun de ces paragraphes est suffisamment générale pour autoriser des interprétations différentes.

C'est le cas en particulier du paragraphe 6, le seul qui attribue au MDP une fonction assimilable à celles des organisations traditionnelles d'aide au développement. En spécifiant que le MDP "*aide à organiser le financement d'activités certifiées, selon que de besoin*", ce paragraphe peut en effet servir de base à la mise en place d'une institution financière spécifique. Mais la formulation retenue peut tout aussi bien recouvrir une simple fonction d'intermédiation entre l'offre et la demande de projets, reposant sur un dispositif institutionnel léger. Par ailleurs, la mention "*selon que de besoin*" affaiblit considérablement la proposition, qui devient facultative. Au pire, elle peut être un argument pour les pays qui s'opposent à la création d'une nouvelle structure de financement, rendue inutile par l'existence de dispositifs tels que le *Carbon Investment Fund* de la Banque Mondiale ou que les programmes bilatéraux mis en place dans le cadre de la phase-pilote par plusieurs pays de l'Annexe I. Au mieux, si une nouvelle institution était malgré tout créée, la mention "*selon que de besoin*" permettrait aux Etats qui n'en ressentent pas la nécessité de ne pas y contribuer financièrement<sup>9</sup> : il ne s'agirait alors que d'une coquille vide...

Il semble donc que le mécanisme de développement propre, même s'il devait donner naissance à une nouvelle structure de financement, ne saurait se réduire à cette seule structure. Le MDP, conçu comme un nouveau cadre de coopération Nord-Sud, engloberait alors une grande variété de modes d'action : opérations bilatérales financées par des acteurs privés importants, fonds communs d'investissement mis en place à l'initiative du secteur privé, programmes nationaux des principaux pays de l'Annexe I, fonds "carbone" gérés par les organisations de développement à l'image de la Banque Mondiale, fonds créés par certains pays en développement (Costa-Rica)... et fonds "officiel" de développement propre ! Or il est probable qu'une telle configuration ne répondrait aucunement aux attentes des pays favorables à une lecture institutionnelle multilatérale et centralisée du "*mécanisme de développement propre*" ...

---

<sup>9</sup> Problème résolu de façon expéditive par la proposition brésilienne d'un fonds alimenté par des pénalités financières...

Cette prise de position, partagée par de nombreux pays en développement, est liée à leur conviction qu'une institution financière spécifique leur serait plus favorable qu'un marché non contrôlé. En effet, la plupart des pays en développement, tout en ayant conscience de leur potentiel dans le cadre d'un instrument de type "application conjointe", craignent d'entrer individuellement dans un rapport de force qui pourrait leur être défavorable. Aucun n'ignore les bénéfices théoriques qui peuvent être tirés du MDP : flux d'investissements nouveaux, transferts de technologie, partage de la rente... Mais tous sont rendus prudents par l'expérience. De fait, le MDP, décliné en fonction des seuls objectifs des pays de l'Annexe I, peut se révéler décevant pour les pays en développement. Ces derniers, en obtenant à Kyoto l'abandon du terme "application conjointe" pour l'expression "mécanisme de développement propre", poursuivaient deux objectifs : la reconnaissance de l'objectif de développement tout d'abord, mais aussi la garantie d'un partage équitable des bénéfices liés à l'exploitation de leurs potentiels de réduction. Et beaucoup estiment que la réalisation de ces objectifs passe par la création d'une institution financière spécifique.

Or rien n'est moins sûr, même en admettant que cette institution soit établie sous le contrôle des pays non-Annexe I. Cette nouvelle institution financière devrait en effet agir dans un contexte concurrentiel, comme nous l'avons vu. Dans ce contexte, la motivation première des investisseurs potentiels sera de bénéficier de crédits d'émission bon marché. Or un fonds "officiel", agissant en fonction de priorités politiques plus larges que le seul critère du coût-efficacité, serait sans doute moins compétitif que des structures équivalentes non soumises aux mêmes contraintes. La création d'un tel fonds n'aurait donc de sens que s'il bénéficie de ressources financières assurées et/ou d'une position de monopole, ce qui lui permettrait de placer sur un pied d'égalité les deux objectifs du MDP : le développement durable et la réduction des émissions.

Comme il est probable qu'aucune de ces conditions ne sera remplie, l'enjeu des négociations actuelles doit être de trouver d'autres réponses aux préoccupations exprimées par les pays en développement. Ces réponses résident incontestablement dans la définition du cadre et des modalités de mise en place du mécanisme. Or cette déclinaison concrète du MDP, entre laisser-faire et régulation, sera déterminée *in fine* par des décisions politiques prises par les Parties au Protocole et le conseil exécutif du MDP : c'est donc dans ce cadre qu'il convient de donner un contenu équilibré au MDP. Pour cela, les pays en développement, au-delà de l'objectif peu réaliste d'une institution de financement spécifique, vont s'attacher à contrôler la mise en place institutionnelle du MDP.

### 3. Un enjeu de court terme : la mise en place institutionnelle du MDP

L'article 12 du Protocole de Kyoto stipule que le MDP "*est placé sous l'autorité de la Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au présent Protocole*" et "*supervisé par un conseil exécutif*" spécifique (art. 12, § 4). Il précise par ailleurs qu'il appartiendra à la COP agissant en tant que MOP d'élaborer "*à sa première session*", "*des modalités et des procédures visant à assurer la transparence, l'efficacité et la responsabilité grâce à un audit et à une vérification indépendants des activités*" (art. 12, § 7). Cette première session sera convoquée "*à l'occasion de la première session de la Conférence des Parties prévue après l'entrée en vigueur du ... Protocole*" (art. 13, § 6). Il est donc possible que la mise



en place institutionnelle du MDP n'intervienne pas avant plusieurs années<sup>10</sup>, délai qui n'empêchera pas les Parties à la Convention de discuter et de négocier sans attendre le contenu et le fonctionnement du MDP. Au programme des négociations: la composition, le fonctionnement et les compétences du futur conseil exécutif du MDP, la désignation des entités opérationnelles chargées de certifier les réductions et la définition de leur rôle, la formulation de critères et de règles pour encadrer et orienter la mise en place du MDP, etc.

Les questions institutionnelles devraient occuper le devant de la scène dans un premier temps, comme on a pu le constater depuis Kyoto avec le débat sur l'interprétation de l'article 12. Le premier impératif pour les Parties les plus concernées par le MDP est en effet d'être en mesure de peser sur les décisions qui pourront être prises à ce sujet, en particulier dans le cadre du futur conseil exécutif. Cette évolution des préoccupations est assez symbolique : avant Kyoto, les négociations sur l'application conjointe Nord-Sud portaient principalement sur la légitimité et opérationnalité du concept. Depuis Kyoto, ce sont les questions institutionnelles qui dominent : il semble que l'on se préoccupe plus désormais de savoir qui mettra en oeuvre le MDP que de répondre enfin aux questions pratiques soulevées dans le cadre de la phase pilote. Cela ne veut pas dire pour autant que ces questions ne sont plus discutées. Elles restent posées et font toujours l'objet de réflexions et de débats... mais on peut dire, au risque de forcer le trait, que les Parties s'intéressent moins à ces problèmes complexes qu'à la répartition des sièges du futur conseil... Cela signifie au moins une chose : au delà du changement de dénomination, le principe même de l'application conjointe Nord-Sud est désormais accepté par les pays en développement, dont le but semble à présent d'être institutionnellement en mesure d'en contrôler la mise en oeuvre.

#### 4. Quel rôle pour le FEM et le FFEM dans la structuration du MDP ?

Le FEM - et accessoirement le FFEM - sont des structures qui ont déjà acquis une certaine expérience du financement additionnel de projets de réduction d'émissions dans les pays en développement. Il est donc possible que ces deux fonds soient appelés à jouer un rôle dans la mise en place du MDP.

La question se pose tout d'abord en ce qui concerne le futur conseil exécutif du MDP. Cet organe sera en particulier amené à valider les activités entreprises dans le cadre du mécanisme, sur la base du travail effectué par les entités opérationnelles chargées de la certification. Ceci peut conduire à opter pour le conseil exécutif d'une institution existante, qui pourrait par exemple être le FEM. Ce choix présenterait plusieurs avantages. La simplicité, tout d'abord : investir le conseil du FEM permettrait de gagner du temps en évitant de négocier la composition et le règlement du nouveau conseil. L'expérience, ensuite : le conseil du FEM examine et approuve des projets de prévention du risque climatique depuis plusieurs années déjà. La cohérence, enfin : le conseil du FEM serait à même de veiller à la bonne articulation entre les activités financées dans le cadre du MDP et les projets soutenus au titre de l'article 4 § 3 de la Convention Climat. On notera que ce choix reproduirait sur le plan multilatéral la solution retenue par la France dans le cadre de la phase-pilote<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> Ce délai est susceptible de poser des problèmes puisque le paragraphe 10 de l'article 12 établissant le MDP spécifie que *"les réductions d'émissions certifiées obtenues entre l'an 2000 et le début de la première période d'engagement peuvent être utilisées pour aider à respecter les engagements prévus pour cette période"*.

<sup>11</sup> Le Secrétariat et le CST du FFEM font fonction de Secrétariat et de CST de la Mise en Oeuvre Conjointe.

Se pose ensuite la question des entités opérationnelles chargées de la certification des réductions. On peut envisager de confier ce rôle à des prestataires privés accrédités (à l'image des commissaires aux comptes) agissant sous le contrôle ultime d'une organisation internationale investie par la COP agissant en tant que MOP. Cette organisation pourrait par exemple être le PNUE. Une maturation par étapes du dispositif peut même être prévue : dans un premier temps, le nombre de projets restera limité et les procédures de suivi et de certification pourront être mises en place et testées au sein du PNUE ; dans un second temps, les fonctions assumées initialement par cette organisation seraient progressivement transférées à des sociétés ou des ONG habilitées<sup>12</sup>. Le rôle du FEM et de son homologue bilatéral semble ici limité, surtout si ces fonds devaient développer une activité dans le cadre du mécanisme de développement propre parallèlement à leurs activités au titre de l'article 4 § 3 de la Convention.

On peut en effet imaginer que le FEM et/ou le FFEM soient amenés à gérer des fonds mobilisés dans le cadre du mécanisme de développement propre. Le FEM et le FFEM suivraient en cela l'exemple donné par la Banque Mondiale avec son projet de *Carbon Investment Fund*. Leur implication aurait l'intérêt de mettre à profit les compétences acquises en matière de prévention du risque climat dans les pays en développement. Elle permettrait également de renforcer les liens entre ces deux fonds et le secteur privé (l'un des points faibles du FEM et du FFEM jusqu'alors). Elle pourrait aussi apporter des éléments de réponse aux problèmes d'articulation des champs d'intervention (ces problèmes sont abordés dans la troisième partie du rapport). Mais l'implication du FEM en tant que gestionnaire de fonds "MDP" irait sans doute à l'encontre du choix du conseil du FEM comme conseil exécutif du MDP... Par contre, il est possible que des structures "MDP" parallèles soient mises en place à partir du FEM ou du FFEM mais dans le cadre de la Banque Mondiale ou de l'Agence Française de Développement. Resterait alors à garantir que la création de ces structures jumelles n'exerce un effet d'éviction financière aux dépens du FEM ou du FFEM, problème que nous allons aborder à présent.

---

<sup>12</sup> Il importe de prévoir des procédures d'appel accessibles aux Parties à la Convention ainsi qu'aux ONG bénéficiant du statut d'observateur à la Conférence des Parties: la transparence, le libre accès à l'information et l'exercice d'une vigilance multiple et diffuse constituent en effet la meilleure garantie contre un détournement toujours possible du MDP.

## II. Le problème des ressources financières : concurrence ou additionalité ?

### A. Des ressources "nouvelles et additionnelles" ?

#### 1. Dans le cadre de la Convention Climat : l'article 4 § 3

La responsabilité historique des pays industrialisés vis-à-vis de l'émergence du risque climatique est incontestable. Ces pays sont donc amenés à jouer un rôle moteur dans le processus de prévention de ce risque, comme en témoignent par exemple les engagements pris à Kyoto. Mais ce sont désormais les pays en développement qui sont à l'origine de l'essentiel de l'augmentation des émissions anthropiques de gaz à effet de serre. Au delà de la nécessité pour les pays industrialisés de stabiliser puis de réduire leurs propres émissions, la maîtrise de l'évolution des émissions des pays en développement est donc un enjeu central. Mais cet objectif ne doit pas aller à l'encontre du développement économique et social de ces pays, qui reste logiquement leur première priorité. Dès le début des négociations relatives à la future Convention Climat, les pays en développement ont donc clairement indiqué qu'ils n'adopteraient de mesures spécifiques que si le financement de ces mesures était assuré par les pays les plus riches. Légitime - compte tenu d'une part de la responsabilité historique des pays du Nord et d'autre part du droit au développement reconnu à ceux du Sud - cette exigence constitue un élément essentiel de la position des pays en développement dans le cadre des négociations climat.

Le principe d'un financement par les pays les plus riches du surcoût des mesures mises en oeuvre par les pays en développement a été entériné par la Convention Climat. Dans son article 4 § 3 relatif aux engagements des pays développés les plus riches, celle-ci spécifie que ces derniers fourniront aux pays en développement les "*ressources financières nouvelles et additionnelles*" nécessaires pour "*couvrir la totalité des coûts supplémentaires convenus*" liés à la mise en oeuvre de la Convention Climat<sup>13</sup>. Celle-ci reconnaît ainsi que l'adoption par les pays en développement de mesures pour la prévention du risque climatique, dès lors qu'elle comporte un surcoût financier, est subordonnée à la mise à leur disposition de ressources financières correspondantes, en plus de l'aide publique au développement traditionnelle. Cette garantie<sup>14</sup> constitue l'un des facteurs fondamentaux du ralliement des pays en développement au processus de prévention du risque climatique.

Elle trouve sa traduction dans l'existence du FEM, mécanisme financier de la Convention. Le FEM a en effet pour mission de financer les coûts additionnels liés à la prise en compte de l'environnement global par les pays en développement, en particulier dans le domaine de la prévention du réchauffement climatique. Les contributions des pays de l'Annexe II au FEM sont - en théorie - des ressources "*nouvelles et additionnelles*" et ne sont donc pas incluses dans leur aide publique au développement. De même, la création, autorisée par la Convention, de mécanismes de financement bilatéraux tels que le FFEM doit être financée par des ressources distinctes de l'aide publique au développement.

---

<sup>13</sup> On notera par ailleurs que la Convention Climat fait également l'obligation aux pays les plus riches de "*faciliter et de financer, selon les besoins, le transfert de technologies et de savoir-faire écologiquement rationnels*" au bénéfice des pays en développement (art. 4 § 5). Cet engagement complète celui visé par l'article 4 § 3.

<sup>14</sup> Dont on peut considérer qu'elle exprime d'une certaine manière un "consentement à payer" des pays les plus riches face au risque de changement climatique.

## 2. Additionalité financière et application conjointe Nord-Sud : la décision 5 de COP1

La notion d'application conjointe Nord-Sud a soulevé des inquiétudes similaires parmi les pays en développement. Alors que les promoteurs de l'application conjointe voyaient dans cet instrument un moyen d'engendrer de nouveaux flux d'investissement au profit des pays en développement, ceux-ci ont exprimé leur crainte de voir le financement de l'application conjointe se faire aux dépens de l'aide publique au développement. Ce "détournement" peut prendre la forme d'une nouvelle diminution de l'aide publique au développement (les ressources dégagées étant ensuite affectées au financement de projets conjoints) ou d'une réorientation de l'aide en direction de projets "climat" jugés non prioritaires par les pays en développement.

Le problème s'est également posé vis-à-vis des contributions des pays les plus riches au FEM : on peut craindre en effet que le financement de l'application conjointe ne capte une partie des fonds qui auraient été affectés au FEM. De fait, si les pays de l'annexe II se sont comme on l'a vu engagés à dégager des ressources "*nouvelles et additionnelles*" pour aider, par le biais du FEM, les pays en développement à remplir leurs obligations dans le cadre de la Convention, les contributions financières au FEM ne leur permettent pas d'obtenir en retour des crédits d'émission. Les pays de l'annexe II peuvent donc être tentés de limiter leur contribution au mécanisme financier de la Convention au profit d'investissements réalisés au titre de l'application conjointe.

L'application conjointe Nord-Sud était donc susceptible d'exercer un double effet d'éviction : vis-à-vis de l'aide publique au développement d'une part, et vis-à-vis des contributions des pays les plus riches au FEM d'autre part. Les pays en développement ont donc exigé que ces différents flux de financement soient clairement dissociés. Des garanties formelles leur ont été apportées sur ce point par la première Conférence des Parties, réunie à Berlin en 1995, dont la décision relative aux "*Activités exécutées conjointement dans le cadre de la phase pilote*" stipule explicitement que "*le financement des activités exécutées conjointement viendra en sus des obligations financières incombant aux Parties visées à l'annexe II de la Convention dans le cadre du mécanisme financier, ainsi que des flux actuels d'aide publique au développement*" (COP1, Décision 5, § 1.e).

Cette décision de COP1 met donc en place une double additionalité financière, en distinguant trois flux de financement : l'aide publique au développement, les ressources "*nouvelles et additionnelles*" visées à l'article 4 § 3 de la Convention et le financement de l'application conjointe qui doit s'ajouter aux deux premiers. On cumule ainsi les "additionalités" financières : le financement de l'application conjointe doit être "*additionnel*"<sup>15</sup> par rapport à l'aide financière promise aux pays en développement au titre de l'article 4 § 3, laquelle doit à son tour être additionnelle à l'aide publique au développement. La logique implicite de cette approche est la suivante : pour les pays en développement, la prévention du risque climat constitue un objectif distinct du développement et doit à ce titre être financée par les pays les plus riches, d'abord à travers le FEM, et ensuite seulement dans le cadre de l'application conjointe.

---

<sup>15</sup> La traduction française de la décision 5 recourt à l'expression "*venir en sus*" ; mais le texte d'origine mentionne bien l'adjectif "*additional*" : "*The financing of activities implemented jointly shall be additional to the financial obligations of Parties included in Annex II to the Convention within the framework of the financial mechanism as well as as to current Official Development Assistance (ODA) flows*" (FCCC/CP/1995/7/Add.1, § 1.e).

### 3. Un principe qui reste valide dans le cadre du MDP

Le principe d'additionalité financière développé pour le FEM et pour l'application conjointe Nord-Sud découle d'un postulat de dissociation entre le développement et l'environnement global. Il signifie dans une certaine mesure que les opérations de prévention du risque climat financées sur le territoire de pays en développement (que ce soit dans le cadre du FEM ou de l'application conjointe) ne pourraient être considérées comme des opérations de développement. On peut contester cette vision, mais il est vrai que l'objectif premier des opérations financées au titre de la prévention du risque climatique est de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Il est donc logique que les surcoûts correspondants soient pris en charge par les pays riches. Cette exigence des pays en développement vaut tout particulièrement pour l'application conjointe Nord-Sud, perçue comme un instrument au service des pays industrialisés et non comme un véritable outil de développement.

L'établissement à Kyoto d'un mécanisme de développement propre est-il susceptible de changer cette donne ? Par rapport à la notion d'application conjointe Nord-Sud à laquelle il se substitue, ce nouveau mécanisme semble avoir vocation à mieux intégrer l'objectif de développement, comme le souligne son nom. Selon les termes du Protocole de Kyoto, une opération mise en oeuvre dans ce cadre doit en effet *"aider les (pays en développement) à parvenir à un développement durable"* tout en permettant aux pays industrialisés d'utiliser les *"réductions d'émissions certifiées obtenues ... pour remplir une partie de leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction"* (PK, article 12). Dès lors, la justification de l'additionalité financière exigée dans le cadre de l'application conjointe peut sembler moins évidente: le mécanisme de développement propre, contrairement à l'application conjointe, ne considérerait plus le développement économique et social comme secondaire par rapport à l'objectif de production de crédits d'émission. De fait, l'article 12 du Protocole, s'il intègre une partie des critères définis par COP1 pour la phase pilote d'activités exécutées conjointement, ne reprend pas le principe d'additionalité financière.

L'application de ce principe au mécanisme de développement propre pourrait donc bien être âprement débattue. L'issue du débat dépendra tout autant de la justesse des arguments défendus que du rapport de force mis en place. Le caractère liminaire de l'article 12 ne permet pas en tout cas de trancher dans un sens ou dans l'autre : le mécanisme de développement propre n'y est qu'esquissé, et c'est à la COP agissant en tant que réunion des Parties au Protocole qu'il appartiendra d'en fixer les règles. Il semble en tout état de cause qu'un simple changement de terminologie ne suffit pas à garantir que le nouveau mécanisme intègre plus l'objectif de développement que l'application conjointe Nord-Sud à laquelle il succède. En obtenant le retrait du terme "application conjointe" au profit d'un nom plus acceptable par eux, les pays en développement ont surtout remporté une victoire politique. Mais le mécanisme de développement propre, tout comme l'application conjointe, reste avant tout pour les pays de l'Annexe I un moyen de produire des crédits d'émission à faible coût. La mention de l'objectif de développement n'est donc pas une garantie, surtout si l'on se réfère à la décision 5 de COP1, qui stipulait déjà *"que les activités exécutées conjointement devraient être compatibles avec les priorités et stratégies nationales en matière d'environnement et de développement et leur être complémentaires"* (article 1, § b). Les pays en développement devraient donc exiger - et obtenir - que le principe de l'additionalité des ressources soit retenu pour le mécanisme de développement propre comme il l'a été pour l'application conjointe.

## **B. Faute de garanties crédibles, le risque d'éviction reste entier**

### 1. Des “garanties” purement formelles

Les garanties apportées dans le cadre des négociations climat (promesse de "*ressources nouvelles et additionnelles*" pour le FEM, principe d'additionalité financière défini par COP1) restent largement formelles. En effet, l'aide publique au développement connaît depuis plusieurs années une diminution constante, et le volume de l'engagement financier des pays de l'annexe II au titre de l'article 4 § 3 de la Convention Climat n'est pas précisé. Il est dès lors difficile de vérifier le respect par ces pays de leurs engagements financiers. Le risque d'éviction financière est donc réel.

Il peut être exercé par le FEM au détriment de l'aide publique au développement : si les contributions des pays de l'annexe II au mécanisme financier de la Convention ne sont pas incluses dans leur aide publique au développement, les arbitrages budgétaires nationaux restent souverains et permettent dans la pratique aux pays de l'Annexe II de réduire le volume de l'aide publique au développement pour alimenter leur contribution au FEM.

Mais le principal effet d'éviction pourrait bien être celui exercé par le MDP tant vis-à-vis du FEM que de l'aide publique au développement.

Le risque est évident pour le FEM : des deux dispositifs visant à financer des opérations de réductions d'émissions sur le territoire des pays en développement, seul le mécanisme de développement propre permettra aux pays de l'annexe II d'obtenir des crédits d'émission en contrepartie de leur apport financier... La coexistence éventuelle dans le périmètre d'influence de la Banque Mondiale des deux dispositifs - *Carbon Investment Fund* et FEM - illustrerait cette ambiguïté : le développement du “fonds carbone” se ferait sans nul doute aux dépens des contributions des pays de l'Annexe II au mécanisme financier de la Convention. Il en serait exactement de même au niveau français si un département “mécanisme de développement propre” était mis en place parallèlement au FFEM. Le risque, d'ailleurs, n'est pas exclusivement financier : la mise en place de structures de financement dédiées au MDP est également susceptible de priver les organismes existants de compétences humaines développées au fil des ans.

Le risque d'éviction est tout aussi réel en ce qui concerne l'aide publique au développement. En effet, le mécanisme de développement propre, s'il s'inscrit en droit dans le cadre de l'exécution par les pays industrialisés de leurs engagements quantifiés, s'apparente à l'aide publique au développement dans la mesure où il repose sur le financement de projets mis en oeuvre dans les pays en développement. Les passerelles seront nombreuses : les opérations de développement propre s'intégreront généralement dans des projets de développement plus larges, les structures de l'aide publique au développement seront retenues pour gérer les lignes budgétaires “développement propre”... L'expérience montre aussi que la distinction entre ces sources de financement ne va pas de soi pour de nombreux responsables peu sensibles aux gymnastiques intellectuelles développées dans le cadre des négociations climat. La tentation sera donc grande pour certains pays de valoriser leur aide publique au développement par le biais du mécanisme de développement propre... au prix de quelque tour de passe-passe budgétaire.

## 2. Les ressources privées sont-elles hors de cause ?

Ce problème d'additionalité financière est généralement considéré comme spécifique au financement public de l'application conjointe. Dans le cas de projets financés sur fonds privés, en effet, la question se pose différemment : dans la mesure où l'investissement privé n'est pas une obligation morale, il ne s'agit plus de s'assurer que le financement n'a pas été "détourné" aux dépens d'un flux quelconque, mais de vérifier qu'il correspond bien à un surcoût réel, lié au choix d'une option plus coûteuse car plus favorable du point de vue de la prévention du risque climatique. La notion d'additionalité est alors appréhendée au niveau du projet lui-même, et étroitement liée à celle d'additionalité écologique : les réductions d'émissions revendiquées seront considérées comme "additionnelles" si elles n'auraient pu être obtenues en l'absence d'un financement additionnel spécifique accordé au titre de l'application conjointe, ou, désormais, du MDP.

Pour l'instant, il est difficile de déterminer quelle sera la part du secteur privé dans le financement du MDP. Selon les termes de l'article 12 du Protocole, "*peuvent participer au (MDP), et notamment aux activités (de réductions d'émissions) et à l'acquisition d'unités de réduction certifiée des émissions, des entités aussi bien publiques que privées*" (§ 9). De fait, le MDP, successeur de l'application conjointe Nord-Sud, est considéré comme destiné aux acteurs privés: ceux-ci pourraient donc être les principaux bailleurs de fonds. Ceci étant, les différents instruments de flexibilité mis en place dans le cadre de la Convention Climat restent pour le moment confinés dans une logique inter-étatique, et il est possible que le financement du MDP reste pendant un certain temps d'origine publique. Le projet de création d'un *Carbon Investment Fund* par la Banque Mondiale en est une illustration : dans sa version initiale, présentée quelques mois avant Kyoto, un budget de 100 millions de dollars était prévu dès la première année de fonctionnement, dont 80% de contributions d'origine publique. Cet engagement public très fort devait permettre de créer un effet d'annonce et d'entraînement afin de soutenir le lancement du "fonds carbone" et de renforcer la crédibilité de l'application conjointe. La part de financement public devait ensuite aller en décroissant, et s'établir pour finir à 20%. Le processus devrait être similaire dans le cadre du MDP, dont le lancement pourrait s'appuyer initialement sur un effort public conséquent.

Par ailleurs, certains analystes considèrent que même l'origine privée des ressources affectées au MDP ne garantit pas que le financement de cet instrument laisse inchangés les flux actuels d'aide publique au développement ou les contributions des pays de l'Annexe II au FEM. Le MDP reste en effet enserré et régulé dans un cadre inter-étatique : même produits sur financement privé, les crédits d'émissions ne seront officiellement pris en compte qu'au niveau des Etats. Si un groupe industriel français décide par exemple d'investir dans une opération conjointe sur le territoire d'un pays non-Annexe I, c'est l'Etat français qui se verra attribuer dans le cadre de la Convention les crédits obtenus. Il lui appartiendra ensuite de relayer sur le plan interne cette attribution, pour que l'investisseur réel bénéficie des crédits d'émission qu'il a financé. Cette transposition en interne peut prendre plusieurs formes, en fonction des modes de régulation des émissions de gaz à effet de serre retenus sur le plan national. L'industriel bénéficiera par exemple de droits d'émission supplémentaires (dans le cas où un système national de quotas a été mis en place), d'une exemption fiscale partielle (si une taxe sur les émissions de gaz à effet de serre a été mise en place sur le plan national), ou bien d'un délai pour se mettre en conformité avec

une nouvelle norme d'émission (si l'approche réglementaire est privilégiée). Or ces systèmes incitatifs, selon leur nature et leur conception, peuvent être utilisés pour contourner l'obligation d'additionalité financière macro-économique<sup>16</sup>. Un système d'incitation reposant sur le principe de l'avoir fiscal peut par exemple être mis en place pour inciter des investisseurs privés à financer à l'étranger des réductions d'émissions d'une ampleur supérieure à leur responsabilité nationale spécifique : l'investisseur agit alors non plus pour son compte mais pour l'Etat qui "rémunère" le service rendu de façon détournée. Ce que l'Etat ne peut faire de façon ouverte, il le fait par l'intermédiaire d'acteurs privés, ce qui permet d'afficher un budget public "MDP" conforme aux engagements pris. Il est bien sûr possible de déjouer ce type de contournement, mais cela suppose des investigations complexes. Encore celles-ci n'ont-elles une chance d'aboutir que si la Convention Climat impose aux Parties une grande transparence dans la gestion interne de leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction, exigence qui peut être jugée par certains Etats contraire à leur souveraineté nationale...

La distinction fonds publics / fonds privés n'est donc pas un critère absolu pour juger du respect par les pays de l'Annexe I de leurs engagements financiers dans le cadre de la Convention Climat. Pour certains experts, ce problème doit donc être abordé globalement au niveau de chaque Etat, sur la base d'un ensemble de garanties crédibles.

### 3. Définir des garanties crédibles

Le principe d'additionalité financière formulée par la Conférence des Parties (COP1, décision 5) doit être assorti dans le cadre du MDP d'engagements chiffrés relatifs à l'aide publique au développement et à l'aide financière promise par les pays de l'Annexe II dans le cadre de l'article 4 § 3 de la Convention. Ces engagements constitueraient une référence relativement fiable pour juger du respect du principe d'additionalité financière par les pays industrialisés impliqués dans le développement du MDP. Pour offrir une garantie forte, ils devraient être exprimés en pourcentage du PIB des pays concernés.

Comme les pays riches se sont déjà engagés dans le cadre des Nations Unies à porter leur APD à 0,7% de leur PIB, une option pourrait être d'exclure du bénéfice du MDP tous les pays qui ne remplissent pas cette obligation morale. Mais si tel devait être le cas, les pays autorisés se compteraient sur les doigts de la main. En 1996 par exemple, seuls quatre pays atteignaient l'objectif de 0,7% : la Norvège, la Suède, le Danemark et les Pays-Bas. Il n'est donc pas réaliste de faire du respect de cet objectif une condition *sine qua non* pour participer au MDP. On peut par contre conserver la notion d'objectif en liant la quantité de crédits alloués au niveau de l'aide publique accordée par chaque pays : par exemple, un pays dont l'APD s'élèverait à 0,35% du PIB ne recevrait que la moitié des réductions d'émissions certifiées, l'autre moitié étant attribuée d'office au pays accueillant le projet ou au FEM. Ce mécanisme peut être renforcé par une exclusion des pays de l'Annexe I dont l'APD, chiffrée en pourcentage du PIB, passerait en dessous d'un niveau de référence historique. Une telle mesure d'exclusion serait tout à fait conforme à la décision 5 de la Conférence des Parties, qui stipulait en 1995 que le financement des activités conjointes devait venir en sus "*des flux actuels d'aide publique au développement*"<sup>17</sup>...

---

<sup>16</sup> Telle que définie par l'article 1 paragraphe e) de la décision 5 de la première Conférence des Parties.

<sup>17</sup> Souligné par l'auteur.



### III. L'articulation des champs et des modes d'intervention

#### A. Le FEM : positionnement théorique et principales orientations

##### 1. Le rôle du FEM : promouvoir une convergence développement / environnement global

Le FEM a été créé dès 1991 pour financer une meilleure prise en compte de l'environnement global dans les pays en développement, en particulier pour ce qui concerne la prévention du risque climatique. S'appuyant sur la Banque Mondiale, le PNUD et le PNUE, il assure le fonctionnement du mécanisme financier de la Convention Climat (FCCC, art. 11). C'est lui qui reçoit et affecte les "*ressources nouvelles et additionnelles*" fournies par les pays de l'Annexe II "*pour couvrir la totalité des coûts supplémentaires convenus*" liés à l'application de la Convention Climat par les pays en développement (FCCC, art. 4 § 3)<sup>18</sup>. L'adoption par les pays en développement de mesures pour la prévention du risque climat, dès lors qu'elle comporte un surcoût financier, est ainsi subordonnée à la prise en charge de ce surcoût par le FEM.

Toutefois, le FEM n'a pas vocation à financer indéfiniment des surcoût récurrents. Si sa mise en place découle d'un constat de non-recouvrement entre les priorités de développement et les préoccupations d'environnement global, son objectif premier est de promouvoir une convergence progressive de ces objectifs au terme d'un apprentissage technique, économique et social financé par les pays de l'Annexe II. C'est pourquoi la notion de "coût incrémental" ne doit pas s'analyser uniquement comme un besoin de financement récurrent et croissant avec le développement, mais aussi comme un apport financier recouvrant, pour une large part, un coût d'apprentissage transitoire permettant d'initier une dynamique de réduction progressive des surcoûts spécifiques liés à la prise en compte du risque climatique. Et le rôle du FEM est bien d'assurer, en subventionnant cette phase d'apprentissage, une meilleure synergie entre développement et environnement global.

Pour cela, le FEM doit être tout à la fois un précurseur et un catalyseur. Précurseur, dans la mesure où il lui appartient de promouvoir des approches novatrices, de faire la démonstration d'une intégration possible des objectifs de développement et de prévention du risque climat. Catalyseur, dans la mesure où le FEM, doté de ressources financières limitées, doit pour remplir sa mission parvenir à réorienter les pratiques de l'APD traditionnelle et de l'investissement privé.

##### 2) Le FEM précurseur : apprentissage et prédiffusion

Dès la phase pilote du FEM (1991-1994), le STAP<sup>19</sup> a préconisé de soutenir l'émergence de filières et d'approches technico-économiques concourant à l'objectif ultime de la Convention Climat. Il s'agissait par exemple de promouvoir les technologies dont le développement permettait de réduire le coût, ainsi

---

<sup>18</sup> Le terme exact retenu dans la version anglaise de la Convention est "*incremental cost*". La traduction en français varie largement selon les sources, les formules les plus fréquemment utilisées étant "*surcoût*", "*coût supplémentaire*" et "*coût additionnel*". Nous préférons ici utiliser la formule "*coût incrémental*", qui a le mérite de faire explicitement référence à la Convention Climat.

<sup>19</sup> *Scientific and Technical Advisory Panel* (Conseil Consultatif Scientifique et Technique) : il coordonnait la recherche au sein du FEM et examinait les propositions de projets avant leur soumission au Conseil exécutif du Fonds.

que les approches novatrices rejetées du fait d'un parti-pris des décideurs en faveur d'options plus traditionnelles. Pour les membres du premier STAP, "l'avantage comparatif" du FEM par rapport aux autres agences de développement résidait en effet dans sa capacité à "*pousser dans la bonne direction les techniques prometteuses, mais dont l'efficacité n'a pas encore été prouvée (...) notamment si la technologie, la rentabilité ou la commercialisation n'en sont pas encore au point*"<sup>20</sup>, et ce afin "*d'élargir l'éventail des choix proposés aux décideurs en matière de réduction des émissions*"<sup>21</sup>. Cette approche axée sur l'apprentissage et la prédiffusion devait en particulier permettre d'identifier puis de lever les obstacles qui s'opposaient à une diffusion massive et bon marché des options les plus prometteuses, que ces obstacles soient technologiques, économiques, socio-culturels, réglementaires, institutionnels ou organisationnels. Pour ce faire, le STAP préconisait la mise en oeuvre de programmes d'action cohérents, organisant un ensemble convergent de mesures et d'interventions : formation, assistance technique, réglementation, démonstration, aide à l'investissement, etc. Loin de n'être qu'une simple juxtaposition de projets d'investissement isolés, ces programmes devaient englober toutes les phases d'un processus allant de la démonstration d'une filière à faible émission de gaz à effet de serre jusqu'à son acceptation par les mécanismes normaux du marché dans un contexte économique et social propre à chaque pays concerné.

La "*Stratégie opérationnelle*"<sup>22</sup> adoptée par le Conseil du FEM en octobre 1995 valide et prolonge la réflexion conduite au sein du STAP pendant la phase pilote du Fonds. Elle a été définie dans le cadre des directives fixées par la première Conférence des Parties, réunie à Berlin au printemps 1995. Ces directives approuvaient le principe d'une "*stratégie mixte*" intégrant "*priorités à long terme*" d'un côté et "*priorités à court terme*" de l'autre (COP1, Décision 12)<sup>23</sup>. Le FEM distingue donc désormais les "*projets à court terme*" (obtention de bénéfices immédiats et peu coûteux) et les "*mesures à long terme*" mises en oeuvre dans le cadre de "*programmes opérationnels*", qui concentrent l'essentiel des fonds disponibles. Ces programmes s'articulent autour des deux objectifs suivants : "*éliminer les obstacles à l'application des techniques qui ne portent pas atteinte au climat et qui sont commercialement viables*", et "*réduire le coût des techniques d'avenir qui ne sont pas encore commercialement viables, afin de renforcer leur viabilité commerciale*"<sup>24</sup>. Trois programmes ont été mis en place, visant respectivement à "*éliminer les obstacles aux économies d'énergie et à l'obtention d'un bon rendement énergétique*" ; à "*favoriser l'adoption des techniques des énergies renouvelables en éliminant les obstacles et en réduisant les coûts d'application*" et à "*abaisser les coûts à long terme des techniques énergétiques à faible émission de gaz à effet de serre*"<sup>25</sup>. Le FEM confirmait ainsi son positionnement autour de la notion d'apprentissage dynamique, que cet apprentissage soit institutionnel, culturel et commercial pour les options technologies et les approches déjà matures mais non encore diffusées massivement, ou technologique, industriel et économique pour les "technologies-butoir" à développer et à diffuser.

---

<sup>20</sup> "(...) it is important that promising but not yet proven technologies be pushed in the right direction (...) in cases where the technology, the economics or the market is not yet 'right'." - STAP Criteria and Priorities, GEF, 1992, p. 2

<sup>21</sup> "(...) one of the most effective roles GEF can play is to (...) expand the menu of emissions-reduction options available to decision-makers (...)" - STAP Criteria and Priorities, GEF, 1992, p. 2

<sup>22</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996

<sup>23</sup> "a mixed strategy wherein projects will ... meet either one of the long-term program priorities or one of the short-term program priorities" - FCCC/CP/1995/7/Add.1

<sup>24</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996, p. 39

<sup>25</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996, p. 40-41

### **Un *alter ego* bilatéral, le Fonds Français pour l'Environnement Mondial**

Le Fonds Français pour l'Environnement Mondial, créé en 1994, est doté de 440 MF sur quatre ans. Ce fonds bilatéral est consacré, comme le FEM, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la protection de la biodiversité, la protection des eaux internationales et la préservation de la couche d'ozone. Les interventions de lutte contre la désertification et la déforestation sont également éligibles dans la mesure où elles s'inscrivent dans au moins l'un des domaines cités. A l'image du FEM, le FFEM procède par dons, et ses ressources sont additionnelles à celles qui sont allouées budgétairement à l'aide publique au développement française. Il est dirigé par un Comité de pilotage présidé par la direction du Trésor du Ministère des Finances et comportant des représentants des ministères de la Coopération, des Affaires Étrangères, de l'Environnement de la Recherche et de l'Agence Française de Développement, qui assure le secrétariat du Fonds. Un Conseil Scientifique et Technique (CST) de 10 membres a également été mis en place.

Formulées par le CST, trois notions guident la sélection des projets en matière de prévention du risque climatique : "*la dynamique d'apprentissage de la synergie développement-environnement global, l'expérimentation institutionnelle et sociale des conditions d'adoption et d'appropriation de techniques généralement matures ou très proches de la maturité technique, et la recherche de la reproductibilité potentielle des techniques et des méthodes d'appropriation de ces techniques*"<sup>A</sup>. Il s'agit de prendre en compte l'ensemble de la chaîne qui conduit de la démonstration technique initiale d'une filière ou d'une technologie "propre" jusqu'à son adoption définitive par le marché et d'analyser les obstacles divers qui entravent cette adoption. Cette logique de prédiffusion et l'accent mis sur l'apprentissage font du FFEM l'*alter ego* bilatéral du FEM<sup>B</sup>.

Le FFEM a d'ailleurs été confronté aux mêmes difficultés que le FEM<sup>C</sup>. Sa montée en puissance a été lente, en raison de la difficulté rencontrée pour susciter des propositions satisfaisant aux critères et à la mission du Fonds. Un savoir-faire technique a été élaboré progressivement au sein de ses instances, mais la diffusion de ce savoir au sein des institutions partenaires reste encore insuffisante. Il est vrai que la mise en place du FFEM est récente, et qu'il est encore trop tôt pour faire un bilan. Certains facteurs de blocages ont été identifiés et des réponses leur sont apportées: amélioration de la visibilité du Fonds, travail d'explication de ses principes d'intervention, aides accordées au montage de propositions, etc... Tout comme son homologue multilatéral, le FFEM s'affirme comme un organisme précurseur au sein du dispositif français d'aide au développement mais peine à entraîner dans son sillage l'ensemble des acteurs du développement...

<sup>A</sup> FFEM, CST, Critères d'éligibilité et priorités d'action, janvier 1995, p. 2.

<sup>B</sup> La grande similitude des orientations générales des deux Fonds dans le domaine "climat" n'est pas fortuite : elle témoigne de la cohérence et de la constance des positions défendues par la France dans le cadre de la Convention et du FEM (cf l'étude "La notion d'apprentissage défendue par la France dans le cadre du Fonds pour l'Environnement Mondial et des négociations climat", Ministère de l'Environnement/Global Chance, octobre 1996).

<sup>C</sup> Voir sur ce point le rapport final de l'Evaluation du Fonds Français pour l'Environnement Mondial, 24 avril 1998, ACT Consultants et BRECHE

Deux ans et demi après l'adoption de la Stratégie Opérationnelle, quel bilan peut-on tirer de l'action du FEM ? La définition et la mise en place des programmes d'opérations s'est faite à un rythme modéré : il faudra ainsi attendre juin 1997 pour voir publiés les trois programmes "climat"<sup>26</sup> annoncés en octobre 1995. Encore s'agit-il de documents d'orientation ne dépassant pas une dizaine de pages, y compris les indispensables rappels et considérations générales, identiques dans les trois programmes... Le FEM n'a pas non plus fait preuve d'une célérité particulière pour élargir le champ thématique initialement envisagé : il faudra ainsi attendre novembre 1997 pour voir le Conseil du FEM examiner une première proposition de programme sur le thème des transports.

