



Inspection générale des finances

N° 2008-M-78-02

Conseil général de l'industrie, de
l'énergie et des technologies

N° 2008/22/CGM/SG

RAPPORT

SUR

LE PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN

Établi par

Michel LAFFITTE
Inspecteur des finances

Florent MASSOU
Inspecteur des finances

Claude TRINK
Ingénieur général des Mines

Pierre PALAT
Ingénieur général des Mines

Sous la supervision de
Jean-Michel CHARPIN
Inspecteur général des finances

- MAI 2009 -

SYNTHESE

Le plan solaire méditerranéen (PSM) constitue l'une des six initiatives-clés de l'Union pour la Méditerranée (UpM), lancée le 13 juillet 2008 par le sommet de Paris. L'UpM met en place un partenariat renforcé entre les pays riverains de la Méditerranée et l'Union européenne, fondé sur une gouvernance paritaire, par lequel quarante-trois États collaborent à pied d'égalité pour lancer des projets à dimension régionale. En tant que processus politique, l'UpM a pour vocation d'encadrer la mise en œuvre de projets dont la taille, la complexité ou l'intérêt majeur pour un ensemble de pays nécessitent un accord des gouvernements concernés. Il prend en compte les acquis du processus de Barcelone, qui met l'accent sur une coopération institutionnelle, et les complète en portant une attention particulière aux projets concrets et aux résultats : en ce sens, le « processus UpM » appliqué au PSM est avant tout celui d'une mise en réseau des différentes parties prenantes, afin d'atteindre les objectifs ambitieux qui lui ont été fixés.

a) Du contenu et de la problématique du PSM

Les objectifs premiers du PSM sont la construction, d'ici à 2020, de 20 GW de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, notamment solaire, au Sud et à l'Est de la Méditerranée, et le développement de lignes d'interconnexion permettant l'exportation d'une partie de cette électricité verte vers l'Union européenne, en utilisant notamment le mécanisme prévu à l'article 9 de la directive sur la promotion de l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables (ENR) adoptée en décembre 2008. Les discussions les plus récentes ont permis de mettre l'accent sur deux objectifs complémentaires : la promotion de projets d'efficacité énergétique et de limitation de la demande d'énergie en proposant aux pays du Sud un objectif quantifié d'économie correspondant à 20% de leur consommation d'énergie primaire, et la création d'une plateforme régionale de recherche et développement, établie dans plusieurs pays, qui permettrait de faciliter les transferts de technologie en matière d'énergie solaire.

Alors même qu'aujourd'hui moins de 1% de la consommation en électricité des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée provient de sources ENR hors hydroélectricité, le pourtour méditerranéen devrait connaître, d'ici à 2020, une évolution profonde de son *mix* énergétique : la demande d'électricité au Sud devrait doubler, alors que la progression ne serait que de 30% au Nord ; la part des énergies renouvelables dans la consommation totale atteindrait 5,3% au Nord, contre 3,3% au Sud : c'est cette croissance de la part des ENR que le PSM entend amplifier.

Dans ce contexte, et même s'ils sont conscients des enjeux liés au réchauffement climatique et à l'épuisement à terme des sources d'énergie fossile dont certains d'entre eux sont producteurs, la problématique à laquelle se trouvent confrontés les pays émergents du Sud et de l'Est de la Méditerranée est simple : le coût de production de l'électricité solaire est aujourd'hui supérieur à celui de toutes les autres formes d'énergie, alors que le bien social et économique indispensable qu'est l'électricité doit être mis à la disposition de leurs populations et de leurs entreprises au meilleur prix, quand bien même il ne serait pas subventionné par le budget des États, comme cela est le cas dans nombre d'entre eux. La réussite du PSM est donc soumise à une double condition : l'appropriation par les pays du Sud de ses objectifs, et donc la nécessité de se doter des outils réglementaires permettant le développement effectif des ENR ; un partage équilibré entre le Nord et le Sud de la charge de la création de capacités additionnelles de production d'électricité verte, en utilisant l'ensemble des instruments financiers disponibles à cette fin (ressources concessionnelles et subventions, crédits carbone, mécanisme d'exportation vers l'Europe mais également contrats locaux de rachat de l'électricité à des prix supérieurs à ceux des énergies carbonées).

b) Du coût du PSM

La réalisation du PSM nécessitera en effet des financements significatifs : selon que l'accent est plus ou moins mis sur la création de centrales solaires (photovoltaïques – PV – ou thermiques à concentration – CSP) par rapport à des centrales éoliennes, le coût en investissement du plan devrait se situer dans une fourchette de 38 à 46 Mds€¹, y compris 6 Mds€ au titre du raccordement des unités de production au réseau et des interconnexions vers l'Europe. Ce coût est lui-même fortement dépendant des gains attendus en termes de prix unitaire des équipements, qui devrait décroître du fait tant de l'accroissement des capacités installées dans le monde que de l'augmentation de la taille des centrales.

Par rapport à un scénario de référence où les capacités de production d'électricité verte prévues dans le PSM seraient assurées par des sources carbonées, le surcoût actualisé de production du plan peut être estimé entre 14 et 32 Mds€ sur l'ensemble de la durée de vie des centrales ENR. Ce surcoût pourrait être notablement réduit par le recours à la vente de crédits carbone qui, sur la base d'un prix de 20€/tonne CO₂, permettrait de le ramener dans une fourchette comprise entre 1 et 19 Mds€. Pour importants qu'ils soient, ces montants doivent être relativisés à l'échelle régionale, en raison notamment de la forte augmentation prévue de la consommation d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée : rapporté à la taille du marché, le surcoût annuel de production d'électricité verte devrait être compris entre 0,5 et 1,3% à horizon 2020, et devrait s'annuler à terme du fait de la convergence des coûts de production de l'électricité provenant de sources fossiles (en hausse) et de sources ENR (en baisse).

c) Des équilibres financiers du PSM

La problématique du PSM est double : il s'agit d'une part d'améliorer la rentabilité des projets en jouant sur le prix d'achat de l'électricité, tant local qu'à l'exportation et en faisant appel à des ressources concessionnelles, des subventions ou des crédits carbone, et d'autre part d'assurer leur financement, tant en fonds propres – qui devrait être assuré si la rentabilité est suffisante et les risques contrôlés – qu'en dette. À supposer la condition de rentabilité des projets remplie, le financement en dette des premières années du PSM devrait pouvoir être assuré grâce aux seuls moyens aujourd'hui disponibles des institutions de développement opérant sur la zone (BEI, AFD, KfW, BERD², Banque Mondiale et Banque Africaine de Développement), aux prêts bonifiés bilatéraux et aux subventions actuelles. Sur l'ensemble de la période, toutefois, le recours aux prêts commerciaux, pour des montants compris entre 15 et 21 Mds€, est indispensable. Deux instruments concessionnels novateurs pourraient dans ce cadre jouer un rôle majeur tant pour améliorer la rentabilité des projets pour les investisseurs que pour assurer leur financement : le *Clean Technology Fund* (CTF) géré par la Banque Mondiale, pour lequel une décision de principe portant sur l'apport de 750 M\$ à un plan régional de développement de centrales CSP au Sud de la Méditerranée vient d'être prise, et la cession des crédits carbone. L'utilisation de cette dernière ressource, potentiellement importante (entre 4 et 15 Mds€) repose toutefois sur des mécanismes complexes qui doivent être intégrés dès la conception des projets.

¹ 28 à 33 Mds€ après actualisation aux taux de 5%.

² Banque Européenne d'Investissement, Agence Française de Développement, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement.

De par sa taille et le caractère novateur des technologies déployées, le PSM associera nécessairement des projets émanant d'opérateurs publics locaux et d'investisseurs privés, qui seront majoritairement montés en financement de projets. Cette technique imposera une grande rigueur dans l'établissement des multiples contrats qui lieront les parties prenantes, et un environnement réglementaire favorable à leur développement. Or, force est de reconnaître que si les préoccupations en matière d'ENR ont bien été intégrées par la plupart des pays de la zone, il existe une grande hétérogénéité des réglementations applicables, notamment sur les deux questions essentielles de l'accès au réseau des producteurs indépendants d'électricité et des tarifs de rachat applicables à l'électricité verte. De ce point de vue, la réalisation du PSM suppose parallèlement une évolution et une mise en cohérence des politiques en faveur des ENR dans la zone, que le PSM peut lui-même favoriser à travers une « émulation » entre les États : il n'y a donc pas lieu d'opposer cette démarche institutionnelle et l'approche « projet » du plan, qui doivent être menées de concert et en coopération.

Compte tenu des coûts actuels de production et de vente de l'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée, la mobilisation des financements concessionnels n'est pas à elle seule suffisante pour assurer aujourd'hui la rentabilité des centrales solaires, dont la réalisation nécessitera la mise en place de tarifs d'achat spécifiques. Dans le cas de l'éolien, *a contrario*, une combinaison judicieuse de financements concessionnels et d'utilisation de crédits carbone devrait permettre sans difficulté majeure d'atteindre les prix de marché. Le mécanisme de l'article 9 de la directive européenne sur les ENR, en permettant l'exportation d'une partie de l'électricité verte produite vers l'Europe, pourrait faciliter l'obtention d'une rentabilité adéquate tout en permettant un abaissement significatif du prix de rachat local de la production : son utilisation reste toutefois conditionnée à l'existence d'interconnexions permettant cette exportation, et suppose la mise en place d'une régulation spécifique afin d'éviter que la totalité de la production ne soit exportée et que le mécanisme ne bénéficie qu'aux centrales éoliennes dont les coûts de production sont les plus bas.

d) Des interconnexions électriques vers l'Europe

La question des interconnexions électriques est consubstantielle au PSM, et se heurte aux réalités physiques de la zone. Des trois grands « blocs électriques » constituant le réseau au Sud et à l'Est de la Méditerranée, seul le bloc Maghreb, via le Maroc, est aujourd'hui relié au réseau européen. Entre 2010 et 2012, selon les options techniques retenues, le bloc Turquie devrait être raccordé, permettant de disposer en théorie des capacités d'échange nécessaires aux premiers projets du PSM. Le désenclavement du bloc Machrek (et notamment de l'Égypte) nécessitera de réaliser la jonction avec la Libye et la Tunisie et/ou la liaison avec la Syrie et la Turquie, ce qui ne sera pas possible avant 2015. À cette date, entre 1,5 et 2 GW de capacités d'exportation d'électricité verte seraient disponibles. L'obtention, à horizon 2020, des 5 GW envisagés par le plan supposera la mise en place de nouvelles interconnexions, en renforçant pour une part les lignes existantes à l'Est et à l'Ouest, mais surtout en créant des liaisons directes du Sud (Algérie, Tunisie, Libye) vers le Nord (Espagne et Italie). La réalisation de ces interconnexions suppose des moyens financiers importants ; la mise en œuvre de l'article 9 de la directive suppose quant à elle une adaptation de la réglementation afférente à l'accès au réseau européen de la production des pays tiers. Dans les deux cas, la Commission européenne, qui considère l'achèvement de la « boucle énergétique méditerranéenne » comme une priorité stratégique, aura un rôle important à jouer.

e) De la gouvernance du PSM

Le PSM procède de l'UpM, initiative politique portée au plus haut niveau qui a adopté dès l'origine une gouvernance originale cohérente avec l'élan politique souhaité par ses deux premiers coprésidents, les présidents français et égyptien. Au-delà des vicissitudes actuelles du processus diplomatique, la consolidation nécessaire de la gouvernance du PSM doit venir en appui au maintien de la dynamique politique qui a été créée. Ce plan s'inscrit en effet dans un environnement particulier : la nécessité de donner un élan nouveau à la suite du processus de Barcelone, les craintes suscitées par la crise économique que nous traversons, et les espoirs que soulèvent les avancées en cours sur les grandes initiatives climatiques, dans la perspective de la conférence de Copenhague de décembre 2009. Dans ce contexte, la gouvernance du PSM doit répondre à trois défis : celui de la souplesse, de la brièveté des circuits d'information et de décision et de la réactivité ; celui de la transparence, de la facilité d'accès aux informations et de l'ouverture des procédures ; celui de la capacité à associer efficacement les très nombreux acteurs du PSM.

Trois acteurs ou groupes d'acteurs auront un rôle important à jouer dans la gouvernance du PSM :

- la Commission européenne et la BEI, dont nombre de dispositifs qu'elles gèrent ou pourraient animer (FEMIP, FIV³, fonds de pré-accession, aides aux technologies innovantes, fonds d'études, mécanisme de l'article 9 et boucle énergétique méditerranéenne) seront fondamentaux pour le succès du PSM. Ces deux institutions doivent se voir reconnaître une position particulière dans la gouvernance et leur implication doit être forte ; à l'inverse, elles doivent veiller à ce que les dispositifs dont elles sont en charge contribuent effectivement au PSM, tout en laissant le pilotage à la coprésidence de l'UpM, plus à même de maintenir la dynamique politique engagée ;
- le secrétariat de Barcelone, par qui procéderont à terme les initiatives-clés de l'UpM, dont le PSM. Compte tenu des retards pris et des questions à résoudre, l'avancement du PSM suppose qu'une autre instance que celui-ci se charge, dans l'attente de sa mise en place, du processus d'instruction et de coordination du plan, et d'analyse des projets ;
- la Banque Mondiale, qui tant par l'approche thématique qu'elle déploie que par ses propres concours, ceux de ses filiales ou ceux qu'elle gère, tels le *Clean Technology Fund*, aura un poids déterminant. L'enjeu essentiel sera ici d'assurer la cohérence des visions du PSM et des plans de la Banque, et une bonne coordination entre les interventions des différents bailleurs.

Trois scénarios de gouvernance du PSM sont dès lors envisageables :

- le premier se fonde à la fois sur le maintien d'une forte impulsion politique et le respect du rôle traditionnel des acteurs économiques et administratifs. Dans ces conditions, le PSM est principalement un label donné à des projets dont la genèse et le montage sont laissés à des initiatives décentralisées. Dans ce scénario, la circulation de l'information et la coordination des acteurs sont essentiellement confiés au marché ;
- le deuxième procède d'une approche à la fois formelle et centralisée, où une instance de hauts fonctionnaires (*joint committee*) représentant tous les membres pilote le dispositif, en s'appuyant sur une *task force* technique qui établit les méthodologies d'éligibilité des projets et d'accès aux financements de toute nature. Cette organisation très structurée peut faciliter l'implication de la Commission européenne ; elle fait

³ Facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat, facilité d'investissement voisinage.

toutefois courir le risque de l'enlèvement administratif, et pose la question de la pérennité du dispositif au moment de la création du secrétariat de Barcelone ;

- le troisième s'appuierait sur des procédures moins formalisées : l'équipe technique ouverte à des fonctionnaires, mais également à des spécialistes des montages de projets, procéderait directement de la coprésidence ; elle établirait les méthodologies collectives, recenserait les projets et les analyserait ; elle apporterait son appui aux États et aux porteurs de projets ; elle assurerait la liaison avec les institutions financières, afin de stimuler l'instruction des projets et leur proposer de nouvelles opérations. Dans un tel scénario, la dynamique politique est supposée forte, ce qui représente à la fois un atout et une condition d'efficacité. C'est celui qui assure la plus grande cohérence avec la gouvernance voulue pour l'UpM, qui réside dans un exercice effectif du *leadership* par la coprésidence. C'est également celui qui paraît le mieux adapté à l'approche « projet » du PSM.

f) De la valeur ajoutée du PSM

Le PSM est une initiative politique, assortie d'objectifs ambitieux. Il procède du partenariat nouveau lancé par les quarante-trois États de l'UpM et en constitue l'une des grandes priorités. Dans un contexte où de très nombreux acteurs sont parties prenantes à ce projet et pour que celui-ci soit un succès, le « processus PSM » devra bénéficier à tous : aux États du Sud et de l'Est de la Méditerranée à travers le soutien technique qui pourra leur être apporté, au-delà de l'assistance à la mise en œuvre de mécanismes financiers novateurs ; aux industriels et porteurs de projets, pour qui le PSM doit servir de tremplin pour faire mûrir leurs initiatives et en susciter de nouvelles ; aux institutions de développement et aux investisseurs enfin, afin que ceux-ci puissent disposer d'un vivier de projets crédibles qu'ils puissent financer, en fonction de leurs propres critères.

Pour atteindre ces objectifs, compte tenu de l'ampleur du projet, une détermination politique forte et une approche professionnelle rigoureuse seront nécessaires.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	1
I. INIATIVE POLITIQUE AMBITIEUSE, LE PSM VISE À CHANGER DURABLEMENT L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE AU SUD DE LA MÉDITERRANÉE	2
A. LE PSM CONSTITUE UNE DES GRANDES INITIATIVES DE L'UPM	2
B. LES PAYS DU SUD ET DU NORD DE LA MÉDITERRANÉE ONT DES PROBLÈMES ÉNERGÉTIQUES COMPLÉMENTAIRES	3
1. <i>Une demande en forte croissance au Sud et à l'Est de la Méditerranée</i>	3
2. <i>La nécessité pour les pays du Nord de sécuriser leur approvisionnement énergétique et de développer des énergies de substitution à bas niveau de carbone</i>	4
C. LES CONTOURS DU PSM ONT PROGRESSIVEMENT ÉTÉ PRÉCISÉS DEPUIS LA DÉCLARATION DE PARIS	4
D. L'APPROPRIATION PAR LES PAYS DU SUD DU PSM EST UN FACTEUR-CLÉ DE SON SUCCÈS	6
E. LES PROCHAINS MOIS SERONT DÉTERMINANTS POUR LA RÉUSSITE DE LA PREMIÈRE PHASE DU PLAN.....	7
II. LA RÉALISATION DU PSM NÉCESSITERA LA MOBILISATION DE FINANCEMENTS SIGNIFICATIFS	7
A. LE COÛT DU PSM EST IMPORTANT, MAIS RESTE LIMITÉ À L'ÉCHELLE RÉGIONALE	7
1. <i>Le PSM est un programme ambitieux, dont le coût d'investissement dépendra fortement des choix technologiques retenus</i>	7
2. <i>Les surcoûts de production d'énergie renouvelable dans le cadre du PSM, quoique significatifs, sont absorbables à l'échelle régionale</i>	10
B. LA RÉUSSITE DU PSM NÉCESSITE QUE LES PROJETS RETENUS PRÉSENTENT UNE RENTABILITÉ SUFFISANTE POUR LES INVESTISSEURS ET SOIENT MENÉS DANS UN ENVIRONNEMENT JURIDIQUE ADAPTÉ.....	12
1. <i>La problématique du PSM est double : améliorer la rentabilité des projets et assurer le financement des investissements</i>	12
2. <i>Les opérations du PSM se monteront pour une part importante en financement de projet en faisant appel à des acteurs privés</i>	13
3. <i>Les préoccupations des investisseurs et des prêteurs doivent donc être intégrées en amont des projets</i>	16
C. SUR LA DURÉE DU PSM, LES FINANCEMENTS PRIVÉS DEVRONT PRENDRE LE RELAIS DES BAILLEURS PUBLICS.....	17
1. <i>La palette des financements possibles pour les projets du PSM inclut des mécanismes novateurs</i>	17
2. <i>Le financement sur les seules ressources publiques actuelles ou annoncées des investissements de la première phase du PSM est possible</i>	21
3. <i>Sur la totalité de la période couverte par le plan, la mobilisation des bailleurs privés est en revanche indispensable</i>	21
III. LE PSM SUPPOSE UNE VISION RÉGIONALE ET UNE APPROCHE COOPÉRATIVE ENTRE LE NORD ET LE SUD	22
A. LE DÉPLOIEMENT DU PSM DOIT S'ACCOMPAGNER D'UNE MISE À NIVEAU ET D'UNE HARMONISATION DES POLITIQUES EN FAVEUR DES ENR AU NIVEAU RÉGIONAL.....	22
1. <i>La diversité des filières de production et des situations locales implique une approche au cas par cas</i>	22
2. <i>Le cadre régional du plan favorisera une mise en cohérence des politiques en faveur des énergies renouvelables sur la zone</i>	28

B.	UN ACCORD DEVRA ÊTRE TROUVÉ SUR LE PARTAGE DES COÛTS DE MISE EN ŒUVRE DU PSM ENTRE LE NORD ET LE SUD.....	29
1.	<i>La mobilisation de l'ensemble des financements concessionnels ne sera pas à elle seule suffisante pour assurer la rentabilité des centrales solaires.....</i>	29
2.	<i>Tout autant que l'introduction de tarifs de rachat spécifiques aux ENR dans les pays du Sud, la question de l'équilibre des interventions Nord-Sud est centrale pour assurer la rentabilité nécessaire à la réalisation des projets du PSM.....</i>	30
IV.	LE PSM AURA UN IMPACT FORT SUR LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES DU POURTOUR MÉDITERRANÉEN.....	32
A.	LA SITUATION DES INTERCONNEXIONS DU POURTOUR MÉDITERRANÉEN EST AUJOURD'HUI FORTEMENT CONTRASTÉE	33
B.	L'INTÉGRATION DES INTERCONNEXIONS ET SON RENFORCEMENT PEUVENT S'EFFECTUER DE MANIÈRE PROGRESSIVE, PARALLÈLEMENT À LA MONTÉE EN PUISSANCE DU PSM.....	33
1.	<i>Dès 2010 une première décision peut être prise sur l'interconnexion UCTE-Turquie.....</i>	33
2.	<i>Une deuxième décision peut être prise concernant le renforcement de la liaison Maroc-Espagne</i>	34
3.	<i>Désenclaver électriquement l'Égypte et donc nécessairement le bloc LEJSL, nécessite de réaliser la jonction entre la Libye et la Tunisie et/ou la liaison entre la Syrie et la Turquie</i>	34
4.	<i>Au-delà de 2015, de nouvelles interconnexions devront être mises en place pour assurer la poursuite du PSM.....</i>	35
5.	<i>À ces nécessaires renforcements de la boucle d'interconnexion électrique méditerranéenne, il convient d'ajouter les liaisons à réaliser entre les unités de production et la boucle proprement dite</i>	36
C.	SI TOUS CES PROJETS SONT TECHNIQUEMENT RÉALISABLES, D'IMPORTANTES OBSTACLES FINANCIERS ET RÉGLEMENTAIRES SONT À LEVER.....	37
1.	<i>Le financement de ces projets reste à inventer.....</i>	37
2.	<i>Pour attirer des investisseurs privés, il faudra leur garantir qu'ils pourront dans le temps disposer de la puissance de leur ligne.....</i>	38
3.	<i>La directive du 17 décembre 2008 devra être transposée rapidement pour pouvoir notamment mettre en œuvre son article 9.....</i>	39
4.	<i>La Commission européenne devra se mobiliser fortement sur le sujet des interconnexions électriques méditerranéennes.....</i>	39
V.	LA GOUVERNANCE DU PSM DOIT ÊTRE CLARIFIÉE ET PRÉCISÉE POUR MAINTENIR LA DYNAMIQUE POLITIQUE CRÉÉE PAR SES COPRÉSIDENTS.....	40
A.	LA DÉCLARATION FINALE DE MARSEILLE A JETÉ LES BASES DE LA GOUVERNANCE DE L'UNION POUR LA MÉDITERRANÉE	40
B.	UNE BONNE GOUVERNANCE DU PSM DOIT PRIVILÉGIER LE MAINTIEN DE LA DYNAMIQUE POLITIQUE ENGAGÉE.....	41
C.	CENTRÉE SUR LA COPRÉSIDENTCE, LA GOUVERNANCE DU PSM INTÉGRERA DE NOMBREUX ACTEURS, DONT LA COMMISSION EUROPÉENNE.....	42
D.	LES VOLETS EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET TRANSFERTS DE TECHNOLOGIE DU PSM PEUVENT ÊTRE LARGEMENT DÉCENTRALISÉS	44
E.	PLUSIEURS SCÉNARIOS COHÉRENTS DE GOUVERNANCE PEUVENT ÊTRE ENVISAGÉS.....	44
	CONCLUSION.....	46
	ANNEXES.....	49

INTRODUCTION

Par lettre en date du 28 novembre 2008, le Ministre d'État, Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et la Ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi ont confié à l'inspection générale des finances et au conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies une mission d'appui aux administrations concernées par le plan solaire méditerranéen (PSM).

Les Ministres demandaient en particulier à la mission de traiter les questions suivantes :

- la validation et l'approfondissement des premières études réalisées quant aux besoins identifiés, aux technologies utilisables et aux coûts d'investissement nécessaires à l'objectif d'un déploiement de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone au niveau et à l'horizon envisagé par le PSM ;
- les possibilités d'exportation d'une partie de l'énergie produite vers l'Europe, au-delà de la seule consommation locale, en s'appuyant sur les initiatives prises par certains pays ;
- l'identification des attentes et des contraintes des investisseurs tant publics que privés quant aux conditions de réalisation des projets de centrales dans le cadre du PSM et les types de montage pouvant être utilisés pour leur financement ;
- les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics nationaux, l'Union européenne ou les institutions internationales, en tant que régulateurs ou apporteurs d'aides directes ou indirectes, peuvent en faciliter la réalisation ;
- l'organisation et la gouvernance à mettre en place pour assurer la réalisation sur le long terme du PSM et les modalités d'association des diverses parties prenantes à ce plan.

La mission s'est attachée, à travers l'assistance qu'elle a notamment apportée au coordinateur français pour le PSM de répondre à ces demandes. Elle a pu rencontrer l'essentiel des participants potentiels à ce projet, tant en France qu'à l'étranger, en particulier les institutions de développement bilatérales et multilatérales⁴. Elle a été associée aux différentes conférences et réunions techniques portant sur la définition, le contenu et la gouvernance du PSM, et a accompagné le coordinateur français dans plusieurs de ses déplacements au Sud et à l'Est de la Méditerranée, sans avoir pu toutefois rencontrer les autorités responsables de ce plan dans l'ensemble des pays concernés.

Ce rapport présente une synthèse des travaux de la mission, au-delà de la mise au point des différents documents sur lesquels son avis a été largement sollicité. Il s'inscrit en complément des travaux menés par ailleurs par la Commission européenne⁵, par la Banque Mondiale dans le cadre du *Clean Technology Fund* et par la Banque Européenne d'Investissement (BEI)⁶ à la demande des ministres de la FEMIP⁷ et du conseil ECOFIN.

⁴ Cf. en annexe II la liste des personnes rencontrées.

⁵ Rapport d'expertise « *Identification of the Mediterranean Solar Plan* » en cours de finalisation.

⁶ Mission « *Financing Renewable Energy Projects under the Mediterranean Solar Plan* » en cours de lancement.

⁷ La facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat (FEMIP) est l'instrument principal d'intervention de la BEI au Sud de la Méditerranée.

I. INIATIVE POLITIQUE AMBITIEUSE, LE PSM VISE À CHANGER DURABLEMENT L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE AU SUD DE LA MÉDITERRANÉE

A. Le PSM constitue une des grandes initiatives de l'UpM

Lancée le 13 juillet 2008 par le sommet de Paris, l'Union pour la Méditerranée (UpM) met en place un partenariat renforcé entre pays riverains de la Méditerranée et Union européenne, fondé sur une gouvernance paritaire, par lequel quarante-trois États collaborent à pied d'égalité pour lancer des projets à dimension régionale. En ce sens, l'UpM :

- prend en compte des acquis du processus de Barcelone, qui repose pour sa part sur une coopération institutionnelle dans quatre grands domaines (dialogue politique, coopération économique et libre échange, dialogue humain et social et culturel, coopération en matière de migration, d'intégration sociale, de justice et de sécurité) ;
- intègre les politiques et les réformes qu'il promeut, et les complète en portant une attention particulière aux projets concrets et aux résultats.