Aussi n'est-il pas encore possible d'évaluer la transposition de la nouvelle stratégie opérationnelle : comme l'ont souligné les rédacteurs du rapport *Bilan global du fonctionnement du FEM*, ce dernier "n'a pu que récemment commencer à créer un portefeuille de projets reflétant l'évolution (de) sa stratégie de programmation"<sup>27</sup>. Mais il semble d'ores et déjà que la mise en oeuvre des programmes sera lente : rappelant qu'"il est bien sûr important que les services à l'origine des projets dans les pays bénéficiaires aient une connaissance approfondie de la stratégie et des programmes d'opérations", la mission d'évaluation note que "cette connaissance est très différente selon les pays, où elle varie aussi considérablement d'un service à l'autre"<sup>28</sup>. Il s'ensuit une difficulté à susciter des propositions de projets, et ce malgré l'implication des agences d'exécution au niveau local : sur l'ensemble de la première phase du Fonds, soulignent les membres de la mission, "les changements climatiques ont été dotés de ressources d'un volume supérieur à celui absorbable par les projets jugés recevables"<sup>29</sup>...

Si les orientations générales sont claires, leur mise en oeuvre s'inscrit donc dans une perspective de long terme et se heurte à des difficultés diverses. Celles-ci, d'une certaine façon, sont inhérentes à la mission assignée au FEM, qui est précisément d'explorer des voies nouvelles et de jouer ce faisant un rôle précurseur. Encore faut-il que le FEM ne reste pas un acteur isolé et parvienne à catalyser par son action une réorientation des pratiques de l'APD traditionnelle et de l'investissement privé...

### 3) Le FEM catalyseur : un effet de levier encore insuffisant

Le FEM dispose de ressources très limitées si on les compare à l'ensemble des transferts financiers Nord-Sud, qu'il s'agisse de l'aide publique au développement ou d'investissements directs du secteur privé. L'approche du développement qu'il s'efforce de promouvoir ne peut rester que marginale s'il ne parvient pas à exercer directement ou indirectement un effet de levier sur ces flux. Directement, par le biais des subventions qu'il accorde dans le cadre de projets pour permettre l'adoption de technologies ou d'approches plus favorables à l'environnement mondial. Indirectement, en catalysant une évolution globale des pratiques et des orientations privilégiées jusqu'alors par les financeurs du développement.

---

<sup>26</sup> "Programme d'opérations numéro 5 - Elimination des obstacles nuisant au rendement énergétique et à la conservation de l'énergie", "Programme d'opérations numéro 6 - Promouvoir l'adoption des énergies renouvelables en éliminant les obstacles et en réduisant les coûts de mise en oeuvre" et "Programme numéro 7 - Réduction des coûts à long terme des techniques énergétiques émettant peu de gaz à effet de serre" (FEM, Programmes d'opérations du FEM, juin 97).

<sup>27</sup> FEM, Bilan global du fonctionnement du FEM, Préface, p. iii.

<sup>28</sup> FEM, Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 119, § 448.

<sup>29</sup> FEM, Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 121, § 456.

Le FEM emploie ses ressources en attribuant des dons dans le cadre de projets. Ces dons permettent de couvrir le surcoût - ou coût incrémental - lié au choix d'une option plus favorable du point de vue de la prévention du risque climatique que l'option dite de référence qui aurait été retenue en l'absence de ce financement spécifique. Dans la majorité des cas, le financement du FEM est donc un cofinancement, une subvention qui vient s'ajouter au financement de base prévu pour l'option de référence. Sur le plan théorique, le FEM est censé exercer ainsi un effet de levier direct sur d'autres sources de financement et les réorienter vers un modèle de développement compatible avec l'objectif ultime de la Convention<sup>30</sup>. Mais dans la pratique, l'apport du FEM est souvent marginal par rapport à celui d'autres bailleurs de fonds, et il n'est pas toujours évident que c'est cet apport qui a permis de mobiliser des ressources qui ne l'auraient pas été sinon. Le volume total de cofinancements apportés par les Agences d'Exécution ou par d'autres bailleurs de fonds publics ou privés constitue donc une valeur plafond bien plus qu'une indication fiable de l'effet de levier du FEM. Ainsi, pour les responsables de la dernière évaluation du Fonds, *"les cofinancements stricto sensu sont bien inférieurs au volume suggéré par les chiffres"*<sup>31</sup> en règle générale. Ceci étant, leur jugement est plus positif en ce qui concerne les seules activités "climat" du Fonds. Ainsi, sur un échantillon de huit projets cofinancés par la Banque Mondiale pendant la première phase du FEM (1994-97), il s'avérait que dans cinq cas au moins *"aucun prêt couplé n'aurait été accordé si le financement du FEM n'avait pas été disponible"*<sup>32</sup>. Pendant cette même phase, les cofinancements apportés ou mobilisés par la Banque Mondiale dans le cadre des interventions "climat" se sont par exemple élevés à *"1,244 milliard de dollars, contre 284 millions de dollars versés par le FEM, soit un ratio de 4,4 pour 1"*<sup>33</sup>. Au final, la mission d'évaluation estimait que les financements alloués par le FEM *"ont permis de mobiliser d'importantes contributions supplémentaires de diverses origines, en particulier sous la forme de prêts de la Banque Mondiale couplés à ses projets"*, mais rappelait que *"les documents du FEM surestiment l'ampleur véritable de cet effet de catalyse"*<sup>34</sup>.

Quoiqu'il en soit, l'effet multiplicateur direct des engagements financiers du FEM ne saurait suffire pour promouvoir avec succès le passage d'un modèle "classique" de développement à un modèle "durable". Pour cela, il faut encore que le FEM ait un effet d'entraînement indirect sur les autres financeurs du développement, qu'ils soient publics ou privés.

La diffusion progressive des approches et techniques soutenues par le FEM constituerait le meilleur critère de réussite sur ce plan. L'objectif est que les interventions novatrices initialement financées par le FEM se banalisent progressivement et deviennent à terme la "norme" du développement durable. Comme l'exprime le rapport d'évaluation, *"l'heureux aboutissement des activités menées dans le cadre de nombreux projets intéressant les changements climatiques devrait démontrer à d'autres bailleurs de fonds que les technologies utilisées sont commercialement viables, et donc transposables ailleurs"*<sup>35</sup>. L'apprentissage financé par le FEM trouve là sa conclusion, lorsque le marché et/ou les institutions de

<sup>30</sup> Pour l'ensemble des quatre domaines d'activité du FEM, cet effet de levier brut, calculé sur les engagements de la phase I antérieurs au 30 juin 1997, s'élevait par exemple à *"2,5 dollars de cofinancement pour 1 dollar sur fonds propres"* (Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 13, § 44).

<sup>31</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 17, § 54.

<sup>32</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, pp. 17-18, § 56 et 57.

<sup>33</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 63, § 224 - données basées sur les engagements au 30 juin 1997.

<sup>34</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, Conclusion Générale, p. 149, § 587.

<sup>35</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 20, § 67.

développement traditionnelles prennent le relais du Fonds. Les critères de sélection du FEM accordent donc une importance centrale à l'exemplarité et à la reproductibilité des projets, et ce depuis la création du Fonds<sup>36</sup>. Dans l'optique du FEM, ces deux critères sont d'ailleurs étroitement liés à la notion de viabilité à long terme, ou plus précisément de pérennité financière, qui exprime au niveau du projet la nécessité d'un maintien ou d'un développement des activités une fois achevé le décaissement des fonds accordés. On retrouve là le même souci de catalyser par une aide transitoire un processus vertueux et durable. Ceci étant, il est difficile d'évaluer aujourd'hui cet effet d'entraînement, puisque la plupart des projets financés par le FEM depuis sa création sont encore en cours. La dernière évaluation du Fonds a toutefois permis de pointer quelques cas de figure encourageants, notamment en Chine et en Inde<sup>37</sup>.

Mais l'effet d'entraînement se mesure aussi à l'évolution des pratiques des trois Agences d'Exécution du FEM (Banque Mondiale, PNUD et PNUE) et à leur intégration progressive du facteur "climat" dans le cadre de leurs activités ordinaires. Sur ce point, les conclusions de l'évaluation sont plutôt mitigées.

En ce qui concerne la Banque Mondiale par exemple, les évaluateurs notent une forte hausse des prêts relatifs à l'action sur la demande énergétique finale : *"après un niveau extrêmement bas au cours de la période antérieure"*, la Banque *"prête à présent environ seize fois plus pour améliorer le rendement d'utilisation finale qu'elle ne le faisait avant la création du FEM"*<sup>38</sup>. En revanche, *"les prêts liés aux énergies renouvelables ont diminué par rapport à leur niveau d'avant la création du FEM"*<sup>39</sup>. Le bilan serait tout aussi faible en ce qui concerne les stratégies sectorielles de la Banque : selon les évaluateurs, *"ni l'environnement mondial ni le FEM ne sont systématiquement pris en considération lors de la formulation des stratégies d'aide aux pays"* ; le rapport d'évaluation souligne en particulier que *"les analyses sur le secteur énergétique et les infrastructures contenues dans les stratégies ne font aucune place à des considérations climatiques"*<sup>40</sup>... Enfin, si la Banque préconise depuis 1997 une double évaluation des projets de production d'électricité à partir de combustibles fossiles - le calcul habituel de la valeur actuelle nette est complété par le calcul d'une valeur actuelle nette incluant un coût virtuel de 20 dollars par tonne de carbone émis -, elle *"exclut explicitement la possibilité qu'un prêt soit rejeté en raison de son impact sur l'environnement mondial"*<sup>41</sup>. Au final, l'intégration du facteur "climat" par la Banque serait encore très insuffisante<sup>42</sup>.

---

<sup>36</sup> En témoignent les documents d'orientation produits par le STAP pendant la phase pilote du Fonds, et en particulier les "Criteria for Eligibility and Priorities for Selection of GEF Projects" (GEF, may 1992). La reproductibilité est également au cœur de l'action du FEM et des "Critères d'éligibilité et priorités d'action" définis par le CST (cf encadré n°3, p. 23).

<sup>37</sup> Cf Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 20, § 67 et 68, ainsi que pp. 56-58, notamment les § 198 à 200.

<sup>38</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 67, § 238.

<sup>39</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 69, § 243. Cette tendance pourrait bientôt être corrigée : selon le rapport d'évaluation, *"la Banque a proposé (en 1997) de s'engager dans un «partenariat stratégique pour les énergies renouvelables» avec le FEM"* (p. 74, § 263).

<sup>40</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 71, § 254.

<sup>41</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 73, § 259.

<sup>42</sup> L'évaluation passe sous silence l'engagement marqué de la Banque Mondiale à l'encontre des distorsions tarifaires, en particulier dans le secteur de l'énergie, alors que cette "croisade idéologique" a d'évidentes implications sur les émissions de gaz à effet de serre. L'éventualité d'un "ajustement environnemental" se dessine ainsi, que le rapport d'évaluation ne fait qu'effleurer dans un chapitre consacré à la "Gestion des politiques et des activités qui risquent de compromettre la réussite des projets" (pp. 52-55). Ce problème de conditionnalité environnementale est pourtant au cœur de la problématique du FEM (Cf mon rapport de DEA, "Le Fonds pour l'Environnement Mondial et la prévention du réchauffement climatique", ENSPM, 1994, en particulier le chapitre 2 de la IV<sup>ème</sup> partie, intitulé "Du projet au plan d'ajustement ?", pp. 125-135 ; voir aussi mon étude sur "La notion d'apprentissage défendue par la France dans le cadre du Fonds pour l'Environnement Mondial et des négociations climat", Ministère de l'Environnement/Global Chance, 1996, pp. 7-10.

Le bilan “intégration” n'est pas meilleur en ce qui concerne le PNUD. Celui-ci, en particulier, a depuis 1993 *“réduit le nombre de projets et le montant total des financements dans le secteur des énergies nouvelles et renouvelables”*<sup>43</sup>. Conséquence de ce retrait (tout à fait comparable à celui de la Banque), le PNUD, sur l'exercice 97, aura fourni *“une aide quatre fois plus importante aux «sources d'énergie traditionnelles» (pétrole, charbon, gaz) qu'aux «sources d'énergie nouvelles et renouvelables»*<sup>44</sup>. Le FEM, loin de catalyser un effort supplémentaire de la part du PNUD, aurait ainsi été à l'origine d'une attention moindre aux enjeux liés aux changements climatiques... Les évaluateurs soulignent toutefois que *“le PNUD a pris quelques dispositions importantes qui devraient faciliter une réorientation décisive du portefeuille de projets”*<sup>45</sup>... pendant le FEM-2.

Le PNUE, troisième et dernière agence d'exécution du FEM, n'est pas un bailleur de fonds et a vu son budget considérablement réduit au cours des dernières années. Cette évolution, ainsi que la proximité thématique entre la mission du PNUE et celle du FEM, se sont traduites par une certaine confusion. Les évaluateurs notent ainsi que le PNUE, *“au début du FEM-1, (...) ne voyait dans le FEM qu'une autre source de financement pour les programmes victimes de compressions budgétaires”*<sup>46</sup>, ce qui s'est traduit par un taux de rejet important pour les propositions soumises au Conseil du FEM. Malgré des signes d'amélioration, cette tendance s'est maintenue et conduit la mission d'évaluation à affirmer que *“le PNUE n'a pas totalement accepté le principe de l'additionnalité”*<sup>47</sup>...

L'effet d'entraînement du FEM vis-à-vis des trois Agences d'Exécution, sans être inexistant, est donc nettement insuffisant. Paradoxalement, ce constat très mitigé s'accompagne d'une évolution générale positive vers une meilleure intégration de l'objectif de prévention du risque climat. Ainsi, *“au cours des années 90, les organismes d'aide bilatérale et multilatérale ont accru leur financement des activités visant à protéger l'environnement mondial”*<sup>48</sup> notamment dans le domaine “climat”. Les rédacteurs du rapport d'évaluation notent par exemple *“l'augmentation des financements par des organismes autres que le FEM”*, notamment *“dans le domaine des énergies renouvelables”* (pour l'aide bilatérale) et *“pour une meilleure maîtrise de l'énergie, particulièrement en Europe central et orientale”* (en ce qui concerne les institutions multilatérales)<sup>49</sup>. Cette évolution est intervenue dans un contexte de diminution de l'aide publique au développement et témoigne d'une synergie croissante entre développement économique et prévention du risque climat. Cette tendance se vérifie au niveau des politiques nationales, *“beaucoup de pays (ayant) entrepris d'intégrer les résultats du processus de Rio et du Programme Action 21 à leurs propres plans ... souvent avec l'appui d'institutions bilatérales et multilatérales”*<sup>50</sup>. Il est difficile de mesurer le mérite spécifique du FEM dans cette évolution générale. Mais son rôle est parfois réel, à travers le financement des “activités habilitantes” par exemple, mais également par le biais du soutien accordé à certains projets : le rapport évoque le cas de la Chine (renouvelables et maîtrise de l'énergie), de l'Inde (biométhanisation), du Mexique (maîtrise de l'énergie), de la Pologne (gaz naturel)...

---

<sup>43</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 79, § 283.

<sup>44</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 80, § 284.

<sup>45</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 81, § 287.

<sup>46</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 85, § 303.

<sup>47</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 86, § 308.

<sup>48</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 10, § 28.

<sup>49</sup> Idem.

<sup>50</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 49, § 171.

#### 4) Un champ clairement identifié, une efficacité questionable

Depuis le sommet de Rio, l'importance accordée à l'environnement global va croissant, en particulier pour ce qui concerne la prévention du risque climatique. Le FEM est au coeur de cette évolution, sans pour autant en être le moteur unique. Malgré une mission théorique clairement définie - impulser le passage à un modèle de développement compatible avec l'objectif ultime de la Convention Climat - et un champ d'intervention désormais balisé - apprentissage et prédiffusion pour soutenir l'émergence de filières et d'approches technico-économiques faiblement émettrices - le FEM rencontre des difficultés à jouer pleinement le rôle de précurseur et de catalyseur qui devrait être le sien. Cela est particulièrement vrai pour ce qui concerne le secteur privé, domaine de prédilection de cet autre instrument Nord-Sud qu'est l'application conjointe... désormais rebaptisée "mécanisme de développement propre".



## B. Le secteur privé, domaine de prédilection de l'application conjointe ?

### 1. L'investissement privé dans les pays en développement, un enjeu majeur

Il serait souhaitable que les pays les plus riches s'engagent plus fortement sur le plan financier afin de renforcer les moyens d'intervention du FEM. Mais il est peu probable que cet engagement puisse être porté à la hauteur des enjeux de la prévention du risque climat dans les pays en développement. Quant à l'aide publique au développement traditionnelle, elle peut bien entendu être utilisée comme un moyen supplémentaire de promouvoir un développement plus durable, mais elle a atteint en 1996 son plus bas niveau depuis près de 30 ans, époque à laquelle les Nations Unies avaient appelé les pays développés à lui consacrer 0,7% de leur PIB. Or, dans le même temps, les flux de capitaux privés en direction des pays en développement ont explosé, atteignant en 1996 le chiffre record de 307 milliards de dollars<sup>51</sup>, soit plus de cinq fois le montant de l'APD pour cette même année 1996. Les pays dits émergents en sont logiquement les principaux destinataires, comme le rappelle le rapport d'évaluation du FEM : "*Le montant des capitaux d'emprunts privés entrés sur les marchés émergents, qui était de 26 milliards à peine en 1984 (en dollars de 1996) est passé à 88,6 milliards de dollars en 1996*", "*les investissements étrangers directs ... (étant) passés, pendant le même intervalle, de 9,4 à 109,5 milliards de dollars*"<sup>52</sup>. Et ces flux de capitaux privés, à l'instar des investissements financés dans le cadre de l'APD, orientent le développement des pays récepteurs et l'évolution de leurs émissions de gaz à effet de serre. Il est donc vital d'infléchir ces flux dans le sens d'une meilleure prise en compte de l'environnement global, et ce d'autant plus que les pays concernés sont précisément ceux dont la contribution aux émissions globales est en forte croissance.

Il est relativement facile de définir les grandes lignes de cette action. Ses cibles prioritaires sont les activités et investissements privés qui influent le plus sur les trajectoires des émissions des pays en développement, en particulier sur le long terme. L'origine des fonds importe donc peu : qu'il s'agisse de capitaux nationaux ou étrangers, les émissions de gaz à effet de serre sont abordées dans le cadre de la Convention Climat sur une base territoriale. Quant aux moyens d'action, ils sont conditionnés par le cadre général fixé par la Convention Climat. Celle-ci, reconnaissant dans son préambule le principe des "*responsabilités communes mais différenciées*", y stipule expressément que "*la part des émissions totales imputable aux pays en développement ira en augmentant pour leur permettre de satisfaire leurs besoins sociaux et leurs besoins de développement*". La primauté reconnue du droit au développement inspire ainsi une grande partie des dispositions de la Convention<sup>53</sup>. Elle exclut en particulier qu'une réorientation des investissements réalisés dans les pays en développement puisse être la conséquence de mesures imposées à ces pays. Bien entendu, ces derniers pourront être progressivement convaincus de l'intérêt économique et/ou environnemental qu'ils trouveraient dans l'adoption d'un modèle durable de développement. Mais l'action en ce sens est supposée<sup>54</sup> être essentiellement incitative.

---

<sup>51</sup> Source: AFP / Comité d'aide au développement (CAD) de l'OCDE.

<sup>52</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 22, § 75.

<sup>53</sup> Citons en particulier le paragraphe 3 de l'article 4, qui fixe les obligations financières des pays de l'Annexe II vis-à-vis des pays en développement, ainsi que le paragraphe 7 qui précise que "*la mesure dans laquelle (ces derniers) s'acquitteront effectivement de leurs engagements au titre de la convention dépendra de l'exécution efficace par les pays développés ... de leurs propres engagements en ce qui concerne les ressources financières et le transfert de technologies*".

<sup>54</sup> Cf note 42 du présent rapport.

## 2. Le FEM et le secteur privé : un bilan mitigé

Le FEM est au coeur de cette approche incitative : il n'impose pas aux pays en développement de jouer le jeu de la prévention du risque climat, mais les y incite en finançant le surcoût des mesures prises en ce sens. De ce fait, la prise en compte du facteur "climat" ne coûte rien aux pays en développement qui bénéficient du soutien du Fonds. Au contraire : cette nouvelle forme de coopération Nord-Sud peut les aider à développer leurs économies tout en limitant l'impact de ce développement sur l'environnement local. Elle se traduit en particulier par des transferts de technologies et de savoirs-faire "propres" et par des opportunités de financement nouvelles. Sur cette base, le FEM a approuvé depuis sa création plus de 90 projets d'investissement relatifs à la prévention du risque climat, pour un montant total d'environ 600 millions de dollars, dont près de 260 millions pour 41 projets pendant la phase pilote du Fonds<sup>55</sup>.

Ce financement reste très marginal par rapport à l'aide publique au développement (environ 60 milliards de dollars en 1996) et aux flux d'origine privée (plus de 300 milliards de dollars en 1996). De plus, l'analyse du portefeuille "climat" du FEM montre que ce dernier rencontre de réelles difficultés pour mobiliser des financements d'origine privée. Limitant leur analyse aux projets en cours ou sur le point de démarrer, les évaluateurs du Fonds ont identifié à peine plus d'une dizaine de projets "climat" ayant attiré des investissements privés<sup>56</sup>. Le montant total de ces cofinancements privés s'élève à près d'un milliard de dollars, ce qui n'est pas négligeable à l'échelle des ressources du FEM, mais un seul projet concentre plus des trois quarts de cette somme : le projet géothermique mis en oeuvre à Leyte-Luzon<sup>57</sup>, aux Philippines, approuvé dans le cadre de la phase pilote, qui a bénéficié de cofinancements privés pour un montant total de 754 millions de dollars... Si l'on ne prend pas en compte ce projet atypique, le volume de cofinancement privé mobilisé sur cette dizaine de projets tombe à environ 210 millions de dollars. De plus, ce chiffre est selon les évaluateurs surévalué dans la mesure où les capitaux "privés", dans certains cas, "*proviennent d'entreprises publiques ou parapubliques et non pas du secteur privé*" (c'est le cas notamment en Chine, en Inde, ou dans la Fédération de Russie)<sup>58</sup>. Par ailleurs, la mission d'évaluation souligne que "*l'investisseur privé est presque toujours le bénéficiaire ou le promoteur du projet*" : "*rare sont les cas où les projets du FEM cherchent à mobiliser des fonds auprès d'institutions financières privées telles que des banques commerciales, des compagnies d'assurances, des fonds de pension et d'autres fonds d'investissement institutionnels*"<sup>59</sup>. De fait, les évaluateurs n'ont identifié que quelques cas de ce type dans le domaine "climat" : le Fonds pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables, le programme Cofinancement pour l'amélioration des rendements énergétiques en Hongrie et le projet indonésien Systèmes d'énergie solaire à usage domestique<sup>60</sup>. La conclusion du rapport d'évaluation est donc plutôt mitigée : "*la contribution du secteur privé aux projets du FEM est encore limitée ... (et) celle des institutions financières privées reste relativement restreinte*"<sup>61</sup>.

<sup>55</sup> Sources: *Operational Report on GEF Programs*, février 1998, pp. 19-23 et 29-30 ; Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 117, § 439.

<sup>56</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 22, § 76.

<sup>57</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 22, § 77 et tableau n°2 p. 24. Voir aussi le *Operational Report on GEF Programs*, février 1998, pp. 190-191. Le *Project Document "Leyte-Luzon Geothermal"* est également disponible auprès de la Banque Mondiale.

<sup>58</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 22, § 77.

<sup>59</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 22, § 78.

<sup>60</sup> Sur ces trois projets, les deux premiers font intervenir la SFI (rq: le projet indonésien est étudié en seconde partie)

<sup>61</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 149, § 588.

Les causes de ce manque d'efficacité sont multiples. La longueur et la complexité de la procédure d'approbation du FEM constituent un premier obstacle, d'autant plus que les ressources que le FEM est susceptible d'apporter ne représentent dans la grande majorité des cas qu'une partie du coût total du projet. Un autre élément mis en avant a trait à la confidentialité des informations utilisées pour évaluer chaque proposition de projet : l'implication du secteur privé n'est possible qu'à condition de limiter l'accès à certaines informations, alors même que le cycle du projet, les critères de sélection et les principes de fonctionnement du FEM vont plutôt dans le sens de leur publicité.

Mais le principal obstacle à une plus large participation financière du secteur privé, institutionnel en particulier, reste le niveau élevé d'incertitudes et les risques propres à tout projet novateur. Le FEM, saisi de ce problème depuis plusieurs années, n'est pas parvenu à trouver une solution satisfaisante. Plusieurs notes du Secrétariat sur ce point ont pourtant été soumises au Conseil du FEM. En 1996, un document relatif à la participation du secteur privé<sup>62</sup> recommandait par exemple "*de permettre au FEM de contribuer au financement de projets privés sous une forme autre que des dons*"<sup>63</sup>. C'est alors le principe même de coût incrémental qui se voit contesté : pour les responsables de l'évaluation du FEM, "*dans de nombreux cas, ce n'est peut-être pas (le) coût qui freine les investissements commerciaux, mais le niveau de risque par rapport aux projets que le secteur privé finance normalement*"<sup>64</sup>. Il faut dès lors envisager d'assouplir la notion de coût incrémental pour permettre au FEM de limiter le risque encouru par les investisseurs privés, par exemple en utilisant ses ressources pour garantir des prêts, en finançant plus largement les coûts de transaction associés aux projets novateurs, ou en octroyant des prêts bonifiés au secteur privé. On s'écarte alors sensiblement du principe d'intervention originel du FEM, comme l'illustre cette "*recommandation prioritaire*" de la mission d'évaluation du Fonds : "*pour intéresser le secteur financier aux activités entreprises, l'évaluation des «risques supplémentaires» que présente un projet potentiel ... (pour) le secteur privé devrait être un moyen de déterminer l'importance du financement à accorder*"<sup>65</sup>.

La question de l'adéquation de la notion de coût incrémental est ainsi évoquée, même si les auteurs de l'évaluation n'en abordent pas frontalement les véritables limites. Le problème du risque, en effet, est mentionné sans que le lien entre prise de risque et bénéfice potentiel ne soit souligné. Or on peut penser que le véritable problème est là : pour les investisseurs privés, institutionnels en particulier, le risque est sans doute trop élevé par rapport au bénéfice financier escompté. La solution la plus évidente pour le FEM (suggérée à mi-mot par le rapport d'évaluation<sup>66</sup>) est alors de prendre en charge une proportion plus forte du coût afin d'augmenter la rentabilité potentielle de l'opération et d'inciter les investisseurs à prendre le risque de la cofinancer. Mais cette solution va à l'encontre du principe théorique qui fonde l'action du FEM, à savoir le financement d'un "coût incrémental" strictement délimité : pour les pays de l'Annexe II qui financent le FEM, ce mécanisme dédié à la protection de l'environnement global ne

---

<sup>62</sup> *GEF Strategy for Engaging the Private Sector*, GEF/C.7/12, 7 mars 1996. Cette note a été précédée par de nombreux papiers sur ce thème. Citons en particulier *Mobilizing Private Capital against Global Warming : A Business Concept*, de Ken Newcombe et Russel deLucia (février 1993), ou la note *Engaging the Private Sector* (GEF/C.6/Inf.4) de 1995.

<sup>63</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 25, § 85.

<sup>64</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 24, § 82.

<sup>65</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. xiii.

<sup>66</sup> "... le FEM devrait s'employer à réduire le risque, (par exemple) en prenant à sa charge certains des coûts de transaction initiaux ..." - Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 24, § 82.

saurait étendre son financement au delà de cet objectif<sup>67</sup>. Ainsi définie, la notion de coût incrémental n'est donc pas incitative financièrement pour le pays qui accueille le projet ou pour son promoteur privé : la subvention versée par le FEM compense un surcoût, elle ne récompense pas une pratique.

Mais l'objectif reste de promouvoir des choix d'investissement moins émetteurs en gaz à effet de serre, ce qui suppose concrètement de les rendre plus avantageux aux yeux des investisseurs que les options traditionnelles. Le mode d'action le plus évident dans ce contexte est l'octroi de "primes" pour inciter les investisseurs à intégrer le paramètre climatique dans leurs décisions. Ce mode d'incitation traduit un consentement à payer du financeur (que ce consentement s'exprime à travers le FEM ou un instrument comme l'application conjointe). Sur le plan théorique, une telle approche est assez comparable à une internalisation au profit de l'investisseur du bénéfice externe global qui résulte de sa décision. La prime ainsi accordée doit bien sûr être supérieure au coût supporté par le promoteur du projet ; son montant exprime la valeur accordée par le bailleur de fonds aux réductions d'émissions obtenues. Pour le FEM, cela supposerait de donner un prix de référence à la tonne équivalent-carbone et de rémunérer sur cette base le service rendu à la communauté internationale par le promoteur du projet. On est loin du principe d'action défini par la Convention Climat, en vertu duquel l'action internationale en direction des pays en développement repose sur une prise en charge du seul coût incrémental des mesures de prévention, quelle que soit l'origine des investissements qu'il s'agit de réorienter. Mais pour l'investisseur privé, ce principe d'action revient à un rachat à prix coûtant de sa "production additionnelle" (les réductions d'émissions), ce qui évidemment n'est pas très incitatif.

Conscients de ce problème, les responsables du FEM ont introduit une certaine souplesse dans leur appréciation du coût incrémental des propositions qui leur sont soumises. Cette souplesse repose pour l'essentiel sur la prise en compte des surcoûts dits de transaction, c'est-à-dire l'ensemble des coûts additionnels liés à la coordination des activités, à la levée des obstacles, etc. Sans renoncer au dogme fondateur, le financement par le FEM d'un surcoût assez librement évalué revient ainsi dans la pratique à octroyer une "prime" financière dans le but de peser sur les décisions d'investissement au nom de la prévention du risque climat. Pour autant, le FEM se refuse à admettre publiquement que la prise en compte du risque climat par les pays en développement pourrait être "rémunérée" par les pays riches. Sur le plan micro-économique, ce refus s'exprime par la volonté de réduire les risques encourus par les investisseurs "d'une manière qui ne revienne pas à subventionner les bénéficiaires privés"<sup>68</sup>. Cette volonté explique l'émergence de propositions telles que la mise en place de fonds de garantie ou que l'octroi de prêts bonifiés<sup>69</sup>, propositions qui aboutissent elles aussi à élargir la mission originelle du Fonds...

---

<sup>67</sup> Pour une analyse plus approfondie de la notion de coût incrémental, lire mon étude sur "La notion d'apprentissage défendue par la France dans le cadre du Fonds pour l'Environnement Mondial et des négociations climat" (Global Chance/Ministère de l'Environnement, octobre 1996), ou l'article "Changements climatiques : le rôle des mécanismes financiers spécialisés (FEM et FFEM)" rédigé avec Benjamin Dessus et publié dans les Cahiers de Global Chance n°8, juillet 1997.

<sup>68</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 26, § 87.

<sup>69</sup> Ainsi, en 1995, un document du FEM intitulé "*Incremental Costs and Financing Policy Issues*", considérant que la spécificité originelle du Fonds (octroyer des dons destinés à couvrir le surcoût de projets visant à assurer une meilleure prise en compte de l'environnement global par les pays en développement) s'avérait en pratique insuffisamment adaptée à ses objectifs, proposait d'élargir ses modalités financières d'intervention. Pour la première fois, la prise en compte d'un certain nombre d'obstacles à l'action du FEM - coûts de transaction, contraintes financières, risque - reposait non pas sur une adaptation de la notion de coût incrémental, mais essentiellement sur l'élargissement du rôle du Fonds au-delà du financement du seul surcoût des projets favorables à l'environnement global. (GEF/C.2/6/Rev.1). La France avait alors mis en garde contre les conséquences d'une telle extension du rôle du FEM.

### La Société Financière Internationale et le FEM

Institution affiliée au Groupe de la Banque Mondiale, la Société Financière Internationale (SFI) est la principale source multilatérale de financement pour des projets du secteur privé dans les pays en développement. Son soutien peut prendre la forme de prêts ou de prises de participation.

La SFI joue un rôle croissant dans le cadre du FEM - à travers la Banque Mondiale - pour tout ce qui touche à la mobilisation du secteur privé. Fin décembre 1997, le montant des projets en cours à ce titre s'élevait à 70 millions de dollars (tous domaines confondus) et un volume équivalent était programmé dans un avenir proche<sup>a</sup>. L'engagement de la SFI s'oriente majoritairement vers la prévention du risque climat: quatre projets d'investissements approuvés par le Conseil du FEM figurent ainsi dans le *Operational Report on GEF Programs* de février 1998, pour un montant total de financement de 65.7 millions de dollars, auxquels s'ajoutent près de 300 millions de dollars de cofinancements<sup>b</sup>. Trois autres projets "climat" bénéficient d'un préfinancement de faisabilité (*Project Development Facility*)<sup>c</sup>. La SFI met également en oeuvre un programme de financement multi-focal consacré aux petites et moyennes entreprises<sup>d</sup>.

Comme l'analysent les auteurs du rapport d'évaluation, "*la stratégie de la SFI pour les projets du FEM consiste à intervenir dans des activités quasi-commerciales ainsi que dans celles qui sont purement commerciales mais qui présentent un risque élevé, afin de favoriser au maximum l'effet multiplicateur du financement du FEM et d'éviter d'utiliser ces fonds sous forme de dons*"<sup>e</sup>. Cette approche démarquée de la notion de coût incrémental constitue une innovation dans le cadre du FEM. Elle a par exemple conduit la SFI à accorder des prêts concessionnels ou à garantir avec ses fonds des prêts présentant un niveau de risque élevé<sup>f</sup>. Les ressources de la SFI ont également été utilisées pour constituer le capital de fonds tel que celui mis en place dans le cadre du projet global *Renewable Energy and Energy Efficiency*, dans le but de financer ensuite des projets de taille plus réduite<sup>g</sup>. Au sein du FEM, la SFI se positionne ainsi comme vecteur d'expérimentation pour ce qui concerne le secteur privé.

<sup>a</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 25, § 83.

<sup>b</sup> *Photovoltaic Market Transformation Initiative*, pp.44-45; *Renewable Energy and Energy Efficiency*, pp.46-47; *Energy Efficiency Co-financing program*, pp.142-143; *Poland Efficiency Lighting Project*, pp.190-191.

<sup>c</sup> *Operational Report on GEF Programs*, February 1998, pp. 90-91, 202-203, 220-221.

<sup>d</sup> *Small and Medium Scale Enterprise Program*, pp. 42-43 et 48-49 du *Operational Report*.

<sup>e</sup> Bilan global du fonctionnement du FEM, p. 25, § 83.

<sup>f</sup> Dans le cadre du programme hongrois de cofinancement pour l'amélioration des rendements énergétiques (*Energy Efficiency Co-financing program*), les fonds du FEM sont utilisés pour garantir des prêts accordés pour des projets à risques. En cas d'échec, les ressources du FEM permettront de couvrir une partie des pertes ; en cas de succès, elles seront de nouveau disponibles dans le cadre du programme, soit pour élargir le projet, soit pour financer une autre opération similaire.

<sup>g</sup> L'avantage est double. D'abord, les projets envisageables dans le domaine des technologies propres ont souvent une surface financière réduite, plus facile à gérer dans le cadre de sous-programmes spécifiques. Par ailleurs, la SFI n'accorde des prêts qu'à partir de 20 millions de dollars, ce qui lui permet rarement d'intervenir directement sur des projets de maîtrise de l'énergie ou de promotion des énergies renouvelables.

### 3. La notion d'application conjointe : intéresser le secteur privé à la prévention du risque climat

On mesure mieux, au regard des difficultés rencontrées par le FEM, quel peut être le véritable intérêt de l'application conjointe Nord-Sud : exercer un effet de levier sur les flux d'investissements privés afin qu'ils intègrent mieux les exigences du développement durable. Les crédits d'émission associés à ce mécanisme agiraient de ce point de vue comme une prime accordée aux investisseurs qui accepteraient de jouer le jeu et de reformuler leurs stratégies d'investissement dans un sens favorable à la prévention des changements climatiques.

Mais la différence entre le FEM et la notion d'application conjointe va bien au-delà: inscrits dans une logique inéluctable de marchandisation du droit d'émettre<sup>70</sup>, l'application conjointe et le mécanisme de développement propre ont pour finalité d'intéresser (au sens économique du terme) le secteur privé à la prévention du risque climat.

Comme on l'a vu, la logique d'intervention du FEM revient à racheter à prix coûtant les réductions d'émissions obtenues dans le cadre des opérations qu'il subventionne. La question de leur valeur monétaire n'est donc pas posée. Au contraire, dans le cas de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre, l'investisseur finance le coût additionnel lié à une réduction d'émission parce qu'il compte obtenir en contrepartie un crédit d'émission qui a pour lui une valeur monétaire<sup>71</sup>, *a priori* supérieure au coût de l'opération. L'application conjointe, contrairement au FEM, permet ainsi à l'investisseur de s'approprier la différence entre le coût de revient du bien produit - ie les crédits d'émission - et sa valeur marchande.

Cette approche financière peut surprendre dans la mesure où l'application conjointe et le mécanisme de développement propre ont été initialement présentés comme un moyen pour certains industriels gros émetteurs de compenser une partie de leurs propres émissions en finançant des réductions d'émission sur le territoire des pays en développement. L'image la plus utilisée était celle du producteur électrique mettant en oeuvre pour son propre compte une opération de réduction ou de captation dans un autre pays. L'équivalence quantitative ainsi mise en scène était suffisamment explicite pour masquer aux yeux de certains observateurs la logique de marchandisation qui sous-tend l'application conjointe. Mais la mise en place des divers instruments de marché annoncés par le Protocole de Kyoto se traduira par l'émergence d'un marché global de droits d'émission et donc par la formation d'un prix de marché de la "tonne équivalent carbone", prix sur la base duquel la rentabilité financière de toute opération de réduction d'émissions pourra être évaluée...

De fait, application conjointe et mécanisme de développement propre ont précisément pour objectif de faire de la "production" de crédits d'émission une activité économique à part entière, dont la rentabilité doit permettre de mobiliser des fonds d'origine privée.

---

<sup>70</sup> Cf encadré n° 5, "Marchandisation du droit d'émission et évaluation économique des projets", p. 36.

<sup>71</sup> Que l'objectif de l'investisseur soit de vendre les crédits produits ou de les utiliser pour son propre compte: la règle retenue en matière de calcul économique est de valoriser les produits autoconsommés sur la base du coût qu'aurait entraîné leur achat. En effet, le développement à venir d'un marché de droits d'émission offre dès à présent aux acteurs privés concernés une alternative: produire eux-mêmes les crédits d'émission dont ils pensent avoir besoin, ou les acheter le jour venu au prix du marché. S'ils choisissent la première option et que le prix du marché s'établit en-dessous de leur coût de revient, ils auront perdu de l'argent...

Cette rentabilité pourrait d'ailleurs se révéler très élevée : certains projets de reforestation annoncent des coûts de captation inférieurs à 1 dollar par tonne de CO<sub>2</sub>, pour un prix de marché qui pourrait selon divers modèles de prévision s'établir autour de 20 dollars dès la première période d'engagement<sup>72</sup>. S'ils s'approprient les "gisements" de réductions les moins coûteux, les premiers investisseurs sont ainsi susceptibles de dégager une "rente" substantielle<sup>73</sup>. Et l'objectif des promoteurs de l'application conjointe - objectif désormais poursuivi à travers le mécanisme de développement propre - était avant tout d'exploiter rapidement les potentiels de réduction à faible coût des pays en développement...

Aussi n'est-il guère étonnant que la question du partage de la rente ait été soulevée par les principaux pays en développement dans le cadre des discussions internationales sur l'application conjointe. Cette revendication légitime pourrait se traduire par l'adoption d'une règle commune de "*creditsharing*" qui garantirait aux pays en développement un accès équitable au bénéfice tiré de l'échange. En effet, cet échange, désormais envisageable dans le cadre du nouveau mécanisme de développement propre, ne pourra réaliser son plein potentiel si les pays en développement ne coopèrent pas. Or ces derniers, instruits par leur expérience passée, entendent bien être pleinement associés à l'exploitation de cette nouvelle "ressource" que constituent leurs gisements de réduction à faible coût.

Quelle que soit son issue, l'existence même du débat sur le partage de la rente témoigne de l'émergence d'un champ économique nouveau, généré par la mise en place d'un système international de quotas négociables et par la création parallèle d'un mécanisme d'échange Nord-Sud de crédits d'émission.

Ce champ économique s'articule autour d'un nouveau facteur de production : le droit d'émettre des gaz à effet de serre. Une compagnie électrique américaine soumise à une contrainte d'émission risque par exemple de devoir limiter, voire interrompre son activité si elle venait à dépasser le quota qui lui a été alloué. Ce quota initial, et les crédits ou droits qui viendraient s'y ajouter, deviennent donc pour cette compagnie un facteur de production tout aussi indispensable que le charbon qu'elle brûle, que le capital qu'elle immobilise ou que les hommes qu'elle emploie. Et ce facteur de production, qu'il soit alloué, acheté ou autoproduit, a un coût qui entre en compte dans celui du kWh produit...

Dans ce contexte, le rôle incitatif du mécanisme de développement propre est double. Il s'agit d'abord de réorienter les flux d'investissement privés afin qu'ils intègrent mieux l'objectif de prévention du risque climat: contrairement au FEM, qui finance parcimonieusement un volet additionnel trop souvent périphérique par rapport à la logique économique de l'investisseur privé, la marchandisation du crédit d'émission conduit ce dernier à internaliser le facteur climat dans son processus de décision<sup>74</sup>. D'autre part, le mécanisme de développement propre, parce qu'il fait de la "production" de crédits d'émission une activité économique à part entière, devrait attirer de nouveaux fonds privés, qui s'investiront spécifiquement dans la prévention du risque climat dans les pays en développement<sup>75</sup>.

---

<sup>72</sup> Cf par exemple les simulations des modèles GREEN (OCDE), EPA (MIT) et POLES (IEPE).