La déclaration commune sur l'UpM identifie six initiatives-clés à mettre en œuvre en priorité : dépollution de la Méditerranée, autoroutes de la mer et autoroutes terrestres, protection civile, enseignement supérieur et recherche, développement des entreprises et enfin énergies de substitution dans le cadre du PSM.

Les discussions menées au niveau de l'UpM ont permis de donner un cadre général aux initiatives prioritaires d'ores et déjà lancées :

- en tant que processus politique, l'UpM a pour vocation d'encadrer la mise en œuvre de projets dont la taille, la complexité ou l'intérêt majeur pour un ensemble de pays, nécessitent un accord des ministres concernés. Un premier critère de choix est donc la taille critique d'un projet. Un projet UpM est nécessairement dans sa conception de grande envergure. Le deuxième critère général est sa dimension multilatérale ;
- une différence doit être faite en matière de projets comme en matière de financements entre la réalisation d'équipements ou d'infrastructures et les actions portant sur les secteurs sociaux (formation professionnelle, éducation, santé). L'UpM ne doit pas en particulier intervenir dans les critères d'éligibilité posés par les différents bailleurs, qui doivent être rappelés aux potentiels bénéficiaires pour indiquer ce qui est faisable avec eux ;
- enfin, l'UpM ne doit pas constituer un processus d'instruction supplémentaire des projets de développement et de coopération déjà envisagés ou mis en œuvre par les institutions multilatérales ou nationales. En revanche, l'UpM en s'intéressant à des projets ou à un ensemble de projets de grande taille, a pour vocation à travers son secrétariat de mettre en réseau et de faire agir en complémentarité les différentes parties prenantes.

B. Les pays du Sud et du Nord de la Méditerranée ont des problèmes énergétiques complémentaires

1. Une demande en forte croissance au Sud et à l'Est de la Méditerranée

Alors que la consommation d'énergie par habitant est aujourd'hui trois fois et demie plus faible au Sud qu'au Nord de la Méditerranée, les facteurs de croissance sont en revanche nettement plus forts, sous l'effet notamment de la démographie, de l'accroissement du niveau de vie et des besoins des entreprises. C'est ainsi que, selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), la demande énergétique devrait croître de 4,8% par an d'ici 2020 sur les rives Sud et Est⁸, contre 1,3% au Nord⁹, et la demande d'électricité de 6,0%, contre 1,7%.

À cet horizon, la région devra se doter de capacités additionnelles de production de 191 GW (106 dans le Sud et l'Est et 85 dans le Nord), alors qu'elles s'élèvent à 424 GW aujourd'hui (103 au Sud et 321 au Nord)¹⁰.

Tableau 1 : Capacité de production et production annuelle d'électricité dans le bassin méditerranéen

	Capacité de production	Production annuelle	Consommation
Rive Nord 2005	321 GW	1 380 TWh	6 471 kWh/pc ¹¹
Rive Nord 2020	406 GW	1 780 TWh	8 815 kWh/pc
Rives Sud et Est 2005	103 GW	500 TWh	1 862 kWh/pc
Rives Sud et Est 2020	209 GW	1 000 TWh	3 077 kWh/pc

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008

L'installation de ces nouvelles capacités va doubler la production annuelle d'électricité au Sud et à l'Est, pour la porter à 1 000 TWh et va augmenter à la production de près de 30% au Nord.

La part des énergies renouvelables, hors hydroélectricité, est encore très faible puisqu'elle atteint 1 GW au Sud et à l'Est et 19 GW au Nord, comptant pour moins de 3% de la production totale autour de la Méditerranée.

L'OME prévoit une forte percée des énergies renouvelables (ENR) sur la rive Nord avec une capacité multipliée par un facteur 4 et un décollage sur les rives Sud et Est avec la mise en service de 13 GW d'énergies renouvelables.

Tableau 2 : Capacité de production et production d'ENR dans le bassin méditerranéen

	Capacité de production	Production annuelle
Rive Nord 2005	19 GW	51 TWh
Rive Nord 2020	73 GW	96 TWh
Rives Sud et Est 2005	1 GW	2 TWh
Rives Sud et Est 2020	14 GW	33 TWh

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008

Le plan solaire méditerranéen intervient donc dans un secteur de l'électricité en forte croissance, avec un besoin d'investissement très important d'ici 2020. L'objectif affiché de création de 20 GW supplémentaires d'ici 2020 dans le cadre du PSM (Cf. *infra*, partie I.C.) outrepassé les prévisions de l'OME et va donc nécessiter une impulsion politique forte pour être réalisé.

⁸ Pays du Sud et de l'Est : Maroc, Algérie, Tunisie, Libye, Égypte, Jordanie, Israël, Territoires palestiniens, Syrie, Liban, Turquie.

⁹ Pays du Nord : Portugal, Espagne, France, Italie, Albanie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Macédoine, Serbie, Slovaquie, Grèce, Malte, Chypre.

¹⁰ Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008.

¹¹ Consommation électrique annuelle par habitant.

2. La nécessité pour les pays du Nord de sécuriser leur approvisionnement énergétique et de développer des énergies de substitution à bas niveau de carbone

Pour sa part, le Nord est confronté à une double problématique :

- la nécessité de renforcer sa sécurité d'approvisionnement, qui constitue une des grandes priorités de la politique de l'énergie de l'Union européenne, en développant ses liens avec les pays du Sud et en augmentant les points d'interconnexion des réseaux électriques et gaziers avec ces derniers. C'est d'ailleurs dans ce cadre que la Commission européenne a proposé que le projet de boucle énergétique méditerranéenne, dont l'objectif principal est la réalisation à moyen terme des « chaînons manquants » de ces réseaux tout autour de la Méditerranée, soit considéré comme une priorité d'intérêt communautaire¹² ;
- le développement d'énergies de substitution à bas niveau de carbone, tel que reflété en particulier dans la directive sur les énergies renouvelables adoptée en décembre 2008 sous présidence française.

Les objectifs ambitieux de cette directive (une part de 20% d'ici 2020 de la consommation finale d'énergie de l'Union provenant de sources renouvelables et une amélioration de l'efficacité énergétique de 20% à cet horizon) ont donc amené à prévoir la possibilité pour les pays du Nord de coopérer avec des pays tiers pour la construction de capacités de production d'électricité d'origine renouvelable au Sud, qui permettraient sous certaines conditions (notamment l'existence d'une interconnexion qui permette effectivement l'importation de l'énergie produite) de satisfaire à leurs objectifs nationaux¹³. L'utilisation d'un tel mécanisme est de nature, comme on le verra (Cf. partie III.B.), à faciliter la mise en œuvre des projets du PSM.

Cette coopération entre les États du Nord et du Sud de la Méditerranée s'inscrit également dans le cadre de la lutte mondiale contre le réchauffement climatique et le processus de Kyoto, qui permet, par la mise en œuvre de mécanismes de développement propre (projets MDP), la génération de crédits carbone au profit des États du Sud et des promoteurs de tels projets.

C. Les contours du PSM ont progressivement été précisés depuis la déclaration de Paris

Suivant les termes de la déclaration du 13 juillet 2008, le PSM est axé sur la commercialisation de toutes les énergies de substitution ainsi que sur la recherche et le développement de celles-ci. Les grandes lignes de ce plan, initialement définies au niveau franco-allemand, ont été progressivement partagées avec l'ensemble des parties prenantes au projet, à l'occasion de la réunion des ministres des affaires étrangères du 4 novembre 2008, de la conférence organisée à Paris le 22 du même mois et de nombreuses réunions techniques, la dernière d'entre elles s'étant déroulée à Bruxelles le 6 mai 2009¹⁴. Les axes prioritaires d'action suivants ont ainsi été identifiés :

- la promotion d'une convergence des politiques énergétiques nationales, incluant notamment la mise en place d'un environnement réglementaire et institutionnel propice à un déploiement à grande échelle de technologies reposant sur l'énergie solaire et les autres ENR ;
- l'accroissement des efforts pour limiter l'augmentation de la demande en énergie et améliorer l'efficacité énergétique en progressant vers un objectif quantifié d'économie de 20% d'ici à 2020, tant au Sud qu'au Nord de la Méditerranée ;

¹² Cf. Deuxième revue stratégique sur l'énergie, communication de la Commission européenne, novembre 2008.

¹³ Article 9 de la directive sur la promotion de l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables.

¹⁴ Cf. notamment la proposition franco-allemande « *Mediterranean Solar Plan – Strategy Paper* » de mai 2009.

- Rapport, page 5 -

- la promotion du développement d'interconnexions électriques tant entre les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée que vers le Nord ;
- la facilitation d'une coopération dans le domaine technologique, incluant notamment la mise en place de pôles de compétitivité régionaux et d'un réseau d'institutions scientifiques et de recherche actives dans le domaine de l'énergie solaire.

À cet effet, le PSM mènerait son action dans deux domaines principaux :

- la construction de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, notamment solaire, de 20 GW à horizon 2020 ;
- le développement de lignes d'interconnexion permettant l'exportation d'une partie de cette électricité verte vers l'Union européenne, en utilisant notamment le mécanisme de l'article 9 de la directive précitée.

En complément de ces objectifs majeurs, le PSM se proposerait :

- de promouvoir les projets d'efficacité énergétique et de limitation de la demande d'énergie en proposant aux pays du Sud un objectif quantifié d'économie de 60 M de tonnes équivalent pétrole à terme par rapport à un scénario *business as usual*, correspondant à 20% de leur consommation d'énergie primaire en 2005. Il s'appuierait notamment pour ce faire sur le réseau méditerranéen MEDENER des agences nationales de maîtrise de l'énergie¹⁵, l'OME et le Centre régional pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique du Caire (RCREEE) ;
- de créer une plateforme de recherche et développement du PSM établie dans plusieurs pays, en complément du projet développé par les institutions de recherche européenne, dont le CEA et le DLR¹⁶, de mise en place d'un réseau de transfert de technologies sur l'énergie solaire.

Chronologiquement, le PSM serait développé et mis en œuvre en trois phases :

- une phase de préparation, en cours d'achèvement, portant sur la définition des grands axes stratégiques du plan et l'identification d'environ 140 projets de production d'énergie renouvelables au Sud et à l'Est de la Méditerranée, et de quinze projets en matière d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie ;
- une phase pilote couvrant la période 2009-2010, comportant deux plans d'action (*Action Plans – AP*) portant sur la production d'électricité provenant de sources ENR et les infrastructures de transport d'électricité, qui permettrait le lancement des premiers projets ;
- une phase de déploiement entre 2011 et 2020, qui s'appuierait sur un *Master Plan* dont la préparation débiterait dès cette année.

¹⁵ L'association MEDENER réunit à ce jour douze organisations en charge de l'énergie dans les différents pays du pourtour méditerranéen : Algérie, Autorité palestinienne, Espagne, France, Grèce, Italie, Jordanie, Liban, Maroc, Portugal, Syrie et Tunisie.

¹⁶ Commissariat à l'Énergie Atomique, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.

D. L'appropriation par les pays du Sud du PSM est un facteur-clé de son succès

La réalisation des objectifs ambitieux du PSM et la mise en œuvre de ce plan ne seront possibles que si les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée s'approprient pleinement cette initiative. En effet, si les préoccupations en matière d'économie d'énergie et de développement des ENR ont bien été intégrées par nombre d'entre eux, et qu'ils se sont dotés pour la plupart de politiques en la matière (*Cf. infra*, partie III.A.), leur positionnement est aujourd'hui différent de celui des pays du Nord :

- leur premier objectif est d'assurer leur développement et leur croissance sur le long terme au bénéfice d'une population en forte augmentation dont la demande solvable et les besoins en matière énergétique, et notamment en électricité, sont également croissants ;
- l'accès au bien essentiel que constitue l'électricité pour des populations à faibles revenus et pour les économies locales dont elle constitue un facteur important de croissance suppose que celle-ci soit produite au moindre coût. Dans bien des cas, la vente d'électricité aux consommateurs finaux (entreprises et ménages) est subventionnée par ces États ;
- en outre, pour ceux disposant de ressources énergétiques fossiles importantes à faible coût de production, se pose la question de la validité du choix de technologies alternatives de production de l'électricité, qui ne peut seulement être dictée par des préoccupations liées à l'épuisement à terme de ces ressources ou à la possibilité de les exporter en en tirant un bénéfice plutôt que de les consommer sur place ;
- enfin, et même si ces pays sont bien conscients des enjeux liés au réchauffement climatique et à la nécessité de limiter les émissions de CO₂, la mise en œuvre de technologies de production d'électricité bas carbone leur semble être d'abord une question concernant le Nord, ou à tout le moins pour laquelle les pays développés doivent leur apporter un soutien financier important.

En première analyse, en effet, la production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, et notamment solaire, se heurte à un problème simple mais redoutable : son coût est supérieur à toutes les autres formes de production. Si on peut penser qu'à terme, ces coûts vont converger du fait de la hausse inéluctable du prix des énergies fossiles et des progrès technologiques en matière d'ENR, la question centrale du PSM est celle du partage de cette charge entre les pays du Nord et ceux du Sud et de l'Est de la Méditerranée, que pourra faciliter le cas échéant la mise en œuvre de mécanismes tels que ceux de l'article 9 de la directive ENR.

L'appropriation par ces États des objectifs du PSM est dans ces conditions essentielle :

- s'appuyant sur le partenariat que constitue l'UpM, le PSM est avant tout un projet de développement partagé, allant bien au-delà de la seule production au Sud d'électricité provenant de sources ENR : les enjeux en termes de créations d'emplois et de transferts de technologies, qui intéressent directement ces pays, sont à cet égard essentiels ;
- la seule logique de marché ne peut dicter la réalisation du PSM : concevoir celui-ci comme le moyen pour les pays du Nord de la Méditerranée d'importer de l'électricité bas carbone en provenance du Sud pour leur permettre de satisfaire les objectifs qu'ils se sont fixés en matière d'ENR serait à cet égard une erreur, d'où la nécessité que ces nouveaux moyens de production servent également, et majoritairement, les besoins des populations locales.

E. Les prochains mois seront déterminants pour la réussite de la première phase du plan

Les difficultés rencontrées au cours des derniers mois par l'UpM au plan diplomatique, même si elles n'ont pas empêché l'avancement des travaux sur le PSM, ont toutefois affecté l'élan initial donné par le sommet du 13 juillet 2008. Une telle situation a jusqu'à aujourd'hui retardé la validation des propositions aujourd'hui avancées sur le contenu de ce plan et du processus de conduite de ce projet, et ce dans quatre domaines :

- la validation au niveau le plus élevé de la stratégie d'ensemble du PSM, telle qu'elle a été décrite plus haut, sur la base des travaux conduits jusqu'ici ;
- la sélection de la liste des projets susceptibles d'être mis en œuvre sur la période pilote des plans d'actions production et transport, et la question de la définition des critères nécessaires à cette fin ;
- la gouvernance à mettre en place pour le PSM ou, au moins, les lignes de procédure internes applicables à ce plan dans l'attente de la mise en place du secrétariat de l'UpM, et du rôle que pourrait y jouer la Commission européenne ;
- la répartition des tâches entre les équipes qui collaborent aujourd'hui, de façon largement informelle, à la préparation du PSM et les institutions de développement multilatérales et bilatérales, qui seront amenées à financer les projets du plan.

La question de la sélection des projets destinés à être soumis aux bailleurs pour réalisation au cours de la phase pilote du plan est à cet égard prioritaire : la liste détaillée établie par le coordinateur français du PSM à partir de contacts pris auprès des porteurs de projets et des pays concernés représente en effet à ce jour le principal « actif » du PSM, qu'il convient d'exploiter rapidement sauf à risquer son obsolescence. Les rôles respectifs des pays bénéficiaires, de l'équipe du PSM et des institutions financières de développement dans ce processus de sélection sont abordés plus loin (*Cf. infra*, partie V.C. et conclusion).

L'enjeu de la concertation aujourd'hui menée sur ces quatre points est l'organisation du processus fonctionnel du PSM et de gestion au jour le jour de ses travaux, afin de pouvoir être en mesure de respecter le calendrier envisagé pour le lancement des premiers projets des plans d'action. La complexité des questions qu'ils soulèvent et les débats qu'ils suscitent ne pourront *in fine* se résoudre que si l'UpM et sa coprésidence sont en mesure de donner l'impulsion politique nécessaire, et ce dans les meilleurs délais.

II. LA REALISATION DU PSM NÉCESSITERA LA MOBILISATION DE FINANCEMENTS SIGNIFICATIFS

A. Le coût du PSM est important, mais reste limité à l'échelle régionale

1. Le PSM est un programme ambitieux, dont le coût d'investissement dépendra fortement des choix technologiques retenus

La seule référence sur les objectifs quantitatifs du PSM émane de la position franco-allemande d'août 2008, qui cite une cible de 20 GW à horizon 2020 de capacités additionnelles de production d'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables, et indique que toutes les technologies seront considérées, le solaire jouant un rôle-clef. Ce même document évalue le coût en investissement du PSM à 70 Mds€ pour les centrales, et à 10 Mds€ pour les infrastructures d'interconnexion (raccordements au réseau et liaisons vers l'Europe).

Afin de mieux cerner ces ordres de grandeur, la mission a élaboré quatre scénarios conventionnels de déploiement de ces capacités ENR d'ici à 2020, en fonction d'un *mix* possible des différentes technologies envisageables : centrales éoliennes, à concentration solaire (*concentrated solar power* ou CSP) et à cellules photovoltaïques (PV). Les deux premiers scénarios (Solaire ++ et Éolien ++) sont extrêmes et permettent de borner les estimations, alors que dans les plus probables (Solaire + et Éolien +), la répartition des technologies est plus équilibrée. Pour les scénarios comportant une composante solaire, il est par ailleurs fait l'hypothèse que celle-ci sera majoritairement assurée par des centrales CSP, le PV étant toutefois déployé plus rapidement en début de période.

Tableau 3 : Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés

Scénario	Total des capacités éoliennes installées	Total des capacités PV installées	Total des capacités CSP installées
Solaire ++	0 MW	9 000 MW	11 000 MW
Éolien ++	20 000 MW	0 MW	0 MW
Solaire +	7 000 MW	5 200 MW	7 800 MW
Éolien +	13 000 MW	3 100 MW	3 900 MW

Source : Mission IGF-CGIET

Pour calculer le coût des différents scénarios, quatre variables-clés ont été introduites :

- le coût d'investissement des différentes technologies en fonction de la puissance *nominale* installée dans des conditions standard d'ensoleillement ou de vent ;
- l'évolution annuelle de ces prix unitaires, orientée à la baisse, mais dans des proportions qui demeurent difficiles à cerner en fonction des progrès technologiques et des gains de productivité liés à un déploiement des capacités installées¹⁷ ;
- le coût au MWh des trois technologies, qui permet d'apprécier les coûts globaux de production des centrales ENR et de les comparer à un scénario de référence carboné ;
- enfin, le facteur de capacité, qui est le rapport entre la production *effective* d'une centrale ENR d'un type donné et sa production *théorique* à la puissance *nominale*. Le facteur de capacité est la résultante des données techniques propres à la centrale (durée de fonctionnement dans la journée, capacité de stockage, etc.) et des données environnementales locales (ensoleillement, vitesse du vent).

Le tableau suivant retrace les principales valeurs retenues pour ces paramètres technico-économiques, adaptés aux conditions prévalant au Sud et à l'Est de la Méditerranée, et qui sont discutées en détail dans l'annexe III du rapport.

Tableau 4 : Tableau récapitulatif des paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation

Technologie	Coût d'investissement	Coût du MWh	Gains attendus/an ¹⁸	Facteur de Capacité
PV	4 €/W	250 €	Fourchette basse : 2,5% Fourchette haute : 5%	22%
CSP	3,5 €/W	160 €	Fourchette basse : 2,5% Fourchette haute : 5%	33%
Éolien	1,3 €/W	75 €	2%	30%

Source : Mission IGF-CGIET

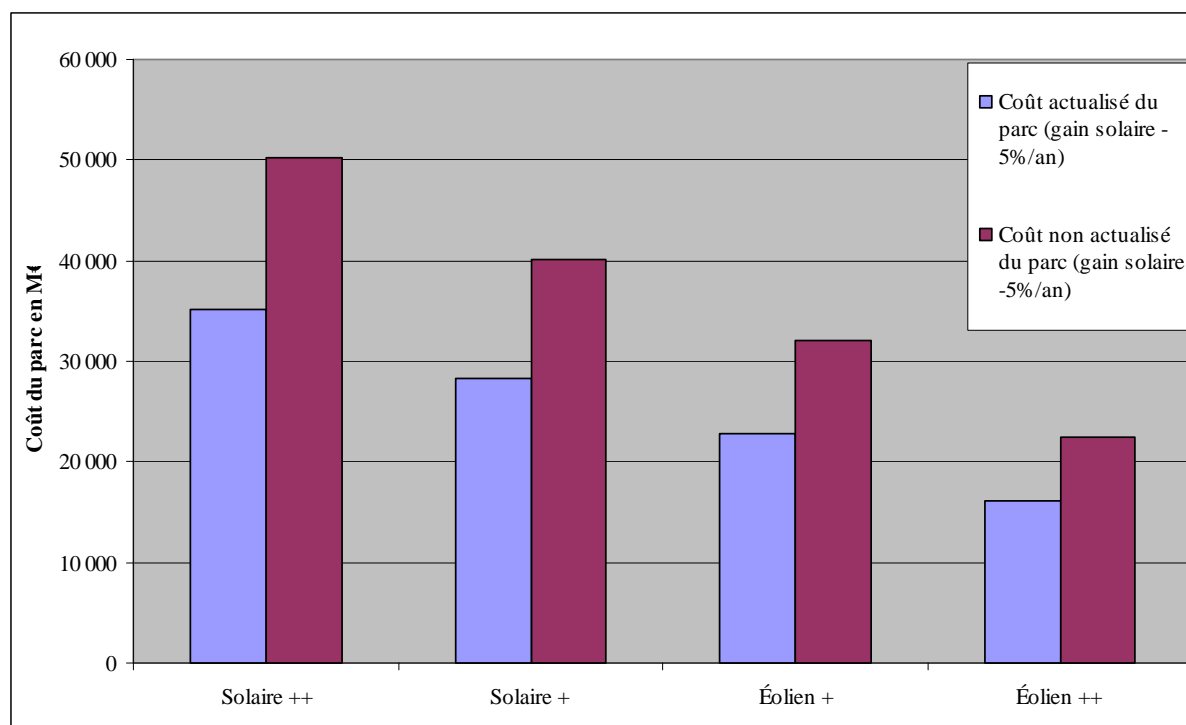
¹⁷ On estime ainsi par exemple, au cas particulier de la technologie photovoltaïque, qu'un doublement des capacités de production mondiale de cellules se traduit par une baisse de 20% de leur prix de revient unitaire. Dans les faits, cette loi est vérifiée depuis les années quatre-vingt.

¹⁸ Ces gains portent à la fois sur les coûts unitaires d'investissement et de production.

Le graphique ci-dessous présente les coûts globaux d'investissement du parc de centrales ENR dans les quatre scénarios étudiés, en retenant la fourchette haute pour l'évolution des technologies solaires (-5%/an). Chaque année, le coût d'investissement est calculé sur la base du prix applicable à cette date en fonction des gains de productivité obtenus précédemment (les techniques se « figent » dans l'investissement). Le coût total est obtenu par sommation sur la durée du plan, avec et sans actualisation à un taux de 5%.

Pour les scénarios les plus probables, ce coût se situerait dans la fourchette [32-40] Mds€ ou [23-28] Mds€ après actualisation¹⁹.

Graphique 5 : Coût d'investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET

Si les baisses de coûts attendues pour les centrales éoliennes sont relativement bien cernées, il n'en est pas de même pour les technologies solaires, pour lesquelles la dynamique de marché reste à créer compte tenu de leur caractère encore novateur (notamment pour le CSP). Une réduction du coût de ces technologies de 2,5%/an au lieu de 5%/an se traduirait par une augmentation des coûts d'investissement de 12,5% dans le scénario « Éolien + » et de 21,9% dans le scénario « Solaire ++ ».

La mission a par ailleurs procédé à une estimation plus fine que celle donnée en 2008 dans le document franco-allemand des coûts de connexion de ces centrales aux réseaux locaux et européens, dont les résultats sont détaillés dans la partie IV de ce rapport. Il en ressort les éléments suivants :

- les coûts de raccordement au réseau, normalement à la charge du producteur, devraient être de l'ordre de 2Mds€ (1,5Md€ après actualisation) ;

¹⁹ La fourchette entre les deux scénarios extrêmes est de [22-50] Mds€ ([16-35] Mds€ après actualisation).

- le coût des interconnexions vers l'Europe et du renforcement des lignes existantes pour permettre l'exportation d'électricité verte serait d'environ 4Mds€ (3Mds€ après actualisation).

Ainsi, l'investissement total du PSM sur la période 2009-2020 se situerait donc dans la fourchette [38-46] Mds€, ou [28-33] Mds€ après actualisation dans les scénarios « Éolien + » et « Solaire + ».

2. Les surcoûts de production d'énergie renouvelable dans le cadre du PSM, quoique significatifs, sont absorbables à l'échelle régionale

Le modèle développé par la mission permet également de comparer le surcoût de production de l'électricité renouvelable du PSM par rapport à un scénario de référence où l'électricité produite par les 20GW d'ENR aurait été obtenue grâce à des technologies carbonées classiques. Le scénario de référence choisi est celui d'une production d'électricité par une centrale à cycles combinés à gaz, adaptée aux conditions locales. L'introduction des externalités carbone permet de déterminer un prix de référence fonction du coût de la tonne de CO₂ émise.

Tableau 6 : Coûts de production d'un cycle combiné à gaz en fonction du prix du carbone

	Sans CO ₂	CO ₂ à 20 €/tonne	CO ₂ à 50€/tonne
Coût de production	51 €/MWh	58,3 €/MWh	69,3 €/MWh

Source : Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008, fonctionnement de 8760 heures/an

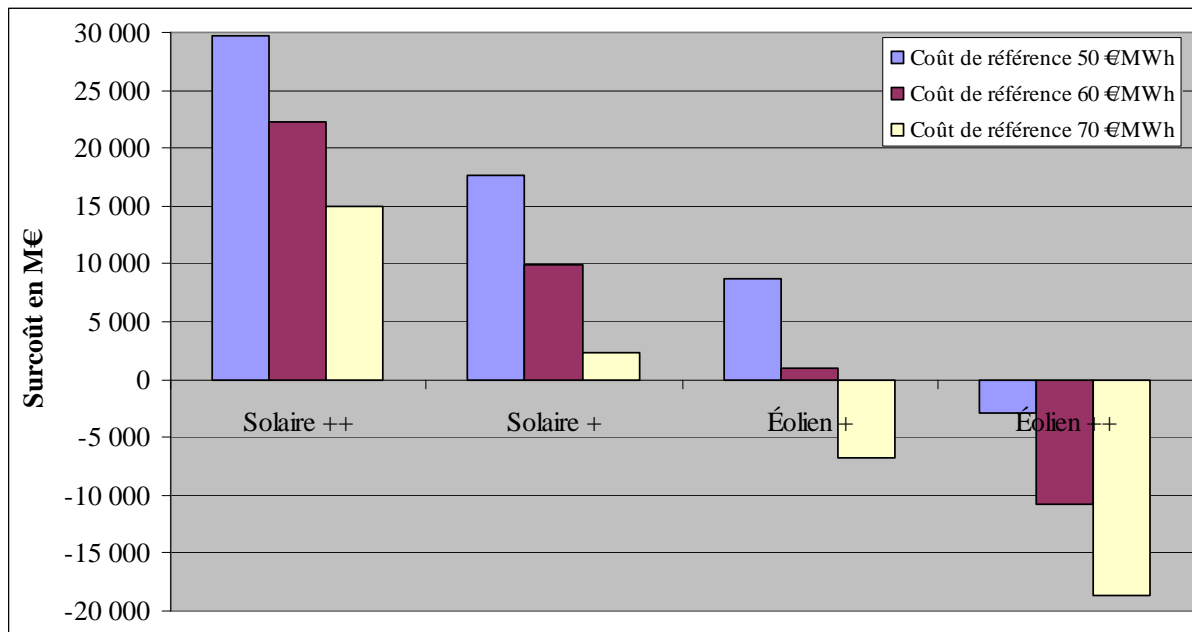
Les coûts d'investissement et de production des centrales ENR sont déterminés comme indiqué précédemment en fonction de l'année de construction. Une fois la centrale construite, les coûts de fonctionnement évoluent comme l'inflation sur la durée de vie des immobilisations (20 ans), afin de simuler la mise en place d'un contrat de rachat de l'électricité produite. La méthodologie est identique pour les centrales de référence, les coûts de production étant majorés chaque année à hauteur du taux d'actualisation²⁰, puis évoluant comme l'inflation après la construction de la centrale.