<sup>73</sup> La phase initiale de développement de l'application conjointe peut ainsi s'analyser, par analogie avec le secteur minier, comme une phase de prospection en situation d'incertitude quant au prix de valorisation d'une éventuelle production. Dans un tel contexte, s'approprier les gisements les moins coûteux permet de minimiser les risques encourus tout en ouvrant des perspectives de gains financiers conséquents en cas de forte hausse des cours.

<sup>74</sup> A condition toutefois que le prix de la tonne équivalent-carbone soit assez élevé pour peser sur l'équilibre financier de l'investissement... problème familier aux spécialistes de la maîtrise de l'énergie.

<sup>75</sup> L'ampleur de ce mouvement dépendra aussi de l'évolution du prix de la tonne équivalent-carbone.

### Marchandisation du droit d'émission et évaluation économique des projets

Dans le cadre du FEM comme en matière d'application conjointe, l'évaluation économique des projets de réduction d'émissions repose sur le calcul d'un coût unitaire de réduction, le plus souvent exprimé en dollars par tonne de CO<sub>2</sub>. Ce coût unitaire de réduction constitue un critère de décision central, en particulier dans le cadre de l'application conjointe, instrument focalisé sur l'obtention à moindre coût de crédits d'émission. Il est égal au coût incrémental, c'est-à-dire le surcoût spécifiquement lié à l'opération conjointe ou, dans le cas de projets financés par le FEM, à l'objectif de réduction stricto-sensu, divisé par les réductions d'émission additionnelles portées au crédit du projet. Le coût unitaire de réduction établit donc un rapport entre un investissement (au sens large du terme) et le bénéfice correspondant, i.e. une réduction d'émissions.

L'évaluation des opérations de réduction se limite pour le moment à ce ratio, qui exprime en fait le coût de revient unitaire d'une "production" de crédits d'émission. Mais la mise en place de l'application conjointe et du mécanisme de développement propre, conjuguée à l'instauration d'un système de permis négociables, entraînera l'avènement d'un "marché carbone" global au sein duquel coexisteront trois compartiments étroitement liés par la définition conventionnelle d'une "commodité" standard et un système unique de prix. L'approche retenue à Kyoto ouvre ainsi la voie à une marchandisation inéluctable de la tonne équivalent-carbone, et donc à une analyse des opérations de réduction en termes de rentabilité financière...

Certes, l'essor du marché au comptant risque d'être assez lent, puisque les engagements pris à Kyoto ne portent que sur la période 2008-2012. Mais on verra apparaître, bien avant cette date, des marchés dérivés<sup>a</sup>, qu'il s'agisse de marchés à livraison différée ("*forward*"), de marchés à terme ("*futures*") ou d'options. Le mécanisme de développement propre, par exemple, entraînera l'émergence rapide d'un marché à livraison différée, puisqu'il repose par nature sur la production à coûts maîtrisés de crédits d'émission "livrables" à terme échu. Or le développement de marchés dérivés permettra de révéler les coûts et les anticipations des acteurs : les incertitudes actuelles sur les prix futurs des droits d'émission devraient donc être rapidement levées...

On notera enfin que le principe du "*banking*" modifie sensiblement la notion de rentabilité. Pour des projets traditionnels de production, celle-ci n'intègre généralement pas le report de la vente comme un paramètre central. Or, dans le cas des crédits d'émission, la production proprement dite (dans le cadre d'une opération conjointe) peut être complètement déconnectée de la vente effective. Coût d'opportunité mis à part, le stockage de crédits d'émission ne coûte rien. Cette dissociation entre production et vente effective fait basculer l'économie des projets de réduction vers une approche très "boursière" : la rentabilité *ex post* de chaque projet sera finalement liée à la capacité du promoteur à prendre son bénéfice au moment le plus opportun...

<sup>a</sup> Lire sur ce point la note de la Direction de la Prévision du Ministère de l'Economie, "Le changement climatique et les marchés dérivés de permis négociables: "forward", "futures" et options. Eléments de problématique", mai 98.



## C. L'articulation des champs et des modes d'intervention

### 1. Définir un principe d'articulation

Le FEM, dès l'origine, a été conçu comme un instrument agissant à la périphérie du marché<sup>76</sup>, qu'il s'agisse d'aider une technologie novatrice à atteindre sa pleine maturité ou de s'attaquer aux barrières socio-économiques et institutionnelles s'opposant à la diffusion "naturelle" d'une technique ou d'une approche économe en émissions. Quant au mécanisme de développement propre, il s'inscrit dans une logique de marché et semble devoir s'orienter plus naturellement vers des interventions essentiellement guidées par la recherche d'un bon rapport coût-efficacité. On peut donc concevoir le FEM comme un instrument destiné à intervenir là où le mécanisme de développement propre se révélerait inadapté. En effet, la mise en place progressive du mécanisme de développement propre va modifier le contexte d'action du FEM en élargissant la sphère d'action relevant du marché. La marchandisation du crédit d'émission, en valorisant monétairement un bénéfice global auparavant externe, va amener les acteurs privés à étendre ou à modifier leurs activités dans le sens d'une meilleure prévention du risque climat. Le marché, repoussant à son profit la "frontière" qui le sépare du FEM, devrait ainsi prendre en charge une partie des interventions auparavant dévolues à ce dernier. La montée en puissance progressive du mécanisme de développement propre devrait ainsi se traduire par une redéfinition dynamique du champ d'intervention du FEM, qui sera appelé, dans un contexte mouvant, à se repositionner par rapport et en complément à cet instrument. C'est au regard de ce principe général d'articulation que l'on envisagera les champs d'action respectifs du mécanisme de développement propre et du FEM<sup>77</sup>.

### 2. Mécanisme de développement propre et FEM : une complémentarité dynamique

La définition du domaine d'intervention du FEM ne se définit qu'en complément de l'espace qui serait spontanément occupé par le mécanisme de développement propre. C'est donc cet espace "naturel" qu'il convient d'identifier en premier lieu, en gardant à l'esprit son caractère inévitablement dynamique.

(i) Le premier élément de délimitation - et le plus dynamique - est le prix de la tonne équivalent-carbone établi sur le marché global de droits d'émission. Plus ce prix est élevé, plus la sphère du mécanisme de développement propre est susceptible de s'étendre. La logique économique de cette extension est tout à fait comparable à celle de la mise en exploitation des réserves pétrolières : une augmentation du prix de marché du baril vient justifier économiquement l'exploitation de nouvelles réserves. De la même façon, une hausse du prix de la tonne équivalent-carbone conduira les investisseurs privés à s'intéresser à des "gisements" de réduction jusqu'alors inexploités. Cette importance centrale du facteur prix s'analyse de fait comme une taxation des combustibles fossiles (dont l'usage est renchéri par la mise en place d'un système de quotas d'émission). Si le prix reste bas, l'incitation à agir demeurera faible : à l'image de la maîtrise de l'énergie, la prévention du risque climatique par le biais de mécanismes de marché suppose l'existence de signaux-prix suffisamment incitatifs et dont l'orientation à la hausse ne fait pas de doute sur le long terme. Tout ce qui pèse à la baisse sur le prix de la tonne équivalent-carbone limite d'autant

<sup>76</sup> En subventionnant un surcoût défini par rapport à une option de référence exprimant un scénario "business as usual", le FEM s'inscrit explicitement à la périphérie du marché.

<sup>77</sup> Pour une bonne compréhension des développements qui suivent, se reporter aux graphiques pages 42 et 60.

le champ thématique du mécanisme de développement propre : c'est le cas en particulier du “*hot hair*” des pays en transition vers l'économie de marché<sup>78</sup> ou du “*tropical hot air*” que pourrait générer une politique trop laxiste en matière de certification des crédits produits dans le cadre du mécanisme de développement propre<sup>79</sup>. Si le prix de la tonne équivalent-carbone restait peu élevé, les investisseurs se contenteraient en effet d'écluser les opérations les plus rentables, et de nombreuses catégories d'action resteraient exclues du mécanisme de développement propre. Un tel “échec” - au regard de la prévention du risque climat - n'est d'ailleurs nullement incompatible avec un réel “succès” du mécanisme auprès des investisseurs privés: une appréciation laxiste de l'impact des projets conjoints, en ouvrant de larges possibilités de réductions à bas prix, ferait incontestablement le bonheur d'une majorité d'entre eux... L'analyse du champ du mécanisme de développement propre prend ainsi une dimension normative : il s'agit de faire en sorte que cet instrument concoure effectivement à la réalisation de l'objectif ultime de la Convention Climat. Ce qui suppose en particulier que le mécanisme de développement propre ne se cantonne pas à un éventail restreint de réductions bon marché<sup>80</sup> mais permette d'étendre continûment la prise en compte du facteur climat par le marché...

Le rôle du FEM, dans cette perspective, n'est pas de défendre obstinément son “pré carré”, mais bien de défricher le terrain pour ensuite laisser la place au mécanisme de développement propre. Il n'y a pas lieu en effet d'utiliser les ressources du FEM pour subventionner des projets de prévention du risque climat si ces projets peuvent trouver leur financement dans le cadre du mécanisme de développement propre. A partir du moment où la valeur monétaire des crédits obtenus est suffisante pour déclencher l'entrée en jeu du secteur privé, le FEM a rempli son rôle de précurseur. Dans le domaine de l'énergie, par exemple, on peut raisonnablement penser qu'un certain nombre d'interventions sont dès à présent susceptibles d'être prises en charge par le marché “carbone”, en particulier dans le secteur industriel<sup>81</sup>. Bien entendu, le positionnement respectif du FEM et du mécanisme de développement propre sera de ce point de vue fonction du prix de la tonne équivalent-carbone, mais également de paramètres locaux ou sectoriels. L'évolution de ce prix de marché et de ces paramètres détermineront au cas par cas le seuil d'intervention du FEM, qui correspondra toujours à la limite de rentabilité du marché “carbone” : lorsqu'un projet de réduction ne peut être financé par ce marché parce que sa rentabilité spécifique est insuffisante, la question de l'intervention du FEM se pose. Deux raisons peuvent alors justifier l'octroi d'une subvention : le projet relève d'une priorité stratégique et ne peut attendre une hypothétique hausse du prix de la tonne équivalent carbone pour être mis en oeuvre ; l'intervention du FEM peut accélérer la prise en charge par le marché “carbone” de ce type de projet. Et cette accélération catalysée par le FEM renvoie très logiquement aux deux axes autour desquels s'articule la stratégie opérationnelle du fonds : *“éliminer les obstacles à l'application des techniques qui ne portent pas atteinte au climat et qui sont commercialement viables”* d'une part, *“réduire le coût des techniques d'avenir qui ne sont pas encore commercialement viables, afin de renforcer leur viabilité commerciale”* d'autre part<sup>82</sup>...

<sup>78</sup> Vente à bas prix de droits d'émission non utilisés par suite d'une définition trop large du quota d'un pays. Ces droits d'émission sont juridiquement valables mais ne correspondent pas à un effort réel de réduction de la part du vendeur, qui se contente de constater que l'évolution “naturelle” de ses émissions de gaz à effet de serre demeure en deçà du quota alloué.

<sup>79</sup> Voir *“L'application Conjointe et la Prévention du Risque Climatique : approche théorique et premières réalisations”*, (Pierre Cornut et Philippe Menenteau, Décembre 1997, FFEM) et en particulier les chapitres 2 et 3.

<sup>80</sup> Le cas des projets “sans regrets”, qui illustre parfaitement cette problématique, sera abordé plus loin.

<sup>81</sup> C'est le cas par exemple de certaines opérations de substitution énergétique ou d'économie d'énergie.

<sup>82</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle, Février 1996, p. 39 - Voir également les encadrés n°6, pp. 40-41, et n°7, p. 45.

(ii) Un deuxième élément de délimitation est la possibilité technique d'une évaluation fiable de l'impact des projets mis en oeuvre. Le ressort du mécanisme de développement propre est en effet l'attribution à l'investisseur de crédits d'émission correspondant aux réductions obtenues grâce à son investissement. Le paragraphe 5 de l'article 12 du Protocole de Kyoto stipule que ces réductions d'émissions, pour être certifiées, doivent correspondre à des "*avantages réels, mesurables et durables liés à l'atténuation des changements climatiques*" et s'ajouter à "*celles qui auraient lieu en l'absence de l'activité certifiée*". Or l'expérience acquise en la matière, que ce soit dans le cadre du FEM, du FFEM ou de la phase pilote d'activités exécutées conjointement, montre qu'il est parfois très difficile d'évaluer avec précision l'impact en termes d'émissions des projets mis en oeuvre<sup>83</sup>. Au nombre des problèmes identifiés, on retiendra la nécessité de définir un périmètre d'analyse et un horizon temporels pertinents (pour prendre en compte les effets directs et indirects du projet et pallier le risque de "fuites"). Le lien entre les réductions d'émissions et le financement correspondant doit par ailleurs être établi de façon claire : il faut que les réductions soient additionnelles, c'est-à-dire qu'elles n'aient pas pu être obtenues sans un financement spécifique au titre du mécanisme de développement propre. Il faut donc être en mesure de définir une situation de référence, correspondant à la situation qui prévaudrait en l'absence de ce financement spécifique. L'enjeu est d'identifier et d'écarter les éventuels "passagers clandestins", c'est-à-dire les projets qui auraient de toute façon été mis en oeuvre et que leurs initiateurs essaieraient de valoriser dans le cadre du mécanisme de développement propre...

Le problème de l'évaluation peut donc être un obstacle technique à l'inclusion de certaines catégories d'intervention dans le champ opératoire du mécanisme de développement propre. Si un certain degré d'incertitude est inhérent à cet exercice d'évaluation, le risque d'erreur est en effet plus prononcé pour certains types de projets. C'est le cas par exemple des programmes de maîtrise des consommations énergétiques au niveau de la demande finale, comme l'a expérimenté le FEM<sup>84</sup>. Sur cette question de l'évaluation vient par ailleurs se greffer dans certains cas un problème d'imputation, lorsque l'impact d'un programme, bien que réel, ne peut être attribué à un acteur unique parce qu'il est le produit d'un ensemble complexe de mesures et de financements. Ces obstacles techniques doivent faire l'objet d'un travail méthodologique préparant et justifiant des décisions politiques. Le rôle précurseur du FEM peut trouver là un deuxième terrain d'affirmation, à travers le développement de procédures et de méthodes d'évaluation fiables et adaptées aux différentes catégories d'interventions envisageables. Il appartiendra ensuite à la Conférence des Parties agissant en tant que réunion des Parties au Protocole de déterminer le niveau d'incertitude acceptable et de définir sur cette base une liste d'interventions autorisées dans le cadre du mécanisme de développement propre. Cela ne signifie pas pour autant que cet instrument soit durablement confiné à un créneau limité de projets "évaluables" : la définition de règles d'évaluation novatrices - adoption de normes technologiques par exemple - se traduira par une évolution dynamique du champ d'intervention accessible dans le cadre du mécanisme de développement propre. Et le FEM peut utilement contribuer à cette évolution, en favorisant et en finançant sur le plan macroéconomique et sectoriel la définition et la mise en place de telles normes...

---

<sup>83</sup> Voir "*L'application Conjointe et la Prévention du Risque Climatique : approche théorique et premières réalisations*", (Pierre Cornut et Philippe Menenteau, Décembre 1997, FFEM) et en particulier le chapitre 3.

<sup>84</sup> Cf l'encadré intitulé "Evaluation des projets conjoints: l'expérience du FEM", p. 26 in "*L'application Conjointe et la Prévention du Risque Climatique : approche théorique et premières réalisations*", (Pierre Cornut et Philippe Menenteau, Décembre 1997, FFEM).

### Quel repositionnement pour le FEM ?

La mise en place du mécanisme de développement propre devrait entraîner un repositionnement du FEM. L'ampleur de ce repositionnement sera fonction de l'importance prise par le nouveau mécanisme dans la prévention du risque climatique sur le territoire des pays en développement.

Le FEM devra donc s'adapter à un contexte changeant, et rédéfinir périodiquement son champ d'action en fonction de celui du mécanisme de développement propre. S'il est encore trop tôt pour cerner avec précision ce processus dynamique, on peut d'ores et déjà en définir les grandes tendances.

Le volet "court terme" de l'action du FEM devra inévitablement être revu à la baisse dès lors que les mesures visées peuvent être financées par le "marché carbone" au titre du mécanisme de développement propre. Selon la définition qu'en donne le FEM, ces "*mesures d'intervention à court terme*" recouvrent les "*projets (qui) ne procureraient pas ... les avantages stratégiques ou programmatiques attendus des programmes opérationnels, mais offriraient des avantages à court terme à un coût réduit*"<sup>a</sup>. Dans le domaine des changements climatiques, le critère de sélection d'un projet de ce type est "*un coût-efficacité élevé dans le court terme*"<sup>b</sup>, caractéristique qui en fait un candidat idéal pour un financement dans le cadre du mécanisme de développement propre. Ne demeureraient alors dans le champ du FEM que les éventuelles interventions dont l'impact, tout en s'inscrivant dans le court terme, resterait difficilement évaluable ou imputable, à charge pour le FEM d'acquiescer une plus grande expérience de ces interventions afin de développer les méthodologies qui permettraient de les inclure dans le mécanisme de développement propre.

Le FEM est ainsi appelé à se recentrer sur un "cœur de mission" reformulé :

**A.** Précéder et permettre l'expansion du mécanisme de développement propre en assurant la levée des obstacles à l'introduction de projets commerciaux de réduction et en favorisant la diminution du coût des options technico-économiques les plus prometteuses<sup>c</sup>:

(i) Il s'agit d'abord de créer un contexte favorable à l'intervention du secteur privé, en finançant des opérations à caractère structurant, particulièrement sur le plan institutionnel. L'engagement du FEM serait alors justifié non par son impact direct, mais par sa contribution à l'élimination des obstacles institutionnels, culturels ou commerciaux qui s'opposent à un financement plus large de la prévention du réchauffement climatique par le marché "carbone".

(ii) Il s'agit ensuite de promouvoir l'émergence et la maturation d'options technico-économiques prometteuses dont le coût est encore trop élevé pour le marché, même avec la "prime financière" des crédits d'émission. L'objectif du FEM serait de ce point de vue de favoriser une diminution progressive du coût de ces options et d'en renforcer ainsi la crédibilité économique.

...suite p. 41

**B.** Promouvoir l'adoption des mesures et des options les plus stratégiques sur le long terme, en particulier lorsque ces mesures ne sont pas susceptibles de pouvoir être prises en charge par le marché. Il s'agit en particulier d'intervenir sans perdre de temps dans les secteurs qui structurent l'évolution à terme des émissions de gaz à effet de serre des pays en développement. La question se pose tout particulièrement en matière d'infrastructures : qu'il s'agisse du secteur du transport, de l'aménagement ou de la construction, les investissements réalisés dans les prochaines années dans les pays en développement engageront ces derniers sur des trajectoires d'émission dont il sera difficile de sortir par la suite. Compte tenu de cette inertie, il est indispensable d'orienter dès aujourd'hui ces investissements lourds dans une direction plus compatible avec l'objectif ultime de la Convention Climat. Or il est peu probable que cette réorientation puisse être financée par le secteur privé, et ce pour plusieurs raisons convergentes. Tout d'abord, les investissements qu'il s'agit de réorienter relèvent souvent d'un financement public : leur usage est collectif, et leur rentabilité financière est insuffisante. C'est le cas en particulier des infrastructures de transport ou des mesures d'aménagement. Par ailleurs, l'impact en termes d'émissions de ces réorientations est majeur mais s'inscrit dans le très long terme : les conditions d'un financement par le marché "carbone" ne sont pas réunies<sup>d</sup>. Une intervention du FEM se justifie donc en vertu du principe de précaution.

On notera que ce volet d'intervention ne figure pas explicitement dans la Stratégie Opérationnelle du Fonds. Ainsi, le secteur des transports, enjeu déterminant sur le long terme, ne fait pas encore l'objet d'un programme opérationnel spécifique dans le cadre du FEM... Cette lenteur constitue un réel sujet de préoccupation et justifierait un débat de fond dans le cadre de la Conférence des Parties, afin que le FEM s'engage résolument dans le financement additionnel de ce type de mesures de très long terme. Menée en étroite concertation avec les pays en développement et les institutions de financement traditionnelles, cette action fortement structurante s'inscrit au coeur de la problématique du développement durable et devrait mobiliser 50% des ressources financières engagées par le FEM<sup>e</sup>.

<sup>a</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996, p. 12.

<sup>b</sup> FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996, p. 45.

<sup>c</sup> On retrouve là les deux axes autour desquels s'articule la stratégie opérationnelle du fonds: "*éliminer les obstacles à l'application des techniques qui ne portent pas atteinte au climat et qui sont commercialement viables*" d'une part, "*réduire le coût des techniques d'avenir qui ne sont pas encore commercialement viables, afin de renforcer leur viabilité commerciale*" d'autre part (FEM, Stratégie Opérationnelle, Février 1996, p. 39).

<sup>d</sup> Lire sur ce point le rapport de Michel Colombier sur "Les synergies environnement / développement: impact d'une valorisation du carbone selon le type de projet" (Global Chance, rapport intermédiaire, octobre 1998).

<sup>e</sup> L'engagement du FEM dans cette voie supposant par ailleurs une augmentation sensible de ses ressources.



### 3. Le problème des projets “sans-regrets”

En 1997, la Banque Mondiale, à l'approche du sommet de Kyoto, annonçait la création prochaine d'un “fonds d'investissement carbone”, le *Carbon Investment Fund*, opérant dans le cadre de l'application conjointe. Pour la Banque Mondiale, FEM et “fonds carbone”, loin d'entrer en concurrence, devaient occuper des champs d'intervention complémentaires. Pour la Banque, la vocation du “fonds carbone” était en effet d'exploiter les potentiels de réductions d'émissions les plus accessibles économiquement et techniquement, le rôle du FEM étant plutôt d'accélérer la maturation d'options moins accessibles pour le moment. Toutefois, cette répartition logique des rôles présentait une exception notable: pour les économistes de la Banque, le FEM était également susceptible d'intervenir dans la mise en valeur des gisements de réduction situés dans le bas de la courbe de coûts, aux alentours de zéro.

La question se posait en particulier pour les projets dits “*win-win*”, c'est-à-dire les projets de réduction dont la mise en oeuvre, justifiée en théorie sur le plan économique, se heurte en fait à des obstacles de diverses natures: lacunes institutionnelles, manque d'information, absence d'interlocuteurs, taille trop réduite des projets, etc. (les investissements d'utilisation rationnelle de l'énergie, par exemple, sont souvent rentables sur le papier sans pour autant que cela suffise pour déclencher leur mise en oeuvre). Présumés viables économiquement, ces projets “sans regrets” ne devraient pas en théorie bénéficier d'un financement “climat” additionnel, que ce soit dans le cadre du FEM, de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre. Pourtant, ils ne sauraient souvent être mis en oeuvre sans un tel “coup de pouce”, nécessaire pour soulever les obstacles identifiés, pour améliorer une rentabilité insuffisante ou pour compenser un niveau de risque trop élevé.

Dans le cadre du FEM, cette constatation objective s'est traduite par un assouplissement de la notion de coût incrémental<sup>85</sup>: partant du principe que de nombreux investissements apparemment “sans regrets” présentaient en réalité des surcoût cachés, le FEM s'est donné pour objectif d'intégrer et de financer ces surcoûts sous la forme de coûts de transaction<sup>86</sup>. Le FEM se donnait ainsi les moyens d'intervenir en faveur de projets situés dans la périphérie immédiate du marché et de faire ainsi la preuve de leur viabilité commerciale, objectif tout à fait conforme à la Stratégie Opérationnelle adoptée en 1995 par le Conseil du FEM<sup>87</sup>.

Mais cette souplesse, fort appréciable dans le cadre du FEM, pourrait s'avérer difficile à gérer lorsqu'il s'agira de valider les crédits d'émissions revendiqués par des investisseurs privés dans le cadre de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre. Pour être créditée, une réduction d'émissions doit en effet n'avoir pu être obtenue en l'absence d'un financement additionnel spécifique, destiné à couvrir un surcoût dûment identifié. Ce surcoût, rapporté aux réductions obtenues, peut être

---

<sup>85</sup> Pour une analyse plus approfondie, se reporter à mon étude sur “La notion d'apprentissage défendue par la France dans le cadre du Fonds pour l'Environnement Mondial et des négociations climat” (Ministère de l'Environnement / Global Chance, octobre 1996), ou à l'article “Changements climatiques: le rôle des mécanismes financiers spécialisés (FEM et FFEM)” rédigé avec Benjamin Dessus et publié dans les Cahiers de Global Chance n°8, juillet 1997.

<sup>86</sup> Cette notion trouve son origine théorique dans les travaux de l'économiste Ronald H. Coase, prix Nobel 1991, qui définit les coûts de transaction comme l'ensemble des coûts liés à la coordination des activités.

<sup>87</sup> Laquelle précise que le FEM doit s'employer à “*éliminer les obstacles à l'application des techniques qui ne portent pas atteinte au climat et qui sont commercialement viables*” (FEM, Stratégie Opérationnelle du Fonds pour l'Environnement Mondial, Février 1996, p. 39).

plus ou moins élevé : le FEM a ainsi financé des projets dont le coût unitaire de réduction dépassait 100 dollars par tonne de carbone ; d'autres projets, mis en oeuvre dans le cadre de la phase-pilote pour les activités exécutées conjointement, présentent quant à eux des coûts inférieurs à un dollar par tonne. Tous ces projets sont considérés comme additionnels, dans la mesure où un financement additionnel spécifique a été nécessaire pour obtenir des réductions ou des captations d'émissions qui n'auraient pas été possibles en l'absence de ce financement. Mais ce raisonnement, *a priori* robuste, pose problème pour les projets les moins coûteux. En effet, si une opération est considérée comme additionnelle dès lors qu'elle présente un surcoût, cela signifie qu'un projet à 1 dollar par tonne est additionnel, qu'un projet à 0.1 dollar la tonne l'est également, de même qu'un projet à 0.01 dollar, etc. Par contre, un hypothétique projet à coût nul ou très légèrement négatif<sup>88</sup> n'est plus considéré comme additionnel... On mesure là les limites du raisonnement : pour un projet donné, une différence infime de coût en plus ou en moins conditionne la validation ou le rejet.

Cette faille évidente de la notion d'additionalité ouvre la voie à tous les détournements. La tentation est grande en effet, pour les Etats comme pour les acteurs privés, de rechercher un "double-dividende" chaque fois qu'un projet d'investissement classique pourra être reformulé de façon à intégrer un volet "additionnel" fictif. Or rien n'est plus facile<sup>89</sup> : il suffit par exemple d'arguer de l'existence de coûts de transaction (coûts d'information, coûts d'apprentissage, coûts de démonstration, etc.) qui grèveraient la rentabilité d'un projet présentant un bilan favorable<sup>90</sup> en termes d'émissions de gaz à effet de serre... Cette rentabilité insuffisante, censée rendre indispensable un financement complémentaire au titre de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre, permet de respecter sur le papier le critère d'additionalité... On risque ainsi une multiplication de "passagers clandestins", c'est-à-dire de projets de développement ou d'investissements privés qui auraient de toute façon été mis en oeuvre, et que leurs initiateurs essaieraient de valoriser dans la cadre du mécanisme de développement propre. Battant en brèche le critère fondamental de l'additionalité, ce nouvel instrument irait alors à l'encontre de l'objectif ultime de la Convention Climat<sup>91</sup>.

Par nature, ce risque est surtout présent pour les projets situés à la limite entre le marché traditionnel et le marché "carbone" créé par la mise en place du mécanisme de développement propre, car ce sont ces projets pour lesquels il sera le plus difficile de trancher. Or c'est précisément dans cette zone grise que l'on trouvera les projets dits "sans regrets" - véritables ou supportant des coûts cachés. Et c'est aussi là que l'on trouvera les investissements à la limite de la rentabilité, pour lesquels une légère subvention au titre du mécanisme de développement propre pourrait être nécessaire. Peut-être faut-il donc envisager

---

<sup>88</sup> Un surcoût négatif signifie que l'investissement choisi comme référence est financièrement plus coûteux que l'option alternative retenue. C'est donc cette option alternative qui constitue la "vraie" référence.

<sup>89</sup> Lors d'un séminaire sur l'application conjointe organisé en 97 à Bonn par le Climate Network Europe, Mark Trexler, (président de Trexler & Associates Inc., une société de conseil américaine), s'affirmait ainsi en toute franchise capable de transformer "n'importe quel projet" en un projet conjoint additionnel...

<sup>90</sup> Un investissement donné peut en effet se traduire par une réduction d'émissions sans pour autant relever d'une logique additionnelle. Considérons par exemple le remplacement d'une chaudière charbon par une chaudière gaz naturel. Sur le plan technique, on enregistre bien une réduction des émissions. Toutefois, si l'investissement s'inscrit dans un processus "naturel" de substitution, il n'y a pas de réduction d'émissions au sens du mécanisme de développement propre ou de l'application conjointe. Dans le cadre de ces deux instruments, une "réduction d'émission" n'existe et ne se définit que par rapport à une référence explicite.

<sup>91</sup> On se reportera sur ce point aux chapitres 2 et 3 de "*L'application Conjointe et la Prévention du Risque Climatique : approche théorique et premières réalisations*", Pierre Cornut et Philippe Menenteau, FFEM, Décembre 1997.



d'exclure cette zone grise du champ du mécanisme de développement propre, au profit du FEM ou de son homologue français. Plusieurs raisons plaident en faveur d'une telle décision. (i) D'abord, on peut penser que le FEM ou le FFEM seront moins disposés à tricher dans la mesure où ils ne reçoivent pas de crédits d'émission en contrepartie des subventions qu'ils accordent. (ii) De plus, c'est dans cette zone grise que se situent les projets pour lesquels l'approche en termes d'apprentissage est la plus adaptée. Cette approche, qui consiste à financer un surcoût transitoire d'apprentissage, a en effet pour objectif premier de faciliter l'adoption à brève échéance d'une approche ou d'une technologie par le marché. Il ne s'agit donc pas d'un logique investissement-réductions mais d'une démarche subvention-apprentissage dont la justification est moins l'impact direct que la capacité à convaincre le marché d'aller dans telle ou telle direction. L'intervention du FEM semble dès lors toute indiquée. (iii) Enfin, il faut tenir compte de l'effet potentiellement contre-incitatif d'une inclusion de cette zone grise dans le champ du mécanisme de développement propre : les investisseurs privés n'auraient alors aucun intérêt à favoriser un réel apprentissage, puisque celui-ci, en permettant l'intégration des mesures "sans regrets" dans la sphère du marché traditionnel, les priverait d'un champ d'action hautement rentable. (suite p. 47)

#### Encadré n° 7

### **Le FEM peut-il cofinancer une opération conjointe ?**

Le FEM, on l'a vu, agit à la périphérie du marché en accordant des subventions dans le cadre de projets, subventions qui permettent des choix d'investissement plus compatibles avec l'objectif ultime de la Convention Climat. Accordées dans un contexte donné, ces subventions doivent catalyser une dynamique d'apprentissage et favoriser l'intégration progressive par le marché du paramètre "climat".

La frontière qui sépare la sphère du marché et le champ d'intervention FEM est donc mobile, évoluant sous la double influence du marché lui-même et de l'action du FEM. Et l'apparition du mécanisme de développement propre va introduire un nouveau paramètre dans ce jeu dynamique en provoquant l'émergence d'un marché "carbone" à la périphérie du marché "traditionnel".

Un projet de réduction ou de captation d'émissions, pour être validé dans le cadre du mécanisme de développement propre, doit en effet pouvoir être comparé à une référence prise dans la sphère du marché. Si la marchandisation de la tonne équivalent-carbone s'analyse comme une extension du marché au sens large, cette extension, dans le cadre du mécanisme de développement propre, prendra donc la forme d'un marché "carbone" spécifique, adossé au marché "traditionnel"<sup>a</sup>.

Ceci étant, ce nouveau compartiment de marché, analysé dans la perspective du FEM, constitue bien un nouvel élément de référence, construit sur et au-delà de la sphère du marché traditionnel. Et l'on peut tout à fait concevoir que le FEM cofinance une opération envisagée dans le cadre du mécanisme de développement propre, si le cours de marché de la tonne équivalent-carbone n'est pas suffisamment élevé pour permettre à cette opération de trouver la totalité de son financement sur le marché "carbone"...

Considérons par exemple un projet photovoltaïque envisagé comme alternative à une production d'électricité plus polluante. L'option photovoltaïque, bien que plus coûteuse, permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'investissement retenu comme référence. Un investisseur qui prendrait en charge ce surcoût bénéficierait donc de crédits d'émissions. La valeur de ces crédits sera fonction de l'évolution du prix de marché de la tonne équivalent-carbone. Si le surcoût unitaire est trop élevé, la rentabilité de l'investissement additionnel n'est pas garantie.

Un investisseur hésitera par exemple à financer un surcoût évalué à 30 dollars par tonne si les prévisions tablent sur un prix de la tonne-équivalent carbone oscillant entre 20 et 40 dollars sur la période d'exploitation du projet. Admettons donc que cet investisseur soit disposé à payer 25 dollars par tonne : une subvention de 5 dollars par tonne est alors nécessaire pour que le projet alternatif soit effectivement mis en oeuvre. Cette subvention peut tout à fait être prise en charge par le FEM, qui boucle ainsi le financement additionnel permettant le choix du projet alternatif...

Un cofinancement FEM peut donc être accordé à une opération additionnelle envisagée dans le cadre du mécanisme de développement propre sans enfreindre le principe d'additionalité. Mais le FEM ne bénéficiera pas des crédits d'émission générés par cette opération, qui seront attribués à l'investisseur prenant en charge l'autre partie du surcoût. Ce dernier aura ainsi payé ces crédits en-dessous de leur prix de production réel, limitant d'autant le risque pris. Et c'est lui qui les valorisera, soit sur le marché "carbone" global, soit en les utilisant pour son propre compte.

Cette valorisation peut se faire à un prix à la tonne nettement supérieur aux anticipations retenues lors de l'évaluation initiale de l'opération. Dans ce cas, le cofinancement accordé par le FEM peut s'analyser *a posteriori* comme une subvention choquante de bénéfices privés. Pour éviter ce type de problème, il faudrait que l'intervention du FEM - dont l'objectif premier était de déclencher un investissement privé dans un contexte risqué et incertain - puisse être conçue de façon à garantir partiellement cet investissement sans pour autant lui accorder une subvention définitive<sup>b</sup>. Au lieu de prendre en charge une partie du surcoût de production des crédits d'émission, le FEM pourrait par exemple s'engager par avance à verser une compensation financière à l'investisseur si le prix de la tonne équivalent-carbone tombait en-dessous d'un certain plancher. Inversement, on peut envisager que l'investisseur ait à rembourser totalement ou partiellement la subvention initiale si le prix passait au-dessus de seuils prédéfinis.

En diversifiant de la sorte ses modalités d'intervention, le FEM peut limiter les risques encourus par les acteurs privés et faciliter ainsi la mise en place du mécanisme de développement propre. Mais il n'y a qu'un pas entre cette approche et le fait pour le FEM d'intervenir directement sur le marché "carbone" émergent en vendant sur ce marché les réductions d'émissions obtenues dans le cadre de son activité propre...

<sup>a</sup> Paradoxalement, ce nouveau marché, dans le cadre du mécanisme de développement propre, repose sur un bien (les crédits d'émission) dont la création doit être validée par des instances extérieures au marché.

<sup>b</sup> On retrouve logiquement là les problèmes identifiés précédemment (cf p. 31-32).

(suite de la p. 45)

Pour autant, il n'est pas facile techniquement d'exclure la zone grise des opérations "sans-regrets" du champ du mécanisme de développement propre. Il est ainsi difficile d'envisager l'imposition d'un seuil (un dollar par tonne d'équivalent-carbone par exemple) en-deçà duquel aucun projet ne pourrait être présenté: cela ne ferait que déplacer le problème, tout en englobant des projets légitimes bien que bon marché. Une approche plus qualitative doit donc être retenue, qu'il appartiendra à la Conférence des Parties de formuler et d'imposer.

Cette approche devra si nécessaire être déclinée pays par pays et secteur par secteur. Elle pourrait reposer sur la définition de pratiques et de normes de référence sur la base desquelles les opérations de réduction ou de captation pourraient être évaluées et se voir attribuer des crédits d'émissions. Au lieu de déterminer pour chaque projet une référence questionnable, les entités chargées de la certification se contenteraient ainsi de valider les performances des projets mis en oeuvre (tâche déjà difficile en soi), les crédits faisant alors office de "primes" accordées sans distinction à tous les projets dépassant les normes retenues comme référence. Ces normes et pratiques de références devraient bien entendu être révisées périodiquement, inscrivant ainsi le mécanisme de développement propre dans une dynamique d'accélération de la transition vers un modèle de croissance durable.

La zone grise précédemment évoquée pourrait alors tout à fait être incluse dans le champ du mécanisme de développement propre, à condition de limiter la durée des crédits attribués et de réviser de manière périodique les critères d'attribution. On peut en effet supposer que l'intégration par le marché des options "sans-regrets" encore marginales n'est qu'une question de temps, mais qu'elle est susceptible d'être retardée par divers obstacles. Une accélération de ce processus constitue donc un gain de temps, et ce passage plus rapide à un scénario d'émission bas permet de réduire le volume total de gaz à effet de serre émis au cours de cette période de transition. Un crédit d'émission équivalent à ce gain peut donc légitimement être accordé aux investisseurs précurseurs, récompensant leur rôle dans l'évolution du marché<sup>92</sup>. Bien entendu, cette évolution entraîne une révision dynamique du dispositif : la "prime" ainsi accordée diminue puis disparaît lorsque l'adoption par le marché de la technologie concernée est complète. D'autres normes et pratiques de référence prennent alors le relais.

L'intérêt de cette approche est qu'elle permet d'inclure sans états d'âme les projets "sans-regrets" dans le champ du mécanisme de développement propre, en leur accordant le bénéfice du doute pendant une période limitée, avant de déplacer la zone grise sus-mentionnée vers de nouvelles catégories de projets. En abordant le problème de cette zone d'incertitude de façon plus sectorielle ou macro-économique, cette approche permet de faire l'impasse sur la définition de la "bonne" référence microéconomique et de favoriser ainsi une montée en puissance plus rapide du mécanisme de développement propre... Elle doit toutefois être rigoureusement encadrée et complétée par des politiques sectorielles soutenues par le FEM et par les autres institutions financières internationales.

---

<sup>92</sup> En toute logique, la période de transition est égale à la période de rotation d'un parc donné: les réductions d'émissions peuvent ainsi être calculées sur l'ensemble de la durée de vie d'une opération si celle-ci consiste à financer un équipement à durée de vie longue lors d'un projet de modernisation qu'il n'est pas possible de repousser (cf l'étude de cas développée en annexe de mon rapport sur "L'application conjointe dans le cadre des négociations climat", FFEM, 1997, pp. 85-90).

## IV. Principales recommandations

### A. Formuler une position française dans le cadre des négociations

#### 1. Placer la notion d'équité au centre du mécanisme de développement propre

Le mécanisme de développement propre, succédant à l'application conjointe Nord-Sud, est supposé intégrer plus étroitement les préoccupations et les priorités des pays en développement. Ces derniers, et en particulier les pays africains, restent toutefois prudents vis-à-vis d'un instrument dont ils craignent de ne pas maîtriser le développement. Il serait donc judicieux de placer la notion d'équité au centre du mécanisme de développement propre.

(i) La première traduction de ce choix diplomatique est d'ordre institutionnel. Il s'agit tout simplement de donner aux pays en développement une place importante si ce n'est prépondérante au sein des divers organes mis en place pour encadrer le mécanisme de développement propre. Cette recommandation s'entend bien entendu en premier lieu pour le futur conseil exécutif du mécanisme. Une telle approche serait pour les pays en développement un gage de la volonté des pays de l'Annexe I de faire de ce nouvel instrument un exemple de coopération Nord-Sud. De fait, sans une réelle adhésion de la part des pays en développement, le mécanisme de développement propre ne saurait répondre aux attentes des acteurs des pays industrialisés. Et la France, compte tenu de ses liens spécifiques avec les pays africains, augmenterait sensiblement son crédit international en défendant une telle position.

(ii) L'importance accordée à la notion d'équité doit également se traduire par l'adoption de règles crédibles en matière d'additionalité financière et de partage de la rente. Il importe en effet de donner aux pays en développement la garantie que la mise en place du mécanisme de développement propre ne se fera pas aux dépens des flux d'aide publique qui leurs sont destinés, tout en leur donnant l'assurance que les gains liés à ce nouvel instrument seront équitablement partagés.

Sachant que les pays riches se sont engagés dans le cadre des Nations Unies à porter leur aide publique au développement à 0.7% de leur PIB, et qu'à cette aide s'ajoute depuis Rio le financement additionnel du FEM, on peut considérer par exemple que les pays les plus riches ont un devoir de financement égal à 0.75% de leur PIB. Une règle simple de partage des crédits d'émission pourrait être adoptée sur cette base, attribuant au minimum 25% des crédits au pays en développement accueillant un projet conjoint. A cette quote-part s'ajouterait une proportion variable des 75% restants, en fonction du niveau de l'aide publique du pays qui finance le projet : par exemple, pour un niveau d'aide (incluant le financement du FEM) de 0.6% de son PIB, le pays bailleur de fonds bénéficierait de 60% des crédits, abandonnant ainsi 15% sur sa quote-part théorique au pays d'accueil. En liant directement le partage des crédits aux au niveau de l'aide publique au développement, cette règle simple répondrait de façon constructive et efficace aux attentes des pays en développement<sup>93</sup>. La France, compte tenu du niveau comparativement élevé de son aide, peut tout à fait se permettre de se faire l'avocate d'un tel principe de régulation.

---

<sup>93</sup> Cette règle pénalise les investisseurs privés, qui ne sont pas responsables de la politique d'aide au développement de leur gouvernement. Mais on a vu précédemment (pp. 19-20) que le problème de l'additionalité des ressources affectées au MDP doit être abordé au niveau national et que l'origine privée des fonds n'est pas un critère absolu en ce domaine.

## 2. Encadrer et orienter la mise en place du mécanisme de développement propre

Le succès ou l'échec du mécanisme de développement propre se mesurera également à sa contribution à la réalisation de l'objectif ultime de la Convention Climat. Il est donc primordial que la mise en place de cet instrument soit encadrée et orientée de façon à garantir et à optimiser cette contribution.

(i) Encadrer le mécanisme de développement propre, cela signifie, dans cette perspective, faire en sorte que ce mécanisme ne devienne pas un moyen de détourner les engagements pris à Kyoto par les pays de l'Annexe I. Il s'agit en particulier de réguler et de contrôler sa mise en oeuvre en se fixant comme objectif premier de ne pas accorder massivement des crédits indus, et ce conformément aux principes même de la notion d'application conjointe.

(ii) Il convient par ailleurs d'optimiser la contribution de mécanisme de développement propre à la réalisation de l'objectif ultime de la Convention en orientant sa mise en oeuvre sur le plan qualitatif et thématique. La Conférence des Parties aura à définir les grandes lignes de cette orientation, le conseil exécutif assurant leur bonne déclinaison : c'est donc dans le cadre de ces deux structures que la France doit faire prévaloir une approche volontariste du mécanisme de développement propre<sup>94</sup>.

## 3. Assurer le repositionnement du FEM<sup>95</sup>

Parallèlement à la mise en place du mécanisme de développement propre, il convient d'envisager le repositionnement dynamique du FEM, qui devra :

(i) Précéder et permettre l'expansion du mécanisme de développement propre en assurant la levée des obstacles à l'introduction de projets commerciaux de réduction. Il s'agit de créer un contexte favorable à l'intervention du secteur privé, en finançant des opérations à caractère structurant, particulièrement sur le plan institutionnel. L'engagement du FEM est alors justifié non par son impact direct en termes d'émissions, mais par sa contribution à l'élimination des obstacles qui s'opposent à un financement plus large de la prévention du réchauffement climatique par le marché "carbone".

(ii) Favoriser la diminution du coût des options technico-économiques les plus prometteuses : il s'agit de promouvoir l'émergence et la maturation d'options dont le coût est encore trop élevé pour le marché, même avec la "prime financière" des crédits d'émission. En renforçant ainsi la crédibilité technique et économiques de ces options, le FEM prépare une transition vers un modèle de développement durable.

(iii) Enfin, c'est au FEM qu'il appartient de promouvoir l'adoption des mesures et des options les plus stratégiques sur le long terme lorsque ces mesures ne sont pas susceptibles de pouvoir être prises en charge par le marché. Il s'agit en particulier d'intervenir sans perdre de temps dans les secteurs qui structurent l'évolution à terme des émissions des pays en développement : transports, construction, aménagement, infrastructures, etc...

---

<sup>94</sup> Un élément important à cet égard réside dans l'évolution du prix de la tonne équivalent-carbone sur le marché, et, plus précisément, sur les anticipations des agents quant à cette évolution sur le long terme. En effet, c'est en fonction de ce paramètre qu'il sera possible ou non d'orienter les investisseurs vers des projets plus diversifiés et ambitieux. Il est donc souhaitable que ce prix de marché ne tombe pas trop bas, ce qui suppose : 1. de s'attaquer résolument au problème du "hot air" des pays en transition, susceptible de générer un afflux massif de permis très bon marché ; 2. de mettre en place un système rigoureux de suivi et de sanction pour crédibiliser les engagements pris à Kyoto ; et surtout 3. de peser sur les anticipations à long terme des acteurs privés en déclinant sans attendre les modalités du renforcement et de l'élargissement ultérieurs de ces engagements.

<sup>95</sup> Cf schéma n°2 de la page 42

## **B. Redéfinir le dispositif national de financement de projets “climat”**

### 1. Un dispositif basé sur trois pôles complémentaires

L'expertise en matière de financement de projets “climat” trouve son application dans trois domaines distincts : les projets subventionnés au titre de l'article 4 § 3 de la Convention Climat (que ce soit dans le cadre du FEM ou du FFEM) ; les projets conjoints mis en oeuvre au titre de l'article 6 du Protocole de Kyoto (application conjointe au sein de l'Annexe I) ; et enfin les opérations conjointes financées dans le cadre du mécanisme de développement propre établi par l'article 12 du Protocole (application conjointe Nord-Sud). Les projets mis en oeuvre dans chacun de ces trois domaines relèvent d'une logique commune - additionalité et surcoût - ce qui justifie une forte interactivité des services qui en auront la charge. Mais cette logique transversale commune s'accompagne de différences de fonds: les pays des destination ne sont pas toujours les mêmes, et l'action du FEM ou du FFEM ne relève pas de l'exécution par les pays de l'Annexe I de leurs engagements quantifiées de limitation et de réduction. Ces différences appellent donc une compartimentation claire du dispositif français autour de trois pôles complémentaires, agissant dans de nombreux cas en parallèle et de façon concertée.

### 2. Des priorités nouvelles pour le FFEM

A l'image du FEM, le FFEM est appelé à se repositionner pour tenir compte de la mise en place du mécanisme de développement propre. Ce repositionnement pourrait également s'effectuer autour de trois axes clairement définis :

- (i) Apprentissage et levée des obstacles qui s'opposent à une prise en charge plus large de la prévention du réchauffement climatique par le marché.
- (ii) Action en faveur de la diminution du coût des options technico-économiques les plus prometteuses sur le long terme.
- (iii) Financement des réorientations stratégiques à long terme mais non susceptibles d'être prises en charge par le secteur privé : infrastructures, transports, etc...

Ces orientations générales pourraient par exemple amener le FFEM, en association avec les autres pôles du dispositif français, à développer ses activités et son expertise sur les thèmes suivants<sup>96</sup> :

- (i) Modalités de promotion et d'évaluation des projets structurants à long terme
- (ii) Projets de transferts de technologie et/ou portant sur des biens grand public
- (iii) Promotion d'approches “climat” intégrées, au niveau d'une ville par exemple
- (iv) Modalités d'inclusion de la foresterie et de l'agriculture durables dans le MDP
- (v) Soutien à la formulation de stratégies nationales dans le cadre du MDP

---

<sup>96</sup> Cette liste de thèmes, non limitative, est proposée à partir de conclusions personnelles et sur la base de discussions informelles avec les différentes personnes impliquées dans le dispositif “climat” français.

## Seconde Partie

# Etudes de cas

- I. Valider une approche théorique p. 52
- II. Etudes de projets p. 58

# I. Valider une approche théorique

Pour illustrer et valider l'approche théorique proposée en première partie, un certain nombre de projets ont été étudiés. Il s'agit, pour l'essentiel, de projets financés par le FEM depuis sa création. Quelques projets mis en oeuvre dans le cadre de la phase-pilote d'actions exécutées conjointement ont également été retenus. La prédominance des projets "FEM" est en accord avec la thèse défendue dans la première partie, à savoir: c'est au FEM qu'il appartient de redéfinir ses champs d'intervention pour s'adapter à la mise en place du MDP à partir de l'an 2000 ; ce redéploiement du FEM doit accompagner, favoriser et compléter le déploiement progressif du MDP ; loin de défendre son "pré carré", le FEM doit adopter une stratégie de repositionnement dynamique et abandonner au "marché carbone" un certain nombre d'interventions ; au sein du portefeuille actuel du FEM, de nombreux projets seraient ainsi susceptibles de trouver un financement dans le cadre du MDP.

Les projets étudiés ont été sélectionnés dans le but de représenter de façon équilibrée les sept catégories d'intervention suivantes :

- A. Foresterie et agriculture durable
- B. Récupération et valorisation du méthane
- C. Production centralisée d'électricité
- D. Conversion et efficacité énergétiques dans l'industrie
- E. Energies renouvelables
- F. Produits de grande consommation
- G. Infrastructures et transports

Les treize projets retenus<sup>97</sup> ont été étudiés sous l'angle de la problématique d'ensemble du rapport. On ne trouvera donc pas dans les fiches d'analyses réunies plus loin (pp. 61-102) une appréciation globale de chaque projet : l'objectif premier n'est pas de juger de la pertinence de ces derniers, mais de dégager des éléments d'illustration de l'approche théorique proposée dans la première partie. Il convient aussi de noter que ces études de cas sont fondées sur les documents officiellement disponibles, et qu'elles sont donc tributaires de leur contenu plus ou moins exhaustif<sup>98</sup>...

Pour l'ensemble des projets, l'analyse, après avoir rappelé le contexte du projet, décrit brièvement ce dernier et détaillé l'implication du FEM dans son financement, s'est principalement attachée à évaluer le respect du principe d'additionalité, à savoir : mise en évidence et calcul d'un coût incrémental dont la prise en charge par le FEM - ou par un autre bailleur de fonds - permettra une réduction d'émissions additionnelle, c'est-à-dire qui n'aurait pas eu lieu en l'absence de ce financement spécifique. Il s'agit là en effet du centre névralgique de toute réflexion sur le FEM, l'application conjointe ou le MDP, dans la mesure où la vocation de ces mécanismes est de financer des réductions d'émissions *effectives*, et non de se disputer la paternité d'avancées purement fictives<sup>99</sup>.

---

<sup>97</sup> Pour chacune des sept catégories définies, deux projets ont été retenus, à l'exception de la dernière, pour laquelle un seul projet a pu être identifié

<sup>98</sup> Comme on le verra plus loin, les données fournies sont généralement incomplètes, surtout sur le plan économique

<sup>99</sup> C'est-à-dire ne se démarquant aucunement d'un scénario "*business as usual*"



Pourquoi cette insistance sur la notion d'additionalité dans une étude de cas destinée à éclairer une réflexion sur l'articulation entre le FEM et le MDP ? D'abord, comme on vient de le voir, parce que ces mécanismes n'ont pas de raison d'être s'ils ne se traduisent pas par des résultats vraiment additionnels en termes d'émissions. Ensuite, parce que l'un des critères de répartition des projets entre les champs d'intervention respectifs du MDP et du FEM est leur coût unitaire de réduction, exprimé le plus souvent en dollars par tonne équivalent-carbone, et calculé en divisant le coût incrémental - pris en charge par le bailleur de fonds - par l'impact additionnel du projet en termes d'émission. Enfin, parce que l'inclusion d'une catégorie de projets dans le champ du MDP suppose précisément que l'on sache déterminer avec certitude si les réductions d'émissions revendiquées dans le cadre de tels projets sont additionnelles et si leur montant a été correctement évalué.

De fait, la définition des champs d'intervention respectifs du MDP et du FEM est fonction de critères multiples, comme nous l'avons démontré dans la première partie de ce rapport. Pour chacun des sept secteurs d'intervention définis précédemment, le MDP et le FEM ont un rôle à jouer. Si l'on reprend l'approche théorique développée en première partie, on peut en effet définir, pour chacune des sept catégories d'intervention, plusieurs zones d'analyse<sup>100</sup> :

1. En premier lieu, on trouve la sphère du marché, du “*business as usual*”, qui inclut toutes les activités économiques habituelles et définit la “référence” par rapport à laquelle sera apprécié le caractère additionnel des projets financés par le FEM ou dans le cadre du MDP. L'additionalité commence à la périphérie de cette sphère : tous les projets qui y sont inclus sont sensés être mis en oeuvre en vertu de leurs seuls mérites économiques ; quel que puisse être leur impact en termes d'émissions, ils sont considérés comme non-additionnels (on parle de projets “sans regrets”, ou encore de projets “*win-win*” - le coût unitaire de réduction est négatif).
2. En théorie, cette sphère du marché peut être délimitée avec précision : elle prend fin lorsque le coût de réduction devient positif, c'est-à-dire lorsqu'une réduction d'émissions supplémentaire ne peut être obtenue qu'en contrepartie d'un financement spécifique, hors “*business as usual*”. Dans la pratique toutefois, la limite n'est pas si évidente à déterminer : certains projets présumés “sans regrets” ne seront pas mis en oeuvre par le marché, parce qu'ils sont trop novateurs, ou trop risqués, etc. Le plus souvent, un financement incitatif sera donc nécessaire pour permettre leur adoption par le marché. On peut donc considérer que la sphère du marché est bornée par une zone de transition, que l'on appellera “zone grise” car elle recouvre tous les projets de statut indéterminé. En général, ces projets relèvent d'une logique d'apprentissage, donc du FEM<sup>101</sup>.
3. A partir de cette zone grise, de cette “frontière” du marché, s'ouvre un deuxième champ, que l'on peut appeler “marché carbone”. Il englobe tous les projets additionnels dont le coût unitaire de réduction est suffisamment attractif pour qu'un financement au titre du MDP soit envisageable. Le FEM n'y intervient qu'en complément du MDP, en particulier lorsque la nature d'un projet se prête mal à un financement “MDP” (action structurante, impact difficile à évaluer avec certitude, risque trop élevé, etc). Le poids respectif du MDP du FEM varie donc en fonction du secteur.

---

<sup>100</sup> Cf le graphique intitulé “FEM et MDP: articulation et complémentarités”, p. 59

<sup>101</sup> On verra plus loin que le FEM est plus indiqué que le MDP pour promouvoir une dynamique d'apprentissage

4. Au delà de cette zone partagée, le FEM est - en théorie - le seul à intervenir : le coût unitaire de réduction des projets est trop élevé pour les investisseurs “MDP”, qui, rappelons-le, cherchent en priorité à “produire” des crédits d’émission à un coût raisonnable. Le FEM, par contre, peut être amené à intervenir dans cette zone, soit parce qu’il est en mesure d’accélérer la maturation de technologies prometteuses en réduisant leur coût à long terme, soit parce qu’il juge indispensable de réorienter dès aujourd’hui certains investissements dont les effets à long terme seraient peu réversibles - infrastructures par exemple.

L’étude des treize projets sélectionnés est conduite de façon à illustrer plus concrètement les différentes dimensions de cette analyse théorique. On retrouvera donc dans les fiches rédigées pour chaque projet des illustrations de tel ou tel aspect développé dans la première partie du rapport. On a également tenté d’illustrer graphiquement l’approche théorique et ses différentes zones (sphère du marché “*as usual*”, zone grise, zone partagée, etc), tout en plaçant - dans la mesure du possible<sup>102</sup> - les divers projets étudiés dans les zones dont ils nous paraissaient relever (cf schéma page 59).

De ces études de cas, on retiendra tout particulièrement les points suivants :

A. L’application très insatisfaisante du principe d’additionalité constitue un problème de fonds dans la perspective de la mise en place du MDP. De nombreux projets paraissent en effet relever d’une logique “*business as usual*”. C’est le cas par exemple des projets *CARFIX* (Costa-Rica), *Repowering of Power Plant* (Maroc), Cimenterie de Cizkowitz (République Tchèque), *ILUMEX* (Mexique)... L’additionalité économique et écologique de ces opérations peut être contestée<sup>103</sup>, dans la mesure où il semble qu’ils auraient pu être mis en oeuvre sur la seule base de leurs mérites économiques propres.

De façon plus générale, on constate que l’évaluation du coût incrémental et de l’impact en termes d’émissions pose problème pour la majorité des projets - cf en particulier *Household Energy* (Mali), *Efficient Industrial Boilers* (Chine) et *Solar Home Systems* (Indonésie). Le surcoût pris en charge par le FEM semble par exemple très souvent surévalué, parfois pour des raisons politiques - cf le projet *ILUMEX* (Mexique), ainsi que le symptôme *Efficient Industrial Boilers* (Chine). Constat plus préoccupant dans la perspective du MDP (cf encadré “Coût incrémental et réductions d’émissions, FEM et MDP”, p. 55), l’impact des projets en termes d’émissions est généralement surestimé.

Projets non-additionnels, réductions d’émissions surévaluées... La mise en place du MDP devra être précédée de progrès sensibles dans la déclinaison du principe d’additionalité et encadrée par des règles et des procédures de contrôle rigoureusement définies et appliquées. Le MDP doit en effet permettre de compenser l’émission de gaz à effet de serre dans un pays par des réductions d’émissions équivalentes réalisées sur le territoire d’un autre pays, et non servir de paravent pour une production massive de “*hot air tropical*”...

---

<sup>102</sup> L’impossibilité de déterminer une valeur fiable du coût unitaire de réduction et l’inconnue majeure du prix de la tonne équivalent-carbone qui s’établira sur le marché global du carbone nous ont conduit à ne pas retenir de valeur numérique pour l’établissement de ce schéma. Le caractère subjectif de la répartition proposée s’en trouve renforcé, et certains choix peuvent bien entendu être contestés.

<sup>103</sup> Les projets “douteux” ont été placés dans la “zone grise” du schéma...

## Coût incrémental et réductions d'émissions, FEM et MDP

Dans le cadre du FEM comme du MDP, il y a un lien direct entre l'additionalité écologique et les modalités de financement de chaque projet, dans la mesure où une réduction d'émissions ne se définit que par rapport à une "situation de référence", c'est-à-dire par rapport à la situation qui prévaudrait en l'absence d'un financement spécifique et additionnel. L'identification d'un surcoût fait donc partie intégrante de l'évaluation de l'additionalité écologique d'un projet<sup>a</sup>.

Pour le FEM, cette notion de coût incrémental est fondamentale, dans la mesure où elle détermine (en théorie) le montant de son apport ; analyser un projet subventionné par le FEM, c'est donc (entre autres) vérifier l'évaluation du surcoût pris en charge. Les ressources du FEM, en effet, sont limitées et d'origine publique : il est donc important qu'elles soient employées à bon escient, c'est-à-dire pour financer un surcoût rigoureusement évalué. Par contre, l'évaluation de l'impact du projet revêt moins d'importance : dans la mesure où le FEM ne reçoit pas de crédits d'émission en contrepartie de son apport, une évaluation inexacte ne soulève pas de difficultés particulières. Il faut bien entendu que ces réductions soient additionnelles, et que leur coût unitaire reste dans des normes acceptables. Mais le FEM peut parfaitement soutenir des projets dont l'impact exact est difficile à calculer si ces projets ont une importance stratégique reconnue.

A contrario, l'évaluation des réductions d'émissions constitue un élément central dans le cas de projets financés au titre de l'application conjointe ou du MDP, puisqu'elles vont donner lieu à l'octroi de crédits d'émission équivalents. A l'instar des opérations subventionnées par le FEM, le problème de l'additionalité ne pourra être contourné. Mais le montant du surcoût pris en charge par le bailleur de fonds est une question secondaire pour l'organisme de certification : peu importe en effet que l'investisseur apporte 10 millions de dollars pour viabiliser un projet, ou 5 millions, ou moins. Ce qui compte au regard de la prévention du risque climat, c'est : a) un financement "climat" spécifique est-il oui ou non nécessaire pour déclencher la mise en oeuvre du projet ? et b) quelle est la quantité d'émissions évitées dans le cadre de ce projet grâce à ce financement ? Le calcul du surcoût intéresse les parties impliquées dans le projet, mais ne constitue pas le principal sujet d'investigation pour l'organisme chargé de certifier les crédits.

Ce constat ne signifie pas que la question du montant du coût incrémental soit sans importance dans le cadre de projets conjoints, ou, inversement, que l'évaluation de l'impact des opérations soutenues par le FEM soit une question secondaire. Simplement, la nature différente de ces deux mécanismes de financement confère un ordre de priorité inverse à ces questions, l'axe commun et incontournable restant dans un cas comme dans l'autre le problème de l'additionalité.

<sup>a</sup> Cf "*L'application conjointe et la prévention du risque climatique : approche théorique et premières réalisations*", Pierre Cornut et Philippe Menenteau, Décembre 1997, rapport rédigé à la demande du CST du FFEM

**B.** Pour la plupart des sept catégories d'intervention retenues, on observe un premier "clivage" des champs d'intervention MDP/FEM, lié à la dimension des projets : certains projets, plus circonscrits géographiquement, ont manifestement pour objectif premier une réduction d'émissions directe - ces projets pourraient dans de nombreux cas être mis en oeuvre dans le cadre du MDP ; d'autres projets, à vocation plus large, ont pour objectif premier de catalyser un processus d'apprentissage technologique, socio-économique et institutionnel - ces projets, qui sont parfois de vrais programmes sectoriels, et dont l'impact indirect en termes d'émissions est réel, paraissent plutôt devoir relever du FEM.

Parmi les projets étudiés, ce premier facteur de clivage est particulièrement évident pour les projets relevant des catégories "Industrie" et "Energies renouvelables". Dans le premier secteur, il est illustré par l'opposition entre un projet de modernisation portant sur une unité industrielle - la cimenterie de Cizkovice en République Tchèque - et une opération nettement plus large, portant sur l'ensemble d'une branche industrielle - le projet "*Efficient Industrial Boilers*" financé par le FEM en Chine. Dans le secteur des renouvelables, on peut établir la même distinction entre le projet "*Klaipeda Geothermal Demonstration Plant*" mis en oeuvre en Lituanie, et un autre projet du FEM, portant sur la mise en place d'un réseau de diffusion de "*Solar Home Systems*" en Indonésie. Les deux projets de la catégorie "Foresterie et agriculture durables" illustrent aussi cette dichotomie (projet *CARFIX* au Costa-Rica vs programme "*Household Energy*" au Mali).

Ce premier clivage, pour autant, n'est pas définitif, car il repose sur un ensemble varié de facteurs :

**C.** Un premier facteur explicatif est qu'il est souvent plus difficile d'évaluer l'impact des projets de large envergure, ou qui reposent sur la diffusion de technologies décentralisée. C'est le cas entre autres du projet chinois "*Efficient Industrial Boilers*", du projet ILUMEX au Mexique, ou du projet "*Solar Home Systems*" indonésien, qui sont selon toute évidence plus complexes à évaluer que des projets du type de la modernisation de la cimenterie de Cizkovice. Or le développement du champ d'intervention du MDP reste tributaire de la définition de méthodologies d'évaluation suffisamment fiables pour que l'on puisse légitimement accorder des crédits d'émissions aux promoteurs des projets.

Le FEM peut jouer là un rôle précurseur, en développant et en expérimentant les méthodes d'évaluation qui rendront envisageable une extension progressive du champ d'intervention du MDP à de nouvelles catégories de projets. Cet objectif est même explicite dans le cas du projet ILUMEX mis en oeuvre au Mexique avec le soutien du FEM et de la Norvège. Le projet "*Energy-Efficient Refrigerators*" (Chine) peut également servir de test méthodologique pour de futurs projets de ce type financés dans le cadre du MDP.

Le rôle du FEM sur le plan méthodologique ne se limite d'ailleurs pas aux projets complexes : même pour des projets plus circonscrits, l'expérience développée dans le cadre du FEM pourra servir de fondement pour déterminer des méthodes d'évaluation utilisables dans le cadre du MDP. La mise en oeuvre du projet "*Coalbed Methane Recovery*" en Inde pourra ainsi servir de référence pour de futurs projets de ce type. Il en est d'ailleurs de même pour la plupart des interventions du FEM dès lors que celui-ci se montre à la hauteur de ce rôle de "précurseur méthodologique", ce qui est malheureusement loin d'être toujours le cas...

**D.** Un deuxième facteur explicatif, plus fondamental, a trait à la finalité ultime des projets et renvoie à une opposition fondamentale entre le FEM et le MDP : alors que le FEM a pour mission de catalyser une dynamique d'apprentissage, l'intérêt même des investisseurs "MDP" est de ne pas précipiter un processus qui les privera *in fine* d'opportunités de réduction souvent peu coûteuses.

Ce paradoxe, développé dans l'étude du projet "*Klaipeda Geothermal Demonstration Plant*" (Lituanie), est particulièrement pertinent pour tous les projets de la "zone grise", c'est-à-dire pour les projets qui se situent à la limite du "*business as usual*" : tant que ces projets sont considérés comme additionnels, ils permettent à leurs promoteurs de bénéficier de crédits d'émission ; dès qu'ils sont adoptés par le marché, ils ne sont plus considérés comme additionnels et ne donnent plus droit à des crédits d'émission. Cet effet de seuil, s'il n'est pas contrôlé, peut être un facteur d'inertie. Le rôle du FEM est ici essentiel : c'est en effet à lui qu'il revient d'intervenir lorsque la non-adoption d'une technologie ou d'une approche par le marché est essentiellement liée à un problème d'apprentissage.

L'enjeu est évident pour les projets relevant de la zone grise (puisque le MDP pourrait être ici un facteur d'inertie) ; mais il est également réel pour tous les projets dont le coût unitaire, trop élevé actuellement pour être financé par le marché carbone, peut être abaissé à l'issue d'un processus d'apprentissage soutenu par le FEM (cf par exemple le projet brésilien "*BIG/GT + Biomass Power Demonstration*"). L'action du FEM permet alors à des technologies encore marginale d'entrer dans le champ du MDP, d'où elles "migrent" progressivement vers le "*business as usual*"...

**E.** Enfin, les études de cas mettent en évidence le problème de l'insertion méso- et macro-économique des projets. Il s'avère en effet inconcevable d'évaluer ces derniers sans faire appel à des éléments de référence extérieurs, lesquels ne dépendent pas le plus souvent des promoteurs du projet tout en ayant une influence forte sur les équilibres économiques et écologiques de ce dernier. Le projet "*Klaipeda Geothermal Demonstration Plant*" est une illustration de ce problème : un certain nombre de facteurs extérieurs au périmètre d'analyse retenu pour évaluer le projet ont en fait une influence directe sur la rentabilité de ce dernier. Le projet malien "*Household Energy*" montre quant à lui l'importance d'une action structurante au niveau sectoriel. L'un et l'autre montrent que le développement du MDP ne peut être dissocié d'une action plus large, faisant intervenir le FEM aux côtés des autres institutions de développement et visant à orienter le contexte même dans lequel s'inscriront d'éventuels projets MDP.

Ce problème, déjà identifié dans le cadre du FEM, renvoie à la question politiquement sensible de la définition d'une "référence" en matière de développement durable, et, au-delà, à la notion très ambiguë de conditionnalité environnementale<sup>104</sup>. Le rôle du FEM, dans cette perspective, pourrait être d'aider les pays en développement à formuler une stratégie nationale "MDP" au sein de laquelle s'inscriraient les projets financés dans le cadre du MDP. Ce type d'approche inspire par exemple les projets "*Coalbed Methane Recovery*" (Inde) et "*Energy Efficient Building*" (Côte d'Ivoire et Sénégal). Elle permettrait d'associer constructivement les pays en développement à la mise en place du MDP, en leur donnant la possibilité de formuler avec l'aide du FEM un ensemble cohérent de priorités d'investissement.

---

<sup>104</sup> Lire sur ce point mon mémoire de DEA, "Le Fonds pour l'Environnement Mondial et la prévention du réchauffement climatique", 1994, et en particulier le chapitre "2. Du projet au plan d'ajustement ?", pp. 125-135

## **II. Etudes de projets**

### **A. Foresterie et agriculture durables**

1. CARFIX (Costa-Rica) p. 60
2. Household Energy (Mali) p. 63

### **B. Récupération et valorisation du méthane**

3. Coalbed Methane Recovery (Inde) p. 67
4. Solid Waste Management (Lettonie) p. 70

### **C. Production centralisée d'électricité**

5. Repowering of Power Plant (Maroc) p. 72
6. BIG/GT + Biomass Power Demonstration (Brésil) p. 74

### **D. Industrie : conversion et efficacité énergétique**

7. Cimenterie de Cizkovice (Rép. Tchèque) p. 78
8. Efficient Industrial Boilers (Chine) p. 80

### **E. Energies renouvelables**

9. Klaipeda Geothermal Demonstration Plant (Lituanie) p. 84
10. Solar Home Systems (Indonésie) p. 88

### **F. Produits de grande consommation**

11. ILUMEX - High Efficiency Lighting (Mexique) p. 92
12. Energy-Efficient Refrigerators (Chine) p. 96

### **G. Infrastructures, transports**

13. Energy-Efficient Building (Côte d'Ivoire et Sénégal) p. 99



Pays:	<b>COSTA RICA</b>		
Projet:	<b>CARFIX</b>		
Objet:	Fixation et séquestration de carbone dans le cadre d'un projet de foresterie		
Financement:	<b>21.5 millions de dollars</b>	- 17% local (gouvernement)	- <b>23%</b> WT Investment Fund (USA)
			- <b>60%</b> <b>compagnies électriques</b> (USA)
Sources:	<i>USIJI Sample Proposal : Project CARFIX</i> <sup>1</sup> , octobre 1994 <i>USIJI Uniform Reporting Document : Project CARFIX</i> <sup>2</sup> , 1998		

## Contexte

Comme le soulignait la proposition initiale, "*Costa Rica ... is one of the world's leading countries in conservation, with more than 12% of its territory protected as national parks*"<sup>3</sup>. Mais les zones non protégées, malgré l'implication du gouvernement du Costa-Rica et de diverses ONG, connaissent un rythme de déforestation rapide: "*for most private forest holders ... land clearing and conversion to pasture for cattle grazing or other agricultural activities*" est une option plus rentable que le maintien du couvert forestier dans le cadre d'une logique de "foresterie soutenable"<sup>4</sup>. Le Costa-Rica a donc vu dans le concept d'application conjointe un instrument susceptible de contribuer efficacement à sa politique de lutte contre la déforestation et s'est engagé de façon très précoce<sup>5</sup> dans la définition et la mise en oeuvre de projets conjoints, avec le soutien financier de plusieurs compagnies électriques américaines. De fait, les Etats-Unis et le Costa-Rica peuvent être considérés comme les plus ardents promoteurs de la notion d'application conjointe dans le cadre des négociations climat. Le projet CARFIX figure d'ailleurs dans le portefeuille de la *US Initiative for Joint Implementation* (USIJI) et s'inscrit dans le cadre d'un accord de "*Bilateral Sustainable Development, Cooperation and Joint Implementation of Measures to Reduce Emissions of Greenhouse Gases*" conclu entre les deux Etats<sup>6</sup>.

## Descriptif

Le projet CARFIX a pour objectif "*to stabilize the existing natural forest and (to) create additional forest cover*" dans une zone "tampon" entourant un parc national au centre du Costa-Rica<sup>7</sup>. D'une durée totale de 25 ans, il porte sur des surfaces "*experiencing heavy rates of deforestation and forest conversion to pasture for cattle raising*"<sup>8</sup>. Propriétaires et fermiers seront encouragés "*to adopt sustainable forestry practices*" par le biais de "*monetary incentives (making) sustainable forestry more profitable than cattle production and traditional logging*"<sup>9</sup>. Le projet repose donc sur le principe d'une rétribution du service "environnemental" rendu par les acteurs locaux. Le financement du projet est assuré à hauteur de 60% par des compagnies électriques américaines qui bénéficieront en contrepartie des crédits d'émissions générés<sup>10</sup>. Le projet CARFIX vise ainsi à démontrer que le renforcement des "puits" de carbone peut être une option efficace pour "*measurably fix carbon for a determined period of time to compensate for ... carbon being released through fossil fuel emissions*", et que les "*carbon offsets*" produits dans le cadre de projets conjoints "*are a potentially valuable resource*" pour financer ce type de mesures<sup>11</sup>.

<sup>1</sup> Ci-après CARFIX Proposal - ce document n'a été communiqué par la USIJI à l'auteur du présent rapport que dans une version préalablement expurgée de l'ensemble des données financières relatives au projet...

<sup>2</sup> Ci-après CARFIX Reporting - document disponible sur le site internet de la USIJI

<sup>3</sup> CARFIX Proposal, p. 2-1, "*II. Issue: Costa-Rica and its natural resource situation*"

<sup>4</sup> Idem

<sup>5</sup> La proposition CARFIX, datée d'octobre 1994, a été officiellement approuvée par le gouvernement du Costa-Rica dès novembre 1994 (cf CARFIX Reporting, "*J. Annex*" / "*I. Host country acceptance of the AIJ Project*")

<sup>6</sup> CARFIX Reporting, "*C. Compatibility with, and supportiveness of, national economic development and socioeconomic and environmental priorities and strategies*"

<sup>7</sup> CARFIX Proposal, p. 1-3, "*I. Project Summary*" - CARFIX Reporting, "*A. Description of the AIJ Project*"

<sup>8</sup> CARFIX Proposal, p. 1-3, "*I. Project Summary*"

<sup>9</sup> CARFIX Reporting, "*A. description of the AIJ project*" / "*5. Description of AIJ project activities*"

<sup>10</sup> CARFIX Reporting, "*F. Funding sources for project implementation*" et CARFIX Proposal, p. 1-8, "*C. Assignment of Emissions Reductions*"

<sup>11</sup> CARFIX Proposal, p. 2-1, "*I. Global Warming, an international concern*"



## Application du principe d'additionalité

Pour encourager fermiers et propriétaires terriens à contribuer à la lutte contre la déforestation, il est nécessaire selon les concepteurs du projet de leur apporter un complément de revenu. Cette approche a été développée avec succès au Costa-Rica par FUNDECOR, l'ONG qui est à l'origine du projet. Mais celle-ci a vite rencontré un problème de financement, lié à la nature même de l'approche retenue: selon les rédacteurs de la proposition, "*unless (new) funds are found ... there is a very real threat of a high rate of drop-out on the part of the farmers already involved*"<sup>12</sup>. Pour pérenniser les résultats déjà obtenus et étendre ses activités, FUNDECOR envisage donc de se financer en valorisant les "carbon offsets" produits: selon les concepteurs du projet, "*the funds from carbon fixation will ensure that farmers and private landholders have sufficient annual income to provide a competitive alternative to land uses that lead to deforestation*"<sup>13</sup>. Sur cette base, on peut penser que le projet CARFIX n'aurait pu être mis en oeuvre sans le financement obtenu dans le cadre de la phase-pilote d'activités exécutées conjointement. Mais les documents obtenus abordent le projet dans son ensemble sans vraiment détailler les équilibres économiques propres aux acteurs locaux impliqués. Faute de pouvoir identifier plus précisément les coûts et bénéfices du projet du point de vue des différents intervenants, c'est donc au niveau du bilan global du projet qu'il convient d'analyser l'application du principe d'additionalité.

Sur le plan financier, le projet CARFIX génère plusieurs types de "revenus": le produit des "*sales of harvested timber*", les "*incentives from the Costa Rican government*", et les ventes de "*carbon offsets*" valorisées à "*US\$10 per metric tonne of carbon*"<sup>14</sup>. Le développement d'activités d'écotourisme est envisagé mais les bénéfices correspondants n'ont pas été évalués. Au total, sur l'ensemble de sa durée de vie, "*the developers expect the project to generate net revenues of \$32,782,465, including funds from the sales of carbon offsets*"<sup>15</sup>. Même sans prendre en compte cette dernière source de revenus, "*which is expected to generate ... \$5,970,607*", le bilan financier du projet reste largement bénéficiaire: le prévisionnel fait apparaître un excédent net d'environ 27 millions de dollars<sup>16</sup>. On peut donc douter de son additionalité, même si le rapport entre ces données et les informations relatives au financement du projet<sup>17</sup> est loin d'être évident.

L'impact physique du projet, quant à lui, est évalué pour quatre catégories de zones: "*National parks*", "*Natural forest in the buffer zone*", "*Secondary forests*" et "*Forestplantation*"<sup>18</sup>. Les situations de départ, les causes de déforestation et les actions prévues diffèrent selon les zones visées. Pour chaque zone sont définies une référence et une série de mesures financées dans le cadre du projet<sup>19</sup>:

1. Parc national: la déforestation y est liée au "*illegal logging*" ou à l'existence d'enclaves privées. Le projet CARFIX financera "*increased monitoring against illegal logging and land use*" ainsi que le "*transfer of landownership from private citizens to the government*".
2. Forêt naturelle en zone "tampon": le scénario de référence, prolongeant les tendances passées, table sur une déforestation continue "*at a rate of 6% per year*". Le projet vise dans un premier temps à inverser cette tendance puis à promouvoir "*sustainable forest management practices*".
3. Forêt secondaire: il s'agit de promouvoir "*the growth of secondary forest on ... abandoned pasture*". En l'absence du projet, "*no net biomass growth or change in carbon stock is expected*".
4. Plantation forestière: il s'agit de zones déboisées "*marginally used for cattle production*", où "*no net biomass growth or change in carbon stock is expected to occur*" en l'absence du projet. Ces zones "*will be reforested and converted into a plantation*".

Pour l'ensemble des quatre zones considérées, le carbone séquestré (soit en évitant une déforestation prévisible soit en finançant des activités de reboisement) est évalué sur la base de données scientifiques

<sup>12</sup> CARFIX Proposal, p. 1-8, "D. Additionality"

<sup>13</sup> "Strategy for Reducing the Risk of Future Loss or Reversal of HGH Credits", in CARFIX Reporting, "E. Greenhouse gas impacts of the AIJ project" / "3. GHG emissions/sequestration data" / "(b) additional information on GHG emissions/sequestration"

<sup>14</sup> CARFIX Reporting, "A. Description of the AIJ Project" / "6. Cost" / "(a) Explanation of methodology for calculating cost data"

<sup>15</sup> Idem

<sup>16</sup> Idem - tableau "Itemized Project Development Costs"

<sup>17</sup> CARFIX Reporting, "F. Funding sources for project implementation"

<sup>18</sup> CARFIX Proposal, pp. 1-4 et 1-5 ("Specific Measures to Sequester CO<sub>2</sub>"), et CARFIX Reporting, "A. Description of the AIJ project" / "5. Description of project activities"

<sup>19</sup> CARFIX Reporting, "E. Greenhouse gas impact of the AIJ project" / "1. Scenario description"

propres à chaque zone. Au total, sur une durée de 25 années, le projet CARFIX doit permettre de fixer sous forme de biomasse près de 22 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit 6 millions de tonnes de carbone environ<sup>20</sup>. Par rapport au budget d'investissement annoncé<sup>21</sup>, cela porte le coût de la tonne de carbone pour les compagnies électriques destinataires des “carbon offsets” à un peu plus de deux dollars...

Ces résultats prévisionnels appellent les commentaires suivants:

- (i) Il semble que la référence retenue soit assez avantageuse pour les promoteurs du projet. En effet, comme on vient de le voir, elle ne prévoit aucune amélioration “spontanée” de la situation en l'absence du projet<sup>22</sup>. Par exemple, dans le cas de la zone 2 (forêt naturelle en zone “tampon”), “deforestation is expected to continue at the same rate through the end of 2020”<sup>23</sup>. On peut se demander si ce scénario est réaliste. Faute d'informations plus précises, il n'est pas possible de trancher sur ce point<sup>24</sup>.
- (ii) Si la référence exclut tout scénario d'amélioration “spontanée” pendant la durée du projet (25 ans), il n'en est pas moins supposé que les résultats de celui-ci sont pérennes par la suite: “after 25 years of sustainable forestry ... it is anticipated that the market will support the activities established, and no loss of sequestration is envisioned”<sup>25</sup>. Il s'agit là d'un point important : la “compensation” n'est effective que si la durée de la séquestration est égale à la durée de vie dans l'atmosphère du carbone émis...
- (iii) Le risque de “fuites” (report de la déforestation sur des zones voisines) n'est pas évoqué, alors qu'il s'agit là d'un problème récurrent avec ce type de projets. Les explications socio-économiques de la déforestation sont résumées à un problème d'arbitrage entre activités en fonction de leur rentabilité sans opérer de véritable distinction entre les divers acteurs impliqués.
- (iv) Si la référence proposée est validée et si le projet remplit ses objectifs, il aura permis de “produire” près de 6 millions de tonnes équivalent-carbone de crédits d'émission. Valorisés à 10 dollars par tonne comme le suggèrent les rédacteurs du projet, ces crédits représentent une valeur totale proche de 60 millions de dollars, et non 6 comme le mentionne le *USIJI Uniform Reporting Document* ...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Insuffisamment détaillée et parfois erronée
Identification d'un surcoût (additionalité)	Non (le projet génère un bénéfice significatif)
Transparence de la méthode et des calculs	Correcte, sauf aspects économiques et financiers
Pertinence de la définition de la référence	Référence très avantageuse pour le bilan carbone
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Impact vraisemblablement surestimé

## Commentaires

L'idée de départ est simple: assurer aux acteurs locaux une rente afin qu'ils “fixent” du carbone. Mais on peut penser qu'il aurait été possible de promouvoir des pratiques de foresterie durable sans “prime carbone”: l'additionalité écologique du projet CARFIX est questionnable.

<sup>20</sup> Ce bilan global se décompose de la façon suivante: zone 1 (parc national) = 14.5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, zone 2 (forêt naturelle en zone “tampon”) = 5.3 millions de tonnes, zone 3 (forêt secondaire) = 0.9 millions de tonnes, zone 4 (plantation forestière) = 1.2 millions de tonnes - On notera que les estimations faites en 1994 (CARFIX proposal) sont inférieures (cf p. 1-7 par exemple)

<sup>21</sup> CARFIX Reporting, “F. Funding sources for project implementation”

<sup>22</sup> Par amélioration “spontanée”, il faut entendre une amélioration intégrée dans un scénario “business as usual”, ie sans incitation carbone spécifique

<sup>23</sup> CARFIX Reporting, “E. Greenhouse gas impacts of the AIJ project” / “2. GHG emission/sequestration calculation methodology”

<sup>24</sup> Bien que l'on puisse se demander, au regard des revenus significatifs susceptibles d'être dégagés par la seule composante “foresterie” du projet, si une référence plus optimiste n'était pas viable économiquement

<sup>25</sup> CARFIX Reporting, “E. Greenhouse gas impacts of the AIJ project” / “3. GHG emissions/sequestration data” / “(b) additional information on GHG emissions/sequestration” et CARFIX Proposal, p. 1-11, “B. Estimates of sequestration of CO<sub>2</sub> with measures”

Pays:	<b>MALI</b>		
Projet:	<b>Household Energy Project</b>		
Objet:	Lutte contre la déforestation liée à la consommation de bois des ménages		
Financement:	<b>11.2 millions de dollars</b>	- 11% local (gouvernement)	- 66% Pays-Bas + France + RFA
		- <b>22% financés par le GEF (2.5 M\$)</b>	
Approbation:	<b>Décembre 1992</b>		
Project Doc.:	<b>June 1995</b>		

## Contexte<sup>1</sup>

Le Mali est un des pays les plus pauvres d'Afrique. Le secteur agricole domine l'économie et fait vivre 90% de la population, même si le pays connaît un mouvement d'urbanisation rapide. La consommation d'énergie par habitant reste faible, et due essentiellement aux ménages, qui représentent près de 90% de la demande finale. Le bois reste la source d'énergie dominante pour ces ménages, même si l'usage de charbon de bois se développe en zone urbaine. Or l'exploitation non-maîtrisée de la ressource bois se traduit par une dégradation environnementale marquée (déforestation et désertification), surtout dans le nord du pays : "*northern regions (which are hard hit by the drought) are experiencing increasing woodfuel deficit as the resource base is being mined and gradually destroyed*"<sup>2</sup>. Du point de vue global, même si le Mali émet moins de 0.3 tonne de CO<sub>2</sub> par habitant et par an, le pays "*adds some 2 million tons CO<sub>2</sub> to the global CO<sub>2</sub> balance, mainly from energy use stemming from non-sustainable biomass harvesting*"<sup>3</sup>. La promotion d'approches plus soutenables s'impose donc, tant du point de vue local qu'au regard du risque climat : "*In a "business as usual" scenario, fuelwood consumption would rise ... as population increases, exerting further pressure on the forest ... (and) there would also be a net increase in total CO<sub>2</sub> emissions*"<sup>4</sup>.