Le surcoût global de production est calculé comme la différence entre la somme actualisée des coûts de production des centrales ENR et des centrales de référence, sur l'ensemble de la production de 20 GW couverte par des contrats d'achat de 20 ans. Ce surcoût se situerait dans la fourchette [14-32] Mds€ dans les deux scénarios intermédiaires « Éolien + » et « Solaire + », en fonction de l'abaissement plus ou moins rapide des coûts de production selon les technologies utilisées. La prise en compte des externalités carbone sur la base d'un prix de 20€/tonne CO₂ permettrait de ramener le surcoût global dans la fourchette [1-19] Mds€

L'existence d'un « surcoût négatif » dans le scénario extrême Éolien ++ (et Éolien + pour un prix du carbone de 50€/tonne CO₂) est la conséquence d'un prix de production de l'électricité éolienne devenant progressivement inférieur à celui de l'électricité carbonée, pour les centrales construites dans les dernières années du PSM.

²⁰ En application de la règle d'Hotelling (1931), qui indique que l'évolution de long terme du prix des sources d'énergie non renouvelables doit logiquement être égale au taux d'actualisation.

Graphique 7 : Surcoût global de production du PSM par rapport à un scénario carboné

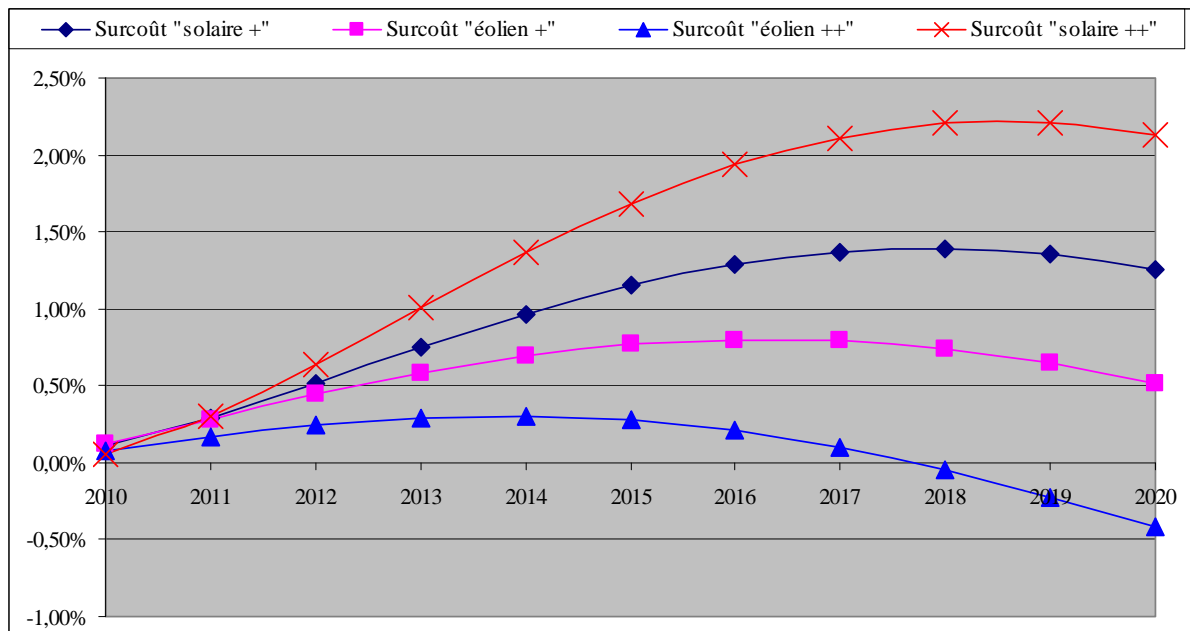


Source : Modèle macroéconomique développé par la Mission IGF-CGIET – diminution des coûts solaires égale à 5%/an

Important en valeur absolue, ce montant doit être relativisé à l'échelle régionale, compte tenu de la consommation actuelle d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée (500 TWh/an) et surtout de son évolution prévisible à horizon 2020 (1 000 TWh/an) selon l'OME. Dans ce scénario, la production d'électricité provenant de sources ENR du PSM serait de l'ordre de 50 TWh/an, soit 5% de la taille du marché, et 10% de la production additionnelle d'électricité en fin de période.

Le surcoût *annuel* des moyens de production PSM par rapport à des centrales carbonées ne représenterait, en 2020, qu'entre 0,5 et 1,3% de la valeur du marché régional de l'électricité dans les deux scénarios les plus probables. Cette part aurait naturellement tendance à diminuer compte tenu de la dynamique du marché et de la convergence progressive des prix de production vers le prix de référence, plus rapide pour l'éolien que pour le solaire.

Graphique 8 : Surcoût annuel de l'électricité produite par les capacités PSM par rapport au marché global



Source : Mission IGF-CGIET

B. La réussite du PSM nécessite que les projets retenus présentent une rentabilité suffisante pour les investisseurs et soient menés dans un environnement juridique adapté

1. La problématique du PSM est double : améliorer la rentabilité des projets et assurer le financement des investissements

La réalisation par des investisseurs de centrales ENR dans des conditions de rentabilité normales, qui seules peuvent permettre d'attirer les fonds propres nécessaires à ces projets d'investissement, suppose l'utilisation combinée de deux types d'instruments :

- des outils susceptibles d'améliorer la rentabilité économique des projets : tarifs d'achat locaux ou à l'exportation, améliorations techniques, mécanismes de développement propre, certificats verts, subventions locales ou extérieures (programme SET de la Commission européenne, facilité d'investissement voisinage, multiples fonds d'études nationaux ou multilatéraux) ;
- des outils permettant d'améliorer les conditions de financement des projets : prêts plus ou moins concessionnels des banques de développement bilatérales et multilatérales, prêts liés mais concessionnels des États – réserve pays émergents en France, *Clean Technology Fund*, mécanismes de garantie des risques de type MIGA²¹, prêts mezzanine, etc.

De manière générale, les investisseurs sur ce type de projets escomptent un taux de retour sur investissement (TRI) de l'ordre de 15%, qui conditionne leur engagement et l'apport de capitaux. En fonction de l'effet de levier accepté par les banques, ces fonds propres peuvent représenter entre 20 et 35% du total des investissements, d'où l'importance d'une prise en compte dès la conception des projets des attentes des investisseurs et plus généralement des bailleurs.

²¹ L'agence multilatérale de garantie des investissements (AMGI ou MIGA) est une filiale de la Banque Mondiale.

2. Les opérations du PSM se monteront pour une part importante en financement de projet en faisant appel à des acteurs privés

La construction et l'exploitation de centrales utilisant des sources d'énergie renouvelable peuvent être réalisées suivant deux types de schémas : le premier où le moyen de production est la propriété de l'exploitant et/ou de l'acheteur de l'électricité (l'entreprise publique dominante dans la plupart des pays du Sud) ; le second où la centrale est la propriété d'une entité distincte, qui l'exploite ou non (un producteur indépendant ou *Independent Power Producer – IPP*). Dans l'un comme l'autre cas, investisseurs et prêteurs ont des préoccupations qui doivent être intégrées dès la conception du projet.

a) Le montage en corporate finance d'une centrale vendue « clé en main »

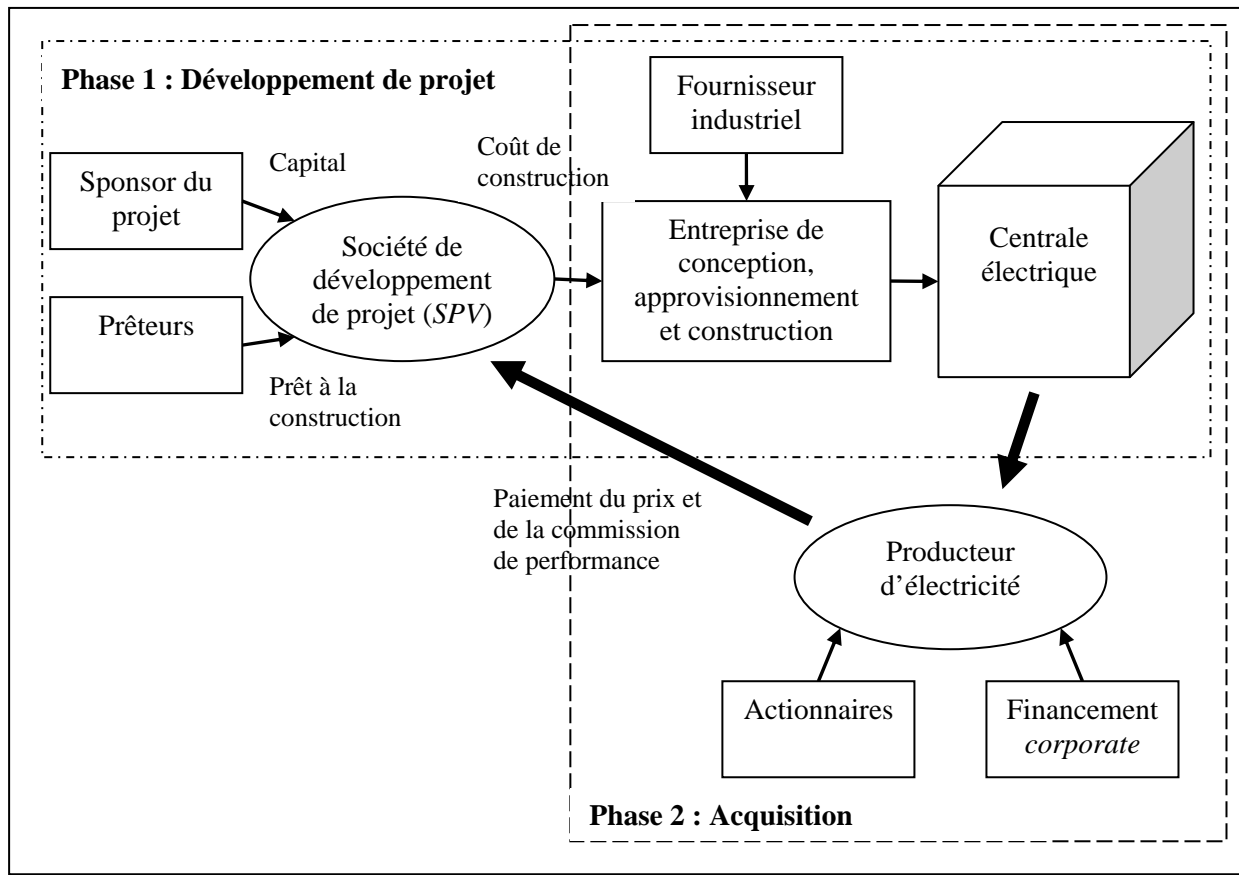
Celui-ci se caractérise par l'utilisation de la capacité d'emprunt (et donc de la notation) d'une entreprise produisant elle-même de l'électricité comme base à l'octroi du prêt nécessaire à l'acquisition de la centrale. L'entreprise en est propriétaire, ses actifs généraux pouvant être apportés en garantie du prêt. Un tel montage dit en *corporate finance* présente un intérêt manifeste en matière de réduction des coûts dès lors qu'il permet au prêteur (obligataire ou banque commerciale) de répartir son risque sur un portefeuille d'actifs diversifiés, d'accepter des taux d'intérêt plus bas, des durées d'amortissement plus longues et des clauses de rendez-vous ou de déchéance du terme (*covenants*) moins strictes.

L'opération est conduite habituellement en deux étapes (*Cf.* schéma ci-dessous) :

- une phase de développement de projet, où un sponsor, répondant à la demande du propriétaire final, généralement formulée par appel d'offres, monte un véhicule *ad hoc* de développement de projet qui contracte avec un constructeur et un fournisseur industriel pour la réalisation de la centrale ENR ;
- une phase d'acquisition, où le producteur d'électricité rachète la centrale, en l'exploitant le cas échéant. Les prêteurs initiaux sont remboursés de leur dette et bénéficient, comme le sponsor lui-même, d'une commission de performance fonction des risques encourus et du respect de critères de coûts, de délais, etc.

Le producteur bénéficie d'une garantie de l'industriel fournisseur du matériel qui peut se prolonger après l'acquisition et de la garantie générale du concepteur/constructeur. La société de développement de projet est titulaire du contrat d'acquisition, les prêteurs initiaux pouvant quant à eux disposer de garanties externes.

Schéma 9 : Structuration d'une centrale « clé en main »



Source : Institutions bancaires et de développement

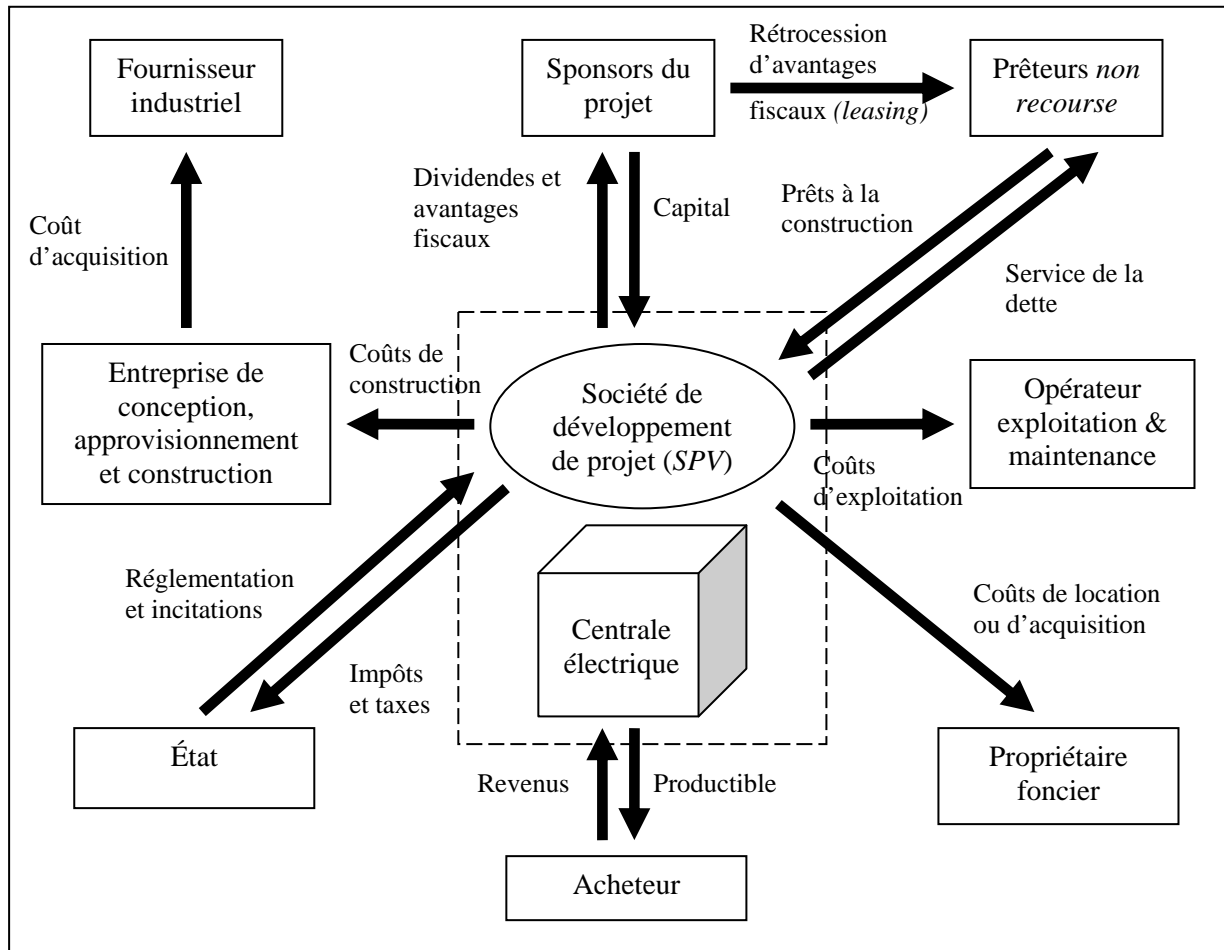
Cependant, compte tenu du caractère fortement capitalistique des projets de centrales ENR, la plupart des producteurs d'électricité – et particulièrement dans les pays du Sud – ne sont pas en mesure de dégager des ressources en financement *corporate* suffisantes pour ce type de montage. Par ailleurs, pour des projets utilisant des technologies nouvelles, particulièrement le solaire à concentration, ou pour lesquelles le producteur traditionnel n'est pas en mesure d'assurer l'exploitation, celui-ci peut être réticent à prendre les risques associés. Ces éléments ont donc conduit au développement de montages en financement de projet, majoritairement utilisés aujourd'hui.

b) Le montage en financement de projet de la réalisation et de l'exploitation d'une centrale ENR

Ce type de montage se caractérise par une combinaison de financements associant capital, emprunt, subventions et le cas échéant rehaussement de dette par des dispositifs de garantie, dans lequel les prêteurs apprécient leurs risques non pas en fonction du bilan du promoteur du projet ou de l'exploitant mais de leur estimation des *cash flows* dégagés par le projet lui-même sur la durée d'exploitation de la centrale ENR.

Les avantages en sont nombreux : mobilisation de moyens financiers supplémentaires, particulièrement en capital, introduction d'une dynamique de marché favorable à la baisse des coûts de production, limitation des risques de l'entreprise nationale d'électricité qui n'est plus qu'acheteur du « productible », diversification des sources d'approvisionnement du distributeur ou du consommateur final. En revanche, les montages en financement de projet sont complexes et longs à mettre en œuvre, nécessitent l'élaboration de contrats multiples entre les diverses parties prenantes, génèrent des coûts de transaction et des frais juridiques importants, et supposent de pouvoir dégager un dividende pour les investisseurs à hauteur des risques assumés.

Schéma 10 : Structuration d'une centrale en financement de projet



Source : Institutions bancaires et de développement

Le schéma ci-dessus présente le montage type en financement de projet pour les centrales ENR récemment construites en Espagne²², où le véhicule de développement de projet constitue un producteur d'électricité indépendant. Placé sous un régime concessif (*BOOT – build, own, operate, transfer*) ou de contrat de long terme (*BOO – build, own, operate*), ce producteur est amené à passer des contrats avec plusieurs entités :

- l'entreprise de construction et le fournisseur d'équipement pour la réalisation d'une centrale « clé en main », où ceux-ci acceptent de prendre en charge les risques liés à la technologie (disponibilité des miroirs, de la turbine, des cellules photovoltaïques notamment) ou à la réalisation de la centrale pour des durées plus longues que pour un contrat standard ;

²² Centrales CSP Solnova 1 & 3 et centrale PV Aliwin SL.

- l'opérateur de la centrale, qui s'engage sur sa performance, i.e. le niveau de « productible » livré à conditions climatiques données (ensoleillement, vent), ou le cas échéant en acceptant de prendre le risque climatique à sa charge ;
- le propriétaire foncier, essentiel pour la mise à disposition des terrains et l'obtention des autorisations d'implantation nécessaires ;
- l'acheteur du « productible », qui lui s'engage à long terme, le cas échéant avec une contre-garantie, sur un volume et un prix défini à l'avance (*Power Purchase Agreement – PPA*) ;
- les prêteurs, qui après une modélisation contradictoire du projet et le recours à diverses expertises financières, juridiques et techniques, acceptent de s'engager aux côtés des actionnaires du SPV. Le principal déterminant des prêteurs est la capacité du projet à assurer le service de la dette sur toute la durée de fonctionnement de la centrale, qui peut être apprécié à travers le ratio de couverture de ce service par les cash-flows après impôts dégagés par l'exploitation (*operational cash flow*)²³. La discussion entre les actionnaires et les prêteurs se concentre sur le niveau du levier dette/capital acceptable, les conditions du prêt (durée et taux, éventuel différé d'amortissement) et les garanties apportées par les autres parties prenantes au projet. Sur les projets solaires montés en Espagne jusqu'en 2008, et en fonction des technologies employées, les banques exigeaient un ratio minimum de couverture du service de la dette compris entre 1,2 et 1,3²⁴.

De manière générale, la préparation d'un montage en financement de projet d'une centrale CSP exige un à deux ans de préparation avant la signature des accords de prêts et une année et demie à deux ans pour la construction. Les délais de construction peuvent être inférieurs à un an pour une centrale PV ou un champ éolien, en fonction de la disponibilité des matériels.

3. Les préoccupations des investisseurs et des prêteurs doivent donc être intégrées en amont des projets

Les montages utilisés pour la réalisation de centrales ENR amènent les investisseurs et les prêteurs à vouloir se prémunir contre plusieurs types de risques :

- les risques communs à tout grand projet réalisé dans un pays en développement : risque politique, de change, de non-rapatriement des revenus (service de la dette ou dividendes), de non-respect des contrats, de force majeure, etc., auxquels les organismes de garantie, publics ou privés, doivent être en mesure de répondre ;
- les risques opérationnels spécifiques à la technologie utilisée, qui peuvent normalement être couverts par le fournisseur d'équipement, le constructeur ou l'opérateur ;
- les risques liés à l'environnement juridique propre de ce type de projets : disponibilité des terrains et des autorisations nécessaires, possibilité pour un acteur privé de produire de l'électricité qui puisse être revendue à un distributeur ou directement à un consommateur final, validité du contrat de rachat du « productible » qui constitue le cœur du projet et qualité même de l'acheteur.

²³ Ce ratio peut être apprécié, soit année après année (*annual debt service coverage ratio ou ADSCR*), soit sur la durée de vie totale du projet (*project life coverage ratio ou PLCR*), soit sur la durée d'amortissement de la dette (*loan life coverage ratio*).

²⁴ Le respect de ce ratio étant testé dans plusieurs scénarios variantiels dépendant essentiellement des conditions climatiques, à des niveaux de confiance de 50 et 90%.

Ce sont notamment ces derniers points, qui dépendent pour une large part des autorités locales, qui devront être intégrés dès l'amont des projets.

C. Sur la durée du PSM, les financements privés devront prendre le relais des bailleurs publics

1. La palette des financements possibles pour les projets du PSM inclut des mécanismes novateurs

La gamme des instruments utilisables pour assurer le financement du PSM est large. Elle inclut :

- les apports en fonds propres d'acteurs majoritairement privés (promoteurs des projets, fonds d'investissement de type MASDAR *Clean Tech Fund*, fonds régionaux comme Inframed, fonds souverains, interventions des filiales bancaires d'institutions de développement publiques telles que la SFI ou PROPARCO) dont la part dans le financement varie de 20 à 40%, et qui espèrent des taux de retour sur leur investissement compris entre 10 et 20% ;
- les prêts des banques de développement multilatérales ou bilatérales, accordés généralement pour des durées longues (jusqu'à 20 ans), le cas échéant avec des délais de grâce, et assortis de taux proches de l'EURIBOR ou du LIBOR ;
- les prêts des banques commerciales, dont les durées varient de 10 à 15 ans, généralement sans période de grâce, et assortis de taux d'intérêt qui, sur la zone Moyen-Orient Afrique du Nord (MENA), s'établissent aujourd'hui entre EURIBOR + 150 bp²⁵ et EURIBOR + 300 bp en fonction de la qualité et des risques associés au projet ;
- des mécanismes de garanties à l'exportation ou contre le risque politique, développés par la plupart des bailleurs internationaux et par les agences multilatérales comme la MIGA ;
- des instruments financiers comportant un élément plus ou moins important de subvention : outre les outils traditionnels comme la réserve pays émergents française et les dispositifs équivalents dans d'autres pays, qui constituent une aide liée et dont les conditions d'emploi sont encadrées par les règles de l'OCDE, on citera la facilité d'investissement de voisinage européenne, le programme SET Plan de la Commission pour les projets les plus innovants ou les multiples dispositifs dispersés pour financer des études de faisabilité ou de l'assistance technique.

Les caractéristiques et conditions d'intervention de ces différentes sources de financement sont détaillées en annexe III. Dans le cas du PSM, deux instruments méritent une attention particulière : le *Clean Technology Fund* géré par la Banque Mondiale et l'utilisation des crédits carbone.

²⁵ Bp : points de base.

a) Le Clean Technology Fund, une ressource d'emploi délicat

Le *Clean Technology Fund* – CTF a été mis en place par la Banque Mondiale en 2008, sous l'impulsion des États-Unis, du Royaume-Uni et du Japon, pour renforcer son positionnement dans la lutte contre le changement climatique. Il est administré par les services de la Banque, mais sa gouvernance est paritaire entre les pays donateurs²⁶ et certains grands pays bénéficiaires²⁷. Environ 6 Mds\$ ont été promis par les donateurs lors du lancement du fonds, sous forme de dons ou de prêts très bonifiés.

Le CTF a vocation à faciliter le déploiement de technologies propres (production d'énergie, efficacité énergétique, transports) dans les pays éligibles à l'aide au développement, systématiquement en cofinancement avec d'autres institutions multilatérales (sur la zone, la Banque elle-même, la Banque Africaine de Développement - BAfD, la BEI ou la BERD), et en s'appuyant sur des plans nationaux ou régionaux élaborés en liaison avec le (ou les) pays bénéficiaire(s).

Ces plans sont appréciés en fonction de leur caractère « transformationnel », à la fois sur l'inflexion donnée aux émissions de CO₂ de la zone et sur la capacité à développer des technologies qui changeront durablement le mix énergétique du pays ou de la région. Dans ces conditions les projets individuels sont analysés en fonction de la capacité de pouvoir les « répliquer », soit à une plus vaste échelle, soit sur d'autres sites.

Accordés aux conditions de l'association internationale pour le développement (IDA), les concours du CTF sont assortis d'éléments de concessionnalité élevés (entre 50 et 70%), ce qui en fait des instruments uniques de financement de centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables sur la zone. Il est dans ces conditions logique que soit recherchée l'implication du CTF dans le PSM.

Toutefois, compte tenu du souhait des membres donateurs de concentrer l'action du fonds sur un nombre limité de pays ou de zones pour véritablement appuyer le caractère « transformationnel » des plans, les États membres de l'UpM et éligibles aux concours du CTF ne pourront pas tous bénéficier de ses financements. A ce jour en effet, seuls trois plans nationaux sont envisagés sur la zone, en Turquie, en Égypte et au Maroc²⁸. Dans ces conditions, seul un plan régional apparaît en mesure de permettre l'accès de la plupart des membres de la zone MENA aux financements du CTF.

À l'occasion d'un déplacement à Washington fin janvier, la mission a reçu un accueil très favorable de la Banque au concept de plan régional du CTF appuyant le PSM, qui résulte d'une conjonction d'intérêts entre une institution qui souhaite renforcer ses interventions sur la zone MENA dans le domaine des énergies propres et une initiative politique à l'échelle régionale, le PSM, dont le degré de maturation apparaît élevé. Dans ces conditions, une enveloppe globale de 750 M\$ pour ce plan a été évoquée. Ce montant a été confirmé à la conférence d'Alexandrie le 30 avril 2009.