## Descriptif

Pour le Mali, il est indispensable "*to facilitate access of both the urban and rural population to modern forms of energy and protect the natural environment against uncontrolled and damaging exploitation of biomass resources*"<sup>5</sup>. Le projet *Household Energy* comporte donc deux composantes complémentaires: une action sur la demande finale, en subventionnant la diffusion de "*fuel efficient end-use appliances*", et une action sur l'offre dont le "*main focus will be to mobilize popular participation in the management of the natural forest and restructure the fuelwood trade so that woodfuels traders increasingly get their supplies from managed, rather than mined, forest*"<sup>6</sup>. Ces deux composantes s'inscrivent dans le cadre d'une refonte du cadre institutionnel, fiscal et réglementaire: l'échec de projets antérieurs "*suggests that structural, institutional, and organizational changes need to be adopted before engaging in other forest management projects in Mali*"<sup>7</sup>.

## Motivation du soutien du GEF

En co-finançant le projet à hauteur de 2.5 millions de dollars, le GEF contribue à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du Mali. Le projet, approuvé dans le cadre de la phase pilote, relève du programme d'opération n°6 du GEF visant à lever les obstacles à l'adoption des énergies renouvelables<sup>8</sup>. On notera qu'il n'est pas précisé explicitement dans le *Project Document* que le projet n'aurait pu être mis en oeuvre sans le soutien financier du GEF...

<sup>1</sup> *Project Document*, pp. 1-2, et 17-21

<sup>2</sup> *Project Document*, p. 19, § 1.8

<sup>3</sup> *Project Document*, p. 2, § 4

<sup>4</sup> Idem

<sup>5</sup> *Project Document*, p. 3, § 6

<sup>6</sup> *Project Document*, p. 3, § 8

<sup>7</sup> *Project Document*, p. 6, § 18

<sup>8</sup> Cf *Operational Report on GEF Programs*, Février 1998, pp. 168-169

## Application du principe d'additionalité

L'apport financier du GEF correspond-il à la prise en charge d'un surcoût dûment identifié ? Selon le *Project Document*, "the proposed GEF grant ... would finance project items based on the following proportions of total project cost: (a) vehicles, equipment, materials: 100% of foreign expenditures and 90% of local expenditures; (b) incremental operating costs: 90%; and specialist services: 100%"<sup>9</sup>. On est donc loin - exception faite des coûts de fonctionnement - du principe de financement défini pour le GEF. Le détail de la répartition du budget total entre les différentes sources de fonds confirme ce point: on constate que chaque bailleur de fonds prend en charge une partie spécifique du projet<sup>10</sup>. Ainsi, les Pays-Bas "will cofinance the preparation and implementation of the urban woodfuels supply master plans, the plans for recovery of dead wood reserves, and the development and implementation of forest management plans". Quant au GEF, sa contribution doit permettre de financer "the import and sale of kerosene stoves at a reduced retail price ..., the purchase of equipment to modernize kilns and training of charcoalers ..., the purchase of equipment and training of operators to carbonize and compress cotton stalks". Cette approche est bien évidemment à mille lieues de la notion de coût incrémental... Il est donc difficile de savoir de ce point de vue si le projet aurait été mis en oeuvre sans l'apport du GEF. Faute d'analyse détaillée de la rentabilité économique du projet (le *Project Document* indique tout au plus que "the rate of return on the household energy component is calculated to be over 30% (in) a conservative estimate"<sup>11</sup>) il n'est pas possible de déterminer par ce biais si ce dernier est ou non additionnel. .

En supposant que l'apport du GEF a permis de "déclencher" le projet, quel est l'impact de celui-ci en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> ? Selon le *Project Document*, "it is expected that some 330,000 tons of fuelwood will be saved, which will be equivalent to 560,000 tons of CO<sub>2</sub> of avoided emissions"<sup>12</sup>. Ce bilan doit être divisé par deux "assuming that 50% of the wood would have been harvested in a non-sustainable manner", ce qui se traduit au final par un coût unitaire de réduction "of less than US\$10 per ton of CO<sub>2</sub>"<sup>13</sup>. Ces chiffres doivent toutefois être réinterprétés, et ce pour plusieurs raisons :

(i) Tout d'abord, les quantités de CO<sub>2</sub> retenues sont des quantités annuelles : pour calculer le bilan du projet sur l'ensemble de sa durée de vie, il faudrait multiplier par le nombre d'années prises en compte. Pour une durée de dix ans (et en admettant que le chiffre annuel avancé est juste), on aurait ainsi un bilan global de 2.8 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit un coût unitaire de réduction inférieur à 1 dollar par tonne de CO<sub>2</sub>, dix fois moins élevé que le coût mentionné par le *Project Document*...

(ii) D'autre part, l'estimation présentée ne tient pas compte de la composante "offre" du projet, qui a entre autres pour objectifs "to bring 720,000 ha of natural forest under management and recover 200,000 tons of dead wood"<sup>14</sup>. En renforçant les pratiques de foresterie soutenable, la composante "offre" se traduit par un gain en termes d'émissions qui s'ajoute à celui réalisé sur la demande. Si le taux de bois collecté de façon non-durable passe par exemple de 50 à 25%, le bilan global calculé ci-dessus passe à 4.2 millions de tonnes sur dix ans, soit un coût unitaire de 0.6 dollar par tonne de CO<sub>2</sub> (2.2 dollars par tonne équivalent-carbone).

(iii) De façon plus fondamentale, l'évaluation proposée par le *Project Document* ne repose pas sur une définition rigoureuse d'une référence à laquelle se substituerait une alternative financée dans le cadre du projet. En particulier, le *Project Document* ne fait pas l'hypothèse d'un rythme de diffusion "naturel" des fours plus efficaces, alors que ce volet du projet fait suite à des initiatives similaires financées dans le cadre de l'aide au développement traditionnelle<sup>15</sup> et que la diffusion "of improved woodstoves typically has a high economic rate of return"<sup>16</sup> (le différentiel initial de prix "easily can be amortized in less than a month in average"<sup>17</sup>).

Au total, le projet *Household Energy*, approuvé au début de la phase pilote du GEF, méconnaît très largement les principes formels d'intervention de ce dernier (coût incrémental et bénéfices additionnels). Cette méconnaissance, d'ailleurs, se manifeste aussi sur le fond du projet, comme nous allons le voir.

<sup>9</sup> *Project Document*, p. 11 (*Schedule B, page 3 of 3*), § 3

<sup>10</sup> *Project Document*, p. 43, § 3.35

<sup>11</sup> *Project Document*, p. 47, § 4.2

<sup>12</sup> *Project Document*, p. 6, § 19 - cf également p. 47, § 4.1 pour une approche plus détaillée

<sup>13</sup> *Project Document*, p. 6, § 19 - le calcul est en effet le suivant: (560 000t / 2) / 2.5M\$ = 8.9 \$/t

<sup>14</sup> *Project Document*, p. 7, § 23

<sup>15</sup> *Project Document*, p. 31, § 2.28

<sup>16</sup> *Project Document*, p. 26, § 2.10

<sup>17</sup> *Project Document*, p. 25, § 2.9

La conception du projet *Household Energy* est entachée de diverses contradictions ; faute de stratégie claire sur ce point, son rattachement à la problématique "climat" ne convainc qu'à moitié.

Le traitement de la question du charbon de bois ("*charcoal*") est très emblématique des hésitations qui caractérisent la conception du projet. Au début du *Project Document*, le verdict est apparemment sans appel : "*relative to kerosene and natural gas, charcoal emits 2 to 3 times more CO2 ... it is clear that the use of charcoal should be discouraged*"<sup>18</sup>. L'usage de charbon de bois pose particulièrement problème dans le nord du Mali, où il est à l'origine de la déforestation: sachant que "*eight tons of wood are needed to produce one ton of charcoal with a calorific value only twice that of wood*"<sup>19</sup>, "*the increasing preference for charcoal in Bamako and the northern urban areas means that ... more charcoal will be produced ... in these regions ... where ... increasing conversion of wood from the already degraded natural forests to charcoal will only exacerbate their environmental degradation*"<sup>20</sup>. Une solution évoquée par le *Project Document* consisterait à produire du charbon de bois dans le sud du pays, "*in the cotton zone, (where) large quantities of cotton stalks are burnt each year, because they have no economic use, though these could be transformed into charcoal briquets*"<sup>21</sup>. Mais compte tenu des distances et du coût de transport, il n'est pas certain que cette option soit viable économiquement<sup>22</sup>. De plus, "*charcoal transport from the south might provide an unwanted incentive for charcoal production in the northern areas ... with devastating environmental consequences*"<sup>23</sup>...

Incertain dans son diagnostic, le projet, au lieu de proposer une stratégie claire, additionne les angles d'approche : promotion de fours efficaces, mise en place d'un "*improved carbonization program for existing charcoalers*", action pour encourager le secteur privé "*to carbonize and compress cotton stalks to replace charcoal*"<sup>24</sup>, promotion de l'usage "*of less noxious fuels such as kerosene*"<sup>25</sup>... Au final, le GEF se retrouve ainsi en train de "*subsidize (up to 50%) import and sale of 17000 kerosene stoves*"<sup>26</sup> au nom de la prévention du risque climatique ! Pour justifier cette promotion d'un combustible fossile, le *Project Document* précise que "*the net emission ... figures for charcoal, kerosene and natural gas are respectively: 9.4, 3.1 and 5.1 (kg CO2 per kg)*" en prenant en compte "*not only end-use, but also conversion, transport and replenishment of the fuel*"<sup>27</sup>. Cette approche méconnaît largement la notion d'exploitation soutenable du bois-énergie, alors même que le *Project Document* reconnaît que le bois, "*if grown on a sustainable basis, does not, in principle, contribute to net additional CO2 emissions*"<sup>28</sup>. De fait, ce n'est que si "*increasing consumption is not offset by equal increases in wood production*" que l'usage du charbon de bois se traduirait par "*a net increase in total CO2 emission of 9.4 kg of CO2 per kg of charcoal*"<sup>29</sup>. S'il est tout à fait louable et souhaitable d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble de la chaîne (de la production du charbon de bois à son utilisation finale), la promotion de la foresterie soutenable est un enjeu tout aussi important, qui conditionne la neutralité en termes de CO2 de la filière bois-énergie. De fait, comme on l'a vu, l'un des objectifs du projet est précisément d'aider le Mali "*to manage the natural forest in a sustainable manner*"<sup>30</sup>, en s'appuyant sur la population locale dans le cadre de "*village forest management plans*"<sup>31</sup>. Pourquoi alors promouvoir le kérosène comme "*the primary substitution fuel among well-to-do and middle income populations*"<sup>32</sup> ? Par réalisme ? De l'aveu même des concepteurs du projet, "*various kind of plantation projects ... have been attempted in Mali, and have mostly failed because they are not financially and economically profitable and because*

---

<sup>18</sup> *Project Document*, p. 2, § 4

<sup>19</sup> *Project Document*, p. 24, § 2.4

<sup>20</sup> *Project Document*, p. 29, § 2.22

<sup>21</sup> *Project Document*, p. 1, § 2

<sup>22</sup> Le *Project Document* n'est pas très clair sur ce point: après avoir stipulé que le transport de charbon de bois "*from the south to the north is not economically feasible*" (p. 2, § 2), il indique que cette option "*might be (economically) viable*" (p. 29, § 2.20). De fait, le charbon de bois, plus économique à transporter que le bois, "*already is making inroads against fuelwood in the northern urban areas*" (idem)

<sup>23</sup> *Project Document*, p. 29, § 2.20

<sup>24</sup> *Project Document*, p. 4, § 10

<sup>25</sup> *Project Document*, p. 25, § 2.7

<sup>26</sup> *Project Document*, p. 4, § 12 - on peut aussi lire p. 43, § 3.35 que "*the GEF grant ... will finance the import and sale of kerosene stoves at a reduced retail price, including information campaign*" pour un montant de 1.4 millions de dollars...

<sup>27</sup> *Project Document*, p. 25, § 2.7

<sup>28</sup> Idem

<sup>29</sup> Idem

<sup>30</sup> *Project Document*, p. 3, § 7

<sup>31</sup> *Project Document*, p. 4, § 10

<sup>32</sup> *Project Document*, p. 28, § 2.18

of lack of local participation"<sup>33</sup>. La conclusion coule alors de source: "*forestry solutions alone ... would not prove sufficient ... thus emphasis must be given to ... promot(ing) improved stoves and substitution by petroleum fuels*"<sup>34</sup>. Cette orientation est pourtant contestable, dans la mesure où le Mali, pays "*rich in energy resources, especially hydro-electric, forestry and agricultural biomass, and solar energy*", ne possède pas de ressources fossiles: "*petroleum product consumption is entirely dependent on imports*", ce qui, malgré la faiblesse des volumes importés, constitue "*a substantial burden for the country*", la facture pétrolière représentant en 1992 pas moins de "*57 percent of export earnings*"<sup>35</sup>...

Le projet *Household Energy* peine donc à s'inscrire de façon convaincante dans le cadre de la mission du GEF, faute de faire le choix d'une stratégie bois-énergie durable. Il est vrai que les obstacles à une telle approche sont nombreux au Mali, et, de façon plus générale, dans la majorité des pays touchés par la déforestation. Au Mali, nous l'avons déjà mentionné, l'échec de plusieurs projets de lutte contre la déforestation a démontré "*that structural, institutional, and organizational changes need to be adopted before engaging in other forest management projects*"<sup>36</sup>. L'impuissance de l'Etat est en effet patente:

*"Presently, there is little, if any, control over the harvesting of woodfuels and legal restrictions are largely ignored. There is virtually no control exercised over woodcutters, the production areas, or the quantities of woodfuels produced and marketed. The present (low) level of woodfuels taxation is of little financial importance and collection is only sporadic at best. This, de facto, passive policy of non-intervention in the woodfuel sector cannot continue ..."*<sup>37</sup>

Pour intégrer l'ensemble des paramètres, une approche programmatique s'impose, reposant sur un large ensemble de mesures convergentes, "*including the development of new solutions to land tenure legislation, training on more appropriate farming practices, the development of economic /technological alternatives to current agricultural and livestock activities, information and awareness building, and institutional strengthening*"<sup>38</sup>. Le projet *Household Energy*, par exemple, prend acte de l'impossibilité pour l'Etat malien d'assurer "*the enforcement ... of a restrictive forestry code (particularly against illegal wood harvesting)*", et opte pour une approche décentralisée - "*delegating the management and control of protected forests to the local population*"<sup>39</sup>, tout en s'appuyant sur les "*major structural, policy and institutional changes*" préalablement obtenus du gouvernement, en particulier pour ce qui concerne le problème sensible des "*forest resource pricing and fiscal policies*"<sup>40</sup>.

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Très peu d'éléments - pas d'analyse globale
Développements spécifiques au coût incrémental	Non
Transparence de la méthode et des calculs	-
Pertinence de la définition de la référence	Aucune référence n'est explicitement définie
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Le bilan global n'est pas calculé

## Commentaires

Le projet *Household Energy*, au delà de limites conceptuelles étonnantes pour un projet financé par le GEF au titre de la prévention du risque climat, met en évidence les difficultés nombreuses de la lutte contre la déforestation, et la nécessité d'aborder ce problème dans le cadre de programmes cohérents et suffisamment larges pour en englober les multiples dimensions et origines.

<sup>33</sup> *Project Document*, p. 29, § 2.21

<sup>34</sup> *Project Document*, p. 29, § 2.20

<sup>35</sup> *Project Document*, p. 18, § 1.5 - N'aurait-il pas été préférable de promouvoir l'option solaire, curieusement absente du projet ? (selon le *Project Document*, "*despite the good solar regime in Mali, a solar component has not been included in the project*", mais "*work has been initiated ... with a view to explore the scope for a full scale solar project*" - p. 32, § 3.2 - ceci étant, le *Operational Report on GEF Programs* de février 98 ne mentionne aucun projet de ce type au Mali...)

<sup>36</sup> *Project Document*, p. 6, § 18

<sup>37</sup> *Project Document*, p. 21, § 1.14

<sup>38</sup> *Project Document*, p. 1, § 1

<sup>39</sup> *Project Document*, p. 30, § 2.24

<sup>40</sup> *Project Document*, p. 6, § 18

Pays:	<b>INDE</b>
Projet:	<b>Coalbed Methane Recovery and Commercial Utilization</b>
Objet:	Récupération et valorisation du méthane houiller (grisou)
Financement:	<b>15 millions de dollars</b> - 30% local (gouvernement) - 8% PNUD - <b>62% financés par le GEF (9.2 M\$)</b>
Approbation:	<b>Juillet 1997</b>
Project Doc.:	<b>Janvier 1998</b>

## Contexte

Le méthane est un gaz à effet de serre plus "nocif" que le CO<sub>2</sub>, même s'il est un "*remarkable cleanfuel when burnt*" puisque sa combustion "*produces no SO<sub>2</sub> or particulate and only about half of the CO<sub>2</sub> associated with coal combustion*"<sup>1</sup>. Son émission est souvent liée à l'exploitation houillère, qui serait à l'origine d'environ "*10% of all human-related methane emissions*"<sup>2</sup>. L'Inde, troisième producteur de charbon dans le monde (300 millions de tonnes) possède des gisements houillers "riches" en méthane, particulièrement dans la "*eastern coal belt*", dont les "*underground coking coal reserves ... are highly gassy*"<sup>3</sup>. Bien que les techniques de récupération et de valorisation soient connues et éprouvées depuis une dizaine d'années dans d'autres pays producteurs de charbon (USA, Australie), leur application en Inde, identifiée "*as one of the immediate GHG mitigation priority measures*", reste à l'état de projet, "*because of the lack of access to state-of-the-art know-how and confidence in the commercial viability of gas-recovery techniques*"<sup>4</sup>. L'enjeu est à la fois global et local. Du point de vue de la prévention du risque climat, la récupération et la valorisation du méthane permet non seulement d'éviter son émission dans l'atmosphère, mais aussi de l'utiliser comme substitut à un combustible plus polluant. Du point de vue de l'Inde, "*solving the problem arising from extraction of gassy coal could attract[privatesector investors] toward developing high quality but gassy sources of coking coal*"<sup>5</sup>.

## Descriptif

L'objectif du projet est "*to demonstrate the commercial feasibility of utilizing methane recovered during coal mining activities*"<sup>6</sup>. Pour ce faire, un site pilote a été retenu, où le méthane produit lors de l'activité minière sera utilisé pour alimenter "*gas fired power generation facilities and a methane vehicle refueling station*"<sup>7</sup>. L'intention explicite des concepteurs de ce projet d'assistance technique est de mettre l'accent sur le développement des capacités afin d'initier un processus auto-soutenu : "*by demonstration of the technical and economic efficacy of the technology and methods, replication of the project by public and private sector coal companies will result in widespread adoption of methane recovery techniques*"<sup>8</sup>. Cet objectif d'apprentissage est très présent dans la conception du projet, qui englobe un grand nombre de composants liés à l'acquisition d'un "savoir-faire" national réel<sup>9</sup> et va jusqu'à prévoir l'établissement d'une "*clearinghouse*" pour informer les "*national and international parties interested in development of coalbed methane in India*"<sup>10</sup>. Au terme des cinq années du projet, celui-ci aura établi en Inde "*the state-of-the-art capacity to judge both the quantum of coalbed methane in a potential area and the economics of extracting and utilizing it commercially for alternate end users*"<sup>11</sup>.

<sup>1</sup> Project Document, "A. Background", p. 4

<sup>2</sup> Idem

<sup>3</sup> Idem

<sup>4</sup> Project Document, "B.4 Project Strategy and Institutional Arrangement", p. 11

<sup>5</sup> Project Document, "B.3.2 Future Beneficiaries...", p. 10, § 1

<sup>6</sup> Project Document, "Brief Description", p. 1

<sup>7</sup> Project Document, "B.1 Project Strategy", p. 7

<sup>8</sup> Project Document, "B.5 Reasons for Assistance from GEF", p. 19

<sup>9</sup> Project Document, "B.2 Expected Situation at the End of the Project", pp. 8-9 / "D. Immediate Objectives, Outputs and Activities", pp. 20-32

<sup>10</sup> Idem

<sup>11</sup> Project Document, "B.5 Reasons for Assistance from GEF", p. 19

## Financement

Le coût total du projet s'élève à 15 millions de dollars, dont 9.2 pris en charge par le GEF<sup>12</sup>. L'apport du GEF couvre le coût incrémental du projet<sup>13</sup> une fois pris en compte les revenus qui seront dégagés par la valorisation du méthane capté. Il servira surtout à financer une partie des équipements nécessaires à la mise en oeuvre du projet<sup>14</sup>. Ce dernier s'inscrit dans le cadre du programme court-terme ("*Short-Term Response Measures*") du GEF<sup>15</sup>, faute sans doute de relever de l'un des trois programmes<sup>16</sup> mis en place dans le cadre de la Stratégie Opérationnelle du Fonds.

## Application du principe d'additionalité

Le *Project Document* contient une analyse longue et précise de l'économie du projet de démonstration et des projets similaires qui pourraient lui faire suite<sup>17</sup>. Pour le site pilote, "*learning costs are high and all capital and recurrent costs are met by project funds*"<sup>18</sup>. La production est estimée à 134 millions de mètres cube de méthane. La valorisation de cette ressource dégagerait "*a net revenue of \$ 1.96 million on the basis of the savings enjoyed by the sample mines if the gas recovered is predominantly used for producing their own power*"<sup>19</sup>. Une fois pris en compte ce revenu, le coût net du projet s'établirait à près de 12 millions de dollars. Grâce au processus d'apprentissage ainsi initié, "*post-GEF phase costs ... are expected to be lowered quickly and considerably in comparison to the demonstration phase*"<sup>20</sup> : trois étapes ultérieures sont simulées, débouchant sur une situation d'adoption par le marché<sup>21</sup>.

Dans cette première phase de démonstration, le soutien financier du GEF apparaît indispensable à la mise en oeuvre du projet. Son montant semble avoir été déterminé en déduisant du coût total du projet les contributions de l'Inde et du PNUD, ainsi que le "*revenue generated from the production and sale of electricity and substitution of diesel by CNG in the dumper fleets*"<sup>22</sup>. La répartition du financement entre les différents bailleurs de fonds ne semble donc pas obéir strictement au principe d'additionalité, mais le résultat est cohérent avec les évaluations économiques présentées auparavant. Une fois encore, les éléments financiers communiqués ne permettent pas de porter un jugement définitif sur l'estimation du coût incrémental.

Par contre, l'évaluation prévisionnelle des réductions d'émissions attendues du projet est claire et sans erreur apparente. Comme le soulignait le *Project Document*, cette réduction est liée non seulement à la récupération du méthane, mais également à son utilisation en substitution "*for coal burned in power generation and diesel used in mine transport*"<sup>23</sup>. Pour une production évaluée à 134 millions de m<sup>3</sup> de méthane, le gain s'élève à près de 1.4 million de tonnes équivalent-carbone, auxquelles s'ajoutent entre 70 et 80 mille tonnes économisées grâce à la valorisation énergétique du méthane<sup>24</sup> (la gain réalisé à ce niveau est fonction de l'importance relative de l'usage en substitution du charbon et en substitution du gasoil consommé par les véhicules d'exploitation minière). Rapportés à un "investissement" de 9.2 millions de dollars pour le GEF, ces résultats se traduisent par un coût unitaire de réduction d'environ 6 dollars par tonne équivalent-carbone. On soulignera au passage que l'objectif du projet est de permettre l'adoption par le marché des techniques et procédés mis en oeuvre grâce à un apprentissage progressif et à une réduction de leurs coûts : à son issue, le coût unitaire de réduction deviendra négatif, et ce type de projet cessera d'être additionnel pour entrer dans la sphère du "*business as usual*"...

---

<sup>12</sup> *Project Document*, p. 1

<sup>13</sup> Cf "Application du principe d'additionalité"

<sup>14</sup> *Project Document*, annexe 1, "*Justification for the Use of UNDP/GEF Resources...*"

<sup>15</sup> *Project Document*, annexe 7, "*Incremental Costs*", p. 84, § 1.3 - Cf aussi le *Operational Report on GEF Programs* de février 1998, pp. 144-145

<sup>16</sup> "*Operational Program 5 : Removal of Barriers to Energy Efficiency and Energy Conservation*", "*OP 6 : Promoting the Adoption of Renewable Energy by Removing Barriers and Reducing Implementation Costs*" et "*OP 7 : Reducing the Long-Term Costs of Low Greenhouse Gas Emitting Energy Technologies*"

<sup>17</sup> *Project Document*, annexe 6A, "*Economic Viability of CDM Recovery and Utilization Project in India*", pp. 79-83

<sup>18</sup> Idem, "*Potential Profitability*", p. 81

<sup>19</sup> Idem, "*Potential Revenues*", p. 80

<sup>20</sup> Idem, "*Potential for Cost Reductions*", p. 79

<sup>21</sup> Idem, "*Potential Profitability*", p. 81 et "*Net Cash Flow Scenarios*", p. 82

<sup>22</sup> *Project Document*, annexe 7, "*Incremental Costs*", § 1.6, pp. 85-87

<sup>23</sup> *Project Document*, "*B.2 Expected Situation at the End of the Project*", p. 9

<sup>24</sup> *Project Document*, annexe 6B, "*Carbon Emissions Avoided*", p. 83



## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Correcte
Développements spécifiques au coût incrémental	Peu convaincants
Transparence de la méthode et des calculs	Satisfaisante
Pertinence de la définition de la référence	-
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Correcte

## Commentaires

L'objectif poursuivi par le GEF est d'initier un processus d'apprentissage. Le projet ne se limite donc pas à une opération de démonstration mais intègre tout un ensemble de composantes destinées à donner un réel savoir-faire à l'Inde. D'une certaine façon, le GEF joue là un rôle structurant et ouvre la voie au marché. Si les coûts de mise en oeuvre de ce type d'opérations déclinent rapidement, elles relèveront dans peu d'années du "*business as usual*" et ne pourront donc servir de support à des projets financés dans le cadre du mécanisme de développement propre. Si le déclin des coûts est moins rapide, l'action du GEF aura permis de créer un contexte suffisamment "balisé" pour permettre au marché "carbone" de prendre le relais de façon efficace : la valorisation du méthane de mine sera encore pendant un certain temps en Inde une activité "additionnelle" financée dans le cadre de projets conjoints en contrepartie de crédits d'émission...

Pays:	<b>LETONIE</b>
Projet:	<b>Solid Waste Management and Landfill Gas Recovery</b>
Objet:	Aménagement d'une décharge pilote avec récupération et valorisation du CH <sub>4</sub>
Financement:	<b>25 millions de dollars</b> - 42% local (ville de Riga + Getlini Eco) - 31% prêt Banque Mondiale (8 M\$) - 6% don de la Suède (1.5 M\$) - <b>20% financés par le GEF</b> (5 M\$)
Approbation:	<b>Mars 1997</b>
Project Doc.:	<b>February 1998</b>

## Contexte<sup>1</sup>

Indépendante depuis 1991, la Lettonie a été confrontée à une forte récession économique, à l'image d'autres pays en transition vers l'économie de marché. Sur le plan énergétique, elle dispose de peu de ressources et reste très dépendante vis-à-vis de la Russie. De fortes contraintes financières pèsent sur le pays, qui doit mettre en oeuvre des réformes parfois difficiles. En matière de gestion des déchets, des investissements importants doivent être envisagés, ne serait-ce que parce que *"the country is largely dependent on groundwater resources for its drinking water supply and the existing disposal sites pose a large risk for contamination of the groundwater resources"*<sup>2</sup>. Parallèlement à ces investissements, il est possible de mettre en place une stratégie nationale de récupération et de valorisation du méthane issu des décharges : *"landfill gas collected during the decomposition of the municipal waste can easily be utilized as a substitute for imported fossil fuels, either for electricity generation or for district heating"*<sup>3</sup>.

## Descriptif

La gestion des déchets pose particulièrement problème dans la capitale du pays, Riga, *"which accounts for approximately one third of the country's total population of 2.5 million and for an estimated 40% or more of the nation's municipal and industrial waste"*<sup>4</sup>. C'est donc à proximité de cette ville, sur le site de Getlini, que sera mis en oeuvre ce projet pilote de récupération et de valorisation énergétique du méthane de décharge. L'objectif est *"[to] demonstrate self-sustaining modern waste management [based on] maximum collection of generated methane"*<sup>5</sup> afin que le projet *"could serve as a reference for further improvement of the waste management sector in the region and worldwide"*<sup>6</sup>.

## Financement

Le coût total du projet s'élève à un peu plus de 25 millions de dollars<sup>7</sup>, dont près des trois-quarts sont financés par le pays d'accueil, soit par apport de capitaux propres (Ville de Riga : 6 millions de dollars; société gestionnaire de la décharge : 4.6 millions), soit par l'intermédiaire d'un emprunt de 8 millions de dollars contracté auprès de la Banque Mondiale. Le solde est financé sous forme de dons accordés par la Suède<sup>8</sup> (1.5 million de dollars) et par le GEF (5 millions de dollars). Selon le *Project Document*, en l'absence de ce soutien international, *"it is unlikely that the country would be able to mobilize the technical assistance and financial resources required to implement [such] a demonstration project"*<sup>9</sup>. Ce dernier s'inscrit dans le cadre du programme court-terme du GEF<sup>10</sup>, faute sans doute de relever de l'un des trois programmes d'opération mis en place dans le cadre de la Stratégie Opérationnelle du Fonds...

<sup>1</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 5 et "Part II: Technical Annexes" / "1. Background", pp. 1-7

<sup>2</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 5, § 3

<sup>3</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 5, § 4

<sup>4</sup> *Project Document*, "Part II: Technical Annexes" / "1. Background", p. 4, § 1.13

<sup>5</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 6, § 10

<sup>6</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 6, § 8

<sup>7</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 3, "Financing Plan"

<sup>8</sup> Swedish International Development Agency

<sup>9</sup> *Project Document*, "Part I: Project Summary", p. 10, § 28

<sup>10</sup> *Project Doc.*, "Part I: Project Summary", p. 10, § 29 et *Operational Report on GEF Programs*, février 98, pp. 160-161

## Application du principe d'additionalité

Une fois n'est pas coutume, le *Project Document* contient un grand nombre d'éléments d'information<sup>11</sup> sur les dimensions économiques et financières du projet envisagé : études de rentabilité et de sensibilité pour quatre variantes, budget détaillé, bilans financiers des partenaires locaux, etc. Le coût incrémental couvert par le GEF est déterminé sur la base de ces données économiques et financières. Une option de référence est définie<sup>12</sup>, correspondant au "*minimum requirement for upgrading existing disposal sites ... such as groundwater protection, leachate treatment, and daily coverage of the waste*"<sup>13</sup>. Le surcoût de l'alternative finalement retenue est déterminé en tenant compte des dépenses qu'aurait impliquées la mise en oeuvre de cette référence au cours de l'ensemble de la durée de vie du projet, soit 25 ans, avec un taux d'actualisation de 10% : "*based on the difference in investment costs, US \$13.23 million and the difference in operational costs US \$1.45 million over a lifetime of 25 years, the incremental cost for achieving a substantial reduction in methane emission has been calculated at US \$5.12 million*"<sup>14</sup>. Cette approche semble satisfaisante. On peut toutefois souligner plusieurs points faibles. D'une part, le don accordé par la Suède n'est pas pris en compte, alors qu'il aurait pu être déduit du surcoût et donc de l'apport financier du GEF. D'autre part, compte tenu de la longue durée de vie du projet, il semble qu'on aurait pu valoriser mieux l'électricité produite avec le méthane récupéré sur le site. Mais le projet alternatif n'en reste pas moins additionnel au sens du GEF.

L'impact prévisionnel du projet est évalué sur 25 ans à près de 280 000 tonnes de méthane. Sur la base des équivalences définies par l'IPCC en 1995, le projet se traduirait donc par une réduction d'émissions de 1.6 million de tonnes équivalent-carbone. Encore ce résultat ne tient-il pas compte des "*important carbon savings which arise because power generated from the landfill gas would displace power that would otherwise be generated in all likelihood using a fossil fuel*"<sup>15</sup>. Sur la base de cette évaluation, le coût unitaire de réduction pour le GEF s'élève à 3.4 dollars par tonne équivalent-carbone.

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Satisfaisante
Développements spécifiques au coût incrémental	Surcoût existant mais surévalué
Transparence de la méthode et des calculs	Satisfaisante
Pertinence de la définition de la référence	Cas d'école
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Faut-il calculer l'impact sur 25 ans ?

## Commentaires

On se trouve en fait dans un scénario idéal pour la détermination du surcoût, puisque celui-ci résulte de l'ajout d'éléments non prévus dans l'option de référence, et non d'une modification de celle-ci : en clair, l'investissement additionnel peut être identifié matériellement dans le projet final. Le coût incrémental pris en charge par le GEF permet que cet "ajout" soit neutre financièrement pour la Lettonie. Ce projet est donc une illustration tout à fait exemplaire de la notion de coût incrémental et de bénéfice additionnel. Ceci étant, créditer le projet d'un impact additionnel continu pendant 25 ans semble abusif : ne serait-il pas plus réaliste<sup>16</sup> de considérer que l'apport du GEF a permis de gagner un certain nombre d'années par rapport au court normal des choses ?

<sup>11</sup> Voir en particulier in "*Part II: Technical Annexes*" : "*Table 2.1: Cost Summary by Project Sub-Component*" (p. 15) ; "*4. Financial Aspects*" (pp. 29-34) ; "*5. Project Justification - Benefits and Risks*" (pp. 35-42) ; ainsi que les annexes n°1 ("*Calculation of Incremental Cost as a Basis for the GEF Grant*") et n°14 ("*Financial Returns of the Project*") - Il est clair que cette profusion d'information est liée au fait que le projet ne relève pas de la sphère marchande, mais du service public (l'option de référence présente une Valeur Actuelle Nette négative...)

<sup>12</sup> *Project Document*, "*Part I: Project Summary*", p. 8, § 19

<sup>13</sup> *Project Document*, "*Part II: Technical Annexes*" / "*1. Background*", p. 4, § 1.12

<sup>14</sup> *Project Document*, annexe 1 "*Calculation of the Incremental Cost*", § 16 et tableaux "*GEF Increment*", "*Basic Figures for Calculating the Net Present Value of Different Components*", "*Incremental Cost Matrix*"

<sup>15</sup> *Project Document*, "*Part I: Project Summary*", p. 7, § 12

<sup>16</sup> Sous réserve bien entendu qu'il soit techniquement possible de réaliser les différentes composantes du projet (référence et alternative) de façon décalée dans le temps

Pays:	<b>MAROC</b>
Projet:	<b>Repowering of Power Plant</b>
Objet:	Construction d'une turbine gaz en cycle combiné
Financement:	<b>46 millions de dollars</b> - 17% local (ONE) - 70% prêt coopération Japon (OECF) - <b>13% financés par le GEF</b> (6 M\$)
Approbation:	<b>Décembre 1992</b>
Project Doc.:	<b>Juillet 1994</b>

## Contexte

Forte croissance de la demande d'électricité. L'offre suit difficilement: la demande de pointe n'est plus couverte. Le parc installé est thermique à 70% (fuel + charbon). Plus de 80% de l'énergie commerciale consommée est importée (pétrole essentiellement). Le secteur électrique, public, connaît des difficultés nombreuses, tant sur le plan de l'organisation qu'en termes de capacités de financement. Une réforme est envisagée: restructuration, assainissement et libéralisation sont à l'ordre du jour. Le pays souhaite aussi limiter sa dépendance vis-à-vis des importations de pétrole et réduire les émissions de polluants en favorisant l'adoption de technologies plus performantes. L'augmentation de la capacité installée doit s'accompagner d'une action en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité.

## Descriptif

*"The project consists in attaching a 60 MW. new gas turbine (GT) capable of operating with both natural gas and light distillates, to the n°4 - 75 MW steam-based power generating unit at Kenitra plant. The gas turbine will exhaust directly into a new heat recovery-steam generator (HRSG) and then the high pressure steam produced in the HRSG will be fully utilized by the existing steam turbine" (§ 11)<sup>1</sup>. On notera que le projet "is to be implemented in the context of the introduction in Morocco of cleaner fuels such as natural gas to be soon imported from Algeria" (§ 9)<sup>2</sup>.*

## Motivation du soutien du GEF

Pour le GEF, *"the long-term durability and lower maintenance costs of gas-fired combustion turbines remains to be demonstrated in the majority of developing country power systems" (§ 16)*. La mise en oeuvre du projet, au-delà de son impact direct sur les émissions, aura ainsi valeur de démonstration tant pour le Maroc que pour d'autres pays en développement.

## Application du principe d'additionalité

Le coût du projet s'élève à près de 46 millions de dollars, dont 80% servent à financer importations et prestations extérieures (*"foreign exchange component"*). Le partenaire local (ONE) intervient à hauteur de 17%: le transfert de technologie est donc entièrement financé par des ressources extérieures (OECF et GEF). La contribution du GEF s'élève à 6 millions de dollars, soit 13% du coût total.

L'impact du projet sur les émissions de CO<sub>2</sub> est estimé dans le Project Document à 117 000 tonnes par an, soit plus de 2.3 millions de tonnes sur une période de 20 ans. Rapporté à la contribution financière du GEF, cet impact porte la tonne de CO<sub>2</sub> économisée à 2.6 dollars: comme le souligne le Fonds, *"the proposed scheme is a highly cost-effective alternative to reduce carbon dioxide emissions" (§ 20)*.

<sup>1</sup> Sauf mention contraire, les citations renvoient au *Project Document* de juillet 1994.

<sup>2</sup> Ce "détail" a son importance : en 1998, le GEF reconnaissait que la mise en oeuvre du projet *"has been delayed by a minimum of two years due to slow construction of the Algeria-Portugal gas pipeline that was to supply the repowered thermal station"*. Une étude était même en cours *"on three options to keep the project moving in the absence of the gas supply"* (*Operational Report on GEF Programs*, février 1998, pp. 176-177).

Ces évaluations sont contestables :

(i) On constate tout d'abord un grand nombre d'imprécisions. En particulier, le *Project Document* ne distingue pas le projet tel qu'envisagé d'une alternative économiquement crédible permettant d'obtenir le même niveau de production. L'impact du *repowering* en tant que tel n'est pas non plus distingué clairement de celui du passage au gaz naturel. Seul un examen détaillé des tableaux réunis en annexe sous le terme "table 3" permet d'avancer une conclusion sur ce point<sup>3</sup>.

(ii) En règle générale, le bilan financier d'un projet doit s'effectuer sur l'ensemble de sa durée de vie et intégrer une succession de flux financiers négatifs (phase d'investissement) puis positifs (exploitation). Dans le cas présent, seuls les coûts d'investissements sont pris en compte: le *Project Document* ne fait pour ainsi dire pas mention de la phase d'exploitation. Tout au plus peut-on apprendre au détour d'un paragraphe que le gain en "*operationalefficiency*" lié à la réduction de la "*specific fuel consumption*" se chiffre à "*US\$ 2.2 million/year*" (§ 19). Dans le même ordre d'idées, la lecture des tableaux 5 et 8 figurant en annexe suggère une diminution du coût de production de l'ordre de deux cents par kWh. Or ces divers éléments ne sont pas pris en compte pour établir un bilan financier du projet sur l'ensemble de sa durée de vie...

On peut toutefois essayer d'approcher grossièrement ce bilan à partir des informations fournies ici ou là. Par exemple, si le coût de production diminue d'environ deux cents par kWh, le gain sur la tranche initiale de production (463 GWh) s'élève à environ 9.25 millions de dollars par an ! Sur une durée de vie de 20 ans et en conservant le taux de 12% retenu par le *Project Document*, cela représente un gain actualisé de près de 80 millions de dollars, pour un investissement initial de 46 millions. Quant au temps de retour, il serait dans cette hypothèse de 8 années<sup>4</sup>. On peut alors supposer que la contribution du GEF n'est pas justifiée, et que les réductions d'émissions ne sont pas additionnelles, sachant que l'insuffisance avérée de l'offre d'électricité impose en tout état de cause au Maroc des augmentations de capacités. Mais le *Project Document* ne permet pas de conclure de façon définitive.

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Très insuffisante (limitée à l'investissement)
Développements spécifiques au coût incrémental	Absence totale de mention du concept
Transparence de la méthode et des calculs	Insuffisante
Pertinence de la définition de la référence	Pas de référence explicitement définie
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Faible: additionalité questionnable

## Commentaires

Approuvé au début de la phase pilote du GEF, ce projet se distingue par son ignorance des principes d'intervention du Fonds (additionalité, coût incrémental). Il n'aurait pas pu pour cette raison être inclus tel quel dans un portefeuille "MDP"<sup>5</sup>. Ceci étant précisé, il n'en reste pas moins qu'on sait désormais évaluer correctement ce type de projet, susceptible compte tenu de sa nature et de son coût d'entrer dans la champ d'intervention du MDP... pour peu que le critère d'additionalité soit vérifié<sup>6</sup>.

<sup>3</sup> Le gain de 117 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an semble avoir été calculé sur la seule base du *repowering* et sans tenir compte de l'augmentation de la capacité.

<sup>4</sup> Une prise en compte monétaire des bénéfices pour l'environnement local améliorerait encore la rentabilité économique du projet pour le Maroc. Le *Project Document* spécifie en effet: "*there would be also a reduction in NOx emissions amounting to about 15,860 tons, equivalent to US\$ 10.3 million during the life of the project as well as in SO2 emissions which are estimated at 58,630 tons, or US\$ 29 million*" (§ 21). Cette valorisation peut être discutée, et sa prise en compte au niveau du projet contestée. Son affichage est en tout état de cause maladroit...

<sup>5</sup> Dans l'hypothèse contraire, les 117 000 tonnes de CO<sub>2</sub> annuelles, valorisées à 25 \$ la tonne équivalent-carbone sur la durée de vie du projet et actualisées à 12%, représentent une valeur de 6 millions de dollars, soit 13% de l'investissement initial. Coïncidence ou non, cette somme est précisément égale à la subvention accordée par le GEF...

<sup>6</sup> Comme le montre l'exemple analysé, ce type de projet est souvent dans la "zone grise" des interventions "sans regrets".

Pays:	<b>BRESIL</b>		
Projets:	<b>BIG/GT (1992) / Biomass Power Commercial Demonstration (1997)</b>		
Objet:	Dév. d'une filière technologique de production électrique à partir de biomasse		
Financement:	<b>140 millions de dollars<sup>1</sup></b>	- 26 % local	- 38 % prêt Banque Mondiale (53 M\$)
			- <b>35 % financés par le GEF (49 M\$)</b>
Approbation:	<b>Septembre 1992 / Mai 1997</b>		
Project Doc.:	<b>Mai 1993 (?) / non disponible</b>		

## Contexte<sup>2</sup>

Près de 95% de l'électricité consommée au Brésil est d'origine hydraulique. Mais la consommation augmente régulièrement et les sites hydroélectriques les plus intéressants ont déjà été équipés, surtout dans les zones centre, sud et sud-est qui sont plus proches des lieux de consommation que le bassin de l'Amazone. A l'avenir, le développement d'autres ressources est envisagé dans le secteur électrique: charbon (dans le sud), gaz naturel et FOL dans une moindre mesure, biomasse, etc... Cette dernière option semble particulièrement prometteuse: elle s'inscrit dans le prolongement d'une longue tradition brésilienne de valorisation des ressources en biomasse (qui représentent près de 30 % de la production d'énergie primaire) et son bilan en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> est neutre. Mais le développement de la biomasse dans le secteur électrique suppose de concevoir et de mettre en place une filière technologique adaptée et compétitive.

## Descriptif

Les deux projets "*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine Project*" (GEF/UNDP) et "*Biomass Power Commercial Demonstration Project*" (GEF/WB) s'inscrivent dans le cadre d'un programme en trois phases cofinancé par le GEF et visant à développer une filière technologique permettant un large recours à la biomasse dans la production d'électricité. Le premier projet, adopté par le Conseil du GEF en 1992 et mis en oeuvre par le PNUD (coût total: environ 15 millions de dollars, dont 8 financés par le GEF), visait essentiellement à préparer la conception d'une unité pilote et à en définir les spécifications techniques<sup>3</sup>. Approuvé en 1997 et mis en oeuvre par la Banque Mondiale, le second projet (coût total: plus de 120 millions, dont 40 à la charge du GEF) permettra la construction et la mise en oeuvre d'une première centrale électrique BIG/GT (gazéification + turbine gaz) à fins de démonstration<sup>4</sup>.

## Motivation du soutien du GEF

Au total, sur ces deux premières phases, le soutien du GEF à l'émergence d'une filière technologique biomasse BIT/GT s'élève à plus de 48 millions de dollars sur un montant total de près de 140 millions. Selon le *Project Document BIT/GT*, "*GEF funding will serve a catalytic role for further funding of this technology*"<sup>5</sup>. Le *Project Concept Document* du second projet indique que "*the proposed GEF/Bank funding would play a substantial role in helping to overcome technological and commercial barriers to the development of a new sustainable source of electricity*"<sup>6</sup>. Plus précisément, il s'agit de promouvoir

<sup>1</sup> Coût total des deux projets et répartition du financement déterminés par recoupement des données fournies par le *Project Document "Biomass Integrated Gasification / Gas Turbine Project"* (ci-après *BIG/GT*), par le *Project Concept Document "Biomass Power Commercial Demonstration Project"* (ci-après *Demonstration Project*) approuvé par le Conseil du GEF en mai 1997 et par le *Operational Report on GEF Programs*, February 1998.

<sup>2</sup> Cf le *Project Document BIG/GT*, p. 2

<sup>3</sup> Cf le *Project Document "BIT/GT"*, p. 6 et pp. 15-19

<sup>4</sup> Cf le *Project Concept Document "Demonstration"*, p. 3, § 2 et 4

<sup>5</sup> *BIG/GT*, "6. Reasons for UNDP/GEF funding", p. 10 - il est précisé que "*without GEF resources, private industry would perhaps be unlikely to pursue this technological development due to the commercial risks involved*".

<sup>6</sup> *Demonstration Project*, "12. Value added of Bank and GEF support", p. 5

l'émergence d'une technologie sans émissions "*close to commercial viability*"<sup>7</sup> mais dont le coût reste encore trop élevé<sup>8</sup>. Les deux projets relèvent donc du programme opérationnel n°7 du GEF, relatif à la réduction à long-terme des coûts des technologies faiblement ou non émettrices<sup>9</sup>. L'enjeu stratégique est de taille, comme le soulignait le *Project Document BIT/GT*: "*the project will provide the basis for the development of a broad action plan to substitute biomass ... for fossil fuels, first in Brazil and later in other countries*"<sup>10</sup>.

## Application du principe d'additionalité

Le projet *BIG/GT* n'est pas à proprement parler un projet d'investissement, mais plutôt une étude de faisabilité approfondie. De plus, il s'agit d'un projet financé au tout début de la phase-pilote du GEF. La notion d'additionalité n'y est donc pas très présente. La question de l'impact en termes d'émissions, par exemple, ne se pose pas encore. Quant au problème du coût incrémental pris en charge par le GEF, il n'est évoqué que de façon relativement superficielle. On apprend que le "*funding requirement*" pour mener à bien cette première étape est compris entre "*\$14 million to \$15.9 million*" sur 24 mois, dont 7.7 seront pris en charge par le GEF, le reste devant être financé "*by significant cost-sharing by project participants and equipment developers*"<sup>11</sup>. Cette répartition ne s'appuie pas sur une analyse détaillée: le *Project Document* spécifie seulement que l'apport du GEF a été déterminé sur la base d'un "*assessment of the proportion of funds that would need to be provided in grant form to secure full participation*"<sup>12</sup>. Si les conclusions de cette première étape sont concluantes, la construction d'un "*demonstration plant*" est envisagée, pour un coût de "*\$70 million, of which \$23 million ... in the form of a GEF grant*"<sup>13</sup>. Cet apport "*would subsidize the high initial capital costs from this first-of-a-kind plant*"<sup>14</sup> et permettra ainsi à cette unité pilote d'être rentable. A plus long terme, "*with proper technology transfer, as well as realistic energy pricing policies, ... power generation from biomass gas should become technically, financially, and economically viable*"<sup>15</sup>.

Le projet de démonstration approuvé par le Conseil du GEF en 1997 permet de mettre en perspective ces premières estimations. On constate d'abord une nette dérive du coût total de l'unité pilote envisagée (évalué à 70 millions de dollars en 1993, il s'élève en 1997 à plus de 120 millions<sup>16</sup>...). Cette forte augmentation est d'abord due à la révision à la hausse du coût de la centrale stricto-sensu, qui s'élève désormais à 84 millions de dollars<sup>17</sup>. On peut penser que cette augmentation résulte d'une mauvaise maîtrise des coûts liée à l'absence de concurrence industrielle pour l'élaboration de la turbine à gaz: le *Project Concept Document* spécifie que celle-ci "*will be developed by the only manufacturer in the world willing to meet the requirements imposed ... within the budget and timetable required*"<sup>18</sup>. Cette situation avait déjà été évoquée par le *Project Document BIG/GT* qui reconnaissait que "*due to the lack of commercial interest from Rolls Royce and United Technologies, the level of competition among the gas turbine suppliers is less than ideal*", dans la mesure où "*there is little option but to accept General Electric as the gas turbine supplier*"<sup>19</sup>... Ceci étant, l'information fournie dans les deux documents ne permet pas de porter sur ce point un jugement définitif. On notera par contre l'existence d'un deuxième

<sup>7</sup> *BIG/GT*, "6. Reasons for UNDP/GEF funding", p. 9

<sup>8</sup> *Demonstration Project*, "12. Value added of Bank and GEF support", p. 6

<sup>9</sup> *Demonstration Project*, "5. GEF Operational Strategy/Program Objective Addressed by the Project", p. 4 - voir aussi le *Operational Report on GEF Programs*, février 1998, pp. 102-103 et 104-105

<sup>10</sup> *BIG/GT*, "6. Reasons for UNDP/GEF funding", p. 9

<sup>11</sup> *BIG/GT*, p. 19 - le *Operational Report on GEF Programs* de février 1998 mentionne un coût total de 8.115 millions, intégralement pris en charge par le GEF (pp. 104-105).

<sup>12</sup> *BIG/GT*, "5. Project strategy and institutional arrangements", p. 9

<sup>13</sup> *BIG/GT*, "1. Project summary", p. 6

<sup>14</sup> *BIG/GT*, "7. Special considerations", p. 10

<sup>15</sup> *BIG/GT*, "5. Project strategy and institutional arrangements", p. 9 - Le programme soutenu par le GEF s'appuie sur une série d'études préalables qui établissent le potentiel de la filière au Brésil. Ces études "*have shown that BIG/GT power generation technology compares favorably with Brazil's hydro resources in terms of its cost and overall energy potential*" (p. 4). Il est en particulier apparu "*that a considerable amount of electricity (about 19,700 mW) could be developed in the northeast at (competitive) costs*" (p. 4). Ainsi, "*successful BIG/GT conversion systems using biomass as feedstock would ... require less than 40 percent of the investment presently foreseen for hydropower plants in northeastern Brazil*" (p. 15). De ce fait, "*the introduction of BIG/GT would produce a long-term savings of around \$5 billion in northeastern Brazil alone*" (p. 15).

<sup>16</sup> *Demonstration Project*, "Project Financing Data", p. 2

<sup>17</sup> *Demonstration Project*, "2. Project components", p. 3

<sup>18</sup> *Demonstration Project*, "8. Project alternatives considered and reasons for rejection", p. 4

<sup>19</sup> *BIG/GT*, "5. Project strategy and institutional arrangements", p. 9

facteur d'augmentation du coût total du projet de démonstration, à savoir l'inclusion d'une composante "forestation" destinée à garantir l'approvisionnement de la future centrale en biomasse. L'apparition de cette composante pose problème: initialement, il était plutôt prévu d'alimenter l'unité de gazéification à partir de "wood chips or sugarcane bagasse"<sup>20</sup>, ie de "residues from existing agricultural or forest industry activities", tout en n'excluant pas de recourir à une biomasse "grown specifically to serve as fuel"<sup>21</sup>. Or on constate à la lecture du projet de démonstration que c'est cette option qui semble s'être imposée en définitive: en raison d'incertitudes quant à la disponibilité et au coût d'autres ressources, "a forest plantation component has been integrated in the project design"<sup>22</sup>, pour un coût de 14 millions de dollars<sup>23</sup>. Cette évolution est commentée en annexe par un expert indépendant, qui souligne que "the securing of contracts for wood supply" est une des "issues that appear to have slowed the project from its originally anticipated pace"<sup>24</sup>. Le même expert s'inquiète plus loin des implications possibles de ce choix, source d'une concurrence accrue au niveau de l'usage des sols: "in parts of Brazil today, there is increasing opposition to the tree plantations of large forestry companies largely because of the concentration of wealth associated with ownership of large land areas"<sup>25</sup>...

L'augmentation du coût total du projet se traduit bien entendu par une forte hausse de la contribution du GEF, qui passe de 23 à 40 millions de dollars<sup>26</sup>. Cet apport doit permettre de réduire "the amount of debt and equity capital in the financial structure of the project in order to raise the rate of return of risk capital to a level acceptable to the investors... and ensure the long term sustainability and continued operation of the project"<sup>27</sup>. Grâce au don accordé par le GEF, "the private/public consortium that will own and operate the plant" peut ainsi tabler sur "an estimated financial rate of return of about 11%", alors que "the economic internal rate of return of the project is 6% based on the full investment cost"<sup>28</sup>. La subvention accordée par le GEF correspond au coût incrémental du projet de démonstration calculé "by comparing project cost with the least cost option for the interconnected system in the northeast region of Brazil"<sup>29</sup>. Une annexe<sup>30</sup> précise le mode d'évaluation de ce surcoût, défini "as the difference between the net present value (NPV) of the project compared with the NPV of the least cost option that would have been adopted without the project, consisting of the expansion of the hydroelectric system in the Northeast"<sup>31</sup>. Cette comparaison a été établie sur une période de 20 ans (durée de vie du projet) et sur la base des prévisions brésiliennes relatives à l'évolution du coût marginal du kWh au cours de cette période<sup>32</sup>. Le coût incrémental ainsi obtenu serait compris entre 40 et 49 millions de dollars<sup>33</sup>. Mais le lecteur du *Project Concept Document* dispose de très peu d'éléments pour juger de l'exactitude de cette estimation. On peut quand même regretter, comme le fait l'auteur de l'expertise reproduite en annexe, que le calcul du coût incrémental soit basé sur des prévisions de coût marginal et non sur "the actual electricity price specified in the power sales contract approved... for this project"<sup>34</sup>. L'équilibre financier réel du projet sera en effet fonction du prix de revente des kWh produits, prix apparemment fixé "under a contract already approved by the power sector regulator"<sup>35</sup>...

Le montant du surcoût pris en charge par le GEF, sans forcément être erroné, doit donc être considéré plus comme une première estimation que comme un résultat définitif. Le manque d'information rend pour l'instant toute conclusion impossible, mais l'on peut s'étonner de voir un financement si élevé être approuvé sur des bases aussi imprécises.

<sup>20</sup> BIG/GT, "Brief Description", p. 1

<sup>21</sup> BIG/GT, "3. Expected end-of-project situation", p. 7

<sup>22</sup> Demonstration Project, "8. Project alternatives considered and reasons for rejection", p. 4

<sup>23</sup> Demonstration Project, "2. Project components", p. 3

<sup>24</sup> Demonstration Project, "Annex 3 - Technical Review", § 3

<sup>25</sup> Demonstration Project, "Annex 3 - Technical Review", § 10

<sup>26</sup> Demonstration Project, "Project Financing Data", p. 2 - ce montant est susceptible d'être revu à la hausse (cf note de bas de page n°33 ainsi que le paragraphe "16. Issues Requiring Special Attention" du *Project Concept Document*)

<sup>27</sup> Demonstration Project, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", § 6

<sup>28</sup> Demonstration Project, "16. Issues Requiring Special Attention", p. 2

<sup>29</sup> Idem

<sup>30</sup> Demonstration Project, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations"

<sup>31</sup> Demonstration Project, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", § 3

<sup>32</sup> Demonstration Project, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", § 5

<sup>33</sup> Demonstration Project, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", p. 4, tableau "calculation of incremental costs" (cf également la note de bas de page n°26).

<sup>34</sup> Demonstration Project, "Annex 3 - Technical Review", § 6

<sup>35</sup> Demonstration Project, "4. Institutional and implementation arrangements", p. 3



Un point pose plus particulièrement problème: il s'agit précisément du contexte tarifaire du projet de démonstration. Selon le *Project Document BIG/GT*, "tariffs are still far below the level required to bring new commercial investment into the power sector" (en 1992), mais "a new energy policy incorporating commercial pricing is being discussed"<sup>36</sup>. De ce fait, l'un des principaux risques liés au projet "is that electricity tariffs in Brazil may not be adjusted to reflect true avoided costs"<sup>37</sup>. Formulé dès 1992, cette incertitude est-elle levée en 1997 ? Ce n'est pas certain. Certes, le *Project Concept Document* stipule que les tarifs actuels "would provide an acceptable environment for new projects"<sup>38</sup>, et souligne que "the ongoing reform of the energy sector is providing a favorable climate for private participation"<sup>39</sup>. Mais il est également précisé que les "sectors reform issues are being discussed in the context of other energy projects"<sup>40</sup>. De fait, comme le souligne le *Project Concept Document*, "(the) current approach is to work in parallel, but separately, on macroeconomic/sectoral and project issues"<sup>41</sup>... Une nouvelle fois, les enjeux dépassent le cadre du projet et les informations fournies ne permettent pas de conclure, alors même que la viabilité de ce type d'opération est directement liée à la politique tarifaire pratiquée.

La spécificité stratégique et politique de ce projet apparaît également au niveau de l'évaluation de son impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Selon le *Project Concept Document* de 1997, "the baseline option would be the expansion of conventional thermal capacity by using hydrocarbons"<sup>42</sup>. Ce choix est surprenant compte-tenu des informations dont on dispose sur la région d'implantation ("in the case of the Northeast of Brazil, the national investment plan of the power sector is based on the expansion of electric supply from hydroelectric development"<sup>43</sup>). L'imprécision règne<sup>44</sup>. D'ailleurs, les réductions d'émissions liées au projet ne sont pas quantifiées. De fait, le véritable "bénéfice" du projet, comme le souligne l'annexe "Incremental Cost Calculations", est lié à la progression le long de la "learning curve for low carbon technologies" et au "potential for replication"<sup>45</sup>...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Insuffisante
Développements spécifiques au coût incrémental	Estimations préliminaires
Transparence de la méthode et des calculs	Correcte
Pertinence de la définition de la référence	Imprécise en ce qui concerne les émissions
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Pas d'évaluation quantitative

## Commentaires

On l'a vu, le projet s'inscrit dans le cadre du programme opérationnel n°7 du GEF, relatif à la réduction à long terme des coûts des technologies peu ou pas émettrices<sup>46</sup>. Les enjeux d'ordre stratégique (développement d'une filière technologique) ou politique (implication du Brésil dans les négociations sur le climat) priment donc logiquement sur l'approche en termes d'additionalité...

<sup>36</sup> *BIG/GT*, "2. Host country strategy", p. 3

<sup>37</sup> *BIG/GT*, "F. Risks", p. 19

<sup>38</sup> *Demonstration Project*, "10. Lessons learned and reflected in proposed project design", p. 5

<sup>39</sup> *Demonstration Project*, "7. Sector issues to be addressed by the project and strategic choices", p. 4

<sup>40</sup> Idem

<sup>41</sup> *Demonstration Project*, "10. Lessons learned and reflected in proposed project design", p. 5

<sup>42</sup> *Demonstration Project*, "8. Project alternatives considered and reasons for rejection", p. 4

<sup>43</sup> *Demonstration Project*, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", § 1 - La seule justification que l'on peut trouver à la lecture du *Project Concept Document* est la perspective d'une interconnexion avec la zone Sud-Est, où l'augmentation de la production reposera sur le recours à des options fuel ou charbon (cf tableau du § 5, colonne "Baseline").

<sup>44</sup> Il est par exemple indiqué dans le *Project Concept Document* de 1997 que "(the) use of biomass for power generation would reduce global warming by substituting high CO<sub>2</sub> generation fuels by high-efficiency non-fossil generation and by promoting carbon sequestration via forest growing for biomass feedstock production" (§ 16). Or si le premier argument est juste, le second ne l'est pas, dans la mesure où la biomasse ainsi produite sera à terme utilisée comme combustible...

<sup>45</sup> *Demonstration Project*, "Annex 4 - Incremental Cost Calculations", tableau du § 5, colonne "Increment"

<sup>46</sup> Cf note de bas de page n°9 - Comme l'indique le *Project Concept Document* de 1997, "it is expected that the proposed biomass-based power generation will become technically, financially, economically and environmentally self-sustainable, as the learning curve goes down ... and the proposed technology becomes competitive with other energy sources" (§ "16. Issues Requiring Special Attention", point "i. Sustainability", p. 8)

Pays:	<b>République TCHEQUE</b>
Projet:	<b>Modernisation de la cimenterie de Cizkovice</b>
Object:	Amélioration de l'efficacité énergétique d'une cimenterie
Financement:	<b>32 millions de dollars</b> financés intégralement par le groupe Lafarge, dont - 80% au titre de la "baseline" - <b>20% au titre de l'AEC</b> (10 MDM / 5.9 M\$)
Sources:	<i>Evaluation de la proposition Lafarge</i> , Secrétariat du FFEM, 6 novembre 1997 <i>Modernisation de la cimenterie de Cizkovice</i> , Lafarge (DE), 12 février 1997

## Contexte

Le parc de cimenteries tchèque présentait au début des années 90 deux caractéristiques : (i) une capacité supérieure aux besoins nationaux; (ii) des installations souvent vétustes et peu efficaces. Dans le cadre du processus de transition vers l'économie de marché, un certain nombre d'unités ont été rachetées et modernisées par des sociétés étrangères. La cimenterie de Ciskovice, qui fait l'objet de la présente note, a ainsi été achetée en 1992 par le groupe Lafarge.

## Descriptif

Après son rachat, la cimenterie de Ciskovice a été modernisée par Lafarge, et sa capacité de production a été portée de 600 à 900 t/an. Cette modernisation a permis d'améliorer la productivité de l'usine et la qualité du ciment produit. Elle s'est traduite par une meilleure efficacité énergétique et a permis une mise en conformité vis-à-vis des normes environnementales locales. L'ensemble de ces transformations entraîne une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par tonne de ciment produit. Le groupe Lafarge souhaite donc faire valider ce projet dans le cadre de la phase pilote pour les activités exécutées conjointement.

## Application du principe d'additionalité

Pour qu'une opération conjointe puisse être validée, il faut que sa mise en oeuvre se traduise par des résultats qui n'auraient pas eu lieu en temps normal. Ce qui importe en effet, c'est l'impact net du projet conjoint par rapport à une *situation de référence* décrivant l'évolution des émissions en son absence. Il s'agit là non pas d'un point théorique secondaire, mais bel et bien d'une condition fondamentale<sup>1</sup>.

Dans la plupart des cas, toutefois, les opérations conjointes viendront en fait se greffer sur des projets existants, pour en améliorer le bilan en termes d'émissions, au prix d'un surcoût financier assumé par l'investisseur qui bénéficiera ensuite des crédits d'émission liés à ce financement. L'opération conjointe dans ce cas, n'est pas forcément identifiable matériellement au sein du projet finalement mis en oeuvre : elle réside dans le fait qu'un complément de financement a permis de reformuler un projet de référence dans un sens plus favorable à la prévention du risque climat.

La proposition de Lafarge s'inscrit dans ce cadre : le projet de modernisation, au sens large, n'a pas été mis en oeuvre pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> de la cimenterie de Ciskovice. D'autres considérations industrielles ont de toute évidence présidé au choix de Lafarge : augmentation de capacité, amélioration de la productivité et de la qualité du ciment produit, mise en conformité aux normes environnementales nationales. Comme le stipule l'*Evaluation de la proposition Lafarge* rédigée par le Secrétariat du FFEM, "c'est l'ensemble des modifications de l'usine qui conduiront à un gain en terme de GES"<sup>2</sup>. Peut-on dès lors considérer que la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> par tonne de ciment produit est additionnelle, au moins en partie, par rapport à une référence à définir ?

<sup>1</sup> Ce critère d'*additionalité écologique* figure d'ailleurs en bonne place parmi les critères définis en 1995 par COP1, dont la décision relative aux "Activities implemented jointly under the pilot phase" stipule de façon explicite que les "activities implemented jointly should bring about real, measurable and long-term environmental benefits related to the mitigation of climate change that would not have occurred in the absence of such activities" (CP1, Decision 5, Art. 1, §d)

<sup>2</sup> *Evaluation de la proposition Lafarge*, p. 2, § A.6

L'Évaluation de la proposition Lafarge répond par l'affirmative, à partir d'un raisonnement fondé sur la définition d'une double référence afin de tenir compte de l'accroissement de la capacité de production de la cimenterie. Il est en effet supposé que la production actuelle (900 000 tonnes par année) aurait été assurée - si Lafarge n'était pas intervenu - pour partie (600 000 t) par l'ancienne cimenterie (première référence), et pour le reste (300 000 t) par d'autres unités du parc tchèque (seconde référence). Sur la première partie de la production, le gain susceptible d'être pris en compte s'élève à 22 kg de CO<sub>2</sub> par tonne de ciment, soit une réduction d'émissions de 13 200 tonnes de CO<sub>2</sub> par année<sup>3</sup>. Sur la seconde partie de la production, il s'élève à 68 kg par tonne, soit une réduction d'émissions de 20 400 tonnes de CO<sub>2</sub> par an dans l'hypothèse d'une pleine utilisation de la capacité de production<sup>4</sup>. Cette évaluation rigoureuse est avancée pour une première période de 5 ans, à l'issue de laquelle elle devra être revue. Si la cimenterie fonctionne à 100% de sa nouvelle capacité de production pendant ces cinq années, le gain en termes d'émissions s'élèvera à 168 000 tonnes de CO<sub>2</sub> au total<sup>5</sup>. Le surcoût d'investissement étant évalué à 5.9 millions de dollars, le coût unitaire de réduction s'établit à un peu plus de 35 dollars par tonne de CO<sub>2</sub><sup>6</sup>, soit près de 130 dollars par tonne équivalent-carbone.

Cette approche est très significative des risques soulevés par la notion d'application conjointe. En effet, elle se limite à une évaluation purement technique sans répondre réellement à la question pourtant tout à fait centrale de l'additionalité écologique : les réductions d'émissions revendiquées sont-elles juste la conséquence d'un investissement industriel relevant du “*business as usual*”, ou sont-elles le résultat d'un financement spécifique visant explicitement à améliorer le bilan du projet en termes d'émissions par rapport à une option de référence qu'aurait sinon retenue Lafarge ? Pour trancher sur ce point, il faut se pencher sur l'équilibre économique du projet dans son ensemble, afin en particulier de prendre la mesure de sa rentabilité : si celle-ci est tout à fait satisfaisante pour un projet de ce type, on peut penser que le projet tel qu'il se présente aurait de toute façon été mis en oeuvre, et qu'il ne se traduit donc pas par une réduction d'émissions telle que définie dans le cadre de l'application conjointe. Si par contre l'investisseur est en mesure de démontrer que la rentabilité de son projet est affectée par un surcoût lié à une volonté évidente de limiter les émissions par rapport à une option “*business as usual*”, alors on peut valider cette démarche en tant qu'opération conjointe. Dans le cas présenté par le groupe Lafarge, les informations économiques communiquées sont trop succinctes pour permettre un examen sérieux de la proposition de ce point de vue, alors même que l'on peut douter de son additionalité, ne serait-ce qu'au regard du calendrier du projet<sup>7</sup>...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Pas d'évaluation économique
Identification d'un surcoût (additionalité)	Non. Additionalité questionnable
Transparence de la méthode et des calculs	Satisfaisante
Pertinence de la définition de la référence	La question de l'additionalité est contournée
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Les réductions sont-elles additionnelles ?

## Commentaires

On peut penser que le projet présenté par le groupe Lafarge relève du “*business as usual*”. Par contre, la méthode d'évaluation retenue préfigure ce que pourrait être la déclinaison opérationnelle de la notion d'additionalité écologique à partir de l'an 2000 dans le cadre du MDP. Il ne semble pas réaliste en effet d'espérer examiner chaque projet de façon très approfondie, car cela serait coûteux et supposerait une fastidieuse analyse économique et financière. La définition d'une référence sectorielle peut alors être un compromis acceptable, à l'image de l'approche proposée par le Secrétariat du FFEM pour la production de la cimenterie de Ciskovice au-delà de 600 000 tonnes.

<sup>3</sup> Évaluation de la proposition Lafarge, p. 5, § E.3.1

<sup>4</sup> Évaluation de la proposition Lafarge, p. 6, § E.3.2

<sup>5</sup> Évaluation de la proposition Lafarge, p. 6, § E.4

<sup>6</sup> Évaluation de la proposition Lafarge, p. 7, § F

<sup>7</sup> La cimenterie a été rachetée en 1992, la modernisation a commencé dès 1993, et la cimenterie est opérationnelle depuis juin 1996, avant même que soit posée la question de son homologation au titre de l'application conjointe...

Pays:	<b>CHINE</b>		
Projet:	<b>Efficient Industrial Boilers</b>		
Objet:	Développement et diffusion de chaudières industrielles performantes		
Financement:	<b>101.4 millions de dollars</b>	- 20% autofinancements industriels	- 48% par les banques locales (prêt)
		- <b>32% financés par le GEF</b> (33 M\$)	
Approbation:	<b>Avril 1996</b>		
Project Doc.:	<b>Novembre 1996</b>		

## Contexte

La consommation énergétique de la Chine devrait connaître une forte augmentation au cours des vingt prochaines années. En l'absence de mesures fortes motivées par la protection de l'environnement, cette évolution devrait reposer pour l'essentiel sur une consommation de charbon en très forte expansion. Les émissions chinoises de CO<sub>2</sub> pourraient alors être multipliées par 3 d'ici 2020, ce qui supposerait, pour stabiliser au niveau de 1990 les émissions globales de CO<sub>2</sub>, que le reste du monde parvienne à réduire de 40% son niveau d'émission<sup>1</sup>. Actuellement, 30% des émissions du secteur énergétique sont liés à la consommation de charbon des chaudières industrielles, dont les rendements moyens sont de l'ordre de 60/65%, contre 80% et plus pour les pays développés: un alignement vers le haut du parc permettrait donc de réaliser de substantielles économies de combustible et de limiter l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur<sup>2</sup>. Compte tenu de la croissance de la demande de chaudières industrielles (nouvelles installations + remplacement), "*the improvement of domestic boiler design and production capabilities through technology transfer was determined to be one of the most cost-effective options*"<sup>3</sup>.

## Descriptif

L'objectif est d'accélérer l'adoption par la Chine de chaudières industrielles charbon performantes, afin de limiter l'augmentation attendue des émissions de CO<sub>2</sub> de ce pays, tout en réduisant simultanément les émissions de polluants locaux. Le projet prévoit deux phases distinctes: dans un premier temps, les fonds octroyés permettront à neuf producteurs locaux de chaudières d'améliorer les modèles existants tout en développant de nouvelles chaudières plus performantes ; dans un second temps, l'aide du GEF permettra de développer les capacités de production et de commercialisation pour une large diffusion de ces nouvelles chaudières<sup>4</sup>.

## Motivation du soutien du GEF

Le développement de chaudières industrielles plus performantes passe par un transfert de technologies dont le coût se répercute sur le prix des nouvelles chaudières. L'aide du GEF est motivée par le souhait de limiter cette augmentation de prix: "*the use of the GEF grant to purchase foreign technology licenses will help to ensure the successful marketing of the boilers by limiting the ... price of the new boilers*"<sup>5</sup>. Le projet s'inscrit dans le cadre du Programme Opérationnel n°5 du GEF, "*where one of the long-term mitigation measures is to remove the barriers to energy conservation*"<sup>6</sup>. Il s'appuie sur les conclusions de la "*Pre-feasibility study of high-efficiency industrial boilers*" (1994) réalisée dans le cadre de l'étude "*China Greenhouse Gas Study*" cofinancée par le GEF<sup>7</sup>.

<sup>1</sup> Cf Annexe 6, "*Incremental Costs*", p. 52, § 1

<sup>2</sup> Cf "*Part I: Project Summary*", p. 1, § 1 et p. 2, § 4

<sup>3</sup> Annexe 5, "*Financial and Economic Analysis*", p. 48, § 1

<sup>4</sup> Cf "*Part I: Project Summary*", p. 5, § 11

<sup>5</sup> "*Part I: Project Summary*", p. 17, § 42

<sup>6</sup> "*Part I: Project Summary*", p. 14, § 33 - cf aussi le *Operational Report on GEF Programs* de février 1998, pp. 114-115

<sup>7</sup> "*Part I: Project Summary*", p. 3, § 8 et p. 14, § 33 - Cf également le *Project Document "China- Issues and Options in Greenhouse Gas Emissions Control"* (GEF/PNUD).

## Application du principe d'additionalité

La contribution financière du GEF s'élève à près de 33 millions de dollars, dont 16.5 pour la première phase et 13.7 au titre de la seconde phase<sup>8</sup>. Cet apport est destiné à couvrir les "*incremental costs faced by boiler producers to acquire advanced boiler technologies from abroad*", ainsi que les surcoûts liés à la "*modification of production facilities to produce new more energy-efficient boilers*"<sup>9</sup>. Reste à voir si l'approche retenue par le GEF pour évaluer ces surcoûts prête ou non le flanc à la critique...

Comme le spécifie très doctement le *Project document*, "*the GEF will finance the incremental costs of the project, calculated as the difference between the costs of the "GEF alternative" and the costs of the "baseline", the latter being defined as the costs that would otherwise be incurred by China to meet the same level of industrial boiler demand*"<sup>10</sup>. Reste à déterminer avec précision ce coût incrémental. Pour ce faire, les responsables du projet se sont fondés sur l'interface producteurs-utilisateurs, déterminant l'impact du prix des nouvelles chaudières sur leurs taux de rentabilité interne et leurs temps de retour respectifs<sup>11</sup>. En effet, comme le précise le *Project document*, "*a key variable in the project cost-benefit analysis for boiler producers and consumers [is] the sales price of the new boiler*"<sup>12</sup>. Pour chacune des neuf catégories de chaudières retenues dans le cadre du projet ont ainsi été déterminés un prix d'achat maximal pour les utilisateurs et un prix de vente minimal pour les producteurs<sup>13</sup>. Le GEF, en prenant en charge la différence entre ces deux niveaux de prix, doit permettre la diffusion de la technologie sur le marché. La subvention, versée aux producteurs de chaudières, permet à ceux-ci de baisser d'autant leurs prix de vente sans pour autant passer "*below the 12 percent target rate of return used for project analysis in China*"<sup>14</sup>.

On peut toutefois s'interroger sur les modalités de calcul du prix-plafond acceptable par les utilisateurs potentiels. En effet, "*in addition to the reduction in CO<sub>2</sub>, the project will generate substantial financial benefits to consumers in terms of lower energy expenditures*"<sup>15</sup>. Dès lors, on peut s'attendre à ce que les utilisateurs de ces chaudières plus performantes soient disposés à payer un prix d'achat supérieur à celui de modèles au rendement moins élevé, dans la limite des économies d'exploitation attendues. De fait, "*it was assumed that consumers would be willing to pay a higher initial price for the improved boiler if they were compensated, over the lifetime of the boiler, through lower operating (primarily fuel) costs*"<sup>16</sup>. Ces gains suffiraient-ils à rendre le projet rentable économiquement ? Cela semble bien être le cas: "*while the incremental costs of the project as a whole are \$295 million, theoretical operational cost savings are \$339 million*"<sup>17</sup>. Si l'on tient compte des économies de combustible réalisées au niveau des utilisateurs des chaudières, le projet est donc économiquement viable en dehors de toute subvention du GEF. Mais l'évaluation des économies d'exploitation potentielles est assortie dans le *Project Document* de précautions multiples<sup>18</sup>. De plus, il faudrait que ces bénéfices indirects, réalisés par les utilisateurs, "remontent" au niveau des producteurs, par exemple en alignant le prix de vente des chaudières sur le prix-plancher de ces derniers, qui pourraient financer l'ensemble de leur investissement industriel sans avoir recours au GEF<sup>19</sup>. Il s'agit là d'une difficulté très classique: "*one of the major problems with the production of more efficient equipment such as boilers is that while the research and development costs and the associated commercial risks accrue to producers, the benefits accrue to the users through lower operating costs*"<sup>20</sup>. Par ailleurs, alors que les temps de retour sur investissement acceptables par les acheteurs de ces chaudières industrielles sont généralement de l'ordre de quelques années, "*there is a*

<sup>8</sup> Le GEF cofinance également - à hauteur de 2.6 millions de dollars - le volet "assistance technique" ainsi que le suivi du projet. Cf "*Part I: Project Summary*", p. 4, § 10 et p. 7, § 19

<sup>9</sup> Cf "*Part I: Project Summary*", p. 12, § 19

<sup>10</sup> "*Part I: Project Summary*", § 19, p. 12)

<sup>11</sup> Cf "*Part I: Project Summary*", p. 16, § 39, mais aussi "*Annex 5: Financial and Economic Analysis*", pp. 48-51, § 4 à 7, "*Annex 6: Incremental Costs*", pp. 52-56, "*Annex 9: Environmental Analysis*", tableau n°2, p. 69 et "*Annex 10: Boiler Market Analysis*", pp. 71-79, § 18 à 20 et tableau n°5

<sup>12</sup> Annexe 5, "*Financial and Economic Analysis*", p. 49, § 4

<sup>13</sup> cf Annexe 10, "*Boiler Market Analysis*", tableau n°5, p. 79

<sup>14</sup> Annexe 5, "*Financial and Economic Analysis*", § 5.b, p. 50

<sup>15</sup> "*Project Summary*", p.16, § 38

<sup>16</sup> Annexe 5, "*Financial and Economic Analysis*", § 5.a, pp. 49-50

<sup>17</sup> Annexe 6, "*Incremental Costs*", p. 54, § 11

<sup>18</sup> Le caractère théorique de ces estimations est explicitement souligné: "*In the absence of uncertainty and risk, perfect information, and fully functioning capital markets ...*" - Annexe 6, "*Incremental Costs*", p. 55, § 11

<sup>19</sup> Dans ce cas de figure, "*consumers are assumed to sacrifice all of their consumer surplus to boiler producers in order for producers to earn an acceptable rate of return (12 %) on their investment*" (Annexe 6, "*Incremental Costs*", p. 55, § 11)

<sup>20</sup> Annexe 6, "*Incremental Costs*", p. 54, § 7

long time lag (12 years) between the initial project investment and the time that total energy savings are sufficient to recoup the investment"<sup>21</sup>. Or le succès du projet auprès des utilisateurs suppose bien sûr que "the payback period for the new boiler should not be longer than for the older model"<sup>22</sup>, ce qui exclut un prix de vente trop élevé... à moins de mettre en place un mécanisme de tiers-financement, une option que le *Project Document* n'envisage même pas.

De fait, les concepteurs du projet, plutôt que de chercher à faire "remonter" les bénéfices réalisés au niveau de l'exploitation, ont choisi délibérément de limiter l'augmentation du prix des chaudières afin d'inciter financièrement les utilisateurs à opter pour ces dernières: "the price of the new boilers used in the analysis takes into consideration a pricing level sufficient to induce boiler users to switch to the new boilers while at the same time minimizing the subsidy for the grant"<sup>23</sup>. Selon le *Project Document* en effet, "it is unrealistic to assume that a new boiler model, unfamiliar to customers, will be able to gain market share if the sales price is so high that there are no financial benefits to consumers"<sup>24</sup>. Ainsi, l'achat d'une chaudière de modèle récent est-il assorti d'une "prime" financière destinée à assurer le succès du projet<sup>25</sup>. Le montant total de cette "prime" est significatif: selon le *Project Document*, "there is a theoretical negative economic incremental cost of... \$43 million"<sup>26</sup>. Ce gain, pour théorique qu'il puisse être, n'en est pas moins abandonné aux acheteurs des chaudières, alors même que la conception et la production de ces dernières sont subventionnées à hauteur de plus de 30 millions de dollars par le GEF. Au total, le "cadeau" ainsi fait à la Chine se monte donc à près de 75 millions de dollars...

Les concepteurs du projet, tout en ayant manifestement conscience que celui-ci pouvait s'autofinancer plus largement, ont selon toute évidence accordé plus d'importance à l'enjeu stratégique constitué par la Chine - enjeu chèrement payé... ou vendu, selon le point de vue - qu'à l'orthodoxie "additionnelle" qui préside en théorie les interventions du GEF. On constate d'ailleurs que la composante "devises" du projet s'élève très exactement à 32.8 millions de dollars<sup>27</sup>, soit l'équivalent de la contribution du GEF. Les arrières-plans de la négociation entre le GEF et les autorités chinoises apparaissent dès lors plus nettement: à mille lieues de toute évaluation sérieuse d'un coût incrémental réel, l'aide du GEF a pour fonction de financer l'intégralité du transfert de technologie, ie "licensing, procurement of engineering services, selected purchase of embodied technology, and commercial demonstration"<sup>28</sup>. On peut voir là le résultat d'un rapport de force très favorable à la Chine. Derrière une argumentation apparemment rigoureuse, le calcul du coût incrémental est donc fondé sur des bases plus politiques qu'économiques. Ceci étant dit, on peut admettre l'existence d'un surcoût - quel qu'il soit - et donc l'additionalité du projet. Reste alors à vérifier si l'impact du projet en termes d'émissions a été correctement évalué. Or rien n'est moins sûr:

Le *Project Document* spécifie à plusieurs reprises que le rendement moyen du parc chinois se situe aux alentours de 60/65%, contre plus de 80% dans la plupart des pays développés<sup>29</sup>. Mais les chaudières produites par les industriels impliqués dans le projet présentent déjà un rendement sensiblement plus élevé que la moyenne du parc chinois: le gain direct attendu de la mise en oeuvre du projet s'élève donc

---

<sup>21</sup> Idem

<sup>22</sup> Annexe 5, "Financial and Economic Analysis", § 5.a, pp. 49-50

<sup>23</sup> "Project Summary", p. 17, § 42

<sup>24</sup> Annexe 10, "Boiler Market Analysis", p. 78, § 20 - il est intéressant d'observer à ce propos que cet assouplissement n'est pas évoqué dans l'annexe 6 relative au coût incrémental, où l'on en reste à la version de la neutralité financière pour l'utilisateur (cf par exemple p. 55, § 12).

<sup>25</sup> L'Annexe 10 ("Boiler Market Analysis") est la plus parlante à ce sujet: une fois explicitée la méthode de détermination des prix-plancher pour les constructeurs ("for the producer, a minimum price of the new boiler was calculated as the price necessary for the boiler manufacturer to earn a project internal financial rate of return of 12 percent" - § 20, p. 78) et des prix-plafond pour les utilisateurs ("A maximum price for boiler consumers was defined and calculated as the price that would extract all consumer surplus; i.e. the price at which the internal rate of return of the "with" and "without" project cases are equal" - § 20, p. 78), un tableau permet de confronter les prix obtenus pour chacun des neuf types de chaudières concernés (Tableau n°5, p. 79); le résultat est surprenant: pour cinq options sur neuf ("subprojects" n° 1, 2, 3, 5, 6 et 8), le prix maximum de l'utilisateur s'établit au niveau ou au dessus du prix minimum défini pour le producteur. En théorie, le soutien financier apporté par le FEM n'apparaît donc pas indispensable pour une bonne moitié des cas considérés...