²⁶ Outre les trois précédemment cités, l'Australie, l'Allemagne, l'Espagne, la France et la Suède.

²⁷ L'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Égypte, l'Inde, le Maroc, le Mexique et la Turquie.

²⁸ Les deux premiers ayant d'ores et déjà été examinés lors du conseil du CTF du 29 janvier dernier.

Désireux de connaître les réactions des ses administrateurs à ce projet, les services de la Banque ont donc élaboré une *concept note* qui a été soumise au comité du CTF du 11 mai dernier. Afin d'avoir un impact significatif sur la signature énergétique de la zone, le choix a été fait de concentrer les efforts sur une seule technologie, le solaire à concentration, dont les prix de revient sont aujourd'hui très éloignés des prix de marché et dont on peut espérer qu'un déploiement de capacités de production à large échelle (1 GW pour un montant de financement compris entre 6 et 8 Mds\$) permette de faire baisser les coûts dans des proportions importantes²⁹. Si, sur le fond, la recherche d'effets d'échelle dans le cadre d'un plan intégré (« *scale up program* ») sur une technologie qui n'est aujourd'hui que peu répandue, notamment par rapport au photovoltaïque, est légitime, elle soulève toutefois plusieurs questions :

- le choix de la technologie elle-même, dont on ne peut être assuré qu'à terme, elle permette la production d'énergie aux coûts les plus bas par rapport aux cellules photovoltaïques de nouvelle génération (couches minces) ou au photovoltaïque à concentration ;
- l'articulation du plan régional du CTF avec le PSM lui-même et plus généralement l'UpM, le risque étant de voir la Banque Mondiale (et la BAfD) concentrer son action et les ressources de financement concessionnelles sur l'initiative qu'elle promeut au détriment des autres projets du PSM. A tout le moins, une concertation étroite entre la Banque et les institutions de développement européennes est nécessaire, d'une part parce que la Banque Mondiale aura besoin de leur appui pour boucler son plan de financement, et d'autre part, afin d'éviter les effets d'éviction par rapport à d'autres institutions qui ne bénéficient pas des mêmes facilités ;
- le montant même des concours apportés par le CTF dans le cadre du plan régional (15% de l'enveloppe globale), qui a soulevé les interrogations de plusieurs administrateurs du fonds. Un tel montant apparaît cependant comme un minimum, comme on le verra *infra*, pour permettre d'obtenir l'effet d'échelle recherché et de baisse corrélative à terme des coûts de production³⁰ ;
- l'utilisation concomitante des ressources du CTF et du mécanisme d'exportation d'énergie verte introduit par l'article 9 de la directive européenne sur les ENR, qui peut constituer un instrument de financement privilégié pour les pays disposant d'une interconnexion vers l'Europe. Même si elle est pour une large part théorique, la question d'un subventionnement indirect des consommateurs du Nord pour l'achat d'une énergie dont le coût aurait été « abaissé » par les subventions du CTF peut se poser.

Ces interrogations ne doivent toutefois pas masquer le fait que l'accord de principe donné par le comité du CTF au concept de plan régional sur la zone couverte par le PSM constitue un indéniable point positif.

²⁹ La Banque évoque dans sa note des prix de production de l'ordre de 80€/MWh en 2015 et de 65€ en 2020.

³⁰ À titre de comparaison, les autorités américaines envisagent la création de « fermes solaires » utilisant la technologie CSP pour des puissances de l'ordre de 5 GW à l'Ouest des Etats-Unis.

b) Les crédits carbone, un outil intéressant pour améliorer la rentabilité des projets

Les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto permettent de tirer partie des économies de CO₂ réalisées dans les pays émergents et en développement pour les comptabiliser dans les objectifs quantifiés imposés aux pays développés (pays de l'annexe 1), et au premier chef en Europe. Or ces mécanismes de développement propre (MDP)³¹ n'ont que peu profité jusqu'à aujourd'hui aux pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée : seuls 30 projets enregistrés sur un total de 1 613 à fin avril 2009 émanaient du continent africain.

Si les projets du PSM couvrent bien un secteur et des technologies compatibles avec les MDP (construction de centrales bas carbone, efficacité énergétique), la question centrale est celle de l'additionnalité du projet. Celle-ci est appréciée sur la base d'un scénario de référence correspondant à ce qui se serait vraisemblablement passé en l'absence du projet. Trois conditions essentielles doivent être remplies :

- le porteur du projet doit démontrer que sa mise en œuvre permet effectivement d'obtenir une réduction des émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence ;
- le projet doit présenter un caractère innovant sur le plan technologique par rapport à la pratique courante, et ne pas constituer une simple mise en conformité d'installations existantes ;
- sans les revenus attendus de la vente des crédits carbone, le projet serait moins attractif financièrement que le scénario de référence, ou ne serait pas attractif financièrement.

Cette dernière condition peut poser problème dans la mesure où le financement d'un projet du PSM ferait appel à d'autres mécanismes de soutien, notamment au mécanisme d'exportation d'électricité verte vers l'Europe. Si, sur le principe, le mécanisme MDP apparaît compatible avec la directive énergie-climat³², le critère d'additionnalité pourrait être plus difficile à démontrer dans la mesure où de tels projets n'auraient pas forcément besoin de crédits MDP pour se réaliser. Dans ce cas, la compatibilité entre MDP et exportations dépendra très largement de la manière dont le projet aura été monté.

La quantification des ressources susceptibles d'être apportées par la vente des crédits carbone dépend de nombreux facteurs : le scénario de référence choisi et la (ou les) technologie(s) correspondante(s), dont dépendent les émissions de CO₂ évitées, le prix de référence du CO₂, le choix de la durée d'obtention des crédits carbone (10 ans non renouvelable ou 7 ans renouvelable deux fois) et la part de la production qui sera exportée vers l'Europe. Le tableau suivant, établi dans l'hypothèse d'un scénario de référence de centrales à cycles combinés gaz et d'une consommation locale de l'électricité produite par les centrales ENR donne l'ordre de grandeur des financements envisageables :

Tableau 11: Recettes potentielles de la vente des crédits carbone pour les 20GW du PSM

	20 €/tonne	30 €/tonne	40 €/tonne
Durée de 10 ans	3,65 Mds€	5,48 Mds€	7,30 Mds€
Durée de 7 ans	2,56 Mds€	3,83 Mds€	5,11 Mds€
Durée de 14 ans	5,11 Mds€	7,67 Mds€	10,22 Mds€
Durée de 21 ans	7,67 Mds€	11,50 Mds€	15,33 Mds€

Source : Mission IGF-CGIET

³¹ Ou les projets de mise en œuvre conjointe pour la Turquie, qui relève de l'annexe 1.

³² Cf. les développements correspondants en annexe III.

Cette ressource est normalement versée sur la durée de vie des centrales ENR et est directement rattachée à leur production. Dans ces conditions, elle permet de limiter les surcoûts par rapport au scénario de référence et d'améliorer la rentabilité du projet. C'est l'optique retenue dans le présent rapport, notamment dans la partie II.A.2 *supra*. Elle peut aussi être avancée par des fonds carbone intervenant sous forme de quasi-fonds propres et constitue alors une source importante de financement des projets.

Si l'intérêt de MDP déployés à large échelle pour les projets du PSM apparaît clair, il n'en demeure pas moins que ces mécanismes sont difficiles à gérer et obéissent à des méthodologies et des règles de contrôle complexes. La mise au point d'une approche programmatique (*i.e.* adaptée à des projets similaires développés sur des sites différents mais d'environnement proche) pour les projets du PSM est à la fois source de délais et de coûts. Par ailleurs, il convient d'être conscient que la validation d'un MDP par le bureau de l'ONU peut parfois nécessiter un à deux ans à partir de la conception initiale du projet, d'où la nécessité d'intégrer très en amont la possibilité d'accéder à cette ressource.

2. Le financement sur les seules ressources publiques actuelles ou annoncées des investissements de la première phase du PSM est possible

Sur la base des interventions prévisionnelles pour 2009 des bailleurs publics³³ sur les projets énergie sur la zone MENA et Turquie et d'une part moyenne de 30 à 40% du total consacrée aux ENR, la mission estime la fourchette d'intervention possible des bailleurs publics internationaux de 900 M€ à 1 100 M€ par an sur les énergies renouvelables dans la zone. En supposant que ce niveau d'engagements soit maintenu en 2010, et en tenant compte d'une mobilisation limitée des prêts très concessionnels (prêts bilatéraux liés et CTF) et des subventions, le tableau suivant fait apparaître que le financement des *Action Plans* production et interconnexion du PSM est possible dans les deux scénarios intermédiaires étudiés par la mission.

Tableau 12 : Tableau agrégé de financement pour les deux premières années de réalisation du PSM

	2010-2011 : Éolien +	2010-2011 : Solaire +
Capacité de production installée	1 450 MW	1 100 MW
Coût total d'investissement dont :	2 600 M€	2 400 M€
- <i>moyens de production</i>	2 400 M€	2 200 M€
- <i>réseaux et interconnexions</i>	200 M€	200 M€
Fonds propres (30%)	780 M€	720 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	900 à 1 100 M€/an	900 à 1 100 M€/an
Prêts concessionnels	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Subventions	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Prêts commerciaux requis	Pas nécessaire	Pas nécessaire

Source : Mission IGF-CGIET

3. Sur la totalité de la période couverte par le plan, la mobilisation des bailleurs privés est en revanche indispensable

A horizon 2020, en supposant constante l'intervention des bailleurs publics nationaux et multilatéraux (dont le programme régional du CTF) et une diminution rapide des subventions aux projets, la couverture des besoins de financement passe par un recours massif aux prêts des banques commerciales, comme le montre le tableau suivant.

³³ BEI (FEMIP), BIRD, BAfD, AFD, KfW, BERD.

Tableau 13 : Tableau agrégé de financement sur la durée du PSM

	2010-2020 : Éolien +	2010-2020 : Solaire +
Capacité de production installée	20 000 MW	20 000 MW
Coût total d'investissement dont :	38 000 M€	46 000 M€
- <i>moyens de production</i>	32 000 M€	40 000 M€
- <i>réseaux et interconnexions</i>	6 000 M€	6 000 M€
Fonds propres (30%)	11 400 M€	13 800 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	~ 10 000 M€	~ 10 000 M€
Prêts concessionnels	~ 1 000 M€	~ 1 000 M€
Subventions	~ 200 M€	~ 200 M€
Prêts commerciaux requis	15 400 M€	21 000 M€

Source : Mission IGF-CGIET

L'ampleur de l'intervention privée implique que la rentabilité des projets soit établie sans ambiguïté dans les deux prochaines années, en rodant le système d'exportation, en accélérant les procédures d'obtention des crédits MDP et créant dans chaque pays les conditions nécessaires de raccordement au réseau, de soutien public et de définition des procédures administratives.

III. LE PSM SUPPOSE UNE VISION REGIONALE ET UNE APPROCHE COOPÉRATIVE ENTRE LE NORD ET LE SUD

A. Le déploiement du PSM doit s'accompagner d'une mise à niveau et d'une harmonisation des politiques en faveur des ENR au niveau régional

1. La diversité des filières de production et des situations locales implique une approche au cas par cas

En comparaison avec les réformes structurelles mises en œuvre au Nord, la libéralisation des marchés de l'énergie s'effectue de manière plus lente et à un rythme variable dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Certains de ces États se sont dotés de réglementations qui permettent à des producteurs indépendants d'investir sur leur territoire, et parfois, des opérateurs privés peuvent être en charge de réseaux de distribution. Dans la quasi-totalité des cas, toutefois, l'entité régulatrice demeure le ministère de tutelle de l'opérateur dominant.

Bien que leurs réflexions soient diversement engagées, les pays de la zone envisagent tous des réformes d'ampleur de leur marché de l'électricité, les plus avancés en la matière étant la Turquie, Israël, la Tunisie et le Maroc. L'Égypte, pour sa part, prévoit le vote au second semestre 2009 d'une loi qui ouvrirait le champ des interventions possibles du secteur privé sur les activités de production et de distribution, créerait un fonds pour les énergies renouvelables, autoriserait la conclusion de contrats d'achat directs entre producteurs et consommateurs et introduirait à terme des *feed-in tariffs*.

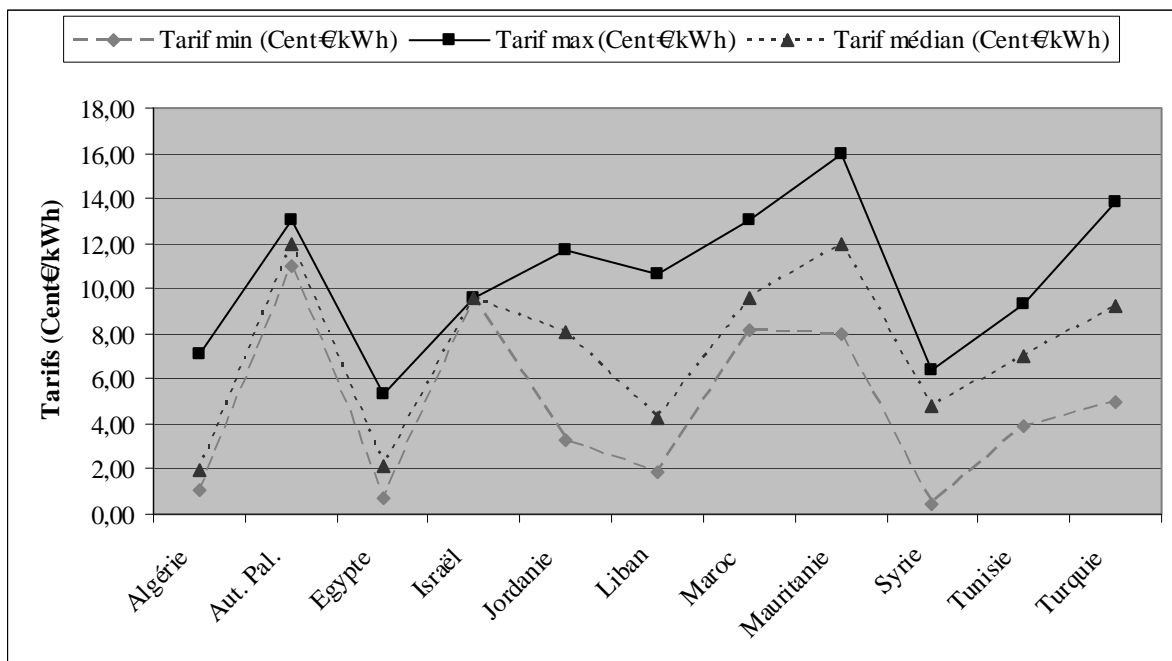
Si selon l'OME, les centrales à pétrole et à gaz demeurent les principaux sources d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée³⁴, les États de la zone présentent toutefois une très large diversité en matière de ressources énergétiques et donc de moyens de production d'électricité :

- plusieurs pays disposent de ressources énergétiques fossiles importantes (Égypte, Algérie et dans une moindre mesure Turquie et Syrie) qu'ils utilisent pour leur production d'électricité ;

³⁴ Sur 103 GW de puissance installée en 2005, les centrales à gaz représentaient 43% du total, le pétrole 21%, le charbon 16% et l'hydroélectricité 19%, la part des autres énergies renouvelables étant inférieure à 1%.

- d'autres pays, localisés essentiellement dans le Machrek (Jordanie, Liban, Israël) sont structurellement déficitaires en ressources énergétiques, qu'ils importent donc des pays voisins ;
- certains États sont dans une situation intermédiaire, soit qu'ils importent de l'électricité du Nord (comme le Maroc), soit qu'ils produisent de l'électricité à partir de ressources transitant par leur territoire (comme la Tunisie) ;
- enfin, si les prix de revient de l'électricité diffèrent sensiblement selon les pays, il en va de même des prix de vente aux consommateurs finaux, qui varient du simple au quintuple, avec des systèmes de subventions qui représentent un poste important du budget de l'État comme en Égypte, ainsi que le montre le graphique ci-dessous.

Graphique 14 : Prix de vente de l'électricité aux ménages au Sud et à l'Est de la Méditerranée³⁵



Source : DGTPE

Tous les pays de la zone, à des degrés différents, sont cependant confrontés à des problématiques qui se posent tant au niveau national que régional :

- quel est le type de marché adéquat pour initier une libéralisation du secteur de la production et du transport de l'électricité : national, régional ou limité aux échanges de capacités excédentaires ?
- quel est le calendrier le plus adapté pour l'ouverture de la distribution aux consommateurs finaux, et comment procéder dès lors que les prix de vente bénéficient de subventions ?

³⁵ Ces tarifs s'entendent toutes taxes comprises. A l'exception des cas turc et algérien, le tarif minimum correspond aux plus faibles consommations mensuelles (inférieures à 50 ou 100 KWh/mois), le tarif maximum aux consommations les plus fortes (supérieures à 500 ou 1 000 KWh/mois) et le tarif médian aux consommations intermédiaires (entre 200 et 500 KWh/mois). Les tarifs algériens et turcs sont fonction des plages horaires de consommation, le tarif médian correspondant au tarif jour, mais également au tarif unique hors modulation horaire. Certains pays (Algérie, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, Mauritanie et Tunisie) appliquent également des abonnements mensuels, inférieurs à 10% de la facture moyenne.

- comment parvenir à un équilibre entre des impératifs sociaux d'accès pour tous au bien essentiel qu'est l'électricité et des objectifs de rentabilité et de compétition sur le marché ?
- comment organiser physiquement, techniquement et réglementairement les échanges énergétiques entre les pays du Sud, et entre le Sud et le Nord dès lors que les lignes d'interconnexion existent ?
- comment attirer des producteurs indépendants dès lors que l'opérateur dominant n'est pas en mesure d'assurer à lui seul la construction de nouvelles centrales, sur la base de contrats d'achat d'électricité négociés de gré à gré ou sur appel d'offres pour une introduction d'une plus grande concurrence ?

Depuis plusieurs années, ces questions fondamentales font l'objet d'études et de projets de coopération appuyés par les bailleurs bilatéraux et par la Commission européenne, notamment dans le cadre du programme MED-EMIP³⁶. Par ailleurs, deux associations jouent un rôle important dans cette réflexion autour de politiques communes :

- MEDELEC, créée en 1992, regroupe les principaux producteurs et gestionnaires de réseaux de transport d'électricité autour de la Méditerranée. Il joue un rôle-clé dans le processus d'interconnexion des réseaux électriques sur la zone et dans le futur projet de boucle énergétique méditerranéenne (Cf. partie IV) ;
- MEDREG, créée en 2007, regroupe les régulateurs des marchés de l'énergie de ces mêmes pays, et œuvre avec l'appui du programme MED-EMIP à une plus grande intégration régionale dans le secteur énergétique.

Cette diversité des situations et des politiques énergétiques au Sud et à l'Est de la Méditerranée a son pendant en matière d'énergies renouvelables. Le tableau de la page suivante, établi sur la base de travaux réalisés à la demande de la mission par les missions économiques françaises de la zone et complété par des données de l'OME, montre le degré très variable de développement des énergies bas carbone dans les pays concernés, l'état des réglementations actuelles et des projets en cours ou envisagés. On peut en tirer les conclusions suivantes :

- l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables (hors hydro-électricité) représente moins de 1% de la production totale de la zone. Dans certains États comme l'Égypte et la Turquie, l'hydro-électricité joue néanmoins un rôle essentiel, des gisements importants restant à exploiter dans ce dernier pays ;
- les programmes d'électrification rurale basés sur des technologies photovoltaïques ou de chauffe-eau solaire ont longtemps constitué les seuls vecteurs de développement des énergies renouvelables dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Parfois menés avec succès (comme au Maroc pour les premiers ou en Turquie ou en Tunisie pour les seconds), ces projets répondent aux besoins de la population et permettent d'améliorer l'efficacité énergétique, mais ne peuvent constituer une source majeure de production d'électricité ;

³⁶ Mis en œuvre dans le cadre du plan d'action prioritaire 2007-2013 résultant de la déclaration des ministres de l'énergie de Limassol (décembre 2007), le projet MED-EMIP vise à renforcer l'intégration des marchés de l'énergie dans la région Euro-Méditerranée et à promouvoir une sécurité et un approvisionnement durable en énergie. Il apporte son soutien aux réformes dans ce secteur destinées à favoriser une énergie plus propre et plus adaptée, à promouvoir une cohérence, une adaptation et une harmonisation des politiques énergétiques et des cadres juridiques nationaux, et à stimuler les transferts de technologie et le développement du marché.

- l'énergie éolienne a connu un développement plus récent dans les pays disposant de conditions favorables (Égypte, Turquie et Maroc). Les centrales aujourd'hui installées ne développent toutefois qu'une puissance marginale au regard des capacités actuelles sur la zone (moins de 1%), même si des programmes importants sont prévus dans ces trois pays, ainsi qu'en Syrie et en Jordanie. En revanche, les centrales solaires de puissance (PV ou CSP) sont pratiquement absentes aujourd'hui, si l'on fait exception des deux projets de centrales hybrides actuellement en cours de construction au Maroc et en Égypte avec le concours du Fonds pour l'Environnement Mondial (GEF) ;
- tant les objectifs officiels ou officieux que les politiques affichées ou programmées en matière d'énergies renouvelables diffèrent sensiblement suivant les pays, l'État le plus avancé en la matière étant la Turquie, dont la réglementation est très proche des normes européennes et qui disposera sous peu de *feed-in tariffs* favorables aux ENR. L'Algérie a également mis en place, par un décret sur les coûts de diversification datant de 2004, de tarifs spécifiques aux énergies renouvelables en théorie très avantageux. D'autres contraintes, portant notamment sur les investissements directs étrangers, la réglementation locale applicable aux *IPP* ou aux transferts de dividendes ont jusqu'à présent limité le développement de ce secteur dans ce pays, comme, dans une moindre mesure, sur la zone ;
- en matière d'énergie solaire, tout reste à faire : les projets de l'*Action Plan* production du PSM constituent des initiatives en avance d'une réglementation qui n'existe pas encore aujourd'hui dans les pays concernés, et qu'il conviendra de définir pragmatiquement au cas par cas.

Tableau 15 : Principales caractéristiques des politiques ENR des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée

Pays	Capacités installées Production	Dispositif juridique en vigueur ou envisagé	Stratégie de développement	Objectifs en matière d'énergie solaire	Objectifs en matière d'énergie éolienne
Algérie	3MW en électrification rurale (<0,05% capacité installée) et 250 MW en hydro-électricité (3,7%)	Tarifs de rachat avec une prime de 200 à 300% par rapport au coût de production de référence	6% de la production électrique en 2015 (yc cogénération) et 11% à horizon 2020-2025	3 centrales hybrides gaz-CSP de 400 MW chacune (110 MW en solaire au total) Quelques MW en PV	nd
Égypte	15 TWh/an d'hydro-électricité (12% de la production totale) 370 MW de parcs éoliens (<1%)	Aucun à ce jour Loi sur l'électricité en préparation avec mise en place d'un fonds ENR et ouverture au secteur privé	20% de la production électrique en 2020	Une centrale hybride gaz-CSP de 140 MW	7 200 MW en 2020
Israël	95% des ménages équipés en chauffe-eau solaire Quelques MW en PV	Appels d'offres pour les centrales Tarifs de rachat pour les petites installations Incitations fiscales	5% de la production électrique en 2015 (700 à 800 MW), et 10% en 2020	2 centrales CSP de 125 MW chacune, une centrale PV de 15 MW 500 MW supplémentaires à terme	nd
Jordanie	17 MW (0,8% de la production totale d'électricité)	Appels d'offres pour les centrales > 5MW Loi sur l'électricité en préparation avec mise en place d'un fonds ENR et ouverture au secteur privé	10% de la consommation électrique totale en 2020	600 MW en 2020 30% des ménages équipés en chauffe-eau solaire en 2030	600 MW en 2020
Liban	Production hydro-électrique et solaire marginale (< 1% du total)	Aucun à ce stade	Pas de stratégie nationale	Développement des chauffe-eau solaires	nd
Maroc	4% de la consommation d'énergie (yc hydro-électricité) 130 MW en éolien	Appels d'offres en concession pour les centrales Prime pour le rachat de l'électricité excédentaire pour EnergiPro Projet de loi sur les ENR en préparation	10% de la consommation d'énergie (ou 20% de la production électrique totale) en 2012	500 MW en 2015 (yc microcentrales)	1 500 MW en 2012, dont 1 000 MW en autoproduction (EnergiPro)
Mauritanie	Électrification rurale essentiellement	Aucun à ce jour Projet de loi en préparation sur des tarifs spécifiques ENR Appels d'offres envisagés pour les grandes centrales	Pas de stratégie nationale	nd	Identifié comme un secteur à potentiel
Syrie	3,7% de la consommation d'énergie (hydro-électricité)	Incitations financières pour l'installation de chauffe-eau solaires Réglementation en préparation	3% de la consommation d'énergie en 2011	2 centrales CSP pour 220 MW une centrale PV pour	400 MW pour 4 centrales

Pays	Capacités installées Production	Dispositif juridique en vigueur ou envisagé	Stratégie de développement	Objectifs en matière d'énergie solaire	Objectifs en matière d'énergie éolienne
			18% en 2020 (non affiché)	20 MW	
Territoires palestiniens	70% des ménages équipés en chauffe-eau solaire	Aucun à ce stade	20% de la consommation d'énergie en 2012	Identifié comme un secteur à potentiel	
Tunisie	1% de la consommation d'électricité (hydro-électrique, éolien et PV) 55 MW d'éolien	Politique active d'efficacité énergétique Aides à l'investissement pour les projets domestiques et industriels Loi de février 2009 sur les tarifs de rachat et l'ouverture au secteur privé pour l'autoproduction	4% de la consommation énergétique ou 10% de la consommation d'électricité en 2011	Projet de 20 MW en CSP	170 MW de grandes centrales 70 MW pour le petit éolien
Turquie	37 TWh/an d'hydro-électricité (19% de la production totale) 430 MW d'éolien	Tarifs de rachat et certificats verts (yc sur l'hydro-électricité) Législation proche des normes européennes	25% de la consommation d'électricité en 2020 avec un triplement de la capacité hydro- électrique (non officiel)	Identifié comme un secteur à potentiel	20 000 MW en 2020 (non officiel)

Source : OME, DGTPE

2. Le cadre régional du plan favorisera une mise en cohérence des politiques en faveur des énergies renouvelables sur la zone

Le PSM est une initiative d'envergure régionale lancée dans le cadre de l'UpM. La question n'a pas à ce jour été tranchée de savoir si ce plan serait constitué de la juxtaposition de projets nationaux instruits au cas par cas, ou s'il comprendrait également des projets touchant plusieurs États.

Par nature, la construction de centrales utilisant des énergies renouvelables suppose une localisation dans un pays déterminé. C'est la réglementation de cet État qui s'applique, en fonction de la politique qu'il a définie en la matière. Il n'appartient pas aux autres États, *a priori*, d'intervenir dans le processus d'approbation de tels projets sinon pour s'assurer de la cohérence des implantations sur la zone et du fait que tous les pays peuvent bien bénéficier du soutien du PSM. C'est la limite du processus de « validation » en conférence de ministres envisagé pour les projets de l'*Action Plan* production. Dans ces conditions, le processus de sélection se fait, soit en amont par les porteurs de projets eux-mêmes, qui peuvent choisir de se porter candidat dans le cadre d'un appel d'offres lancé par un pays ou proposer un projet de gré à gré, soit en aval, par les bailleurs qui peuvent ou non assurer son financement. Dans les deux cas, un critère déterminant de choix sera la qualité de la réglementation de l'État concerné et des réponses qu'il pourra apporter aux interrogations des investisseurs (*Cf.* partie II.B.3). Dès lors, une certaine compétition peut naître entre les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée pour attirer des projets qui bénéficieraient de financements concessionnels par nature limités et dont les retombées en termes d'emplois ou de transferts de technologies peuvent être importantes. Un effet d'entraînement peut donc jouer conduisant à une mise en cohérence et une convergence graduelle « vers le haut » des réglementations nationales.