<sup>26</sup> Annexe 6, "Incremental Costs", p. 55, § 11

<sup>27</sup> "Project Summary", p. 21, "Cost Estimates and Financing Plan"

<sup>28</sup> "Project Summary", p. 18, § 19

<sup>29</sup> "Typical efficiency levels for Chinese IBs lie in the range of 60-65 percent. Boilers of similar scale and application in developed countries rarely operate below 80 percent net efficiency" ("Project Summary", p. 2, § 4 - voir aussi Annexe 9 "Environmental Analysis", p. 66, § 7 et Annexe 10 "Boiler Market Analysis", p. 72, § 6)

à environ "seven to eight percent"<sup>30</sup> (différence entre les rendements-cible et les rendements actuels des chaudières produites par les partenaires industriels locaux). C'est sur cette base que sont estimés les "direct CO<sub>2</sub> savings", qui s'élèveraient à 180 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sur 20 ans<sup>31</sup>. A ces gains directs s'ajoutent des gains indirects ("programmatic CO<sub>2</sub> savings") liés au ralliement progressif des autres opérateurs aux nouvelles chaudières<sup>32</sup>. Ces gains "programmatisés", plus difficiles à évaluer avec précision, sont estimés sous la forme d'une fourchette de 456 à 824 millions de CO<sub>2</sub> sur 20 ans, selon le rythme et le niveau de dissémination des nouvelles chaudières<sup>33</sup>. L'impact total du projet est donc évalué à 637-1005 millions de CO<sub>2</sub> sur 20 ans, soit un coût par tonne pour le GEF compris entre 0.03 et 0.05 dollars<sup>34</sup> (soit environ 0.1-0.2 dollars par tonne de carbone).

Mais ces résultats sont contestables. Tout d'abord, il faut souligner la légèreté des explications données au sujet de l'évaluation proposée pour les réductions indirectes. On apprend tout au plus à la lecture du *Project Document* que "because the improved boilers are expected to gain market share in China, and replace average and below-average boilers, the thermal efficiency of China's overall industrial boiler stock is estimated to increase from 60-65 percent to between 70-75 percent"<sup>35</sup>. Par ailleurs, le *Project Document* semble exclure toute amélioration "spontanée" des rendements des chaudières chinoises en l'absence de financement spécifique du GEF<sup>36</sup>. Plusieurs arguments<sup>37</sup> sont avancés à l'appui de cette hypothèse, mais on peut penser qu'une référence plus dynamique aurait pu être définie, fondée sur une estimation prospective "raisonnable" de l'évolution du parc en termes de rendements. Les réductions d'émissions attribuées au projet auraient alors été révisées à la baisse.

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Moyenne (des options contestables)
Développements spécifiques au coût incrémental	Leur seul but est de justifier l'apport du GEF...
Transparence de la méthode et des calculs	Faible (calcul du surcoût en particulier)
Pertinence de la définition de la référence	Contestable (pas d'approche dynamique)
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Impact surévalué

## Commentaires

Si l'on prend le *Project Document* au pied de la lettre, aucun projet ne peut plus être mis en oeuvre au titre du MDP dans le secteur des chaudières industrielles en Chine : le GEF est déjà passé...

<sup>30</sup> Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 66, § 10

<sup>31</sup> Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 67, § 11

<sup>32</sup> "... because the improved boilers are expected to gain market share in China, and replace average and below-average boilers, the thermal efficiency of China's overall industrial boiler stock is estimated to increase from 60-65 percent to between 70-75 percent" (Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 66, § 10)

<sup>33</sup> Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 67, § 11

<sup>34</sup> "Project Summary", p. 17, § 40

<sup>35</sup> Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 67, § 10 et p. 70, tableau n°3 ("Avoided CO<sub>2</sub> Emissions") - voir également l'Annexe 10, "Boiler Market Analysis", p. 77, § 17

<sup>36</sup> Lors de l'évaluation des gains directs, il est ainsi précisé: "in the absence of global environmental considerations, this capacity would be met with existing standard boiler designs" (Annexe 6, "Incremental Costs", p. 53, § 5).

<sup>37</sup> Le *Project Document* fait l'hypothèse d'une amélioration très lente du rendement des chaudières industrielles utilisées en Chine. Cette approche prudente est-elle justifiée ? Certains facteurs - prix de la ressource, durcissement des normes - ne sont-ils pas susceptibles d'accélérer cette évolution ? Le *Project Document*, dans un cas comme dans l'autre, conclut par la négative. En ce qui concerne l'évolution des prix du charbon, il est observé fort justement qu'il n'y a pas en Chine de contrainte forte sur la disponibilité de cette ressource; par ailleurs, l'ajustement à la hausse des prix du charbon - autrefois subventionnés - serait presque achevé (Annexe 5, "Financial and Economic Analysis", p. 49, § 3). Le durcissement des réglementations environnementales ne semble pas non plus devoir se traduire par une nette amélioration des rendements, mais plutôt par l'incorporation de technologies de dépollution ou le développement d'options type lit fluidisé (Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 66, § 9). Cette faible synergie entre dépollution locale et protection de l'environnement global est confirmée par les résultats en matière de polluants locaux (Annexe 9, "Environmental Analysis", p. 67, § 12).

Pays:	<b>LITUANIE</b>
Projet:	<b>Klaipeda Geothermal Demonstration Plant</b>
Objet:	Installation géothermique pilote alimentant un réseau de chaleur urbain
Financement:	<b>18 millions de dollars</b> - 15% local (gouvernement) - 33% prêt de la Banque Mondiale - 14% dons Danemark (+ UE) - <b>38% financés par le GEF</b> (6.9 M\$)
Approbation:	<b>Mai 1995</b>
Project Doc.:	<b>Avril 1996</b>

## Contexte

Indépendante depuis 1991, la Lituanie a été confrontée à une forte récession économique, à l'instar d'autres pays en transition vers l'économie de marché. Sur le plan énergétique, le pays cumule les handicaps: forte intensité énergétique, ressources locales limitées, dépendance quasi totale vis-à-vis de la Russie, fortes contraintes financières, réformes difficiles à mettre en oeuvre, pollution locale parfois élevée, risque nucléaire (centrale d'Ignalina)... Le pays dispose toutefois de ressources géothermiques susceptibles d'être exploitées dans le cadre de réseaux de chaleur urbains: à terme, il est envisagé que cette ressource puisse "*cover up to 20% of the district heating demand*" (p. iii, § 5)<sup>1</sup>, ce qui permettrait de limiter les importations de FOL russe.

## Descriptif

"*This project helps to finance construction of a demonstration geothermal plant to provide hot water to the Klaipeda district heating system*"<sup>2</sup>. La production attendue s'élèverait à 530 TJ au moins, soit 10% de la demande locale (p. ii, § 3).

## Motivation du soutien du GEF

Selon le *Project Document*, ce projet "*would be the first geothermal project to supply heat to a district heating system in the Baltic States*" (p. ii, § 4) et sa mise en oeuvre ouvrirait de bonnes perspectives de réplification, que ce soit en Lituanie ("*geothermal heat could be expanded to eighteen larger urban areas with existing district heating networks*" - p. iii, § 5) ou dans d'autres pays ("*the project could become a reference project for further development of similar geothermal energy resources in the region and worldwide*" - p. iii, § 6). Mais ce projet de démonstration n'est pas suffisamment rentable pour être mis en oeuvre sans une subvention du GEF (voir chapitre ci-dessous).

## Application du principe d'additionalité

Le coût du projet s'élève à 18 millions de dollars, dont plus de 80% servent à financer importations et prestations extérieures ("*foreign exchange component*"). La Lituanie intervient à hauteur de 15%: le tranfert de technologie est donc entièrement financé par des ressources extérieures (prêt de la Banque Mondiale, dons du Danemark, de l'UE et du GEF). La contribution du GEF s'élève à 6.9 millions de dollars, soit 38% du coût total. Selon le *Project Document*, seul cet apport permet la mise en oeuvre du projet: "*in the absence of such involvement, it is unlikely that the country would be able to mobilise the technical assistance and financial resources required*" (p. iv, § 12). En fait, la subvention accordée par le GEF est censée permettre au projet d'atteindre un seuil de rentabilité fixé à 10%. Cette approche du principe d'additionalité est tout à fait satisfaisante sur le plan théorique. Reste à voir si l'argumentation développée dans le *Project Document* sur ce point est ou non convaincante<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Sauf mention contraire, les citations sont extraites du *Project Document* publié par le GEF.

<sup>2</sup> *Operational Report on GEF Programs*, Février 1998, pp. 162-163.

<sup>3</sup> Cf "*Part II: Technical Annexes*" (en particulier le chapitre "*V. Project justification and risks*") et l'annexe 1 relative à la "*Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant*".



Selon les promoteurs du projet, celui-ci ne serait pas suffisamment rentable pour être mis en oeuvre sans une aide spécifique du GEF. Un chapitre spécifique<sup>4</sup> du *Project Document* expose les différentes étapes du calcul de cette aide. Le principe est simple: le taux de rentabilité interne du projet est d'abord évalué sur la base du coût réel de l'investissement ; on détermine ensuite le niveau d'investissement qui permettrait d'obtenir un rendement financier de 10% ; le "surcoût" pris en charge par le GEF est égal à la différence entre le montant réel de l'investissement et le montant économiquement acceptable<sup>5</sup>.

Ce calcul est complété dans le *Project Document* par une analyse économique détaillée du projet<sup>6</sup>. Cette analyse économique porte en particulier sur la sensibilité du projet à divers paramètres: évolution des prix relatifs des différentes énergies, qualité de la ressource géothermique, état du réseau de chaleur utilisé, etc. L'impact d'une valorisation monétaire des bénéfices environnementaux du projet est aussi évalué. Or une lecture attentive de ces différentes évaluations peut conduire à remettre en question les estimations sur la base desquelles le financement du GEF a été approuvé:

(i) Il apparaît d'abord que le mauvais état du réseau de chaleur de la ville de Klapeida est responsable pour partie de la rentabilité insuffisante du projet. Dans un autre chapitre du *Project Document*, on peut lire que les réseaux de chaleurs lituaniens "suffer from a monthly loss of 100-400% of total network water volume, whereas a 5-15% monthly loss is the norm in modern, pre-insulated pipe systems"<sup>7</sup>. C'est bien sûr le cas à Klapeida, où "network modifications are a priority" ; pourtant ce problème "would not be addressed under the Project, as it is focusing on a much more narrow aspect concerning fuel substitution"<sup>8</sup>. Mais la rentabilité du projet est fonction de l'état du réseau: toutes choses égales par ailleurs, la réhabilitation du réseau ferait à elle seule passer le taux de rentabilité économique du projet de 4.7% à 7.5%<sup>9</sup>, ce qui permettrait de réduire d'autant l'apport du GEF nécessaire pour atteindre le seuil de 10%. Cette action sur le réseau, estimée pour Klapeida à 8 millions de dollars, présente de plus une rentabilité propre supérieure à 20%<sup>10</sup> et est pour cette raison "expected to be undertaken in the near future"<sup>11</sup>. Conclusion: dès que le réseau aura été réhabilité, la rentabilité du projet pilote - censée atteindre péniblement 10% grâce à une subvention accordée sur la base du réseau actuel - va faire un bond, pour le plus grand bénéfice de ses promoteurs...

(ii) Deux autres facteurs partiellement liés influent directement la rentabilité économique du projet: la prise en compte des bénéfices pour l'environnement local et/ou global d'une part, l'évolution des prix relatifs des énergies d'autre part. Considérons d'abord le problème des bénéfices environnementaux. Il semble logique de ne pas prendre en compte les avantages du projet sur le plan global, conformément à l'approche définie dans le cadre du GEF. Par contre, il est couramment admis qu'il n'entre pas *apriori* dans le rôle du GEF de financer la lutte contre les pollutions locales. Or le *Project Document* spécifie que la Lituanie connaît de réels problèmes sur ce plan: "In urban areas and towns, locally significant air quality problems occur during the winter heating season as a result of heavy fuel oil used in low-efficiency boilers used for district heating"<sup>12</sup>. C'est en particulier le cas dans la ville de Klapeida. La réduction des émissions de polluants locaux constitue donc un bénéfice non négligeable du projet. Une "Environmental Review" présentée en annexe chiffre ce bénéfice à "US\$ 250/ton of NOx" et "\$ 600 per ton of sulfur dioxide"<sup>13</sup>. Sur cette base, une valorisation monétaire des réductions des émissions de polluants locaux se traduit logiquement par une nette augmentation de la rentabilité économique du projet, qui passe de 4.7% à 9.8%<sup>14</sup> (toutes choses égales par ailleurs). Reste qu'il n'est sans doute pas possible de "facturer" aux autorités lituaniennes cette amélioration de l'environnement local, compte tenu de la situation économique du pays. Il faut alors considérer la baisse des émissions de polluants

<sup>4</sup> Annexe 1, "Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant".

<sup>5</sup> "The IRR of the Demonstration Plant is 4.2% based on an investment of US\$ 15.6 million ... To achieve an IRR of 10% the investment has to be reduced to US\$ 8.6 million ... the increment necessary to make the demonstration plant defensible ... is estimated at US\$ 6.9 million" (Annexe 1, § 10 et 11).

<sup>6</sup> Chapitre "V. Project justification and risks" in "Part II: Technical Annexes".

<sup>7</sup> "Part II: Technical Annexes", Chapitre "I. Background", § 1.14.

<sup>8</sup> Idem.

<sup>9</sup> "Part II: Technical Annexes", Chapitre "V. Project justification and risks", § 5.11, 5.12 et 5.13 ainsi que le tableau 5.5

<sup>10</sup> Annexe 1, "Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant", § 14.

<sup>11</sup> "Part II: Technical Annexes", Chapitre "V. Project justification and risks", § 5.3

<sup>12</sup> "Part II: Technical Annexes", Chapitre "I. Background", § 1.17.

<sup>13</sup> Annexe 4, "Environmental Review", § 14.

<sup>14</sup> Part II: Technical Annexes", Chapitre "V. Project justification and risks", § 5.15 et tableaux 5.4 et 5.5 - NB: si l'on cumule la prise en compte des bénéfices environnementaux locaux et l'amélioration du réseau, la rentabilité économique du projet pilote passe à 13.4%... avant même de prendre en compte les subventions qui lui sont accordées par le GEF et d'autres sources de financement...

comme une prime non-monnaire. Ceci étant admis, il n'en demeure pas moins que l'Etat lituanien est responsable de sa politique énergétique et de ses conséquences sur les choix des acteurs économiques. Or le *Project Document* souligne à plusieurs reprises que l'évolution des prix relatifs des différentes énergies vient renforcer les problèmes de pollution locale<sup>15</sup> et rappelle l'importance des choix publics en matière de tarification et de fiscalité. Selon le *Project Document* d'ailleurs, "*it is anticipated that the Lithuanian Ministry of Environment will penalize the use of the available HFO of relatively high sulfur content*", décision qui rendrait bien entendu "*the economics of the Project ... even more attractive*"<sup>16</sup>. De fait, la rentabilité du projet dépend étroitement des prix de référence retenus: une augmentation de 15% du prix du FOL (spontanée ou due à l'adoption d'une taxe environnementale) fait par exemple passer la rentabilité économique de l'opération de 4.7% à 6.6%, soit une rentabilité financière de 14% une fois pris en compte les dons accordés par le GEF, l'Union Européenne et le Danemark<sup>17</sup>. Une fois encore, une réforme postérieure au projet est donc susceptible de changer complètement la donne: il apparaîtrait alors que le don accordé par le GEF a été trop largement calculé.

On complètera ces réflexions sur la fiabilité des évaluations économiques du *Project Document* par un aperçu fort instructif des variations du coût de l'investissement initial au fil des chapitres... Le *Project Summary* évalue par exemple l'investissement à 17.62 millions de dollars<sup>18</sup>, dont 6.9 pris en charge par le GEF. On retrouve la même estimation dans le chapitre II ("*The Project*") de la deuxième partie<sup>19</sup>. Par contre, le chapitre V ("*Project justification and risks*") évalue l'investissement à 16.3 millions hors "*price contingencies*"<sup>20</sup>, alors que l'annexe 1 ("*calculation of incremental cost as basis for GEF grant*") stipule: "*The investment cost ... originally estimated at 17.6 million ... has recently been reassessed, and is currently expected to be reduced to US\$ 15.6 million*"<sup>21</sup>. Affirmation elle-même infirmée par le paragraphe "*Incremental Cost*" du *Project Summary*, selon lequel le montant de l'investissement retenu pour le calcul du coût incrémental, "*assessed at US\$ 16.3 million ... has, due to changes in the Yen-dollar relationship, been re-assessed at US\$ 17.6 million*"<sup>22</sup>. Ces fluctuations ne sont pas choquantes en elles-mêmes, dans la mesure où les évolutions de divers facteurs peuvent effectivement se traduire par des variations du coût de l'investissement pendant l'instruction du projet. Ce qui est plus frappant et significatif, c'est de constater que les responsables du projet arrivent à prouver dans chaque cas de figure que le coût incrémental est égal à 6.9 millions de dollars<sup>23</sup>, alors que ce coût devrait en théorie évoluer parallèlement aux variations du coût d'investissement...

On notera toutefois que cette critique porte sur le montant de l'apport du GEF, et non sur l'additionalité des réductions d'émissions obtenues: en effet, la rentabilité économique du projet de démonstration, même dans l'hypothèse d'une rénovation préalable du réseau de chaleur et d'une fiscalité défavorable au FOL, demeure sans doute insuffisante compte tenu du caractère risqué de l'opération<sup>24</sup>. Il est donc probable que ce projet pilote - qui bénéficie au total de plus de 9.5 millions de dollars de dons sur un budget de 18 millions - n'aurait pas été mis en oeuvre sans l'intervention du GEF. Celui-ci a donc bien permis d'obtenir des réductions d'émissions additionnelles en catalysant un processus de substitution énergétique. En tablant sur une substitution à hauteur de 10% et sur la base du "*fuel mix*" actuel (2/3 FOL, 1/3 gaz), le *Project Document* évalue cet impact à 1200 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sur une durée de vie de 25 ans<sup>25</sup>, soit un coût unitaire non actualisé de 5.75 \$ par tonne de CO<sub>2</sub> - un peu plus de 21 \$ par tonne d'équivalent-carbone.

---

<sup>15</sup> "*There is a trend toward replacing natural gas with HFO, based on slightly higher prices for natural gas than for HFO*" ("*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "*I. Background*", § 1.21).

<sup>16</sup> "*Part I: Project Summary*", p. vii, § 27.

<sup>17</sup> "*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "*V. Project justification and risks*", § 5.15 et tableaux 5.5, 5.6(a) et 5.6(b).

<sup>18</sup> "*Part I: Project Summary*", p. iv, § 10 et p. viii, "*Schedule A*".

<sup>19</sup> "*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "*II. The Project*", p. 12, § 2.16 et p. 13, "*Table 2.1*".

<sup>20</sup> "*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "*V. Project justification and risks*", § 5.6 et tableaux 5.4 et 5.5

<sup>21</sup> Annexe 1, "*Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant*", § 8.

<sup>22</sup> "*Part I: Project Summary*", p. iv, § 14.

<sup>23</sup> Le problème, évidemment, est que la contribution du GEF est approuvée et qu'il est délicat de s'en écarter trop. Mais leur flexibilité rend peu crédibles les évaluations économiques du *Project Document*, qui paraissent ici surtout destinés à justifier le montant de l'apport financier du GEF.

<sup>24</sup> Le *Project Document* n'analyse pas l'effet cumulé de ces deux hypothèses sur la rentabilité économique du projet. Mais l'effet de chacune d'entre elles est "connu": le taux de rentabilité économique passe de 4.7% à 7.5% si le réseau de chaleur est réhabilité, et de 4.7% à 6.6% dans le cas d'une augmentation de 15% du prix du FOL. Dans le meilleur des cas, il est donc peu probable que la rentabilité financière du projet puisse dépasser 10% sans subventions.

<sup>25</sup> Annexe 1, "*Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant*", § 4 à 7.

Cette évaluation de l'impact prévisible du projet est toutefois contestable. Une analyse nettement plus précise aurait ainsi été nécessaire pour définir de façon non équivoque une référence crédible, ce qui n'a pas été fait dans le *Project Document* du GEF. On peut en particulier se demander s'il est légitime d'accorder des crédits pendant toute la durée de vie de l'investissement, soit 25 ans ? En d'autres termes: la subvention "climat" a-t-elle permis la mise en oeuvre d'un projet qui n'aurait en fait jamais vu le jour, ou a-t-elle, plus modestement, permis d'anticiper de quelques années une mise en oeuvre inéluctable ? Cette question renvoie bien entendu aux problèmes soulevés lors de l'analyse du *Project Document*: la réhabilitation du réseau et l'adoption de mesures environnementales défavorables au FOL suffiraient peut-être pour rendre ce type de projet économiquement viable d'ici quelques années. Le soutien financier accordé aujourd'hui aurait alors seulement permis d'accélérer cette transition vers un modèle de développement plus soutenable... Son impact en termes d'émissions évitées se mesurerait donc non pas sur l'ensemble de la durée de vie de l'investissement, mais uniquement sur ces quelques années gagnées sur le cours prévisible des choses. La différence est de taille: par exemple, si l'on ne prend en compte que cinq années, la gain en émissions est réduite à 240 millions de tonnes de CO2 contre 1200 dans l'hypothèse maximale, et le coût unitaire de réduction - calculé sur la base de l'apport du GEF et non actualisé - passe de 21 dollars par tonne d'équivalent-carbone à plus de cent dollars...

Enfin, on a affaire explicitement à un projet de démonstration, c'est-à-dire à un projet dont le succès doit permettre de faire adopter par le marché une technique nouvelle. Ce point est souligné à plusieurs reprises dans le *Project Document*, qui évalue non seulement l'équilibre économique de ce premier pas mais également les perspectives "*for a subsequent plant built at a lower capital cost*"<sup>26</sup>. Les promoteurs du projet estiment en effet que cette première expérience pourra en cas de réussite être renouvelée dans d'autres villes de Lituanie, avec des coûts d'investissement moindres<sup>27</sup>, car les installations suivantes "*would employ a greater proportion of local engineering and technical inputs based on the transfer of technology achieved through the demonstration project*"<sup>28</sup>. Aussi est-il écrit dans le *Project Summary* que "*any subsequent geothermal plant would draw on the lessons learned from this demonstration project and would be justified on its own economic and technical merits*"<sup>29</sup>. Sous réserve d'un échec toujours possible de ce premier projet, cela signifierait qu'aucun projet similaire financé ultérieurement en Lituanie ne saurait prétendre à un financement "climat", que ce soit dans le cadre de l'application conjointe ou du GEF...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Choix parfois contestables
Développements spécifiques au coût incrémental	Approche par le biais de la rentabilité
Transparence de la méthode et des calculs	Correcte, sans plus
Pertinence de la définition de la référence	La référence n'est pas explicitement définie
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Impact vraisemblablement surestimé

## Commentaires

Paradoxalement, tout apprentissage réussi "épuise" un gisement de réductions d'émissions : tant qu'une approche technico-économique demeure économiquement marginale, elle permet d'obtenir des crédits d'émissions ; par contre, dès qu'elle passe le seuil de l'acceptation par le marché, elle sort du champ de l'application conjointe ou du MDP. Cet effet de seuil pourrait être un facteur d'inertie. Par exemple, il peut s'avérer plus rentable de vendre successivement dix installations de géothermie clef en main en bénéficiant au passage de crédits d'émissions plutôt que de financer un transfert de technologie visant une réelle appropriation locale...

<sup>26</sup> "*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "V. *Project justification and risks*", § 5.2.

<sup>27</sup> L'investissement pourrait passer de 16.3 à 13 millions de dollars ("*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "V. *Project justification and risks*", § 5.6) voire à près de 10 millions de dollars "*for subsequent plants build entirely in a Lithuanian concept*" (Annexe 1, "*Calculation of Incremental Cost as Basis for GEF Grant*", § 15).

<sup>28</sup> "*Part II: Technical Annexes*", Chapitre "V. *Project justification and risks*", § 5.6.

<sup>29</sup> "*Part I: Project Summary*", p. vi, § 26.

Pays:	<b>INDONESIE</b>
Projet:	<b>Solar Home Systems project</b>
Objet:	Mise en place d'un réseau de diffusion de panneaux PV
Financement:	<b>118 millions de dollars</b> - 62% local (consommateur final essentiellement) - 17% prêt Banque Mondiale - <b>21% financés par le GEF</b> (24.3 M\$)
Approbation:	<b>Novembre 1995</b>
Project Doc.:	<b>Décembre 1996</b>

## Contexte

Ressources variées: pétrole, gaz, charbon, hydraulique, géothermie, etc... mais forte croissance de la consommation énergétique. Le développement des ressources non-exportables et/ou renouvelables est une priorité. Le secteur électrique, essentiellement public, malgré une coûteuse politique d'expansion, ne couvre encore que 40% de la population. L'électrification rurale pose particulièrement problème: "*an estimated 35 million people in Indonesia live on remote islands and villages and in rural households that are dispersed and outside the economic reach of a grid in the foreseeable future*"<sup>1</sup>. L'Indonésie s'attache donc depuis peu à compléter "*the conventional approach of grid extensions coupled with ... deployment of isolated diesel generator(s)*" par une politique de développement "*of solar PV systems in rural Indonesia*"<sup>2</sup>.

## Descriptif

L'objectif du projet est d'accélérer la pénétration du photovoltaïque en zone rurale en soutenant la mise en place d'un réseau commercial et financier adapté. Au total, sur cinq ans, "*200 000 solar PV systems (10 MWp) for home*" doivent ainsi être installés dans trois zones-cibles "*where ... grid expansion ... is not expected for at least three years, or where it will be uneconomic*"<sup>3</sup>.

## Motivation du soutien du GEF

Pour l'instant, l'adoption du PV par le marché est freinée par l'existence de barrières telles que "*(i) the lack of established high-volume supplier dealer chains, (ii) high prices, and (iii) lack of term credit*"<sup>4</sup>. A cause de ces barrières, le coût d'usage du PV reste trop élevé sur les marchés ciblés: sans une action spécifique, "*the households would continue to use a combination of kerosene for lighting and diesel-based battery-charging for other end-uses*"<sup>5</sup>. En co-finançant ce projet d'apprentissage, le GEF permet l'émergence commerciale d'une "*zero greenhouse gas emitting technology ... substituting for higher polluting kerosene, diesel and grid-based options*"<sup>6</sup>.

## Application du principe d'additionalité

Sur un coût total de 118 millions de dollars, la participation du GEF s'élève à 24.3 millions, soit 21%. L'aide apportée par le GEF doit permettre de subventionner le prix de vente des modules PV jusqu'à les rendre compétitifs face aux options actuellement retenues par les ménages dans les zones-cibles. Sans cette subvention, "*households will continue to rely on fossil fuels for their energy needs*"<sup>7</sup>. Le projet s'inscrit dans le cadre du programme d'opération n°6 du GEF, relatif à la promotion des énergies renouvelables<sup>8</sup>.

<sup>1</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 6, § 2.4

<sup>2</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "1. The energy and power sectors", p. 4, § 1.13

<sup>3</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "3. The project", p. 20, § 3.8

<sup>4</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "4. Project justification", p. 36, § 4.5

<sup>5</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "4. Project justification", p. 36, § 4.6

<sup>6</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "1. The energy and power sectors", p. 5, § 1.14

<sup>7</sup> Annexe 3.6, "Incremental Cost and Global Environment Benefits", p. 82, § 2

<sup>8</sup> Operational Report on GEF Programs, février 1998, pp. 150-151

Pour calculer le montant de la subvention nécessaire, le *ProjectDocument* se base sur une évaluation des dépenses mensuelles des ménages ciblés pour des usages électriques susceptibles d'être assurés par du PV. Il s'avère en effet qu'un "*significant segment of today's rural households, without (State Electricity) supply, have a high willingness-to-pay for energy to meet the end uses that they value the most - lighting, security, and entertainment and informational services from radios and TV*" ; ce coeur de cible du "*top quintile segment ... provide a convenient market entry segment for SHS*"<sup>9</sup>. A partir du montant de leurs dépenses mensuelles pour ces services ("*\$9.32 on Java and \$9.99 off-Java*") on peut déterminer "*the present value of the target household's baseline expenditures on kerosene and battery charging (for 15 years at a discount rate of 10%)*", soit "*\$867 on Java and \$930 off-Java*"<sup>10</sup>. Pour ces ménages, il serait plus coûteux de recourir au PV: "*based on prevailing prices, the monthly economic cost of a SHS unit in the new Java areas is \$10.10, which implies a present value of \$970 for 15 years at a 10% discount rate*"<sup>11</sup> (pour les autres zones, le coût mensuel est évalué à 11.38 dollars, soit une valeur actuelle de 1059 dollars). Pour permettre aux ménages d'opter pour le PV, il faut compenser ce coût incrémental, qui s'élève donc à "*\$73 per SHS unit in the new Java areas and about \$129 per SHS unit off-Java*"<sup>12</sup>. Cette subvention doit permettre de réduire sensiblement le surcoût initial du PV, qui constitue pour la plupart des ménages un obstacle supplémentaire<sup>13</sup>.

L'apport du GEF à ce titre s'élève à 20 millions de dollars, ce qui correspond à la diffusion de 200 000 unités PV<sup>14</sup>. Cette diffusion se traduira selon le *ProjetDocument* par un gain en termes d'émissions égal à 2.2 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, recouvrant "*both the emissions avoided as a result of the SHS units directly installed under the SHS project ('project effect') - about 1.3 million tons of CO<sub>2</sub> - as well as the acceleration of SHS market penetration in Indonesia ('programmatic effect') ... - about 0.9 millions tons of CO<sub>2</sub>*"<sup>15</sup>. Sur cette base, et en intégrant les 4.3 millions de dollars accordés au titre de l'assistance technique, le coût unitaire de réduction est évalué dans le *ProjectDocument* à 11 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> en tenant compte de l'impact direct et de l'effet programmatique, ou 18 dollars si l'on ne considère que l'impact direct du projet<sup>16</sup> (respectivement 40.3 et 66 dollars par tonne de carbone).

Ces évaluations appellent un certain nombre d'observations:

1. Pour calculer le gain en termes d'émission pour chaque unité PV vendue, le *ProjectDocument* se base sur une hypothèse de référence très conservatrice: il est supposé que la production d'électricité PV se substitue à un mix kérosène/diesel pendant 15 ans<sup>17</sup>. On considère donc que les usages énergétiques des zones-cibles ne connaîtraient aucune évolution spontanée sur la période, ce qui semble hautement improbable. On peut en particulier supposer qu'une partie au moins des ménages concernés aurait fini par avoir accès au réseau électrique: en effet, comme on l'a déjà souligné, ces ménages sont situés dans des zones "*where ... grid expansion ... is not expected for at least three years, or where it will be uneconomic*"<sup>18</sup>. Cette extension du réseau n'est pas prise en compte bien qu'elle confère à la référence une dimension dynamique<sup>19</sup>. Parallèlement, le projet est crédité d'un impact programmatique indirect de 0.9 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sans que le mode d'évaluation de cet effet ne soit explicité<sup>20</sup>...

2. Plus généralement, le fait d'appréhender l'équilibre économique du projet à partir des dépenses des ménages est trompeur. En effet, si l'on aborde le problème de l'électrification rurale en Indonésie de façon plus globale, on constate que les "*Solar Home Systems offer the least cost... solution... in niche areas where households are dispersed and demand is low*"<sup>21</sup>. De fait, comme le reconnaît le *Project Document*, "*when the SHS costs are compared with an alternative modern form of energy that provides*

<sup>9</sup> "*Part I: Project Summary*", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 15, § 2.27

<sup>10</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 83, § 6

<sup>11</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 83, § 9

<sup>12</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 83, § 10

<sup>13</sup> La subvention accordée par le GEF est une réponse au double obstacle "*of current high SHS costs and ... high share of initial costs in lifetime SHS costs*" ("*Part I: Project Summary*", chapitre "4. Project justification", p. 36, § 4.4). Elle est complétée par la mise en place d'un système de location-vente financé par la Banque Mondiale.

<sup>14</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 83, § 10

<sup>15</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 84, § 15

<sup>16</sup> Idem

<sup>17</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 84, § 16

<sup>18</sup> "*Part I: Project Summary*", chapitre "3. The project", p. 20, § 3.8 - souligné par l'auteur.

<sup>19</sup> L'extension s'opère à un rythme soutenu: depuis le début des années 80, la compagnie nationale "*is connecting over 1.5 million new customers a year*" ("*Part I: Project Summary*", chapitre "1. The energy and power sectors", p. 3, § 1.8).

<sup>20</sup> Seul le mode de calcul de l'impact direct du projet est expliqué - cf note de bas de page n°16

<sup>21</sup> "*Part I: Project Summary*", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 14, § 2.24

a comparable level of service, i.e., conventional rural electrification options, there are a large number of rural households for whom the SHS costs are lower"<sup>22</sup>. Cela vaut en particulier pour les ménages ciblés par le projet<sup>23</sup>. Ainsi, c'est le choix de la situation actuelle comme référence qui permet de mettre en évidence un surcoût qui n'apparaîtrait pas si la référence retenue était de nature à offrir aux ménages une qualité de service équivalente à celle obtenue grâce à l'installation de modules PV<sup>24</sup>. Ce choix n'est donc pas conforme à l'approche théoriquement préconisée dans le cadre du GEF. Il équivaut en fait à décharger le gouvernement indonésien de toute responsabilité quant à l'accès des ménages considérés à une source moderne d'électricité. En effet, si l'on se place dans la perspective du gouvernement - en supposant qu'il appartient à ce dernier de promouvoir l'accès de tous à l'électricité, alors l'option PV devient la référence pour les zones ciblées par le projet. Celui-ci consiste donc à faire financer par le GEF et par les ménages le développement de l'accès au confort électrique moderne. De fait, comme le reconnaît le *Project Document*, "increased penetration of solar PV home systems in rural Indonesia ... will reduce the tremendous pressure on (the government) ... to extend its supply to satisfy uneconomic rural loads"<sup>25</sup>. Les coûts marginaux de l'électrification rurale traditionnelle sont en effet très élevés, alors même que le gouvernement privilégie, pour des raisons d'aménagement et d'équité sociale, une politique de péréquation tarifaire qui entraîne "the subsidization of higher cost energy supply to outside Java and to the rural population"<sup>26</sup>...

3. Pour l'opérateur national, le PV décentralisé est donc une option incontournable pour étendre au moindre coût l'accès de la population rurale à l'électricité: "Solar home systems are one of the key elements of the overall least cost decentralized RE strategy in Indonesia, and they complement the least cost grid expansion program for RE"<sup>27</sup>. Depuis quelques années, le développement du PV est donc à l'ordre du jour : à partir de 1987, le gouvernement indonésien "has sponsored a series of pilot solar PV demonstration programs", grâce auxquels "about 20 000 SHS units have been installed"<sup>28</sup>. Ces divers programmes "were primarily geared to technology demonstration; as such they did not focus on cost recovery or building a base for future product or market development, nor did they offer a means to mainstream private sector delivery and sustainability"<sup>29</sup>. Le projet cofinancé par le GEF s'appuie sur les acquis de ces premiers programmes tout en mettant l'accent sur un apprentissage plus commercial que technologique. Parallèlement, l'action du gouvernement en faveur du PV se poursuit, à travers un "plan to install solar PV systems with a total capacity of 50 MWp"<sup>30</sup> soit cinq fois la capacité installée grâce au projet soutenu par le GEF. Selon le *Project Document*, deux approches complémentaires vont ainsi coexister: "(i) Government-based programs targeted at the higher-cost remote areas and for the poorer segments of the population, and (ii) commercially-based private sector led programs initially targeted to the relatively closer-in and more affluent segments of the rural population"<sup>31</sup>. A ces deux segments s'ajoute de surcroît un troisième segment, qui est lui dès à présent viable économiquement: "incremental costs are negative for limited regions of Java where solar PV is already cheaper than the cost of kerosene lighting and battery charging"<sup>32</sup>. Cette configuration est tout à fait intéressante dans la perspective de la mise en place du mécanisme de développement propre, car elle préfigure une division en trois "champs" d'intervention contigus le long de la courbe de coût: un secteur déjà commercial - sur lequel le PV est rentable économiquement, un secteur proche de la viabilité économique - qui nécessite surtout un apprentissage commercial, et un secteur encore marginal - sur lequel le développement du PV doit être fortement subventionné. En faisant abstraction des objections exprimées en 1. et 2., on peut donc voir là un cas d'école pour l'étude de l'articulation entre le marché, le MDP et le GEF. De ce point de vue, un constat s'impose: si l'on peut facilement définir sur le plan théorique les "frontières" qui séparent les différents champs pris en considération, cette distinction est nettement plus complexe à décliner dans la réalité. Sur le terrain, en effet, on n'a pas toujours affaire à des zones géographiques

<sup>22</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "4. Project justification", p. 36, § 4.12

<sup>23</sup> Idem - ces conclusions sont basées sur les résultats d'une "Comparison of Solar PV and Conventional Rural Electrification Costs" (Annexes 4.1 et 4.2, pp. 95-101).

<sup>24</sup> Comme l'indique le *Project Document* en note de bas de page (!), "while the present value of expenditures of the target households on lighting and battery charging is less than the present value of ... the SHS, the service from kerosene and battery charging is inferior to the service from SHS" ("Project Summary", ch. "4. Project justification", p. 36, § 4.12).

<sup>25</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 14, § 2.24

<sup>26</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "1. The energy and power sectors", p. 2, § 1.4.d - voir également, dans le chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 12, le paragraphe 2.14 intitulé "Mounting subsidy burden".

<sup>27</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "4. Project justification", p. 35, § 4.2

<sup>28</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 13, § 2.17

<sup>29</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 13, § 2.18

<sup>30</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 13, § 2.19

<sup>31</sup> "Part I: Project Summary", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 13, § 2.20

<sup>32</sup> Annexe 3.6, "Incremental Cost and Global Environment Benefits", p. 83, note de bas de page n°1

homogènes de ce point de vue. Si l'on se place par exemple dans la perspective retenue par le *Project Document*, le revenu constitue un premier élément de répartition<sup>33</sup>: ainsi, dans un même village, certains ménages aisés seront susceptibles de s'équiper sans qu'une subvention soit nécessaire et relèveront donc du segment commercial, tandis que l'équipement des ménages moins fortunés devra bénéficier d'une aide financière soit au titre du MDP soit dans le cadre du GEF. Si l'on aborde le problème en termes d'électrification rurale au moindre coût, une difficulté comparable surgit: dans une seule région-cible, on aura à déterminer de façon très pointue les zones qui relèveront de telle ou telle approche<sup>34</sup>. Le *Project Document* n'explique pas dans quelle mesure la mise en oeuvre du projet permettra d'éviter ce type de problème, tout en précisant par exemple que "*no GEF funds will be made available for sales and installations of SHS systems*" dans les zones des régions-cibles où ces derniers sont déjà l'option de référence<sup>35</sup>. Mais on peut s'interroger sur la possibilité d'exiger dans le cadre du MDP un pilotage fin de l'octroi des subventions sans en même temps augmenter de façon inacceptable les coûts de mise en oeuvre supportés par l'opérateur, puis les coûts liés au suivi et au contrôle du projet. Pour rendre possible la prise en charge de ce type d'intervention dans le cadre du MDP, une approche plus souple devra donc être retenue. A l'instar de celle développée dans le *Project Document*, l'approche "MDP" pourra être basée sur le nombre d'unités effectivement vendues et installées. Pour évaluer l'impact en termes d'émissions, une valeur médiane pourra être définie: le *Project Document* considère par exemple que chaque unité installée entraîne en 15 ans une réduction de 6.72 tonnes de CO<sub>2</sub><sup>36</sup>. Corrigée à la baisse pour tenir compte des inévitables effets d'aubaine et de paramètres dynamiques, cette valeur médiane pourrait être fixée à 1.8 tonnes de CO<sub>2</sub> sur cinq ans dans le cadre d'un projet "MDP"<sup>37</sup>. On notera au passage que cette estimation est inférieure de 75% à l'impact direct revendiqué dans le *Project Document*, et que le coût unitaire de réduction correspondant passe en conséquence de 18 à 70 dollars par tonne de CO<sub>2</sub>, soit plus de 250 dollars par tonne de carbone...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Correcte
Développements spécifiques au coût incrémental	Approche par le consentement à payer
Transparence de la méthode et des calculs	Correcte
Pertinence de la définition de la référence	Référence contestable
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Faible: impact vraisemblablement surestimé

## Commentaires

Ce type d'opération, *a priori*, ne se prête pas facilement à une intervention "MDP", mais l'approche pragmatique retenue par le GEF (calcul du gain en CO<sub>2</sub> par unité installée) pourrait permettre au MDP de jouer un rôle dans le financement d'opérations similaires pour peu que le coût unitaire de réduction reste dans des normes acceptables<sup>38</sup>. En l'occurrence, cela ne semble pas être la cas: l'impact direct du projet étant vraisemblablement surestimé, une réévaluation à la hausse du coût unitaire s'impose...

<sup>33</sup> Cf "*Part I: Project Summary*", chapitre "2. Decentralized rural electrification", p. 13, § 2.27, ainsi que le tableau 2.2 intitulé "*Distribution of Monthly Expenditures on Energy by Rural Households Without PLN Electricity Supply*", p. 16

<sup>34</sup> Cf Annexes 4.1 et 4.2, "*Comparison of Solar PV and Conventional Rural Electrification Costs*", pp. 95-101

<sup>35</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 83, note de bas de page n°1

<sup>36</sup> Annexe 3.6, "*Incremental Cost and Global Environment Benefits*", p. 84, § 15

<sup>37</sup> La substitution technique se traduit par un gain moyen de 7.22 kg de CO<sub>2</sub> par kWh. La production annuelle par unité est évaluée à 62 kWh par an. Le gain annuel théorique s'élève donc à 448 kg de CO<sub>2</sub> pour chaque unité installée. Si l'on fait l'hypothèse qu'une installation sur cinq résulte d'un pur effet d'aubaine, ce gain théorique doit être pondéré: on obtient alors un gain annuel corrigé de 358 kg de CO<sub>2</sub> (448 x 4/5), que l'on arrondit à 360 kg. Si l'on suppose ensuite que l'aide accordée a permis de gagner en moyenne cinq ans sur le rythme "naturel" de diffusion du PV, il faut multiplier ce résultat par cinq au lieu de quinze: on obtient un gain total cumulé d'environ 1800 kg de CO<sub>2</sub> par unité. L'impact programmatique du projet n'est pas pris en compte: seul l'effet direct est évalué et crédité à l'investisseur.

<sup>38</sup> Sans pour autant que cette "modération" soit due à la certification complaisante de réductions purement virtuelles...

Pays:	<b>MEXIQUE</b>
Projet:	<b>High Efficiency Lighting Pilot Project (ILUMEX)</b>
Objet:	Diffusion et promotion de lampes basse-consommation
Financement:	<b>23 millions de dollars</b> - 43% local (compagnie nationale d'électricité) - <b>43% financés par le GEF (10 M\$)</b> - <b>13% par la Norvège au titre de l'AEC</b>
Approbation:	<b>Décembre 1991</b>
Project Doc.:	<b>March 1994</b>

## Contexte

Au début des années 90, le Mexique devait faire face à une demande d'électricité en forte augmentation : *"massive investments, on the order of US\$3 billion per year"*<sup>1</sup>, étaient projetés pour la décennie. Cette tendance devait s'accompagner d'une forte progression des émissions du secteur électrique, thermique à 80% : en 1992, déjà, *"estimated carbon dioxide emissions from thermal power stations amount to 57 millions tons per year"*<sup>2</sup>. Des mesures de MDE étaient donc envisagées, avec le soutien financier de la Banque Mondiale. La compagnie nationale d'électricité (CFE) avait en particulier mis en place un *"trust fund"* qui avait déjà permis de financer - entre autres activités - *"seven small pilot projects to replace incandescent bulbs with FLs"*<sup>3</sup>.

## Descriptif

Inscrit dans le prolongement de ces premières initiatives, le projet ILUMEX vise à promouvoir *"the widespread installation of high efficiency lighting"*<sup>4</sup>. L'objectif est de remplacer environ *"1.7 million incandescent bulbs with fluorescent light bulbs in the cities of Guadalajara and Monterrey"*<sup>5</sup>, les deux plus grandes villes du pays après Mexico. L'expérience<sup>6</sup> ayant montré que le coût initial élevé des LFC est le principal obstacle à leur diffusion, les fonds alloués au projet serviront surtout à subventionner (à hauteur de 63% en moyenne) les lampes vendues et à financer un système de paiement différé géré par la CFE : *"participants will pay for FLs either in cash or under a deferred payment plan of 24 months (as part of their electricity bill)"*<sup>7</sup>. Les fonds encaissés à ce titre seront réinjectés dans le projet afin d'étendre sa portée<sup>8</sup>. L'industrie locale, qui produit déjà *"about five million FLs annually, mainly for the export market"*<sup>9</sup>, trouvera grâce au projet ILUMEX de nouveaux débouchés.

## Financement

Le coût total du projet s'élève à 23 millions de dollars - dont plus de 75% sont destinés à l'achat des lampes basse-consommation. Le financement est assuré par la CFE (10 millions de dollars, soit 43%), par le GEF (10 millions de dollars également) et par la Norvège (3 millions de dollars). Cet apport norvégien s'inscrit dans le cadre de la notion d'application conjointe : la Norvège ne revendique pas de crédits d'émission en échange de sa contribution, mais espère que le projet ILUMEX *"might serve as a demonstration vehicle for elements of a joint implementation scheme"*<sup>10</sup>.

<sup>1</sup> Project Document, p. 1, § 4

<sup>2</sup> Project Document, p. 2, § 4

<sup>3</sup> Project Document, p. 2, § 6

<sup>4</sup> Project Document, p. 2, § 7

<sup>5</sup> Project Document, p. 3, § 9 - Selon l'information communiquée sur le site AIJ de la Convention, *"as of the end of 1996, 1.13 million bulbs, or 66% of the total goal of 1.7 million have been sold"* (Uniform Reporting Format, ILUMEX High Efficiency Lighting Project, "A) Description of project" / "3) Activity" / "General Project Description")

<sup>6</sup> Cf Project Document, p. 6, § 21, et annexe 8, *"Lessons learned in the implementation of Bank financed power projects and CFE's pilot lighting projects"*, § 8 à 11

<sup>7</sup> Project Document, p. 3, § 12

<sup>8</sup> Project Document, p. 6, § 20

<sup>9</sup> Project Document, p. 5, § 19

<sup>10</sup> Project Document, p. 2, § 8



## Application du principe d'additionalité

Le projet ILUMEX s'avère très rentable, quel que soit le point de vue : "*for Mexico the internal rate of return (IRR) exceeds 56% for the various sensitivity tests considered; for CFE alone, the IRR exceeds 32% for all probable events, and for the participants the minimum IRR calculated was over 100%*"<sup>11</sup>. Comme le souligne le *Project Document*, de tels projets "*are normally not eligible for GEF financing*", car "*it could be expected that [they] would be implemented purely for [their] cost-effectiveness*"<sup>12</sup>. La diffusion de lampes basse-consommation, toutefois, se heurte à des obstacles divers : surcoût initial et information insuffisante en particulier. De fait, "*experience shows that unless consumers are shown how they can benefit from FL use, the process of change is extremely slow*"<sup>13</sup>. On peut donc estimer que le projet, "*despite attractive rates of return, ... would not proceed without GEF involvement*"<sup>14</sup>. Le projet a été adopté à ce titre au tout début de la phase-pilote, et s'inscrirait aujourd'hui dans le cadre du programme opérationnel n°5 relatif à la levée des obstacles aux économies d'énergie<sup>15</sup>. Compte tenu de sa rentabilité, on peut penser qu'il aurait pu être mis en oeuvre à moindre frais pour le GEF<sup>16</sup>. Mais les informations économiques et financières qui figurent dans le *Project Document* ne permettent pas de conclure que le projet, pour rentable qu'il puisse être, aurait été mis en oeuvre sans le soutien du GEF.

Reste ensuite à évaluer l'impact additionnel du projet en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. Selon le *Project Document* publié en 1994, la diffusion des LFC se traduira par "*a reduction in carbon dioxide emissions of about 118,000 tons annually*"<sup>17</sup>. Les modalités d'évaluation de ce bilan ne sont pas détaillées. Il est toutefois précisé que ce chiffre ne prend en compte que l'impact direct de la diffusion de 1.7 million de LFC. Les effets indirects - positifs ou négatifs - ne sont pas intégrés, de même que les réductions liées à l'élargissement éventuel du projet. Le *Project Document* n'évalue pas le bilan cumulé du projet sur l'ensemble de sa durée de vie, ni le coût unitaire de réduction.

Le cofinancement de la Norvège étant conditionné par la possibilité de tirer partie du projet pour faire avancer la notion d'application conjointe, une évaluation plus détaillée était indispensable. On en trouve les résultats dans un document diffusé par la Banque Mondiale<sup>18</sup> ainsi qu'au travers des informations communiquées sur le site AIJ de la Convention Climat<sup>19</sup>.

(i) L'analyse de la Banque Mondiale met l'accent sur les difficultés rencontrées pour évaluer les effets indirects du projet. Selon les termes mêmes de cette étude, "*the current state of the art does not permit reliable calculations / predictions of the effects of a demonstration project ... Nor, unless very carefully controlled experiments are designed, does it permit accurate ex post determination of these effects*"<sup>20</sup>. De fait, seules les réductions directes ont été évaluées. Toutefois, même cette restriction n'a pas permis de garantir la justesse des résultats obtenus. De nombreux facteurs doivent en effet être pris en compte, et tous ne peuvent être évalués de façon fiable : un certain nombre d'hypothèses ont donc dû être faites, portant par exemple sur le contenu en CO<sub>2</sub> ou en méthane du kWh moyen, ou sur la durée d'utilisation quotidienne des LFC. De même, il est possible - et même probable - que le comportement des ménages soit affecté : à facture constante, les utilisateurs peuvent prolonger la durée d'éclairage, adopter des lampes plus puissantes ou encore multiplier les sources lumineuses. Au total, selon l'auteur de l'étude, les experts du GEF ont éprouvé de réelles difficultés pour déterminer une référence fiable et n'ont pu donner *in fine* que des estimations "raisonnablement" crédibles des réductions d'émissions obtenues...

<sup>11</sup> *Project Document*, p. 7, § 25 - cf également annexe 3, "*Project Economic Analysis*"

<sup>12</sup> *Project Document*, p. 3, § 13

<sup>13</sup> *Idem*

<sup>14</sup> *Idem*

<sup>15</sup> Cf *Operational Report on GEF Programs*, février 1998, p. 174-175

<sup>16</sup> On verra plus loin (page 4 de la présente note) que l'opération est particulièrement profitable pour la CFE, qui investit 10 millions de dollars pour un bénéfice net de 60 millions, y compris les revenus tirés de la vente à prix subventionné des LFC (12.3 millions de dollars). Significativement, les concepteurs du projet ont veillé à ce que l'argent ainsi récupéré soit utilisé pour prolonger le projet: il est ainsi précisé que les fonds, "*including those resulting from the credit sales to the participants, [will be] kept separate from those that enter into CFE's own treasury*" (*Project Document*, p. 4, § 16), et que la compagnie s'engage "*to expand the geographic area of the Project ... until the full amount of the grants has been transferred to the participants*" (*Idem*, p. 6, § 22). Le bénéfice réel pour la CFE est donc de l'ordre de 50 millions de dollars...

<sup>17</sup> *Project Document*, p. 7, § 24 - cf également l'annexe 4, "*Environmental Aspects*"

<sup>18</sup> "*Joint Implementation of Climate Change Measures*", Robert J. Anderson Jr., March 1995, World Bank Environment Department Papers / Climate Change Series / n°5

<sup>19</sup> *Uniform Reporting Format, ILUMEX High Efficiency Lighting Project* (ci-après ILUMEX Reporting)

<sup>20</sup> "*Joint Implementation of Climate Change Measures*", op. cit., p. 6

(ii) Les conclusions du document *ILUMEX Reporting* sont moins pessimistes. Le projet est abordé sur l'ensemble de sa durée de vie: sachant que "*the emissions impact of the activity will continue until early 2006, based on the 33 month phase-in for the bulb sales and an estimated eight year life of each bulb*", il est prévu que le "*monitoring and reporting to the UNFCCC Secretariat regarding emissions reductions will continue through 2005*"<sup>21</sup>. Sur cette base, l'impact direct du projet est évalué à près de 730 000 tonnes de CO<sub>2</sub>, soit environ 200 000 tonnes équivalent carbone<sup>22</sup>. Cette estimation se fonde sur "*the fuel mix used at the generation facilities serving Monterrey and Guadalajara during 1995 and 1996*"<sup>23</sup> et n'inclut donc pas d'hypothèse dynamique sur l'évolution du contenu carbone du kWh fourni dans ces deux villes. Les effets indirects, négatifs ou positifs, ne sont pas pris en compte, comme l'indiquait l'étude de la Banque Mondiale. Ainsi, il est reconnu que les utilisateurs des LFC "*who face a lower cost of electricity service may ... burn the bulbs longer*", ce qui peut se traduire "*in an overestimation of project benefits*"; mais ce "*snapback effect*" est jugé négligeable<sup>24</sup>. De même, si les promoteurs du projet espèrent que la mise en oeuvre de celui-ci "*will encourage or influence the purchase or use of CFLs by non-participants*", il est précisé que "*no additional emissions benefits would be attributed to the project as a result of these indirect emissions reductions*"<sup>25</sup>. Dans le même ordre d'idées, les effets indirects liés à l'utilisation par la CFE des revenus "*received from the sale of light bulbs to expand the program of subsidized CFL sales to other customers*" ne seront pas attribués au projet ILUMEX<sup>26</sup>. On a là, comme le soulignait dès 1995 l'auteur de l'étude diffusée par la Banque Mondiale, une approche "raisonnable"... à défaut d'être rigoureusement exacte<sup>27</sup>.

Sur un impact direct total évalué à environ 730 000 tonnes de CO<sub>2</sub>, seule une partie est "attribuée" à la Norvège au titre de son co-financement. Il est en effet considéré que la contribution de ce pays "*will pay for 200,000 CFLs, or approximately 12% of the project emissions benefits*"<sup>28</sup>, pourcentage qui reflète l'importance relative de l'apport norvégien au financement du projet. Ainsi, "*emissions benefits attributed to the AIJ component over the lifetime of the project are 85,748 metric tons carbon dioxide*" auxquels s'ajoutent "*2.19 metric tons of methane (54 tons CO<sub>2</sub> equivalent)*" (on appréciera la précision de l'estimation...)<sup>29</sup>. Au total, l'impact attribué à la Norvège s'élève donc à environ 86 000 tonnes de CO<sub>2</sub>, soit à peu près 23 500 tonnes équivalent-carbone. Sur cette base, le coût unitaire pour la Norvège s'élèverait à un peu moins de 130 dollars par tonne équivalent-carbone ou 35 dollars par tonne de CO<sub>2</sub>. Il est intéressant de comparer ce résultat aux estimations relatives aux coûts marginaux de réduction... en Norvège : selon le *Project Document* de 1994, "*the cost to stabilize the Norwegian CO<sub>2</sub> emissions at their 1989 level in the year 2000*" s'élève à environ "*US\$184 per ton*"<sup>30</sup>. Les éventuels crédits qu'elle obtiendrait par le biais du projet ILUMEX seraient donc pour la Norvège cinq fois moins chers qu'une réduction domestique équivalente.

Encore faut-il revoir la répartition des crédits suggérée par le document *ILUMEX Reporting*. Celui-ci, en attribuant à la Norvège une part équivalente à sa contribution au budget total du projet, méconnaît le principe d'additionalité. En effet, à supposer que les contributions du GEF et de la Norvège couvrent le coût incrémental du projet ILUMEX, alors l'ensemble des réductions réalisées dans le cadre de ce projet doivent être attribuées à ces deux bailleurs de fonds, à l'exclusion évidente de la CFE, dont la participation financière correspond à des objectifs tout à fait différents ("*CFE's motive in making a \$10 million contribution to the project was primarily to delay building new generating capacity and to avoid generation of electricity that it sell at a loss, so that portion of expenses should not be attributed to the cost of reducing greenhouse gas emissions*"<sup>31</sup>). Sur la base d'une répartition GEF/Norvège, la part de ce pays s'élève à 220 000 tonnes de CO<sub>2</sub>, et le coût unitaire de réduction tombe à moins de 18 dollars par tonne de CO<sub>2</sub>, soit environ 65 dollars par tonne équivalent-carbone...

<sup>21</sup> *ILUMEX Reporting, "A) Description of project" / "3) Activity"*

<sup>22</sup> *ILUMEX Reporting, "D) Benefits derived from the activities implemented jointly project"*

<sup>23</sup> *Idem*

<sup>24</sup> *ILUMEX Reporting, "E) Calculation of the contribution of activities implemented jointly projects that bring about real, measurable and long-term environmental benefits related to the mitigation of climate change that would not have occurred in the absence of such activities" / "2) Estimated emissions with the activity"*

<sup>25</sup> *Idem*

<sup>26</sup> *Idem*

<sup>27</sup> On peut en particulier regretter le choix d'une référence non dynamique, n'intégrant pas un scénario de diffusion "naturelle" des LFC en l'absence du projet ILUMEX...

<sup>28</sup> *ILUMEX Reporting, "A) Description of project" / "3) Activity"*

<sup>29</sup> *ILUMEX Reporting, "D) Benefits derived from the activities implemented jointly project"*

<sup>30</sup> *Project Document, annexe 4, "Environmental Aspects", § 5*

<sup>31</sup> *ILUMEX Reporting, "A) Description of project" / "4) Costs"*

Bien que la répartition proposée ne soit pas la plus favorable pour la Norvège - qui, rappelons-le, ne revendique pas de crédits d'émission dans le cadre de ce projet<sup>32</sup> - le coût unitaire de réduction calculé pour le projet ILUMEX est en tout état de cause inférieur au coût marginal norvégien. Au final, cette opération théoriquement "sans-regret", une fois requalifiée par le GEF, s'avère très intéressante pour l'ensemble des partenaires impliqués : la Norvège finance une activité conjointe assez convaincante, le GEF peut inscrire dans son portefeuille un projet relativement novateur et les dons accordés par l'un et l'autre permettent aux acteurs mexicains de réaliser une très bonne affaire<sup>33</sup>.

Revenons sur ce problème de rentabilité, qui renvoie à la question de la délimitation entre les projets qui relèvent du "business as usual" et ceux qui seront jugés additionnels. Dans le cas présent, c'est une décision du Conseil Exécutif du GEF qui a requalifié le projet qui était "normally not eligible for GEF financing"<sup>34</sup>. De fait, l'opération est très rentable, comme le rappelle la fiche ILUMEX Reporting : "the value of the avoided net loss to CFE ... as well as the net financial benefit ... to customers are both greater than the combined contribution of Norway and the GEF to the project"<sup>35</sup>. Au nom de la notion d'apprentissage, on subventionne largement une opération que la CFE aurait en principe dû mettre en oeuvre dans son propre intérêt financier : selon la fiche ILUMEX Reporting, le bénéfice net du projet pour la compagnie d'électricité mexicaine s'élève à près de 60 millions de dollars<sup>36</sup>, pour une mise de fonds initiale de 10 millions !

Le projet ILUMEX offre une autre illustration de la délicate délimitation normative entre le "business as usual" et le champ des actions additionnelles. En effet, il est conçu et mis en oeuvre dans un pays où les lampes basse-consommation connaissent déjà un semblant de diffusion - dans certaines "niches" du marché. De fait, la diffusion des LFC dans le cadre du projet ILUMEX a été volontairement ciblée sur le seul "residential sector on the basis that the other sectors, which include industrial and commercial users, do not require special incentives to make the installation of FLs attractive"<sup>37</sup>. De surcroît, la CFE, qui met en oeuvre le projet, "does not wish to be seen by the commercial distributors of FLs in Mexico as their competitors"<sup>38</sup>...

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Instructive mais insuffisamment détaillée
Développements spécifiques au coût incrémental	Le montant du don du GEF n'est pas justifié
Transparence de la méthode et des calculs	Satisfaisante
Pertinence de la définition de la référence	Discutable (approche statique)
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Approche "raisonnable" à défaut d'être exacte

## Commentaires

Le projet ILUMEX illustre bien les ambiguïtés du principe d'additionnalité, que celui-ci s'applique dans le cadre du GEF ou de la notion d'application conjointe. On constate en particulier que les jugements de nature normative et/ou politique l'emportent inévitablement sur l'approche théorique de la question ; or ce renoncement formel n'est acceptable que s'il sert le "dogme additionnel" sur le fond...

<sup>32</sup> La fiche ILUMEX Reporting précise à ce sujet : "the purpose of the Norwegian grant is to facilitate a demonstration project and the Norwegian government is not seeking emissions credits from its investment in this project" ("F) Bearing in mind that the financing of...")

<sup>33</sup> Cf premier paragraphe de la page 2 de la présente note

<sup>34</sup> Idem

<sup>35</sup> ILUMEX Reporting, "A) Description of project" / "4) Costs"

<sup>36</sup> ILUMEX Reporting, "Appendix C: Project Financial Evaluation" - voir aussi "A) Description of project" / "4) Costs" et "D) Benefits derived from the activities implemented jointly project" / "Description of Economic benefits" - le bénéfice réel pour la CFE s'établit toutefois à un peu moins de 50 millions de dollars, compte tenu de l'obligation qui lui est faite d'utiliser le produit des ventes de LFC (12.3 millions de dollars) pour étendre le projet (cf note de bas de page n°16, page 2 de la présente note)

<sup>37</sup> Project Document, p. 5, § 17

<sup>38</sup> Idem

Pays:	<b>CHINE</b>
Projet:	<b>Energy-Efficient Refrigerators</b>
Objet:	Mise au point et diffusion de réfrigérateurs efficaces
Financement:	<b>41 millions de dollars</b> - 75% local (industriels essentiellement) - <b>25% financés par le GEF</b> (10 M\$)
Proposal:	<b>March 1998</b>

## Contexte<sup>1</sup>

En Chine, environ 80% de l'électricité est produite à partir de charbon. La production d'électricité est donc responsable du tiers des émissions annuelles de CO<sub>2</sub>. Entre 1980 et 1995, le secteur résidentiel est passé de 3 à 15% de la consommation électrique, en particulier du fait de la banalisation de l'usage du réfrigérateur : de 4 millions en 1985, le parc en service est passé à 60 millions. Sur les dix années à venir, la tendance se maintiendra, et se traduira par une augmentation sensible des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur : si rien n'est fait pour améliorer leur efficacité énergétique, les réfrigérateurs produits durant cette période seront à l'origine d'un "*annual average of 60 million tons of additional CO<sub>2</sub> emissions*", tout en nécessitant "*an estimated increase in power generation capacity of 5,700 MW*"<sup>2</sup>. Il est toutefois possible de limiter cette augmentation : "*existing Chinese refrigerators technology could be improved and corresponding energy consumption lowered by more than 40%*"<sup>3</sup>, sous réserve de lever un certain nombre de "*key barriers*"<sup>4</sup>.

## Descriptif<sup>5</sup>

L'objectif du projet est de supprimer les barrières qui s'opposent actuellement à la mise au point et à la diffusion de réfrigérateurs plus économes en énergie. Le projet inclut une large variété de mesures afin de prendre en compte les "*market, technological, social and commercial barriers*"<sup>6</sup> identifiées au niveau des fabricants, des réseaux de commercialisation et des utilisateurs. Les activités projetées vont de la mise au point industrielle des nouveaux réfrigérateurs à leur promotion publicitaire, en passant par la mise en place des capacités de production nécessaires, la définition de normes d'efficacité énergétique minimales, le financement d'un "*mass purchasing program*"<sup>7</sup> pour doper la demande, la mise au point d'un étiquetage adapté, la formation des vendeurs, etc.

## Motivation du soutien du GEF

Le projet soumis au Conseil du GEF, en accélérant "*the introduction of energy efficiency technology to refrigerators and compressor manufacturers while stimulating the demand for efficient refrigerators in the market*"<sup>8</sup>, permettra de limiter l'augmentation des émissions du secteur résidentiel et, surtout, de démontrer "*the win-win nature of energy efficient investments to manufacturers, consumers and lending agencies*"<sup>9</sup>. Le projet s'inscrit dans le cadre du programme opérationnel n°5 du GEF, relatif à la levée des obstacles aux économies d'énergie<sup>10</sup>. Il vient en complément des activités financées dans le cadre du "*China's Country Plan for CFC phase-out ... under the Montreal Protocol*"<sup>11</sup>. Le coût total du projet est évalué à plus de 40 millions de dollars, dont 10 seraient à la charge du GEF<sup>12</sup>.

<sup>1</sup> *Project Proposal*, pp. 1-3

<sup>2</sup> *Project Proposal*, p. 1, § 2

<sup>3</sup> *Project Proposal*, p. 2, § 7

<sup>4</sup> *Project Proposal*, p. 2, § 8

<sup>5</sup> *Project Proposal*, p. 4, § 13, et pp. 7-9

<sup>6</sup> *Project Proposal*, "*Project Brief*" / "2. Summary"

<sup>7</sup> *Project Proposal*, p. 8, § 26

<sup>8</sup> *Project Proposal*, p. 4, § 12

<sup>9</sup> *Project Proposal*, p. 4, § 14

<sup>10</sup> *Project Proposal*, p. 5, § 18

<sup>11</sup> *Project Proposal*, p. 6, § 22

<sup>12</sup> *Project Proposal*, p. 14, § 47

## Application du principe d'additionnalité

Selon la proposition soumise au GEF, "*in the absence of this project ..., sales of relatively inefficient refrigerators would continue to grow at a rapid pace*", et ces réfrigérateurs, une fois commercialisés, "*would operate for a 10 to 15 year lifetime using electricity ... generated largely from coal-based power generation*"<sup>13</sup>. La référence ainsi défini est donc très conservatrice : si l'on en croit les rédacteurs de la proposition, "*it is unlikely that any action would be taken to improve the efficiency of refrigerators in China*"<sup>14</sup>.

Pourtant, l'amélioration de l'efficacité énergétique des réfrigérateurs présente un intérêt non négligeable pour la Chine. Tout d'abord, "*electric power generators will experience a reduced load requirement*"<sup>15</sup>, d'où des coûts d'investissement et de production revus à la baisse. Mais ces "*economic and financial benefits of avoided power generation*"<sup>16</sup>, jugés difficilement quantifiables, ne sont pas pris en compte dans l'évaluation économique du projet. C'est évidemment regrettable et contestable<sup>17</sup>. De même, il est clair que la diffusion de réfrigérateurs plus efficaces "*will also result in a reduction of SOx emissions from power generation*"<sup>18</sup>, ce qui constituerait pour la Chine une raison supplémentaire de promouvoir de sa propre initiative et dans son propre intérêt des mesures similaires. On peut donc estimer que la part du GEF dans le financement total du projet est surévaluée, voire même non justifiée s'il s'avérait que le surcoût économique était négatif.

Les informations économiques et financières communiquées sont toutefois insuffisantes pour permettre d'évaluer le coût incrémental de l'opération. L'annexe intitulée "*Incremental Cost*"<sup>19</sup> n'est en réalité qu'une description globale du projet et de son impact supposé. Pour chacune des cinq composantes du projet, un "coût incrémental" est donné, sans la moindre indication sur ses modalités de calcul... Une "*Incremental Cost/Benefit Table*"<sup>20</sup> est proposée, construite de façon à suggérer un calcul "orthodoxe" du coût incrémental : trois colonnes successivement intitulées "*Baseline*", "*Alternative*" et "*Increment*" donnent à croire au lecteur pressé que le "surcoût" de chaque composante a été déterminé en faisant la différence entre une référence et l'alternative proposée, alors qu'il semble bien que les rédacteurs de la proposition se sont contentés de remplir ce tableau à partir d'une ventilation budgétaire<sup>21</sup> décidée sur la base de considérations tout à fait différentes<sup>22</sup>...

Pour ce qui concerne l'impact du projet - en admettant donc que celui-ci est bien additionnel, ie qu'il n'aurait pas été mis en oeuvre sans un apport financier du GEF - il est évalué dans la proposition à près de 100 millions de tonnes équivalent-CO<sub>2</sub> sur 15 ans, correspondant à la diffusion d'environ 200 000 réfrigérateurs<sup>23</sup>, soit 1/5 du marché. Chaque réfrigérateur "efficace" est supposé consommer 330 kWh par an au lieu de 550 kWh pour les réfrigérateurs traditionnels, ce qui se traduit par une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes, qui passent de 12.4 à 7.4 tonnes sur quinze années, soit un gain de 5 tonnes par réfrigérateur<sup>24</sup>. Comme on l'a déjà souligné, cette évaluation repose sur une hypothèse de non-évolution de l'efficacité énergétique des réfrigérateurs normaux, ce qui est quand même tout à fait improbable. L'impact net attribué au projet est donc vraisemblablement sur-évalué. Rapporté aux fonds "investis" par le GEF, il se traduit par un coût de réduction unitaire de 0.10 dollar par tonne de CO<sub>2</sub>, soit moins de 40 cents par tonne équivalent-carbone.

<sup>13</sup> *Project Proposal*, p. 14, § 46

<sup>14</sup> *Project proposal*, "*Annex 1: Incremental Cost*", p. 18, § 2

<sup>15</sup> *Project proposal*, "*Annex 1: Incremental Cost*", p. 21, § 16

<sup>16</sup> *Idem*

<sup>17</sup> On peut par exemple lire dans l'annexe 1 : "*If 20 million consumers reduce their consumption by 220 kWh/year, the total consumption is reduced by 4.4 billion kWh/year. Assuming no reserve margin, this reduction in aggregate demand should result in reduced power capacity requirements of approximately 500 MW and avoided capacity cost of about \$500 million*" (p. 21, § 16). Selon les concepteurs du projet, "*there is no way that these additional benefits can be captured and funneled to consumers*" (*idem*). On peut néanmoins penser qu'il aurait été souhaitable (et possible) de mettre à contribution les producteurs d'électricité, d'une façon ou d'une autre...

<sup>18</sup> *Project proposal*, "*Annex 1: Incremental Cost*", p. 21, § 17

<sup>19</sup> *Project proposal*, "*Annex 1: Incremental Cost*"

<sup>20</sup> *Project proposal*, "*Annex 1: Incremental Cost*", pp. 22-23

<sup>21</sup> *Project Proposal*, p. 17

<sup>22</sup> La meilleure preuve en est qu'il est indiqué dans ce budget prévisionnel ce que le GEF va prendre en charge au sein de chaque composante du projet, approche peu compatible avec la détermination "orthodoxe" d'un coût incrémental global.

<sup>23</sup> *Project Proposal*, pp. 5-6, § 19 - voir également "*Annex 1: Incremental Cost*", p. 18, § 3 et p. 20, § 12

<sup>24</sup> *Idem*

Soulignons enfin une option pour le moins risquée : alors que le surcoût initial constitue un obstacle réel du point de vue des acheteurs<sup>25</sup>, "*the project does not completely eliminate [these] higher first costs*", jugeant qu'il serait "*cost-prohibitive*" de financer "*a consumer rebate or other such price subsidy*"<sup>26</sup>. Le succès du projet dépend donc de sa capacité à convaincre les consommateurs que les "*net savings over the life of the refrigerators ... are real and can be capitalized*"<sup>27</sup>. Le budget "communication" peut être élevé : si l'on en croit l'annexe "*Incremental Cost*"<sup>28</sup>, l'acheteur d'un réfrigérateur plus performant économisera - sur quinze ans d'utilisation - 740 yens, pour un surcoût d'investissement de 600 yens, soit un bénéfice net de 140 yens (environ 14 dollars...). Il n'est pas évident que cela soit suffisant aux yeux des clients potentiels<sup>29</sup>, surtout dans le cadre d'un projet de démonstration, même si les concepteurs du projet tablent sur une augmentation du coût de l'électricité - qui augmenterait l'intérêt des nouveaux réfrigérateurs pour leurs utilisateurs<sup>30</sup>.

On peut enfin s'interroger sur les synergies entre les financements accordés au titre de la prévention du changement climatique et ceux accordés dans le cadre du Protocole de Montréal pour aider la Chine à renoncer à l'emploi de CFC dans les réfrigérateurs. Les informations communiquées sur ce point sont plus ou moins contradictoires. On peut lire dans la proposition que le projet "*will complement China's Country Plan for CFC phase-out ... by taking advantage of the synergy available through targeting the manufacturers currently planning to undergo CFC conversion*"<sup>31</sup>. De fait, les fonds accordés dans le cadre du Protocole de Montréal "*for prototype development*" ont permis de mettre au point de nouveaux réfrigérateurs, lesquels, testés dans plusieurs villes, "*[have] demonstrated substantial savings (35% in Shanghai) in actual home use conditions*"<sup>32</sup>. Malgré cela, les rédacteurs de la proposition affirment que les "*recent CFC conversion activities for refrigerators in China have not addressed [the] barriers*"<sup>33</sup> qui freinent l'adoption par le marché de réfrigérateurs économes. Faute d'informations plus précises, on ne peut que se fier à la conclusion des concepteurs du projet, selon lesquels "*the provision of support to meet a second global environmental objective - in this case, the reduction of Greenhouse Gases through improved energy efficiency - goes beyond the goals of the Montreal Protocol*"<sup>34</sup>.

## Synthèse des observations

Qualité de l'évaluation économique du projet	Insuffisante
Développements spécifiques au coût incrémental	Artificiels et imprécis
Transparence de la méthode et des calculs	-
Pertinence de la définition de la référence	Référence conservatrice et statique
Fiabilité du calcul d'impact en termes d'émissions	Impact vraisemblablement surestimé

## Commentaires

Le projet semble globalement bien conçu (même s'il aurait peut-être pu être plus incitatif financièrement pour les consommateurs). Mais l'application du principe d'additionnalité (calcul du coût incrémental et évaluation de l'impact net du projet) laisse franchement à désirer.

<sup>25</sup> "... refrigerator buyers remain highly sensitive to first costs and are unaware of or underestimate life-cycle benefits" (Project Proposal, p. 2, § 7)

<sup>26</sup> Project Proposal, p. 11, § 38

<sup>27</sup> Project Proposal, p. 20, § 13

<sup>28</sup> Project Proposal, "Annex 1: Incremental Cost" - voir en particulier les § 3 et 12

<sup>29</sup> Le gain annuel sur la consommation électrique s'élève à 220 kWh x 0.6 yen, soit un peu plus de 130 yens. Avec un taux d'actualisation fixé par les promoteurs du projet à 14%, le temps de retour sur investissement est supérieur à 5 ans, ce qui est jugé trop élevé par l'expert qui a revu le projet avant sa soumission au GEF ("*a payback period longer than 5 years for electricity savings incurred by a higher refrigerator purchasing price is unlikely to be accepted by the market ... the first priority should be given to moderate energy efficiency improvements with a short pay-back period*")

<sup>30</sup> Project Proposal, p. 10, § 36

<sup>31</sup> Project Proposal, p. 6, § 22 - selon les concepteurs du projet, "*combining energy efficient redesign and retooling with CFC conversion offers opportunities for implementing energy efficiency measures at lower cost*" (p. 3, § 9)

<sup>32</sup> Project Proposal, p. 9, § 30

<sup>33</sup> Project Proposal, p. 3, § 9

<sup>34</sup> Project Proposal, p. 4, § 11

Pays:	<b>AFRIQUE de l'OUEST (Côte d'Ivoire + Sénégal)</b>
Projet:	<b>Energy-Efficient Building Technology</b>
Objet:	Promotion de l'efficacité énergétique dans l'habitat urbain (immeubles)
Financement:	<b>3.7 millions de dollars</b> - 3% local (0.1 M\$) - <b>97% financés par le GEF</b> (3.6 M\$)
Approbation:	<b>Décembre 1992</b>
Project Doc.:	<b>Octobre 1994</b>

## Contexte

Les compagnies électriques d'Afrique de l'Ouest sont confrontées à de réels problèmes financiers : manque de capitaux pour financer de nouvelles capacités de production, arriérés de paiement (dans le secteur public en particulier), etc<sup>1</sup>. Or "25 to 30 percent of the total consumption of electricity goes towards the operation of large buildings"<sup>2</sup>, dont l'efficacité énergétique est faible. Promouvoir l'usage d'équipements et de modes de construction plus économes permettrait de limiter tout à la fois la hausse de la demande d'électricité et les émissions polluantes liées à la production de celle-ci. Pour réaliser cet objectif, un apprentissage multi-formes doit être envisagé: "*although investment in energy efficiency in buildings can be both cost-effective and environmentally beneficial, such investment on a large scale ... would require both technical capacity and the right institutional framework (including regulations, standards, appropriate taxes and tariffs, fiscal incentives, and pricing policies for electricity)*"<sup>3</sup>.

## Descriptif

Ce projet d'assistance technique mis en oeuvre par le PNUD concerne dans un premier temps deux pays seulement: la Côte d'Ivoire et le Sénégal. Il s'inscrit dans le prolongement d'actions financées par la Coopération Française au cours des années 80 "*in the areas of building design, energy saving and environmental action*" et fait suite au "*ESMAP programme for energy saving in building (1988-93)*"<sup>4</sup>. Le projet financé par le GEF poursuit trois objectifs: "*technical and institutional capacity building and strengthening*", "*demonstration of the feasibility of retrofitting old buildings and designing energy-efficient new ones*" et définition d'un "*long-term investment plan*"<sup>5</sup>. Il doit être suivi d'une phase d'investissement portant sur près de 200 immeubles, et étendu sur la base de nouveaux financements à d'autres pays de l'Afrique de l'Ouest francophone<sup>6</sup>.

## Motivation du soutien du GEF

Selon le *Project Document*, "*the environmental scope of the project, its originality, and its illustrative nature at the regional level make it eligible for support by the GEF*"<sup>7</sup>. Le projet mis en oeuvre par le PNUD relève en effet d'une démarche de long terme tout à fait cohérente avec les objectifs du GEF : "*the primary strategic objective of the project in the long-term is the reduction or stabilization of GHG emissions associated with thermal electricity power generation in West-Africa through the large-scale application of energy-efficiency measures in new and existing buildings, and in the equipment and materials used for these buildings*"<sup>8</sup>. Selon le *Operational Report on GEF Programs* de février 1998, le projet s'inscrit dans le cadre du programme opérationnel n° 5, relatif à l'élimination des obstacles aux économies d'énergie<sup>9</sup>.

<sup>1</sup> *Project Document*, "A. Context", "1. Description of subsector", p. 3

<sup>2</sup> *Project Document*, "Brief Description", p. 1

<sup>3</sup> *Project Document*, "Brief Description", p. 2

<sup>4</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", p. 13-14

<sup>5</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", p. 14

<sup>6</sup> Sur ces deux points, voir en particulier "*Immediate Objective 4*", p. 42 (il y est souligné que le projet "*will not achieve its objectives if the funds necessary for future investment are not forthcoming*") et "*Immediate Objective 5*", p. 44

<sup>7</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", "5. Reasons for GEF assistance", p. 24

<sup>8</sup> *Project Document*, "C. Development Objectives", p. 25

<sup>9</sup> *Operational Report on GEF Programs*, février 1998, pp. 80-81

## Application du principe d'additionalité

Le financement approuvé par le GEF couvre la quasi-totalité du coût du projet. Cette part prépondérante est liée à la nature du projet, qui relève plus de l'assistance technique que de l'investissement : "*GEF inputs are designed to fund activities in the area of technical and institutional capacity building*" ainsi que "*some incremental costs incurred for studies and equipment required in order to demonstrate the feasibility of improving energy efficiency in buildings*"<sup>10</sup>. Selon le *Project Document*, ce financement est conforme "*with GEF policies regarding incremental cost*"<sup>11</sup>. Le coût de ce premier projet, en effet, "*must be considered as the initial incremental cost necessary for creating the capacities required to establish the post-project phase on a sound and sustainable basis*"<sup>12</sup> : ce n'est qu'au cours de cette seconde phase d'investissement que s'appliquera si nécessaire la notion de coût incrémental. On peut objecter que le financement du GEF ne fait d'une certaine façon que prendre le relais de financements relevant de l'APD, et qu'un partage plus équilibré du coût du projet aurait pu être recherché. Mais l'on peut aussi admettre que le GEF intervienne à ce niveau pour pérenniser et renforcer des compétences préexistantes tout en orientant leur action dans le sens de la prévention du risque climatique.

Compte tenu de la nature du projet, l'évaluation de son impact direct en termes d'émissions de gaz à effet de serre n'est pas un élément déterminant. Une estimation sommaire des potentiels accessibles est toutefois fournie, selon laquelle "*savings of 20 to 30 percent could be achieved on retrofitted buildings, and energy savings of 50 to 60 percent could be realized on new ones*"<sup>13</sup>. Comme le souligne le *Project Document* dans le même paragraphe, "*the effect of this reduction will be felt for at least twenty years*". Sur cette base, et en faisant l'hypothèse "*that the electricity saved would have been thermally produced from fuel*", le coût unitaire de réduction est évalué entre 1 et 3 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> (soit entre 3.6 et 11 dollars par tonne d'équivalent-carbone). Il s'agit bien sûr d'une première estimation, qui devra être affinée lors de la phase d'investissement. On est en tout état de cause à la limite du "sans-regret" : par exemple, selon le *Project Document*, "*retrofitting is cost-effective and has a very short payback time (one to two years)*". Dans tous les cas, le projet ouvre donc la voie à des réductions d'émissions économiquement accessibles et de long terme : de fait, lors d'un inventaire préalable des options de réduction, "*intervention on the energy consumption of building was found to offer the best cost-efficiency ratio, both at the national and regional levels*"<sup>14</sup>.

## Commentaires

Ce projet d'assistance technique ne s'appréhende donc pas selon la logique d'additionalité développée pour les projets d'investissement financés par le GEF. Les informations relatives aux réductions et à leur coût sont très succinctes et ne portent pas sur le projet en tant que tel, mais sur les investissements qui pourront lui faire suite. En dehors des deux opérations de démonstration envisagées, le projet ne se traduit pas par des réductions d'émissions directes, et n'aurait pu pour cette raison s'inscrire dans le cadre du CDM. Mais il établit le contexte dans lequel des investissements concourant à une réduction des émissions pourront être envisagés, que ce soit sur financements classiques ou au titre du CDM. Là réside son intérêt du point de vue de l'analyse de l'articulation des champs d'intervention respectifs du GEF et du CDM. Il apparaît en effet que l'un des rôles du GEF à partir de 2000 pourra être de financer des programmes d'assistance technique permettant aux pays en développement d'accueillir dans de bonnes conditions des investissements au titre du CDM, après avoir mis en place les capacités locales indispensables, créé un contexte macroéconomique et sectoriel favorable et défini explicitement leurs priorités en la matière. Dans le cas présent par exemple, le GEF finance un apprentissage d'ensemble, reposant sur "*a broad range of interventions ... to cover the project's scientific, technical, institutional and economic aspects*"<sup>15</sup> et débouchant sur la formulation de "*project portfolios ... made available to bank and donors*"<sup>16</sup>. La complémentarité entre le GEF et le CDM est ici évidente et susceptible qui plus est de catalyser une réorientation véritablement structurante à long terme vis-à-vis d'investissements stratégiques en termes de trajectoire d'émission...

---

<sup>10</sup> *Project Document*, "E. Inputs", "2. Global Environment Facility", p. 47

<sup>11</sup> *Idem*

<sup>12</sup> *Project Document*, "D. Immediate Objectives, Outputs and Activities", "Immediate Objective 3", p. 40

<sup>13</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", p. 14 - les trois citations suivantes sont extraites du même passage

<sup>14</sup> *Project Document*, "A. Context", "2. Host country strategy", p. 5

<sup>15</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", "4. Project strategy and institutional arrangements", p. 20

<sup>16</sup> *Project Document*, "B. Project Justification", "2. Expected end-of-project situation", p. 17