A contrario, la construction d'infrastructures d'interconnexion entre les États, et *a fortiori* d'une boucle électrique méditerranéenne constitue un projet véritablement régional, où l'approbation des ministres de l'UpM a toute sa légitimité et où les équipes du PSM peuvent utilement œuvrer pour mettre en réseau les parties prenantes et faire agir en complémentarité les différentes agences de développement bilatérales ou multilatérales. Il peut en être de même des projets touchant à l'efficacité énergétique ou à l'implantation de *clusters* industriels permettant d'assurer un transfert progressif des technologies, où une vision régionale est nécessaire. Pour ces opérations, un accord doit être trouvé entre les États concernés sur des règles cohérentes, à défaut d'être communes. La convergence des réglementations est dans ces conditions intrinsèquement liée à la réalisation du projet lui-même.

Enfin, certains projets peuvent poser comme préalable une convergence des règles applicables car s'inscrivant dès le départ dans un cadre interétatique. C'est par exemple le cas du programme régional de *scale up* de la Banque Mondiale envisagé dans le cadre du CTF sur les centrales CSP. La *concept note* présentée en mai dernier au comité du fonds envisage la réalisation de deux sous-programmes régionaux, touchant le Maghreb et le Machrek, où une « mise en commun » des contrats d'achat de l'électricité verte produite pourrait être envisagée, de même que la réalisation des infrastructures de transport de cette électricité bas carbone nécessaires à l'intérieur de la zone correspondante, et vers l'Europe lorsque cela sera possible. Outre l'abaissement des coûts de production espéré en raison de l'effet de taille, la Banque attend de ce projet une meilleure intégration des réseaux électriques des zones correspondantes, en raison des échanges prévus d'électricité verte. Les services de la Banque reconnaissent eux-mêmes la complexité institutionnelle et opérationnelle d'un tel projet, qui devra être précisé dans le courant de l'année 2009. Il a l'avantage de pouvoir conduire rapidement à une convergence accrue des réglementations des différents pays concernés, qui peut se justifier en raison de l'importance des aides apportées. Dans l'hypothèse où celle-ci ne pourrait être obtenue, on se trouverait vraisemblablement ramené à la première hypothèse, où le rapprochement des réglementations pourrait être graduellement atteint à travers une compétition entre les États pour attirer les projets et les financements concessionnels correspondants.

Ainsi, la réalisation des projets du PSM, et donc le PSM lui-même, sont de nature à favoriser la convergence des réglementations nationales des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée et le développement d'un environnement favorable aux investisseurs en énergies renouvelables. On ne peut dans ces conditions opposer le processus dit de Barcelone, qui vise, à l'instigation de la Commission européenne, à favoriser une harmonisation à travers des réformes de structure et l'approche de l'UpM et du PSM, qui mettent en avant la nécessité de réalisations concrètes et donc une dimension « projet » essentielle. Les deux approches sont complémentaires, et doivent être menées de concert et en coopération.

B. Un accord devra être trouvé sur le partage des coûts de mise en œuvre du PSM entre le Nord et le Sud

1. La mobilisation de l'ensemble des financements concessionnels ne sera pas à elle seule suffisante pour assurer la rentabilité des centrales solaires

Afin d'apprécier les marges de manœuvre disponibles pour la fixation des prix d'achat de l'électricité verte, tant en local qu'à l'exportation, la mission a modélisé les coûts de production de centrales à concentration solaire, photovoltaïques et éoliennes compte tenu de trois modalités de financement possibles en prêts : emprunts à conditions de marché (BC), prêts traditionnels des institutions de développement sur la zone (BdD), mix de prêts très concessionnels - bilatéraux liés et CTF - et de banques de développement (BdD/CTF)³⁷.

Dans ces trois scénarios de financement, les prix d'achat permettant d'assurer la rentabilité demandée par les investisseurs en fonds propres - estimée à 15% pour ce type de projets – se présentent comme suit aux conditions actuelles de coût des investissements :

Tableau 16 : Prix de revient à la production selon le type de financement³⁸

(en €/MWh)	Modalités de financement			Effet sur les prix des crédits carbone au prix de :	
	BdD/CTF	BdD	BC	20€/tonne CO ₂	60€/tonne CO ₂
Technologie					
CSP	123	144	189	-6%	-18%
PV	211	247	324	-4%	-11%
Éolien	50	59	77	-15%	-43%

Source : Mission IGF-CGIET

Les progrès technologiques et de productivité pourraient permettre d'abaisser significativement ces prix de revient : on peut ainsi estimer qu'à horizon 2020, dans un scénario central de financement par des banques de développement des investissements, ceux-ci pourraient être de l'ordre de 80€/MWh pour le CSP et de 130€/MWh pour le PV.

Ces prix de revient doivent être mis en regard du coût actuel de production carboné de référence cité *supra* (50€/MWh) et des prix de vente de l'électricité aux particuliers dans les pays du Sud (de 20€/MWh en Égypte à 90€/MWh au Maroc³⁹).

Dans ces conditions, si une combinaison judicieuse de financements concessionnels et d'utilisation des crédits carbone permettrait sans difficulté majeure d'atteindre des prix de marché pour les centrales éoliennes dès aujourd'hui, des prix d'achat spécifiques plus élevés devront être mis en place pour les technologies solaires.

³⁷ Il s'agit là d'un scénario limite, où le financement en prêt est assuré à parité par des ressources de banques de développement et de concours très concessionnels aux conditions d'intervention du CTF.

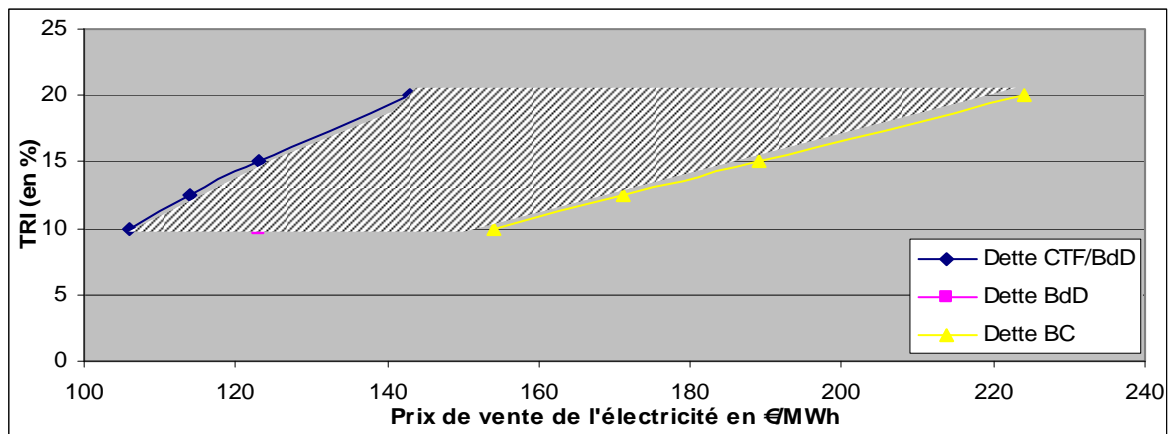
³⁸ Hors prise en compte des coûts de raccordement au réseau, qui pourraient majorer les prix de revient de 5 à 10%.

³⁹ Source : OME – *Mediterranean Energy Perspectives* 2008.

2. Tout autant que l'introduction de tarifs de rachat spécifiques aux ENR dans les pays du Sud, la question de l'équilibre des interventions Nord-Sud est centrale pour assurer la rentabilité nécessaire à la réalisation des projets du PSM

Pour les pays non immédiatement raccordables au réseau européen (Égypte, Jordanie, Syrie, Liban), la construction de moyens de production provenant de l'énergie solaire suppose la mise en place de contrats spécifiques ou de *feed-in tariffs* permettant d'assurer la rentabilisation de l'investissement, et ce dans les plages de prix indiquées *supra* en fonction des modalités de financement. Le schéma ci-dessous montre, au cas particulier d'une centrale CSP, la zone de rentabilité à l'intérieur de laquelle peut s'engager une discussion entre sponsors, bailleurs et acheteur local, aux conditions actuelles de prix de l'investissement.

Graphique 17 : Plage de rentabilité d'une centrale CSP sans exportation

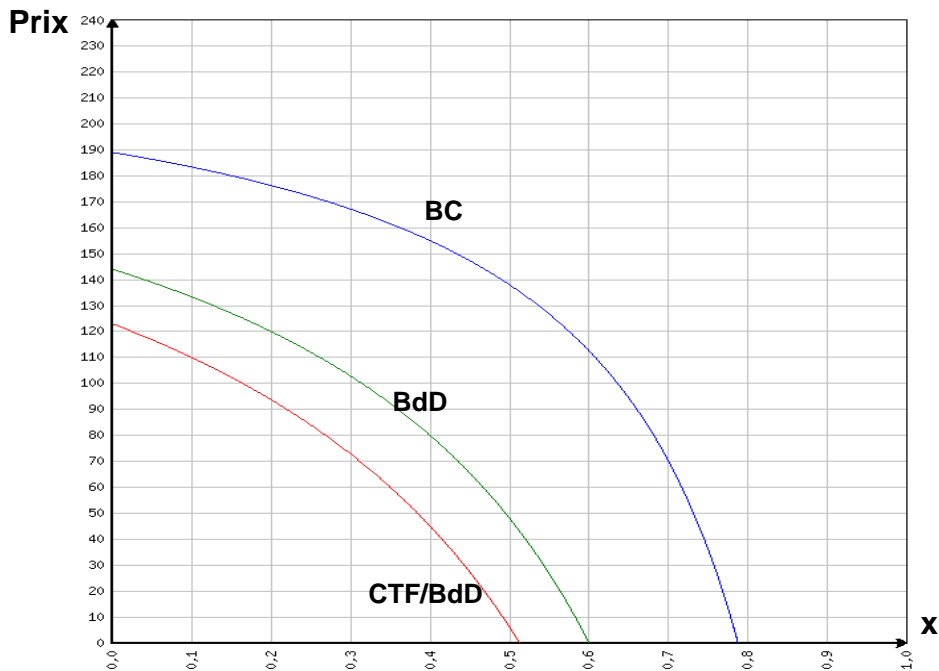


Source : Mission IGF-CGIET

L'obtention de certificats de réduction de CO₂ permet de décaler la zone de rentabilité vers des prix inférieurs grâce aux revenus des fonds carbone qui viennent diminuer le coût du MWh. Toute diminution du coût d'investissement, des frais de maintenance ou des taux d'imposition provoque le même effet.

Lorsque les exportations vers l'Europe sont (ou seront) possibles, la plage de rentabilité des centrales laisse en revanche plus d'espace pour la négociation. En effet, l'utilisation de l'article 9 de la directive ENR peut être envisagée. La production peut alors être vendue à deux clients potentiels : l'acheteur local et l'acheteur européen qui inclura cette électricité dans ses objectifs nationaux de consommation d'ENR. En supposant que ce dernier soit prêt à acquérir l'électricité verte à un prix à la fois supérieur à celui de l'acheteur local et à celui permettant d'assurer l'équilibre économique de la centrale dans le scénario de financement déterminé, le niveau du prix local se présente comme suit en fonction de la part exportée.

Graphique 18 : Détermination du prix local dans une centrale CSP selon le taux d'exportation et le type de financement (TRI = 15%, prix d'achat européen = 240 €/KWh à titre illustratif)⁴⁰



Source : Mission IGF-CGIET

On voit sur cet exemple, et ce dans tous les scénarios de financement, que l'augmentation du taux d'exportation se traduit par diminution rapide du prix payé par l'acheteur local. Au-delà d'un certain seuil (60% pour un financement en prêt par les institutions de développement dans le graphique illustratif ci-dessus), le prix local est en théorie nul et toute augmentation des exportations se traduit par une croissance de la rentabilité de la centrale.

Une telle situation pose d'importants problèmes de régulation à l'échelle régionale :

- en supposant que le prix de rachat de l'électricité verte par les pays européens soit supérieur aux coûts de production locaux et de transport, l'équilibre économique conduirait spontanément à l'exportation de la totalité de l'électricité vers le Nord, sous réserve de la capacité des lignes existantes ou à venir et de la demande globale adressée ;
- l'exportation porterait en premier lieu sur l'électricité produite par les centrales éoliennes, dont les coûts de revient sont les plus faibles mais qui, dans l'optique du PSM, n'ont pas forcément vocation à bénéficier au premier chef du dispositif prévu à l'article 9 de la directive ENR ;
- enfin, sur un plan politique, la disparité des situations des différents pays pour l'accès au réseau européen et donc aux tarifs d'achat plus élevés du Nord peut compromettre la réussite du PSM à l'échelle régionale.

⁴⁰ Les coûts de transport ne sont pas intégrés dans cet exemple.

La mise en place de tarifs d'achat spécifiques au Sud pour l'électricité provenant de sources renouvelables qui permettrait d'assurer la rentabilité économique des centrales, mais qui suppose une véritable politique en la matière, autoriserait une négociation Nord-Sud sur le « partage des gains » provenant du mécanisme d'exportation⁴¹. Cette négociation pourrait être menée projet par projet pour ceux retenus dans l'*Action Plan* production, mais serait sans doute difficilement généralisable.

Une autre possibilité, sans doute un peu moins complexe à mettre en œuvre, serait l'instauration d'un plafond d'exportation par technologie commun à la zone, qui suppose l'accord des 43 États de l'UpM, et qui aurait vocation à être décliné dans les accords d'État à État et les contrats entre le producteur local et l'acheteur européen. Le *Master Plan* du PSM aura à se pencher sur ce point.

La problématique de l'utilisation du mécanisme de l'article 9 de la directive ENR, comme on le voit sur le graphique ci-dessus, n'est pas sans incidence sur le choix du mode de financement, comme l'ont souligné certains administrateurs du CTF (*Cf. supra*, partie II.C.1.), dès lors qu'un financement concessionnel permettrait d'augmenter le « gain » à se partager entre le Nord et le Sud. Si en théorie la fixation d'un prix local d'achat de l'électricité verte à un niveau propre à assurer la rentabilité de la centrale en l'absence d'exportation, et ce dans le schéma de financement considéré, permet de résoudre cette question, il conviendra de s'assurer lors de l'étude de chaque projet que le taux d'exportation envisagé n'assure pas une « sur-rentabilité » de la centrale qui se traduirait par une captation par le promoteur du projet de l'élément subvention du prêt.

IV. LE PSM AURA UN IMPACT FORT SUR LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES DU POURTOUR MÉDITERRANÉEN

Conformément à l'objectif de Barcelone défini en 1995, les rives Sud et de l'Est de la Méditerranée inscrivent leur devenir énergétique dans un dessein européen visant à la constitution d'un marché euro-méditerranéen de l'énergie auquel tous les pays concernés ont souscrit. L'UpM a repris à son compte cet objectif. Sa réalisation conduira à former un espace de libre échange homogène, notamment de l'électricité. Se pose ainsi de façon cruciale la problématique des capacités d'interconnexion et de synchronisation des réseaux de transport d'électricité des différents pays.

Le PSM :

- avec un objectif de 20 GW de capacités nouvelles de production d'électricité à l'horizon 2020 dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée ;
- avec la possibilité d'exporter vers le nord une part significative de l'électricité ainsi produite considérée à la fois comme un outil financier puissant de rentabilité de ces investissements et comme une contribution des pays du Nord à leurs propres objectifs de 20% d'ENR dans leur consommation énergétique au même horizon ;
- et surtout avec la volonté politique de réaliser très rapidement de premiers investissements pour tester la faisabilité financière et le mécanisme d'importation par les pays du nord prévu par l'article 9 de la directive énergie-climat

va se traduire par une accélération du processus d'intégration des interconnexions électriques du pourtour méditerranéen.

⁴¹ Est présentée en annexe III une modélisation d'un équi-partage des gains entre le Nord et le Sud, selon qu'il porte sur la totalité de la production ou sur la production marginale, dès lors que l'État du Sud accepterait de mettre en place un tarif d'achat local de l'électricité qui permettrait d'assurer la rentabilité de la centrale sans exportation.

A. La situation des interconnexions du pourtour méditerranéen est aujourd'hui fortement contrastée

Il y a actuellement quatre grands blocs entre lesquels il n'existe pas de continuité électrique et donc pas de synchronisme :

- l'UCTE⁴² et le Maghreb (Maroc, Algérie, Tunisie ou TAM) forment un bloc synchrone depuis 1997 grâce à la liaison sous-marine Maroc-Espagne (deux câbles de 700 MW en courant alternatif). Le renforcement de l'interconnexion des pays du Maghreb en 400kV a été achevé en 2008 ;
- la Libye, l'Égypte, la Jordanie, la Syrie, le Liban et l'Autorité palestinienne (LEJSL) forment un deuxième bloc synchrone.

La réalisation d'une liaison synchrone entre ces deux premiers blocs se heurte notamment à la capacité de la liaison par la Libye composée de deux lignes à 220kV pour 300 MW.

- Israël constitue à lui seul le troisième bloc. Mais, n'étaient les obstacles politiques, le raccordement de manière synchrone au bloc des pays voisins ne poserait aucune difficulté technique ;
- la Turquie constitue le quatrième bloc.

La Turquie est reliée par deux lignes de 400kV avec la Bulgarie et une ligne de 400kV avec la Grèce sans continuité électrique puisque fonctionnant par poche. Elle est également connectée au bloc LEJSL par une liaison 400kV qui fonctionne aujourd'hui en poche et qui ne peut donc pas assurer en l'état de continuité électrique.

Ainsi, aujourd'hui la continuité électrique n'existe, et de façon synchrone, qu'entre le Maghreb et l'UCTE avec une capacité limitée à 1 400 MW. Cela permet de démarrer immédiatement le PSM, mais uniquement au Maghreb.

B. L'intégration des interconnexions et son renforcement peuvent s'effectuer de manière progressive, parallèlement à la montée en puissance du PSM

1. Dès 2010 une première décision peut être prise sur l'interconnexion UCTE-Turquie

La Turquie a officiellement demandé en 2000 de se raccorder à l'UCTE. Depuis, une intense activité d'alignement du système turc aux standards de l'UCTE a été entreprise qui devrait se terminer mi-2009, date à laquelle un test de raccordement synchrone sera réalisé. À l'issue de ce test, il sera possible de statuer sur la solution technique à retenir et donc de décider de réaliser une connexion synchrone ou une connexion asynchrone, dont la capacité serait de 1 500 MW dans les deux sens :

- dans le cas où le choix porterait sur la solution synchrone, la mise en œuvre peut se faire sans délai et sans investissement spécifique ;

⁴² L'Union pour la coordination de la transmission de l'électricité (UCTE) coordonne la gestion et le développement des réseaux de transmission de l'électricité de 24 pays européens, et fournit une plateforme de marché à l'ensemble des participants au Marché Interne de l'Énergie (MIE). L'UCTE est également en charge de la supervision et du développement du bloc synchrone européen, achevé en 2004 (« bloc UCTE »).

- dans le cas d'une solution asynchrone, il sera nécessaire de passer par le courant continu et donc de réaliser une station « *back to back* » : un tel investissement nécessiterait deux ans de délai pour un coût de 200 M€

Ainsi, à l'issue de la première étape du renforcement de l'intégration de l'interconnexion, on pourra disposer de 2 900 MW de capacité d'exportation, soit dès 2010 soit en 2012.

Dans les deux cas ne seraient reliés à l'UCTE que le Maghreb et la Turquie, à l'exception importante du Machrek ; l'Égypte, notamment, resterait isolée. À ces dates la capacité disponible devrait être suffisante pour les premiers projets du PSM.

2. Une deuxième décision peut être prise concernant le renforcement de la liaison Maroc-Espagne

L'ONE, le gestionnaire de réseau de transport électrique marocain, a officiellement saisi en 2008 son homologue espagnol, le REE pour la pose d'un troisième câble d'une puissance identique à celle des deux câbles actuels, soit 700 MW. La réalisation d'un tel investissement ne pose pas de problème technique particulier et coûterait 42 M€ Une prise de décision rapide en la matière permettrait une mise en service en 2014.

En 2014 on disposerait donc théoriquement de 3 600 MW de capacité ; mais compte tenu des contraintes techniques probables pesant sur les deux réseaux de transport du Maroc et de l'Espagne qui limitent la puissance échangée à 2 000 MW, la capacité maximale disponible devrait être de l'ordre de 3 500 MW.

La remarque précédente concernant le Machrek, et donc l'Égypte, subsisterait.

La capacité disponible serait encore suffisante pour le PSM.

3. Désenclaver électriquement l'Égypte et donc nécessairement le bloc LEJSL, nécessite de réaliser la jonction entre la Libye et la Tunisie et/ou la liaison entre la Syrie et la Turquie

Le premier test de synchronisme réalisé le 21 novembre 2005 entre la Tunisie et la Libye a dû être arrêté en urgence car on se dirigeait vers un incident grave dans les pays du Maghreb. Ce test a mis en évidence de nombreuses insuffisances tant au niveau des infrastructures de transport (à travers la Libye notamment) qu'au niveau de la performance ou de la cohérence du contrôle-commande des différents pays concernés.

Depuis lors, les partenaires ont du mal à s'entendre sur les conditions à mettre en œuvre pour assurer le synchronisme entre les deux blocs que constituent l'UCTE et le Maghreb d'une part et d'autre part le LEJSL. Il est donc fort à craindre que le nouveau test prévu ne soit pas plus concluant, test qui risque de plus de se heurter aux limites physiques d'extension possible d'un réseau synchrone (cette remarque vaut également pour la liaison UCTE-Turquie).

Dès lors la continuité électrique risque de ne pouvoir se faire que par le biais du courant continu. Un processus de réalisation de l'interconnexion de ces deux blocs peut dès lors s'imaginer en deux étapes :

- une première étape consiste à utiliser le réseau actuel, composé de deux lignes à 225 kV pour une capacité de 300 MW qui traverse la Libye avec une station *back to back*. La réalisation de cette solution demanderait un délai de deux ans et coûterait 200 M€ Cette solution permettrait d'assurer rapidement une première connexion, certes limitée en capacité, avec l'Égypte et le bloc LEJSL, et corrélativement de permettre aux parties concernées d'approfondir leur dialogue ;

- dans une deuxième étape il conviendra d'augmenter la capacité d'exportation du bloc LEJSL et de renforcer sa pérennisation. Pour cela il faudra :
 - renforcer la liaison à travers la Libye en réalisant une ligne à 400kV et de 1000 MW de capacité, sur une longueur de 2 500 km et de l'équiper éventuellement d'une station *back to back*. On peut estimer le coût d'une telle infrastructure à 1 400 M€;
 - réaliser la continuité électrique entre la Turquie et la Syrie en équipant d'une station *back to back* l'actuelle liaison Syrie-Turquie de 400kV qui fonctionne aujourd'hui en poche, pour un coût de 200 M€;
 - et renforcer plusieurs lignes à 400kV à travers le Machrek pour renforcer les liens du bloc LEJSL avec le bloc ouest méditerranéen et avec le bloc turc. On peut estimer que 200 km de lignes seront ainsi à renforcer pour un coût de 100 M€

Ainsi à l'horizon 2015 on pourrait avoir désenclavé électriquement l'Égypte sans pour autant avoir augmenté la capacité d'exportation vers les pays de l'Union européenne qui serait toujours de 3 500 MW.

On notera cependant que toute cette capacité ne sera pas alors disponible pour des exportations d'électricité verte, en raison des échanges d'électricité « classiques » : on peut estimer que 1,5 à 2 GW seulement pourront être réservés au PSM.

4. Au-delà de 2015, de nouvelles interconnexions devront être mises en place pour assurer la poursuite du PSM

Réaliser un bouclage complet de la continuité électrique de toute la Méditerranée avec les solutions exposées ci-dessus ne permettra pas d'exporter plus de 3 600 MW vers le Nord, dont seulement 1,5 à 2 GW seront à terme disponibles pour le seul PSM. Si cela sera suffisant dans un premier temps pour remonter vers l'Europe les premières centaines de MW, l'objectif du PSM de plusieurs milliers de MW ne pourra être atteint en l'état. Il est donc nécessaire d'envisager le renforcement de la capacité de la boucle en direction des pays du Nord.

Plusieurs solutions sont envisageables :

- une première solution consisterait à renforcer la capacité de la liaison Maroc-Espagne par de nouvelle(s) liaison(s) sous-marine(s) : cette solution ne saurait être retenue car les réseaux de raccordement seront déjà saturés avec le troisième câble (*Cf. point 2 supra*) ;
- une deuxième option consiste à renforcer la liaison entre la Turquie et l'UCTE : il est possible de prévoir des renforcements de capacité par liaisons aériennes (sans doute quelques GW) ou sous-marines (par exemple entre la Turquie et la Roumanie). La solution aérienne peut être estimée à 200M€;
- enfin il pourra être nécessaire de réaliser de nouvelles liaisons directes, nécessairement sous-marines, entre les pays du Sud et du Nord.

Plusieurs idées sont aujourd'hui évoquées à cette fin :

- entre l'Espagne et l'Algérie un projet de deux câbles de 1 000 MW a été envisagé. Un investissement de cette nature serait très favorable pour éviter de congestionner les réseaux à 400 kV tant de l'ONE que de REE. Le coût d'un câble de 1 000 MW serait de 675 M€;
- entre l'Algérie et l'Italie un projet de deux câbles a également été étudié. Il arriverait en Sardaigne et serait relié à la liaison existante Italie-Corse et à la liaison Italie-Sardaigne de deux fois 500 MW (dont 500 MW ont été mis en service en 2008), et nécessiterait de renforcer le réseau de Sardaigne. Pour 1 000 MW la liaison Algérie-Sardaigne devrait coûter 700 M€;
- entre la Tunisie et l'Italie une nouvelle liaison sous-marine, via la Sicile, est prévue dans le cadre de la réalisation d'une centrale thermique de 1 200 MW, intégrant une composante ENR, en Tunisie : 800 MW seront exportés vers l'Italie et 400 MW consommés sur place. Ce nouveau câble, pour lequel un appel d'offre doit être lancé sous quelques mois pour une mise en service en 2015, sera un câble en 320 kV pour 1 000 MW ; 200 MW seront donc réservés pour des exportations d'électricité ENR vers l'Italie ;
- enfin, entre l'Italie et la Libye un projet de deux câbles de 500 MW prévoit la possibilité de passer par Malte et donc d'intégrer Malte aux grands réseaux du Nord et du Sud. Le chemin le plus court serait d'arriver en Sicile, mais il y a un risque de congestion surtout si la liaison avec la Tunisie voit le jour. Il serait dès lors préférable d'arriver directement au pied de la botte italienne. Le coût de cette liaison s'élèverait à 1 200 M€

Pour disposer de la capacité d'exportation nécessaire au PSM on peut estimer à 3 000 MW supplémentaires l'augmentation à réaliser d'ici 2020. Compte tenu de ce qui précède on ne pourra disposer de cette augmentation de capacité qu'en réalisant :

- l'extension de la connexion UCTE-Turquie pour 200 M€;
- et deux liaisons sous-marines, par exemple la liaison Algérie-Espagne pour un coût de 675 M€ et la liaison Libye-Italie pour un coût de 1 200 M€

soit un total de 1 875 M€ d'investissements.

5. À ces nécessaires renforcements de la boucle d'interconnexion électrique méditerranéenne, il convient d'ajouter les liaisons à réaliser entre les unités de production et la boucle proprement dite

À chaque fois que l'on construit une unité de production électrique que l'on souhaite relier au réseau de transport, un certain nombre d'investissements sont nécessaires. Si l'on se réfère aux pratiques de gestionnaire de réseau français en la matière, la liaison au réseau de transport est à la charge du demandeur, la ligne ainsi réalisée devenant propriété du réseau.

Si on considère que le PSM se traduira à terme par quelque 200 sites de production et que l'on évalue à 20 km en moyenne la longueur de la liaison de raccordement on peut estimer que le coût à faire supporter au PSM au titre du raccordement physique des centrales, soit 4 000 km de lignes à 0,5 M€/km, sera de 2 000 M€

Tableau 19 : Récapitulatif et échelonnement des investissements nécessaires au renforcement des interconnexions au Sud et à l'Est de la Méditerranée

Année	Investissements nécessaires	Coût en M€	Capacité disponible en MW	Blocs reliés entre eux
Aujourd'hui	-	-	1 400	UCTE-Maghreb
2010 ou 2012	Back to back	300	2 900	UCTE-Maghreb-Turquie
2012	Back to back Tunisie-Libye	40	2900	UCTE Maghreb Turquie Égypte
2014	3 ^{ème} câble sous marin Maroc-Espagne	42	3 500	UCTE Maghreb Turquie
2015	Liaison Tunisie-Libye Back to back (?) Syrie-Turquie renforcements divers 400 kV	1 400 200 (?) 100	3 500 dont seulement 1 500 à 2000 pour le PSM	Med-ring renforcé
Au-delà de 2015 nouvelles interconnexions	UCTE-Turquie Algérie-Espagne Libye-Italie	200 675 1 200	1 000 1000 1000	
Total		4 000	5 GW	
Liaisons centrales-réseaux		2 000		

Source : Mission IGF-CGIET

C. Si tous ces projets sont techniquement réalisables, d'importants obstacles financiers et réglementaires sont à lever

1. Le financement de ces projets reste à inventer

Le bouclage de la continuité électrique à 3 500 MW de capacité d'exportation devrait coûter de l'ordre de 700 M€ ou de 900 M€; ce montant sera de l'ordre de 4 000 M€ si on souhaite augmenter de plusieurs GW cette capacité. Quant au coût des liaisons entre les unités de production et le réseau de transport, il pourrait s'élever à quelque 2 000 M€

Le financement de ces projets reste à inventer. L'initiative de leur montage pourrait revenir aux gestionnaires de réseaux des pays concernés par l'interconnexion en cause, à un consortium de producteurs d'ENR ou à des fonds privés se rémunérant par un versement au MWh transporté. Comme le font dès aujourd'hui certaines banques de développement, et comme envisage de le faire la Banque Mondiale dans le cadre du CTF, le soutien d'institutions multilatérales et bilatérales à ces projets sera nécessaire.

2. Pour attirer des investisseurs privés, il faudra leur garantir qu'ils pourront dans le temps disposer de la puissance de leur ligne

Il ne sera possible d'attirer des fonds privés que s'il est possible de garantir que l'investissement réalisé pourra être utilisé, dans la durée, à sa capacité nominale.

a) Le seul texte fixant les conditions d'accès au réseau est le règlement 1228-2003 du 26 juin 2003 « sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité »

Ce règlement retient la mise aux enchères (annuelles, mensuelles et journalières) comme règle générale d'attribution des capacités d'interconnexion transfrontalière. Toutefois son article 7 prévoit que les autorités de régulation peuvent exempter de cette mise aux enchères les lignes nouvelles en courant continu notamment si les conditions suivantes sont satisfaites :

- l'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité ;
- le degré de risque associé à l'investissement doit être tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée.

L'autorité de régulation peut statuer sur les demandes de dérogation en approuvant ou en fixant les règles et/ou les mécanismes relatifs à la gestion et à l'attribution de la capacité. Toute décision de dérogation est prise après consultation des autres États membres ou des autres autorités de régulation concernés. Toute décision de dérogation est notifiée à la Commission européenne qui peut fixer des conditions supplémentaires à l'octroi de la dérogation.

Ce règlement n'est applicable qu'aux États membres et ne concerne pas les pays tiers ; les dispositions rappelées ci-dessus ne sont donc pas applicables aux liaisons sous-marines envisagées dans le cadre du PSM.

b) Le traitement des lignes marchandes par le règlement 1228-2003 pose problème

Même si le règlement 1228-2003 permet d'accorder des dérogations au principe des enchères pour les lignes marchandes, il paraît indispensable de préciser les conditions d'application de certaines clauses dudit article.

C'est la raison pour laquelle la Commission de régulation de l'énergie française vient de lancer en mars dernier, en liaison avec les pouvoirs publics, une consultation publique demandant aux acteurs du marché leur avis sur l'intérêt de laisser se développer le principe de ligne marchande et sur la meilleure façon d'intégrer ces lignes au réseau: modalités techniques et financières, tarif d'utilisation du réseau, gestion des interconnexions transfrontalières françaises (application de l'article 7 notamment).

A priori cette consultation ne concerne que l'intégration de lignes marchandes entre la France et un pays membre de l'Union européenne.

c) En ce qui concerne les lignes marchandes avec les pays tiers la solution juridique reste à trouver

Le cas des lignes marchandes entre un pays membre de l'Union européenne et un pays extérieur à l'Union ne relevant pas du règlement 1228-2003, il sera donc nécessaire d'inventer au cas par cas une solution juridique qui passera par des contrats entre les pays concernés pour régler les conditions d'accès au réseau.

Rien n'interdit de s'inspirer du règlement 1228-200 pour ce faire. C'est ainsi que la Suisse, qui n'est pas membre de l'Union européenne, vient d'intégrer dans son arsenal législatif et réglementaire les dispositions de ce règlement pour régler, avec l'Italie, l'aspect juridique du transit sur son territoire de l'électricité achetée par l'Italie à l'Allemagne et à la France.

3. La directive du 17 décembre 2008 devra être transposée rapidement pour pouvoir notamment mettre en œuvre son article 9

Le 6 avril dernier, le Conseil de l'Union européenne a formellement adopté le projet de directive établissant un cadre commun de l'Union pour la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables. Après signature par le Parlement et le Conseil, la publication de ce texte au Journal officiel de l'Union européenne devrait donc pouvoir intervenir dans le courant du mois de mai.

La directive entrera en vigueur le 21^{ème} jour suivant celui de sa publication.

Les délais de transposition sont de 18 mois à compter de la date de publication au Journal officiel, à l'exception de l'article 4, paragraphe 1, second alinéa (adoption d'un modèle de plan d'action par la Commission) et de l'article 4, paragraphes 2 et 3 (publication par les États membres de leur document prévisionnel puis de leur plan d'action), pour lesquels la transposition est effective dès l'entrée en vigueur de la directive.

Les dispositions de l'article 9 de la directive sont complexes, et leur transposition pourrait révéler des difficultés. L'Allemagne envisage de lancer une étude sur ce point, à laquelle la France pourrait s'associer, ainsi que d'autres pays qui ont d'ores et déjà fait valoir leur intérêt pour tester le nouveau mécanisme (Italie notamment).

4. La Commission européenne devra se mobiliser fortement sur le sujet des interconnexions électriques méditerranéennes

Aujourd'hui la Commission européenne accorde en matière énergétique sa priorité aux problèmes gaziers. En ce qui concerne la boucle des interconnexions électriques autour de la Méditerranée (MED-RING), son degré de mobilisation reste limité puisqu'elle n'envisage de faire une communication sur ce sujet qu'en 2010, comme elle l'a annoncé dans le cadre de sa seconde revue stratégique en matière d'énergie.

En tout état de cause, et au-delà des concours actuels de type FIV, la possibilité de financement par la Commission de ces infrastructures ne pourra intervenir que dans le cadre du nouveau cycle budgétaire débutant en 2014, si la création d'un nouvel instrument de financement recueille l'accord des États membres.

Dès à présent toutefois, et compte tenu du rôle leader que pourrait jouer la Commission sur ce sujet, une des idées qui pourraient lui être soumises serait la désignation par ses soins d'un coordinateur à temps plein du MED-RING.

V. LA GOUVERNANCE DU PSM DOIT ÊTRE CLARIFIÉE ET PRÉCISÉE POUR MAINTENIR LA DYNAMIQUE POLITIQUE CRÉÉE PAR SES COPRÉSIDENTS

Résultant directement d'une initiative politique portée au plus haut niveau, l'UpM a adopté dès l'origine une gouvernance originale, cohérente avec l'élan politique souhaité par ses premiers coprésidents, les présidents égyptien et français. La consolidation nécessaire de ce dispositif de gouvernance doit venir en appui au maintien de la dynamique politique qui a été créée.

A. La déclaration finale de Marseille a jeté les bases de la gouvernance de l'Union pour la Méditerranée

Lors du Sommet de Paris pour la Méditerranée, le 13 juillet 2008, les chefs d'État ou de gouvernement ont convenu de mettre en place une coprésidence. Celle-ci s'applique à toutes les réunions organisées par l'UpM, depuis les réunions de chefs d'État ou de gouvernement jusqu'aux réunions d'experts. C'est elle qui doit permettre de rendre compatibles le dialogue politique entretenu régulièrement au niveau des chefs d'État ou de gouvernement et la conduite de projets concrets d'envergure régionale. Cette coprésidence devra, en ce qui concerne l'Union européenne « être compatible avec la représentation extérieure de l'Union européenne »⁴³ et, pour ce qui concerne les pays partenaires, être exercée par un coprésident choisi par consensus pour une période non renouvelable de deux ans.

Parallèlement de nouvelles structures institutionnelles ont été décidées : un secrétariat de l'UpM et un comité permanent conjoint basé à Bruxelles, qui s'ajoutent aux réunions de ministres et aux réunions de hauts fonctionnaires.

Le Sommet de Paris a renvoyé à la réunion des ministres des Affaires étrangères prévue à Marseille les 3 et 4 novembre 2008 la définition détaillée de la structure institutionnelle et du fonctionnement de la coprésidence, ainsi que la composition, le siège et le financement du secrétariat. Encore aujourd'hui, c'est la Déclaration finale de la réunion de Marseille qui fournit les bases de la gouvernance de l'UpM. D'après cette Déclaration finale, l'animation de l'UpM repose sur la coprésidence.

La coprésidence convoque et dirige les réunions à tous les niveaux ; elle propose leurs ordres du jour. Elle mène les consultations nécessaires en vue de l'adoption des conclusions des Sommets et autres réunions. Les coprésidents assument la coprésidence du partenariat dans son ensemble.⁴⁴

Le Comité Euromed est dissous, et ses compétences sont reprises pour partie par les hauts fonctionnaires, pour partie par le Comité permanent conjoint basé à Bruxelles.

Le secrétariat doit, selon la Déclaration finale, « occuper une place centrale au sein de l'architecture institutionnelle »⁴⁵, même si ses attributions sont de nature technique. Bien que le lieu de son siège (Barcelone), sa composition et son financement aient bien été définis par la Déclaration finale de Marseille, sa mise en place a peu progressé à la date de la mission : ses statuts n'ont pas été adoptés et aucune information n'a filtré sur l'identité du futur secrétaire général.

⁴³ Point 22 de la Déclaration commune du 13 juillet 2008.

⁴⁴ Points 2, 6 et 7 de la Déclaration finale de Marseille des 3-4 novembre 2008.

⁴⁵ Point 12 de la Déclaration finale de Marseille.

Dans la phase de lancement de l'UpM, la coprésidence a déployé une énergie et un dynamisme exceptionnels qui expliquent largement le succès de l'initiative. Dégagée de procédures lourdes, en prise directe avec les plus hauts responsables de chaque pays, capable d'expliquer à l'opinion la signification des décisions prises, y compris leur traduction en projets concrets, la coprésidence a obtenu dans un délai très court une mobilisation des acteurs publics et privés en faveur du développement régional supérieure à celle qu'avait engendrée le processus de Barcelone. Il était donc naturel que cette coprésidence soit établie comme fondement de la structure institutionnelle de l'UpM.

La contrepartie inévitable de cet avantage réside dans la dépendance du processus vis-à-vis de la coprésidence. Le conflit de Gaza a entraîné de fortes tensions dans la région et handicapé le fonctionnement de la coprésidence, alors même que les coprésidents ont pris plusieurs initiatives communes et souvent agi de concert pour apaiser ce conflit. Il est probable que la coprésidence va maintenant progressivement pouvoir reprendre un fonctionnement normal, ce qui est une condition indispensable au maintien de la dynamique politique de l'UpM et donc du PSM.

B. Une bonne gouvernance du PSM doit privilégier le maintien de la dynamique politique engagée

Au-delà du rôle central dévolu à la coprésidence, il est utile de s'interroger sur les critères d'une bonne gouvernance du PSM. Ce plan s'inscrit en effet dans un contexte historique et géographique particulier, qui mérite d'être pris en compte dans la définition de la structure institutionnelle. L'UpM prend la suite du processus de Barcelone, qui a suscité à la fois beaucoup d'espoirs et beaucoup de déceptions, notamment en raison des lenteurs et pesanteurs bureaucratiques qui l'ont affecté. Elle se déploie alors que le monde connaît une crise économique de grande ampleur, née dans les pays développés, notamment aux États-Unis, mais qui va entraîner de sévères conséquences dans l'ensemble de la région. Les deux éléments se conjuguent pour accroître l'impératif d'efficacité et de rapidité dans la mise en œuvre des projets concrets, en particulier ceux qui relèvent du PSM. Ce dernier se trouve en harmonie spontanée avec les grandes initiatives climatiques, l'adoption du paquet énergie-climat obtenue par la présidence française en décembre dernier et la conférence de Copenhague de décembre 2009. De nombreux acteurs se trouvent de ce fait disponibles pour participer au PSM, ou faciliter son financement, dès lors que leur association pourrait s'opérer sur des bases transparentes et mutuellement avantageuses.

Dans ce contexte, la mission recommande de privilégier trois critères pour apprécier la gouvernance du PSM :

- d'abord la souplesse, la brièveté des circuits d'information et de décision, la réactivité. C'est la conséquence directe de la nécessité d'agir efficacement et rapidement dans un environnement complexe et en mutation constante. Pour que la dynamique politique soit maintenue, encore faut-il qu'elle ne risque pas de s'engluer dans des règles et des procédures qui compliqueraient l'adaptation nécessaire aux circonstances. Il est clair notamment que le PSM va nécessiter des financements importants de diverses natures : même si toutes les dispositions nécessaires sont prises, il demeurera des risques en fonction de l'évolution de la crise financière que la structure de gouvernance doit permettre de gérer de façon optimale grâce à la souplesse du dispositif retenu ;
- ensuite, la transparence, la facilité d'accès aux informations, l'ouverture des procédures. L'UpM regroupe 43 pays à l'intérieur d'un périmètre original. Il faut absolument que chacun de ces pays puisse accéder en temps réel aux informations relatives aux procédures d'instruction comme aux circuits de décision, qu'il puisse s'assurer que les projets qu'il considère comme prioritaires sont bien privilégiés, qu'il puisse leur garantir l'accès dans les meilleures conditions aux différents guichets disponibles ;

- enfin, la capacité à associer efficacement les très nombreux acteurs du PSM. Il est en effet acquis que, loin de concerner uniquement les gouvernements et leurs administrations, le PSM fédèrera les initiatives et les efforts de nombreux acteurs : monteurs de projets, gestionnaires de fonds, banquiers, ingénieurs, responsables administratifs travaillant dans des institutions financières publiques et privées, dans des entreprises de production ou de transport d'énergie ou d'équipements, dans des agences de développement ou des organisations internationales. L'association de professionnels d'origines aussi diverses ne va pas de soi, surtout quand elle s'exerce au niveau international. Il en résulte notamment qu'il faut éviter l'accaparement des positions de pouvoir par des fonctionnaires et veiller à la bonne intégration dans le dispositif des spécialistes du financement, à quelque institution qu'ils appartiennent, car leur collaboration est une condition vitale pour le succès du PSM.

C. Centrée sur la coprésidence, la gouvernance du PSM intégrera de nombreux acteurs, dont la Commission européenne

Parce qu'il concerne une région compliquée, traversée de conflits et de rivalités, parce qu'il succède à un autre dispositif, le processus de Barcelone, parce qu'il met en jeu des intérêts économiques importants, le PSM soulève des questions délicates de gouvernance. Sans chercher à toutes les traiter, il est cependant utile d'aborder les plus prégnantes. Elles concernent la place de la Commission européenne, le rôle du secrétariat de Barcelone et le lien avec la Banque mondiale.

Lancé en 1995, le processus de Barcelone constituait la politique de l'Union européenne à l'égard des pays méditerranéens. Ce partenariat rassemblait les 27 pays de l'Union et 12 pays du sud de la Méditerranée. Dans un premier temps, l'UpM s'est inscrite directement dans la suite de ce processus en s'intitulant « Processus de Barcelone : UpM ». À partir de la déclaration finale de Marseille, elle s'affranchit nominalement de cet héritage en devenant « UpM ». Mais les connexions entre l'UpM et l'Union européenne sont si importantes qu'on ne peut concevoir le fonctionnement de la première sans une très forte implication de la seconde.

Les relations euro-méditerranéennes s'organisent lors de réunions de ministres ou de hauts fonctionnaires qui résultent directement du processus de Barcelone et dans des conditions qui n'ont guère été modifiées. Plusieurs directions générales de la Commission, notamment RELEX, TREN et AIDCO, suivent de très près les développements du PSM. Cette dernière a même missionné deux consultants, Alexis Gazzo et Denis Levy, pour identifier la stratégie la plus efficace pour mettre en œuvre « un » plan solaire méditerranéen. La Banque européenne d'investissement s'engage fortement dans le PSM à la suite de l'invitation lancée lors de la réunion conjointe de la Facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat (FEMIP) et du conseil ECOFIN du 7 octobre 2008. La facilité d'investissement de voisinage (FIV), expression financière de la politique européenne de voisinage, sera mobilisée au bénéfice du PSM, ainsi que les fonds de pré-accession pour les pays concernés. La directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, composante du paquet énergie-climat, contient (dans son article 9) un dispositif permettant la prise en compte d'électricité importée dans la consommation finale d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Sans que ce soit à ce jour officiellement décidé, on peut envisager que la boucle électrique méditerranéenne devienne une priorité de l'Union européenne en matière d'infrastructures, ce qui constituerait un puissant soutien à l'extension au-delà du Maghreb de l'utilisation du dispositif prévu par l'article 9 de la directive (*Cf. supra*, partie III). On voit donc que nombreux sont les dispositifs gérés par la Commission européenne qui vont jouer un rôle vital pour le succès du PSM.

Dans ces conditions, la Commission européenne, au-delà de son statut de membre de l'UpM, doit se voir reconnaître une position particulière dans la gouvernance. Elle doit notamment bénéficier d'une information permanente sur les projets et les procédures, lui permettant de faire valoir son point de vue et de s'associer aux réalisations. En sens inverse, elle doit veiller à ce que les dispositifs qu'elle anime contribuent effectivement au PSM. L'implication de la Commission européenne doit en conséquence être forte, tout en laissant le pilotage à la coprésidence de l'UpM, plus à même de maintenir la dynamique politique engagée. Elle passera par plusieurs directions générales et les positionnements de chacune d'elles peuvent ne pas être identiques. Il serait par exemple envisageable que la DG TREN prenne un rôle d'animation important sur la question de la boucle électrique méditerranéenne.

En ce qui concerne le secrétariat de Barcelone, la Déclaration finale de Marseille avait beaucoup avancé dans la définition de son rôle, ses attributions, sa composition, son financement, en plus de sa localisation. Le retard pris depuis lors n'est en rien spécifique au PSM puisque le secrétariat couvrira l'ensemble des sujets de l'UpM, mais les conséquences du retard sont plus directes pour lui.

En effet, dans la déclaration du 13 juillet 2008, il avait été prévu par l'annexe que le secrétariat serait « chargé d'étudier la faisabilité, la conception et la création d'un plan solaire méditerranéen ». Compte tenu des retards pris et de l'ampleur des questions à résoudre, il ne faut pas espérer que le secrétariat puisse devenir opérationnel avant au moins une année. Dans ces conditions, l'avancement du PSM suppose qu'une autre instance que le secrétariat se charge pendant la période d'attente de traiter les problèmes techniques. C'est donc une des contraintes qui pèsent sur la gouvernance du PSM : elle doit incorporer un dispositif technique d'instruction et de coordination, qui sera vraisemblablement temporaire dans la mesure où il a vocation à disparaître lors du démarrage effectif du secrétariat, mais qui est absolument indispensable pendant cette période intermédiaire.

Enfin, la gouvernance doit s'adapter à l'implication nécessaire de la Banque mondiale et des dispositifs qu'elle gère dans le PSM. Une telle implication est naturelle puisque le PSM correspond à la fois à une stratégie régionale et à une priorité thématique de la Banque mondiale. Le principe de cette implication est acquis et a été confirmé à tous les niveaux. Il va au-delà de la seule intervention de financement classique, puisqu'il couvre aussi les dispositifs du *Clean Tech Fund*, qui offrent l'accès à des financements hautement concessionnels, de l'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA), qui peut notamment couvrir le risque politique, et de la Société financière internationale (IFC) qui peut soutenir des initiatives du secteur privé par des prêts ou des apports en capital.

Chacun des dispositifs gérés par le groupe Banque mondiale dispose de sa propre gouvernance et de ses propres procédures. Celles-ci doivent bien entendu être rigoureusement respectées. Les contacts pris par la mission avec les équipes de la Banque mondiale ont non seulement confirmé leur intérêt pour le PSM, mais également permis d'initier une première discussion autour de la note de cadrage (*concept note*) destinée au « *Trust Fund Committee* » du CTF et approuvée par celui-ci le 11 mai dernier (*Cf. supra*, partie II.C.1.a.), pour assurer dès le départ une complémentarité des interventions des différents acteurs et une cohérence des objectifs poursuivis. Ces échanges déjà engagés doivent se poursuivre ; ils seront facilités au fur et à mesure que se mettra en place la gouvernance du PSM, qui définira le rôle des divers intervenants.

De son côté, la Banque mondiale devra clarifier le rôle dévolu à son bureau de Marseille. Depuis sa création en 2002, celui-ci a visé à faciliter et intensifier les échanges de connaissances et d'expériences en matière de développement de la région Moyen-Orient-Afrique du Nord. La question peut se poser de lui donner des fonctions plus tournées vers les interventions opérationnelles du groupe Banque mondiale, auquel cas il serait naturellement associé à la gouvernance du PSM, voire de l'UpM.

D. Les volets efficacité énergétique et transferts de technologie du PSM peuvent être largement décentralisés

Les discussions conduites pour la mise au point de la stratégie du PSM (Cf. partie I.C.) ont montré que les volets dits « complémentaires » du plan, concernant d'une part l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, et d'autre part les transferts de technologies, auraient vraisemblablement un traitement différent de ceux relatifs à la construction de centrales à bas carbone et de lignes d'interconnexion, et ce pour deux raisons essentielles :

- la gestion de ces projets relève très largement du niveau local, même s'ils peuvent justifier d'une coordination à l'échelle régionale : les projets identifiés par MEDENER, par exemple, regroupent à la fois des opérations pilotes en matière d'efficacité énergétique dans le bâtiment et des programmes de diffusion à grande échelle d'équipements électriques performants. Tant leur instruction que leur financement feront largement appel à des ressources locales, avec l'appui des agences nationales de maîtrise de l'énergie et, le cas échéant, grâce à des lignes de refinancement ouvertes par les institutions de développement ;
- la réussite de ces projets suppose une large mise en réseau et une coopération directe des intervenants potentiels : agences locales, OME et réseau MEDENER⁴⁶ pour le premier volet, instituts de recherche, pôles de compétitivité locaux et européens et industriels pour le second.

Face au degré de maturation limité des projets correspondants, la mission n'a pas approfondi plus avant ses investigations dans ce domaine. Elle estime cependant que le centre régional sur les énergies renouvelables du Caire (RCREEE) pourrait avoir un rôle moteur dans la mise en œuvre de ces deux volets du PSM.

E. Plusieurs scénarios cohérents de gouvernance peuvent être envisagés

Les textes qui régissent l'UpM restent suffisamment peu détaillés à ce stade pour autoriser une large palette de configurations de gouvernance. Le seul acquis véritablement décisif de ces textes réside dans l'autorité d'animation confiée à la coprésidence. Pour le reste, on peut concevoir de placer le curseur dans différentes positions en matière de formalisation et de centralisation du dispositif. Différents scénarios peuvent dès lors être construits, qui possèdent des atouts et inconvénients différents au regard des critères de jugement précédemment mis en avant.

Trois scénarios présentent un intérêt particulier :

1) un premier scénario se fonde à la fois sur le maintien d'une forte impulsion politique et le respect du rôle traditionnel des acteurs économiques ou administratifs. Dans ce scénario, le PSM est principalement un label attribué à des projets dont la genèse et le montage sont entièrement laissés aux initiatives décentralisées. Les pays européens affichent leurs tarifs d'achat d'électricité produite à partir de sources renouvelables, les institutions multilatérales et les agences de développement instruisent les financements conformément aux politiques décidées par leurs instances respectives. Dans ce cadre, les monteurs de projets, les entreprises, les financeurs, les actionnaires développent leurs initiatives. Le label facilite l'accès à des guichets, mais sans que soient obligatoirement mises en œuvre des procédures collectives. Ce scénario est peu exigeant pour la coprésidence : les réunions périodiques, au niveau des chefs d'État et de gouvernement ou des ministres, déjà prévues dans le cadre de l'UpM, offrent un cadre pour confirmer les orientations, décerner les labels et mesurer les progrès accomplis. Ce sont les tarifs de rachat et la générosité des financements multilatéraux qui

⁴⁶ La Commission européenne, qui apporte déjà son appui au RCREEE du Caire, pourrait utilement soutenir MEDENER dans son action.

permettent d'ajuster les efforts de façon à atteindre les objectifs poursuivis. Dans ce scénario, la circulation de l'information et la coordination des acteurs sont confiées au marché ;

2) un deuxième scénario pourrait consister dans une approche à la fois formelle et centralisée. Dans ce scénario, une instance de hauts fonctionnaires (*Joint Committee*) représentant tous les membres pilote le dispositif, tout en bénéficiant en permanence d'informations complètes sur les projets et les procédures. Parallèlement une *Task Force* technique centrale principalement composée de fonctionnaires détachés établit les méthodologies collectives d'éligibilité des projets et d'accès aux financements de toute nature, recense les projets et prépare les délibérations de l'instance précédente, notamment en lui proposant des critères de priorité. Cette organisation très structurée permet un partage efficace de l'information, une association facile de la Commission européenne et des institutions multilatérales. Elle est en revanche moins adaptée à l'association des acteurs privés. La place prise par les hauts fonctionnaires dans ce scénario réduit l'espace disponible pour les autorités politiques et rend moins nécessaire leur intervention. Les réunions de chefs d'État et de gouvernement procèdent seulement à des évaluations périodiques de l'avancement du PSM ; ils réaffirment ou infléchissent, en fonction de ces évaluations, les objectifs et moyens alloués au plan. Ce scénario possède de forts atouts, notamment parce qu'il sera privilégié par la Commission européenne et plusieurs grands pays européens. Il fait cependant courir un risque, celui de l'enlèvement administratif, la lourdeur des procédures pouvant casser la dynamique récente. De plus, l'édifice risque d'être périmé dès sa mise en place si sa construction arrive à terme au moment du démarrage du secrétariat de Barcelone.

3) un troisième scénario s'appuie sur des procédures moins formalisées. Les membres de l'UpM ainsi que les organisations multilatérales sont tenus informés dans le détail des projets et procédures du PSM, mais les décisions sont prises exclusivement dans les réunions de chefs d'État ou de gouvernement ou les réunions de ministres sur proposition de la coprésidence. Une *Task Force* technique sous l'autorité de la coprésidence et ouverte à des non-fonctionnaires établit les méthodologies collectives, recense les projets et les analyse. Elle apporte une assistance technique aux porteurs de projets pour faciliter leur montage (aspects réglementaires et techniques, utilisation des crédits carbone, insertion dans le réseau et utilisation de l'article 9 de la directive ENR) et les contacts avec les institutions publiques. Elle assure la liaison avec les institutions financières, afin de faciliter l'instruction des projets par celles-ci et de leur proposer de nouvelles opérations. Dans ce scénario, la dynamique politique est supposée forte, ce qui représente à la fois un atout et une condition d'efficacité. L'association des institutions privées est facilitée par la nature hybride de la *Task Force*. En revanche, la Commission européenne, habituée à fonctionner dans le cadre de règles strictes, peut se trouver dépaysée. La *Task Force*, étant informelle, peut aisément disparaître dès que le secrétariat de Barcelone s'avère capable de la remplacer ou de l'intégrer en tout ou partie.

Dans la situation actuelle, la mission préconise un système de gouvernance découlant du troisième scénario, qui lui paraît le mieux adapté à l'approche « projet » du PSM et de l'UpM. Celui-ci permet en effet à la fois de maintenir la dynamique politique, de rester actif et réactif face aux circonstances mouvantes de la crise financière, tout en répondant bien aux critères de transparence et d'association de l'ensemble des acteurs. Elle recommande en conséquence d'éviter une formalisation excessive des relations entre l'ensemble des hauts fonctionnaires concernés et de bâtir une *Task Force* composée de personnes d'origines variées et travaillant directement au service de la coprésidence. La mission rappelle cependant qu'une condition absolument nécessaire de supériorité de ce scénario informel réside dans un exercice effectif du leadership par la coprésidence de l'UpM. À défaut, c'est-à-dire si, pour une raison que la mission ne peut anticiper à ce stade, le maintien de ce leadership apparaissait problématique, une gouvernance s'inspirant du premier ou du deuxième scénario pourrait être préférée.

CONCLUSION

Les débats qui ont animé la naissance de l'UpM, les attentes des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée sur le PSM et les discussions auxquelles la mission a participé sur la définition de la stratégie de ce plan, de sa gouvernance et de la gestion des projets qui lui seront soumis, peuvent légitimement conduire à s'interroger sur ses modalités d'action, et le rôle des équipes qui auront à l'animer, qu'elles relèvent d'un *Joint committee*, d'une *Task force* ou à terme du secrétariat de l'UpM. Plus largement, c'est la question même de la valeur ajoutée du « processus PSM » qui peut être posée, et de sa capacité à permettre d'atteindre les objectifs ambitieux que les quarante-trois pays de l'UpM ont fixés à ce plan.

Cette valeur ajoutée peut être analysée à trois niveaux :

a) À l'égard des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée :

Le PSM ne constitue pas un quelconque label qui donnerait accès à des ressources concessionnelles additionnelles pour le financement de projets de création de centrales ENR. Il peut jouer un rôle d'impulsion et de coordination des divers intervenants sur les projets transversaux qui lui sont soumis, dès lors qu'ils concernent plusieurs États de la zone, comme les interconnexions électriques, certains projets d'efficacité énergétique et de transferts de technologies ou les projets de « parcs régionaux » de centrales solaires, comme celui envisagé dans le cadre du CTF.

Sur la réalisation de centrales ENR, le PSM doit agir en tant que facilitateur du processus d'élaboration et de maturation d'un projet, en amont des interventions des bailleurs, en apportant son assistance dans la relation entre les autorités locales et le porteur de projet. Ceci est particulièrement important dès lors que nombre de ces opérations se monteront en financement *non recourse* et qu'il est vraisemblable que des garanties spécifiques seront demandées dans ce cadre. Le PSM pourrait par ailleurs intervenir sur la mise en œuvre des MDP ou du mécanisme de l'article 9 de la directive ENR pour les projets considérés, dès lors que ceci est possible. C'est pourquoi il est indispensable que les équipes futures du PSM comprennent des spécialistes en montage de projets et dans ces domaines spécifiques, et disposent de crédits d'assistance technique pour financer des études de pré-faisabilité. Sur les projets nationaux, c'est là que réside la valeur ajoutée du processus PSM pour les pays bénéficiaires.

b) À l'égard des porteurs de projets :

La priorité du PSM est d'amener des porteurs de projets, des industriels et des investisseurs à construire des centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables au Sud et à l'Est de la Méditerranée, afin d'atteindre l'objectif de réaliser 20 GW de capacités additionnelles de production d'électricité verte qui lui a été fixé. Il ne peut ni ne doit se substituer aux institutions financières qui auront à apprécier les mérites des projets en fonction de leurs propres règles. C'est pourquoi ses « critères d'éligibilité » doivent se limiter à quelques règles simples comme la pertinence géographique de l'implantation d'une centrale, le soutien des autorités nationales au projet considéré, l'équilibre du portefeuille de projets (entre les technologies, entre les différents pays de l'UpM et entre ceux émanant du secteur public et du secteur privé) et le sérieux du promoteur ou la qualité technique de son projet.

Le PSM doit en fait servir de tremplin aux projets afin de les aider à être présentables aux yeux des bailleurs. Dans ce cas, tout projet éligible pourra être déposé au guichet PSM afin d'y être analysé. Le PSM doit être considéré comme un appel à projets permanent à partir duquel sera constitué un réservoir de projets éligibles déposés par des porteurs publics et privés. À ce jour, ce sont les 140 projets recensés dans la phase préliminaire.

La valeur ajoutée du PSM se mesurera par le nombre global de projets éligibles déposés au guichet unique et par le taux de projets qui ont pu devenir « bancables » et qui se réaliseront, par rapport au nombre classique de projets déposés auprès des bailleurs et leur taux de succès avec les procédures standard.

c) À l'égard des institutions financières de développement et des investisseurs en fonds propres

Le paradoxe actuel est que les institutions de développement disposent des ressources nécessaires pour financer les projets d'énergies renouvelables, mais qu'elles manquent de « bons » projets. Elles peuvent trouver tout leur intérêt à adhérer à un processus qu'elles n'ont pas les moyens ni le temps de mener, qui leur est complémentaire et qui vise à susciter de nouveaux projets, les faire mûrir et mener les pré-études nécessaires avant qu'ils leur soient présentés. Le PSM peut ainsi servir d'accélérateur à l'instruction des projets, au bénéfice de ces institutions.

Il revient par la suite à ces institutions de s'organiser afin de pouvoir les traiter de manière efficace et coordonnée : c'est le sens des discussions actuellement menées entre la BEI, l'AFD et la KfW sur une procédure commune d'instruction des projets dans le cadre du PSM, assortie d'objectifs quantifiés.

Pour les banques de développement, la valeur ajoutée du PSM résidera dans le nombre et la qualité des projets qui leur seront présentés, ainsi que par la communication qui sera faite dans le cadre du PSM sur leur action.

Il en va de même des investisseurs en fonds propres qui devront en tout état de cause être sollicités durant la phase de déploiement du PSM : à cet égard les équipes qui animeront le PSM serviront d'« originateurs » pour les opérations à financer.

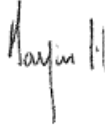
*

Au terme de cette étude, la mission voudrait souligner une nouvelle fois les conditions premières qui s'attachent au succès du PSM sur le long terme :

- une détermination politique à agir portée par l'ensemble des membres de l'UpM, qui se concrétise dans des efforts partagés en faveur du développement de capacités de production d'énergies renouvelables au Sud et à l'Est de la Méditerranée, notamment dans le domaine solaire ;
- le besoin d'une impulsion permanente, qui ne peut provenir que d'une instance restreinte, telle la coprésidence ;
- une professionnalisation de la gestion du « processus PSM », qui requiert une réunion de compétences qui ne se trouvent toutes rassemblées ni dans les administrations des États membres, ni dans les organismes de coopération, ni dans les banques de développement, car il est difficile d'imaginer qu'un plan à la fois régional et innovant, portant sur des investissements de plus de 50 Mds€, puisse être conduit sans qu'une équipe technique et internationale ne lui soit dédiée.

Paris, le 22 mai 2009

L'inspecteur général des
Finances



Jean-Michel CHARPIN

L'ingénieur général des
Mines



Claude TRINK

L'ingénieur général des Mines




Pierre PALAT

L'inspecteur des Finances



Michel LAFFITTE

L'inspecteur des Finances



Florent MASSOU

A N N E X E S

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE I : LETTRE DE MISSION

ANNEXE II : LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES

ANNEXE III : MODÉLISATION ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DU PSM

ANNEXE I

LETTRE DE MISSION



MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE
L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

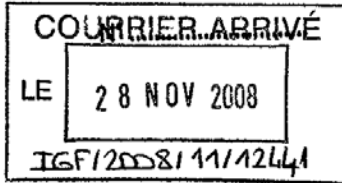
INSPECTION GÉNÉRALE DES FINANCES
SECRETARIAT

Paris, le

à

Monsieur le Chef du Service de l'Inspection
Générale des Finances

Monsieur le Vice-Président du Conseil Général
des Mines



Nos réf. : 08019632

Objet : Mise en œuvre du plan solaire méditerranéen

Le Plan Solaire pour la Méditerranée (PSM) a été annoncé par le Président de la République lors du sommet de l'Union pour la Méditerranée, le 13 juillet dernier à Paris. L'objectif principal du PSM est de développer des partenariats entre les différents pays des deux rives de la Méditerranée autour de projets concrets qui permettront d'accroître la part des énergies renouvelables, notamment d'origine solaire, dans le profil énergétique de la région méditerranéenne. Ce projet complète les objectifs de la présidence française dans le cadre des négociations du paquet « énergie-climat » lequel prévoit explicitement, au sein de la directive sur les énergies renouvelables, la possibilité, pour les Etats membres de l'Union, d'importer de l'électricité d'origine renouvelable de pays voisins.

A la demande de la Présidence de la République (mission « Union pour la Méditerranée »), différentes réunions et entretiens ont été réalisés avec les partenaires européens et méditerranéens pour préciser le contenu possible du PMS, rédiger un premier projet consensuel et développer une approche pragmatique et réaliste rassemblant les différents points de vue des industriels, des institutions financières et des investisseurs publics et privés.

Il ressort de ces travaux les orientations suivantes, qui restent à préciser :

- Construction de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, et notamment solaire, dans les pays du pourtour méditerranéen d'une puissance totale de 20 Gigawatts à l'horizon 2020 ;
- Coût d'investissement pour la construction de ces capacités énergétiques et des infrastructures de transport de l'électricité correspondantes : selon les premières approximations, environ 80 milliards d'euros (70 milliards d'euros pour les

centrales solaires ; 10 milliards d'euros pour les nouvelles infrastructures de transport) ;

- Participation des investisseurs privés pour garantir l'efficacité de la démarche, et exportation d'une partie de la production vers l'Europe pour améliorer la rentabilité des projets ;
- Consommation d'une partie importante de l'électricité produite par le marché local et mesures de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique afin de satisfaire les besoins domestiques en forte croissance des pays du sud de la Méditerranée.

Ces points font partie du document conjoint, élaboré par la France et l'Allemagne, intitulé « Mediterranean Solar Plan : Franco-German proposal » qui est en cours de validation auprès des autorités italiennes, espagnoles, marocaines et égyptiennes.

Les objectifs ambitieux du PSM à horizon 2020 et les coûts d'investissement induits supposent la mise en place d'une démarche « projet » incluant l'ensemble des partenaires pouvant être impliqués dans sa réalisation :

- pouvoirs publics nationaux en tant qu'initiateurs, régulateurs ou financeurs directs ou indirects des différents projets locaux de centrales ;
- industriels maîtrisant les technologies nécessaires et auprès desquels pourront être validées les estimations de coûts d'investissement, les gains de productivité à attendre d'un déploiement à grande échelle de capacités de production d'électricité bas carbone et les risques liés à ces projets ;
- entreprises locales ou européennes susceptibles d'acquiescer l'électricité produite, afin d'apprécier leurs besoins et les conditions possibles de rachat ;
- organismes de financement, tant publics que privés, nationaux et internationaux, sachant que les montants d'investissement envisagés excluent un financement et une prise de risques réalisés uniquement sur fonds publics.

A cet égard, en raison de leurs capacités financières et de leur attentes en termes de rentabilité et de prise de risques sur les projets, il est indispensable d'impliquer les fonds d'investissement souverains ou privés le plus tôt possible dans la mise au point du PMS en facilitant les rencontres avec les autres acteurs. Cette démarche permettra de les convaincre du soutien politique en faveur du plan mais aussi de son intérêt économique et de son impact positif sur le développement d'un partenariat renforcé avec les pays du sud de la Méditerranée.

Dans ce contexte, la mission d'appui aux administrations concernées par le PMS, confiée à l'Inspection générale des Finances et au Conseil général des Mines avec l'accord de la Présidence de la République, aura vocation à traiter des questions suivantes :


- la validation et l'approfondissement des premières études réalisées quant aux besoins identifiés, aux technologies utilisables et aux coûts d'investissement nécessaires à l'objectif d'un déploiement de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone au niveau et à l'horizon envisagé par le PMS ;
- les possibilités d'exportation d'une partie de l'énergie produite vers l'Europe, au-delà de la seule consommation locale, en s'appuyant sur les initiatives prises par certains pays ;
- l'identification des attentes et des contraintes des investisseurs tant publics que privés quant aux conditions de réalisation des projets de centrales dans le cadre du PMS et les types de montage pouvant être utilisés pour leur financement ;

- les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics nationaux, l'Union européenne ou les institutions internationales, en tant que régulateurs ou apporteurs d'aides directes ou indirectes, peuvent en faciliter la réalisation. La mission expertisera notamment la possibilité d'une extension aux pays du sud de la Méditerranée du système d'échange de certificats d'origine européen sur les énergies renouvelables et les émissions de CO2 envisagé dans le cadre du paquet « énergie-climat » en cours de discussion au niveau européen ;
- l'organisation et la gouvernance à mettre en place pour assurer la réalisation sur le long terme du PMS et les modalités d'association des diverses parties prenantes à ce plan.

Dans l'immédiat, la mission sera associée à la préparation et aux travaux de la conférence d'investisseurs pour le plan solaire méditerranéen, qui devrait se tenir fin novembre en France à l'initiative de la coprésidence franco-égyptienne du processus de Barcelone.

La mission présentera sous quatre mois le résultat de ses travaux, un rapport d'étape devant être fourni sous six semaines.

Jean-Louis BORLOO



Ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie,
du développement durable et de l'aménagement du territoire

Christine LAGARDE



Ministre de l'économie, de l'industrie
et de l'emploi

ANNEXE II

LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES PAR LA MISSION

Présidence de la République

- Henri GUAINO, conseiller spécial du Président de la République
- Serge TELLE, ambassadeur chargé de l'UpM
- Antoine-Tristan MOCILNIKAR, responsable des questions environnement et développement durable à la Mission Union pour la Méditerranée
- Gilles MENTRE, responsable financement à la Mission Union pour la Méditerranée
- Julien AUBERT, responsable des financements de projets
- Gilles PENNEQUIN, adjoint au responsable des questions environnement et développement durable à la Mission Union pour la Méditerranée
- Julia JORDAN, chargée de mission développement durable à la Mission Union pour la Méditerranée

Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire

- Hélène PELOSSE, directrice adjointe de cabinet du Ministre d'État
- Guillaume COUNIO, conseiller technique au cabinet du Ministre d'État
- Pierre-Franck CHEVET, directeur général de l'énergie et du climat
- Philippe LOREC, adjoint au directeur général de l'énergie et du climat, coordinateur du PSM pour la France
- Pierre-Marie ABADIE, directeur de l'énergie
- Pascal DUPUIS, chef du service climat et efficacité énergétique
- Daniel DELALANDE, responsable du département lutte contre l'effet de serre
- Julien TOGNOLA, chef du bureau sécurité d'approvisionnement
- Pascal Dumas de RAULY, chef du bureau de la réglementation et des marchés
- Jacques LENGYEL, chef de bureau des énergies renouvelables
- Christophe SCHRAMM, adjoint au chef de bureau des énergies renouvelables
- Thomas PERTUISET, adjoint au chef du bureau réseaux de transport et de distribution de l'électricité
- Bruno FULDA, sous-directeur des échanges internationaux à la direction des affaires européennes et internationales

Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi

- Arnaud LE FOLL, conseiller du secrétaire d'État en charge de l'Industrie
- Emmanuel CAQUOT, chef du service des industries manufacturières et activités postales à la DGE
- Nicolas PREGO, chef du bureau aide-projet à la DGTPE
- François MARION, chef du bureau aide au développement et institutions financières multilatérales de développement à la DGTPE
- Véronique MASSENET, chef du bureau économie des réseaux à la DGTPE
- Emmanuel CAQUOT, chef du service industries manufacturières et activités postales à la DGE
- Gilbert SANTINI, chef du bureau énergie, environnement, ingénierie et matériels mobiles spécialisés à la DGE
- Sandrine DE GUIO, adjointe au chef du bureau aide au développement et institutions financières multilatérales de développement à la DGTPE
- Julien TOUATI, adjoint au chef du bureau coordination et stratégie européenne à la DGTPE
- Pierre FORESTIER, adjoint au chef du bureau coordination et stratégie européenne à la DGTPE
- Marie-Laure GUILLERMINET, chargée de mission au bureau économie des réseaux à la DGTPE

Ministère des affaires étrangères

- Philippe MEUNIER, directeur adjoint des affaires économiques et financières
- Jean LAMY, sous-directeur de l'énergie des infrastructures et des transports
- Vanessa POUGET, chargée de mission énergie

Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne

- Lise DEGUEN, conseiller pour l'industrie
- Alexandre ROESCH, adjoint aux conseillers

Ambassade d'Égypte à Paris

- Kamel NASSER, ambassadeur d'Égypte en France
- Alaa YOUSSEF, conseiller

Agence Internationale de l'Énergie

- Didier HOUSSIN, directeur du bureau des marchés pétroliers et des dispositifs d'intervention en cas d'urgence
- Paolo FRANKL, chef du bureau des énergies renouvelables
- Cédric PHILIBERT, administrateur division de l'énergie et de l'environnement

Agence Française de développement

- Jean-Michel SEVERINO, directeur général
- Etienne VIARD, directeur du département méditerranée et moyen orient
- Yves des RIEUX, directeur adjoint du département méditerranée et moyen orient
- Christian de GROMARD, chef de projet énergie à la division environnement et équipement
- Rima LE COGUIC, chef de projet énergie à la division environnement et équipement

Fonds Français pour l'Environnement Mondial

- Marc-Antoine MARTIN, secrétaire général
- Philippe BOSSE, expert changements climatiques

RTE

- Jean VERSEILLE, directeur développement réseau
- Etienne SERRES, groupe politique de développement du réseau

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

- Christophe GENCE CREUX, chef du département échanges d'électricité aux frontières
- Marie-Hélène BRIAND, chef du département économie et tarification, direction de l'accès aux réseaux électriques

UCTE

- Marcel BIAL, secrétaire général

ADEME

- Chantal JOUANNO, présidente
- Dominique CAMPANA, directrice de l'action internationale
- Michel HAMELIN, adjoint à la directrice de l'action internationale
- Jean-Louis BAL, directeur des énergies renouvelables, des réseaux et des marchés énergétiques

Caisse des dépôts et consignations

- Pierre DUCRET, directeur
- François GUILLOUET, directeur du projet énergie-climat
- Philippe MEUNIER, projet énergie-climat

Banque européenne d'investissement

- Philippe de FONTAINE VIVE, vice-président
- Fernando de LA FUENTE : directeur associé, chef de division
- Joaquin J. CERVINO ZUBILLAGA : *Senior Loan officer*, financement de projets en Espagne, secteur privé
- Juan ALARIO : directeur associé, chef de division efficacité énergétique et renouvelables
- David GONZALEZ GARCIA : ingénieur à la division efficacité énergétique et renouvelables
- Maria SERRANO HERNANDEZ : chargée de coordination, unité affaires institutionnelles et politique générale, pays voisins et partenaires de l'Europe

DEXIA

- Fabrizio DONINI FERETTI, responsable du secteur énergie, financements structurés

NATIXIS

- Philippe GERMA, directeur général environnement et infrastructures
- Jean-François HUREL, chargé d'investissement

Sumitomo Mitsui Banking Corporation

- Stanislas ROGER, directeur général France
- Lorena CICIRIELLO, financement structuré des énergies renouvelables
- Nabil NAESSANY, expert en financements structurés
- Thierry LEMAIGNIEN, financement de projets

Institut national de l'énergie solaire

- Jean-Pierre JOLY, chef du département des énergies solaires

EDF

- Nicolas MITJAVILLE, directeur général EDF développement environnement
- François MESLIER, directeur mission interconnexions, secrétaire général de MEDELEC
- Pâris MOURATOGLOU, président, EDF Énergies Nouvelles
- Yvon ANDRE, directeur du développement, EDF Énergies Nouvelles

ENIM

- Roger PUJOL, directeur du site de la Seyne-sur-Mer
- Anne-Marie FOURNIER, responsable service offres, division de l'environnement

GDF-SUEZ

- Xavier VOTRON, directeur groupe énergies renouvelables et technologies
- Marc DARRAS, direction stratégie et développement durable
- Alain LE TIRANT, département énergies renouvelables

PHOTOWATT

- Jean-Louis DUBIEN, directeur général

PV ALLIANCE

- Eric LABORDE, président

SAED

- Michel WOHRER, président

SAINT-GOBAIN

- Guillaume de PIREY, directeur de la stratégie

SOLSIA

- Claire TUTENUIT, présidente

TENESOL

- Benoît ROLLAND, directeur général

TOTAL

- Ronan HUITRIC, directeur électricité
- Gilles PERROT, directeur solaire photovoltaïque
- Marc FISCHER, responsable stratégie croissance solaire

VEOLIA

- Jacques HAYWARD, chargé de mission
- Samir JAZOULI, chargé d'études, direction analyse et marchés
- Bernard SAINT ANDRÉ, directeur de la stratégie, Dalkia
- Jacques CHAZEAU, directeur des programmes stratégiques, Dalkia
- Bertrand GOUTTE, chef de projet ingénierie, Dalkia

Pôle de compétitivité Tenerrdis / Entreprise Schneider Electric

- Claude GRAFF, président du pôle Tenerrdis, directeur général activités énergies renouvelables chez Schneider Electric
- Philippe ARSONNEAU, directeur de la division projets et services

Commission européenne

- Paula ABREU MARQUES, responsable de l'unité des relations internationales, DG TREN
- Jean-Arnold VINOIS, responsable de l'unité politique énergétique et sécurité d'approvisionnement à la DG TREN
- Sigurd SCHMIDT, DG TREN
- Przemyslaw KORDASIEWICZ, administrateur unité politique énergétique et sécurité d'approvisionnement DG TREN
- Marco BERTAGLIA, responsable de programme DG AIDCO
- Jesús LAVIÑA, DG AIDCO
- Eduardo EREÑO BLANCHET, DG AIDCO
- Nina RYÖPPÖNEN, DG AIDCO
- Denis LEVY, consultant
- Alexis GAZZO, consultant chez Ernst&Young

Parlement européen

- Claude TURMES, député européen, rapporteur de la directive ENR

Associations du secteur des énergies renouvelables

- Nicolas FICHAUX, responsable de l'analyse des politiques, *European Wind Energy Association (EWEA)*
- Justin WILKES, responsable des affaires réglementaires, *European Wind Energy Association (EWEA)*
- Denis THOMAS, économiste, *European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*
- Mariàngels PEREZ LATORRE, secrétaire général, *European Solar Electricity Association (ESTELA)*

Déplacements à Berlin

- Reinhard KAISER, adjoint au directeur général des énergies renouvelables, BMU
- Joachim NICK-LEPTIN, responsable de la division recherche, BMU
- Ralf CHRISTMANN, adjoint au responsable de la division recherche, BMU
- José PENEDO, BMU
- Laure KAEUBLE, BMU
- Romeo BERTOLINI, bureau de la coopération bilatérale avec l'Égypte, BMZ
- Juliane HINSCH, bureau de la coordination des exportations d'énergies renouvelables, BMWT
- Sigrid GIERSCH, bureau Proche et Moyen Orient, BMELV
- Heidemarie HUSS, bureau des affaires européennes, BMWi
- Thomas MULHAUP, bureau des affaires européennes, BMWi
- Heide BOCK, bureau de la coordination européenne, BMJ
- Heiko QUAST, BMF
- Gerhard ALMER, AA, ambassadeur chargé de l'UpM
- Matthias VOLLERT, bureau de la politique énergétique européenne, AA
- Matthias DEHNER, AA
- Georg GERHARDS, AA
- Barbara WOLF, AA
- Vibecke RECKHARD, KfW
- Jean-François DUPUIS, conseiller scientifique à l'ambassade de France
- Nicolas CLUZEL, attaché scientifique à l'ambassade de France
- Daniel THURIÈRE, conseiller développement durable à l'ambassade de France

Déplacement à Washington

Banque Mondiale :

- Ambroise FAYOLLE, administrateur pour la France
- Frédéric JESKE, administrateur suppléant pour la France
- Aude DE AMORIN, conseillère principale de l'administrateur pour la France
- Roland LOMME, conseiller de l'administrateur pour la France

- Sid Ahmed DIB, administrateur pour l'Algérie, le Maroc et la Tunisie
- Ahmed EL-HAMRI, conseiller de l'administrateur pour l'Algérie, le Maroc et la Tunisie
- Ayman ALKAFFAS, administrateur suppléant pour l'Égypte, le Liban, la Syrie, la Jordanie, la Lybie
- Mohamed HAMMAM, administrateur du *Clean Tech Fund* pour l'Égypte

- Katherine SIERRA, vice-présidente développement durable
- Jamal SAGHIR, directeur énergie, eau et transport
- Lazlo LOVEI, directeur, département développement durable pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- J. Warren EVANS, directeur, département environnement
- Mats KARLSSON, directeur pour les pays du Maghreb
- Joelle CHASSARD, responsable de l'unité financement carbone
- Jonathan D. WALTERS, responsable du département énergie et transport pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- Vladislav VUCETIC, expert en énergie pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- Silvia PARIENTE-DAVID, expert en énergie pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- Husam M. BEIDES, expert en énergie pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord

- Hossein RAZAVI, département Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- Sameer SHUKLA, expert en énergie pour l'Europe et l'Asie centrale
- Kari J. NYMAN, expert développement durable pour l'Europe et l'Asie centrale
- Chandrasekar GOVINDARAJALU, expert en énergie pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord
- Rohit KHANNA, responsable adjoint du *Clean Tech Fund*
- Auriane MONTREUIL, bureau France de la Banque Mondiale

Agence multilatérale des garanties et investissements (MIGA, groupe banque mondiale) :

- James BOND, directeur général
- Bertrand MARCHAIS, responsable des activités de liaison en Europe

Société financière internationale (IFC, groupe banque mondiale) :

- Rashad KALDANY, vice-président Asie, Moyen-Orient, Afrique du Nord et infrastructures
- Darius LILAOONWALA, responsable du secteur production énergétique
- Dana YOUNGER, expert énergies renouvelables et développement durable
- Thomas HANSHAW, expert en investissement

Fonds Mondial pour l'Environnement (GEF) :

- Thomas Groh, chef de cabinet de la présidente

Think Tank *Ressources for the Future* :

- Mark COHEN, vice-président recherche
- Karen PALMER, expert

Département de l'Énergie des États-Unis (*Department of Energy*):

- John LUSHETSKY, responsable du programme énergie solaire
- Daniel BIRNS, bureau des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique

Déplacement en Turquie

Mission économique de la France :

- Jean-Maurice VERBOIS, chef des services économiques
- Sylvain GERANTON, responsable énergie à la mission économique
- Nurcin SANVAR, attachée sectorielle énergie à la mission économique

Ministère de l'énergie et des ressources naturelles

- Selahattin CIMEN, directeur de cabinet du ministre

Ministère des affaires étrangères

- Celalettin KART, ambassadeur, directeur général des affaires économiques

TEIAS (entreprise de transport de l'électricité) :

- Ilhami OZSAHIN, président directeur général

TUSIAD (syndicat patronal)

- Haluk TUKEL, secrétaire général

Istanbul EKONOMI

- Sinan ULGEN, lobbyiste en charge de l'union pour la méditerranée

Banque européenne d'investissement

- Alain TERRAILLON, directeur de la BEI en Turquie

Agence Française de Développement

- Régis MARODON, directeur de l'AFD en Turquie

Entreprise SANKO Holding

- Zeki KONUKOGLU, vice-président
- Oguzhan GURDOGAN, conseiller du vice-président

Entreprise SABANCI Holding

- Volkan KARA, vice-président exécutif stratégie groupe et planification
- Hakan AKBAS, directeur stratégie groupe et planification

Bilgin ENERJI

- Vehbi BILGIN, président de l'association des industriels dans le domaine de l'éolien et de l'hydraulique

Polat Energy

- Alkim BAG, responsable coordination projets

GFD-SUEZ

- Jacques GAUTIER, responsable du développement, Europe centrale et Europe de l'Est

Déplacement en Tunisie

Ambassade de France à Tunis / Mission économique

- Serge DEGALLAIX, ambassadeur de France en Tunisie
- Bertrand FURNO, conseiller économique et commercial, chef des services économiques
- Florence BOUYALA-IMBERT, adjointe au chef de mission
- Beltram DUMONTIER, attaché sectoriel énergie à la mission économique

Ministère de l'industrie, de l'énergie et des petites et moyennes entreprises

- Afif CHELBI, Ministre de l'industrie, de l'énergie et des petites et moyennes entreprises
- Abdelaziz RASSAA, Secrétaire d'État chargé de l'énergie renouvelable et des industries alimentaires

Ministère de l'environnement et du développement durable

- Nadhir HAMADA, Ministre de l'environnement et du développement durable
- Dali NAJEH, directeur général du ministère de l'environnement et du développement durable

Ministère du développement et de la coopération internationale

- Nawele Ben Romdhane DHRIF, directrice générale de la coopération financière régionale en charge des projets UpM
- Lotfi TRIFA, directeur général de la coopération bilatérale

Société Tunisienne pour l'électricité et le gaz (STEG)

- Othman BEN ARFA, président directeur général

Agence Nationale pour la maîtrise de l'énergie (ANME)

- Ayadi BEN AISSA, directeur général

Délégation de la Commission européenne à Tunis

- Françoise MILLECAM, chef de coopération
- Massimo MINA, premier secrétaire
- Giulia BUSCOSI, environnement et développement rural

GTZ, coopération technique allemande en Tunisie

- Hansjoerg MUELLER, chef de mission
- Ulrich LAUMANNNS, expert projet

Banque Mondiale

- Wolfgang EICHHAMMER, Physicien à l'institut Fraunhofer sur les systèmes et l'innovation, expert sur le solaire à concentration pour la banque mondiale

Banque Européenne d'Investissement

- Diederick ZAMBON, directeur de la BEI en Tunisie

Agence Française de Développement

- Roger GOUDIARD, directeur de l'AFD en Tunisie
- Cyrille BELLIER, directeur adjoint de l'AFD en Tunisie

Banques commerciales

- Christian PEHUET, représentant général de Calyon en Tunisie
- Hervé FLIPO, directeur de BTK – Financière Océor (groupe Caisse d'Épargne) en Tunisie
- Fabien RIGUET, directeur de la banque entreprises de l'UBCI, groupe BNP-PARIBAS

SOLAR Technology

- Hassen TAHA, directeur général

Agence de Promotion de l'investissement extérieur

- Néjib BOURAOUI, directeur principal

Banque Africaine de développement

- Emmanuel CARRERE, administrateur pour la France
- Hassan Ali KHEDR, administrateur pour l'Égypte
- Abdelhak BENALLEGUE, administrateur pour l'Algérie
- Abdelmajid MELLOUKI, conseiller de l'administrateur pour le Maroc et la Tunisie
- Sami ELBASSER, conseiller de l'administrateur pour la Lybie et la Mauritanie
- Sebastian VIET, économiste de l'environnement
- Tijani NAJEH, économiste principal pour la Mauritanie
- Natsuko OBAYASHI, économiste Tunisie
- Mohamed HASSAN, chargé d'investissement secteur privé

ANNEXE III

**MODÉLISATION MACROÉCONOMIQUE DU PSM
OUTILS FINANCIERS À DISPOSITION POUR LE PSM
MODÉLISATION MICROÉCONOMIQUE DES CENTRALES**

SOMMAIRE

I. LE PSM REPRÉSENTERA 10% DES CAPACITÉS ADDITIONNELLES RÉGIONALES D'ICI 2020	1
A. UNE DEMANDE EN EXPLOSION AU SUD DE LA MÉDITERRANÉE	1
B. UN DÉPLOIEMENT TECHNOLOGIQUE INCERTAIN QUI CONDUIT À ENVISAGER PLUSIEURS SCÉNARIOS	2
C. UN PLAN D'INVESTISSEMENT TRÈS AMBITIEUX, DONT LE SURCÔÛT DE PRODUCTION PEUT ÊTRE DILUÉ DANS LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE RÉGIONAL	4
1. <i>Des incertitudes assez fortes sur l'évolution des paramètres technico-économiques des centrales</i>	4
2. <i>Un coût d'investissement de 30 à 50 Mds€ très dépendant des choix et des évolutions technologiques</i>	8
3. <i>Un surcoût global de production sensible en valeur absolue mais qui reste relativement faible par rapport au marché énergétique régional</i>	11
II. LE FINANCEMENT DU PSM APPELLE UNE FORTE MOBILISATION DES BAILLEURS PUBLICS DANS LA PREMIÈRE PHASE	14
A. LA RENTABILISATION DES PROJETS DU PSM SUPPOSE UN SOUTIEN FINANCIER	14
B. DES SOURCES FINANCIÈRES VARIÉES À DISPOSITION	15
1. <i>Un réservoir de fonds propres disponible si le PSM apporte une rentabilité suffisante</i>	15
2. <i>Des prêts de bailleurs publics en quantité suffisante pour la première phase, avec des conditions très avantageuses</i>	17
3. <i>Un petit nombre d'outils concessionnels disponibles peuvent avoir un impact majeur sur le développement du PSM</i>	21
4. <i>Des conditions très difficiles pour les prêts commerciaux à court terme mais une ressource indispensable pour le développement à grande échelle du PSM</i>	26
C. LES CRÉDITS CARBONE : UN OUTIL POUR AMÉLIORER LA RENTABILITÉ DES PROJETS	26
1. <i>Développer les mécanismes de développement propre (MDP) encore peu utilisés dans la région</i>	26
2. <i>La question centrale de l'additionnalité du projet</i>	27
3. <i>Un mécanisme compatible avec le paquet énergie-climat sous réserve du respect de l'additionnalité</i>	29
4. <i>Un potentiel de financement intéressant pour améliorer la rentabilité des projets</i>	31
D. QUELQUES RESSOURCES EN SUBVENTION QUI POURRAIENT AIDER AU FINANCEMENT DES PROJETS LES PLUS INNOVANTS ET DES ÉTUDES DE FAISABILITÉ	32
1. <i>Le programme SET Plan de la Commission européenne pour les projets les plus innovants</i>	33
2. <i>La facilité d'investissement de voisinage</i>	33
3. <i>De multiples dispositifs dispersés pour financer des études de faisabilité</i>	34
E. AU-DELÀ DES FINANCEMENTS, UN ACCÈS PRIVILÉGIÉ AUX GARANTIES MULTILATÉRALES OU BILATÉRALES DOIT ÊTRE INTÉGRÉ AU PSM	34
1. <i>Une meilleure gestion des risques permet d'obtenir un financement moins cher</i>	34
2. <i>Une garantie sur les flux financiers exigée par les prêteurs</i>	35
3. <i>Des outils existent pour prendre en charge le risque politique</i>	36
F. DONNER UNE IMPULSION AU PSM AVEC LES BAILLEURS PUBLICS POUR ATTIRER LES FINANCEMENTS PRIVÉS DANS LA DEUXIÈME PHASE DU PLAN	36

III. UNE MODÉLISATION ÉCONOMIQUE DES CENTRALES PERMET D'IDENTIFIER LES PLAGES DE RENTABILITÉ ET DE DETERMINER L'ÉQUILIBRE DES INTERVENTIONS NORD-SUD..... 38

A. UN MODÈLE SIMPLIFIÉ QUI FOURNIT LES PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DES TAUX DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT EXIGÉS.....	38
1. Des paramètres industriels agrégés identiques à la partie macroéconomique.....	38
2. Des paramètres financiers qui permettent de balayer le spectre d'intervention des bailleurs publics et privés.....	39
3. Un calcul en euros courants avec intégration des paramètres fiscaux.....	40
4. Une possibilité d'inclure des externalités carbone.....	40
5. Un modèle qui calcule des flux financiers, un coût moyen de production et le prix auquel vendre l'électricité selon le TRI exigé.....	40
B. UNE SENSIBILITÉ DU PRIX DIFFÉRENTE SELON LA TECHNOLOGIE ADOPTÉE.....	41
1. Un prix de l'électricité CSP très sensible au coût d'investissement et à la composition du financement.....	42
2. Un prix de l'électricité photovoltaïque très sensible au coût d'investissement et à la composition du financement.....	45
3. Un impact important du prix du carbone sur le prix de l'électricité éolienne.....	47
4. L'éolien peut être compétitif sur le marché, tandis que le solaire demande une combinaison d'efforts pour s'en rapprocher.....	48
C. LES PLAGES DE RENTABILITÉ DES CENTRALES DÉPENDENT ÉTROITEMENT DES CONDITIONS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CONDITIONS DE FINANCEMENT.....	49
1. Lorsque les exportations sont impossibles un effort important devra être pris en charge par le pays hôte.....	49
2. Lorsque les exportations sont possibles la plage de rentabilité des centrales laisse beaucoup plus d'espace pour la négociation.....	50
D. UN ÉQUILIBRE ENTRE LE NORD ET LE SUD EST POSSIBLE SELON LES CONDITIONS DE LA NÉGOCIATION.....	57
1. Coopération négative : partager les surcoûts de production mène à une impasse.....	57
2. Coopération positive à l'échelle du projet : partager équitablement les gains sur l'ensemble de la production conduit à un prix européen fixe.....	58
3. Coopération positive en marginal : partager les gains relativement à sa consommation conduit à une diminution conjointe des prix au Nord et au Sud.....	60
4. Une absence de coopération conduit à tout exporter.....	61
5. Le partage des gains entre le Nord et le Sud donne des résultats différents selon le scénario de négociation suivi.....	62
6. Des résultats qui peuvent être étendus à une agrégation de projets.....	63
E. L'ATTEINTE DES OBJECTIFS STRATÉGIQUES DU PSM IMPOSE UNE RÉGULATION.....	65
1. Un environnement économique profondément déséquilibré.....	65
2. Un plafond d'exportation permet une régulation simple du système.....	66
3. Cette régulation doit se décliner à trois niveaux : PSM, États, projets.....	68

Fichiers joints :

- fichier Excel « modèle macroéconomique du PSM »
- fichier Excel « modèle microéconomique des centrales »

I. LE PSM REPRÉSENTERA 10% DES CAPACITÉS ADDITIONNELLES RÉGIONALES EN 2020

A. Une demande en explosion au sud de la Méditerranée

Alors que la consommation d'énergie par habitant est aujourd'hui trois fois et demie plus faible au Sud qu'au Nord de la Méditerranée, les facteurs de croissance sont en revanche nettement plus forts, sous l'effet notamment de la démographie et de l'accroissement du niveau de vie. C'est ainsi que selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME), la demande énergétique devrait croître de 4,8% par an d'ici 2020 sur les rives Sud et Est¹, contre 1,3% au Nord², et la demande d'électricité de 6,0%, contre 1,7%.

À cet horizon, la région devra se doter de capacités additionnelles de production de 191 GW (106 dans le Sud et l'Est et 85 dans le Nord), alors qu'elles s'élèvent à 424 GW aujourd'hui (103 au Sud et 321 au Nord)³.

Tableau 1 : Capacité de production et production annuelle d'électricité dans le bassin méditerranéen

	Capacité de production	Production annuelle	Consommation
Rive Nord 2005	321 GW	1380 TWh	6471 kwh/pc ⁴
Rive Nord 2020	406 GW	1780 TWh	8815 kwh/pc
Rives Sud et Est 2005	103 GW	500 TWh	1862 kwh/pc
Rives Sud et Est 2020	209 GW	1000 TWh	3077 kwh/pc

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008

L'installation de ces nouvelles capacités va doubler la production annuelle d'électricité au Sud et à l'Est, pour la porter à 1 000 TWh et va augmenter à la production de près de 30% au Nord.

La part des énergies renouvelables, hors hydroélectricité, est encore très faible puisqu'elle atteint 1 GW au Sud et à l'Est et 19 GW au Nord, comptant pour moins de 3% de la production totale autour de la Méditerranée.

Les prévisions de l'OME prévoient une forte percée des énergies renouvelables (ENR) sur la rive Nord avec une capacité multipliée par un facteur 4 et un décollage sur les rives Sud et Est avec la mise en service de 13 GW d'énergies renouvelables.

Tableau 2 : Capacité de production et production d'ENR dans le bassin méditerranéen

	Capacité de production	Production annuelle
Rive Nord 2005	19 GW	51 TWh
Rive Nord 2020	73 GW	96 TWh
Rives Sud et Est 2005	1 GW	2 TWh
Rives Sud et Est 2020	14 GW	33 TWh

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008

Le plan solaire méditerranéen intervient donc dans un secteur de l'électricité en forte croissance, avec un besoin d'investissement très important d'ici 2020. L'objectif affiché de création de 20 GW supplémentaires d'ici 2020 outrepassé les prévisions de l'OME et va donc nécessiter une impulsion politique plus forte pour être réalisé.

¹ Pays du Sud et de l'Est : Maroc, Algérie, Tunisie, Lybie, Égypte, Jordanie, Israël, Territoires palestiniens, Syrie, Liban, Turquie.

² Pays du Nord : Portugal, Espagne, France, Italie, Albanie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Macédoine, Serbie, Slovaquie, Grèce, Malte, Chypre.

³ Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008.

⁴ Consommation électrique annuelle par habitant.

Tableau 3 : Objectifs en matière d'ENR fixés par les États du Sud et de l'Est de la Méditerranée à moyen terme

Pays	Eolien	Solaire	Observation
Algérie	100 MW	175 MW	Objectif 2015
Égypte	850 MW	160 MW	Objectif 2010 ; Objectif 2020 = 7 200 MW d'éolien
Maroc	1 200 MW		Objectif 2012
Tunisie	205 MW		Objectif 2011
Turquie	2% de l'électricité		Objectif 2010 ; Entre 2006 et 2012, + 926 MW d'ENR

Source : Observatoire méditerranéen de l'énergie

À ce stade, le recensement par l'OME des investissements prévus par les pays d'ici 2012 atteint environ 3 600 MW de production ENR supplémentaire. On note une forte prépondérance des projets éoliens ainsi que certaines opérations pilotes sur les centrales solaires.

B. Un déploiement technologique incertain qui conduit à envisager plusieurs scénarios

La déclaration finale du 13 juillet 2008 sur le plan solaire méditerranéen et la déclaration finale de la conférence des ministres des affaires étrangères à Marseille le 4 novembre 2008 mentionnent le PSM comme un plan de développement d'énergies de substitution pour leur commercialisation mais elles ne donnent aucun détail sur les technologies concernées ni sur l'objectif quantifié de production.

La cible de 20 GW apparaît dans la position franco-allemande préparée en août 2008 qui indique que toutes les technologies seront considérées et que le solaire jouera un rôle clef.

À la lumière des premiers projets reçus pour le plan d'action immédiat et des plans d'investissement dans les ENR recensés par l'OME, il semble que trois technologies se détachent pour participer au PSM : le solaire à concentration (CSP), le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien.

Il est difficile de prévoir quelle technologie sera majoritaire d'ici 2020 car l'innovation, la compétition industrielle et la qualité des gisements dans le bassin méditerranéen pourraient changer considérablement les conditions technico-économiques dont nous avons connaissance en 2009.

Ainsi, quatre scénarios théoriques différents peuvent être analysés pour étudier les conditions macroéconomiques de déploiement du PSM. Ces quatre scénarios sont bâtis avec les hypothèses communes suivantes :

- l'éolien, le solaire à concentration et le solaire photovoltaïque seront les seules technologies déployées à grande échelle grâce au PSM ;
- l'installation de nouvelles capacités de production d'ENR sera croissante d'ici 2020 pour toutes les technologies ;
- dès 2010, quelques centaines de MW seront construits dans le cadre du plan d'action immédiat ;
- parmi les technologies solaires, le solaire à concentration sera développé davantage que le photovoltaïque étant donné ses coûts plus avantageux ; cependant, sur les deux premières années, les installations de centrales PV seront prédominantes car les délais de réalisation sont plus rapides.

Les deux premiers scénarios sont des scénarios limites pour lesquels un choix technologique est opéré, soit sur le solaire (scénario « solaire ++ »), soit sur l'éolien (scénario « éolien ++ »). Ils ne correspondent pas à ce qui est attendu du PSM mais donnent une idée des coûts globaux attendus sur chaque technologie.

Les deux autres scénarios prévoient un développement parallèle de toutes les technologies avec une prépondérance 2/3-1/3 pour l'éolien dans le scénario « éolien + » et 2/3-1/3 pour le solaire dans le scénario « solaire + ».

Tableau 4 : Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés

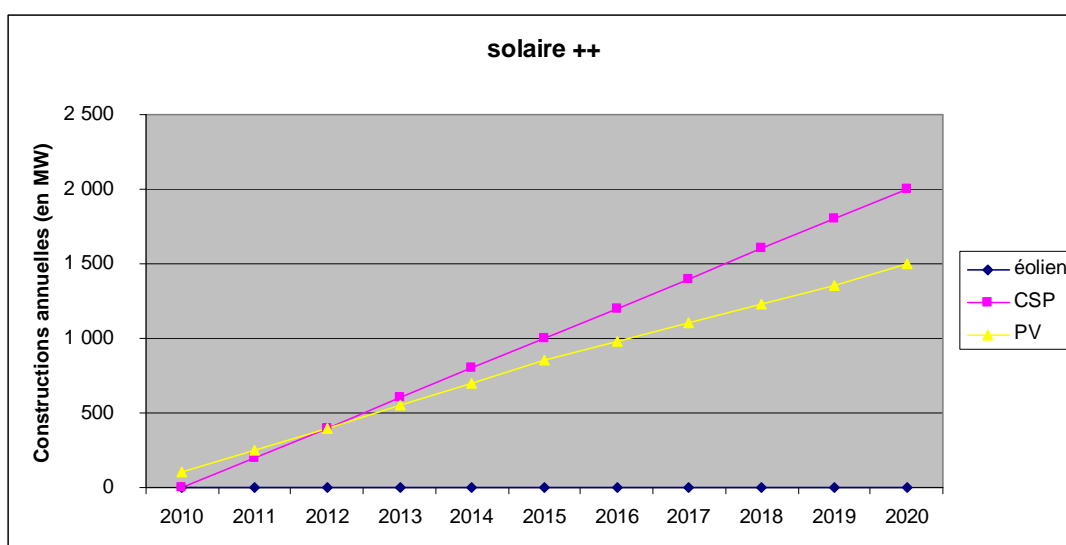
Scénario	Total des capacités éoliennes installées	Total des capacités PV installées	Total des capacités CSP installées
Solaire ++	0 MW	9 000 MW	11 000 MW
Éolien ++	20 000 MW	0 MW	0 MW
Solaire +	7 000 MW	5 200 MW	7 800 MW
Éolien +	13 000 MW	3 100 MW	3 900 MW

Source : Mission IGF-CGIET

Le ratio CSP/PV dans les scénarios « solaire + » et « éolien + » est légèrement différent, 1,5 contre 1,25, en faisant l'hypothèse qu'un développement plus massif des technologies solaires incitera davantage les investisseurs à opter pour la technologie la moins chère, donc le CSP.

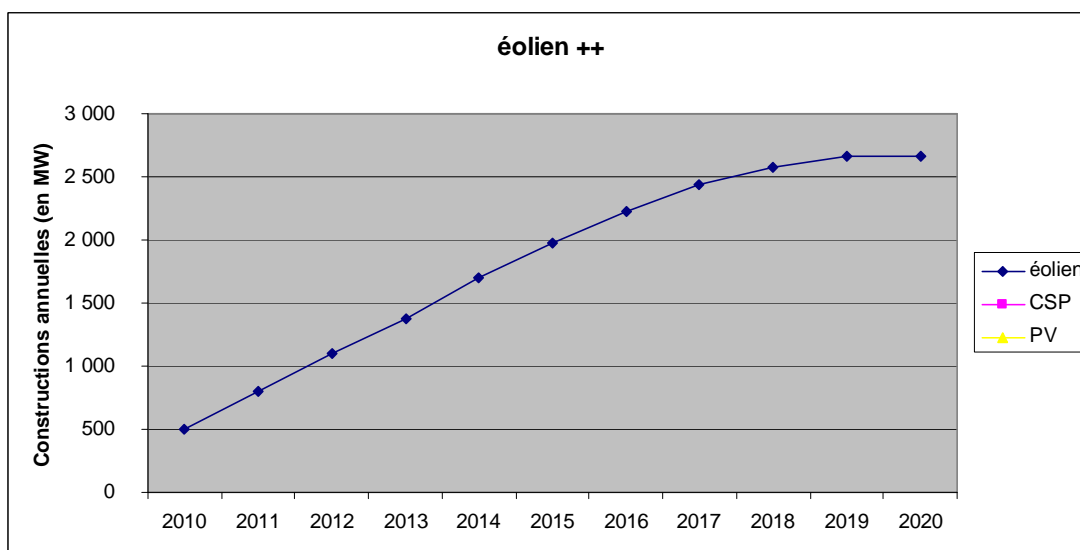
Les graphes présentés ci-dessous montrent, pour chaque année du plan, la capacité additionnelle de production construite sur chaque technologie.

Graphique 1 : Déploiement des capacités additionnelles de production pour le scénario « solaire ++ »



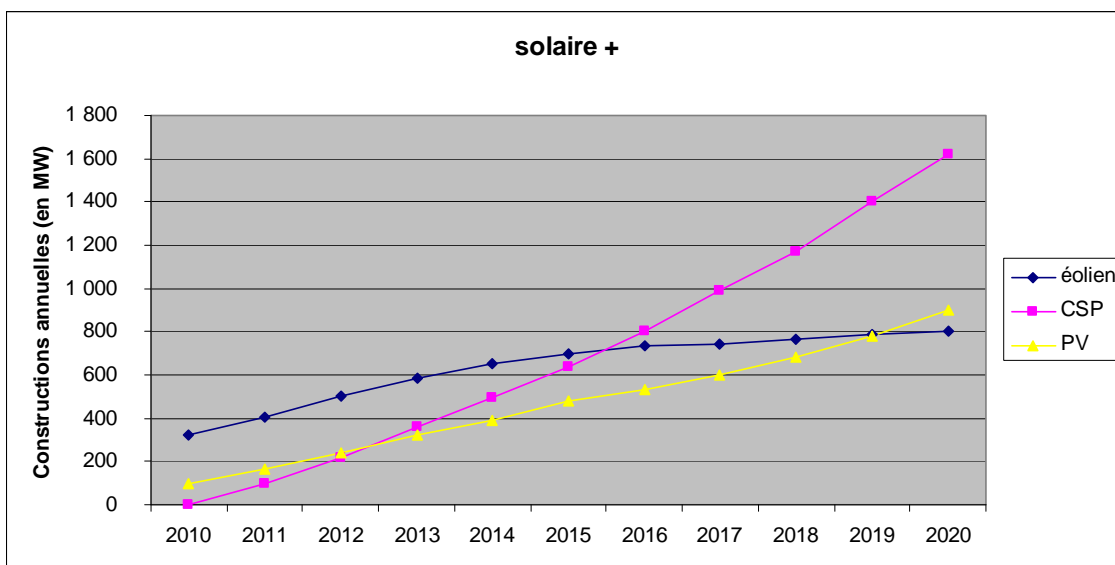
Source : Mission IGF-CGIET

Graphique 2 : Déploiement des capacités additionnelles de production pour le scénario « éolien ++ »



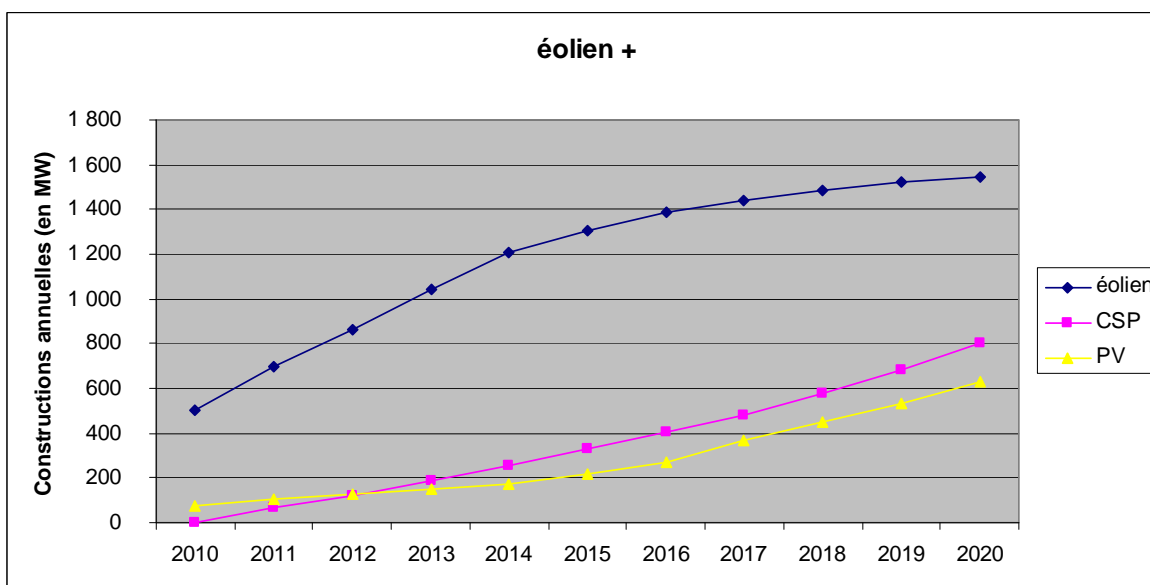
Source : Mission IGF-CGIET

Graphique 3 : Déploiement des capacités additionnelles de production pour le scénario « Solaire + »



Source : Mission IGF-CGIET

Graphique 4 : Déploiement des capacités additionnelles de production pour le scénario « Eolien + »



Source : Mission IGF-CGIET

C. Un plan d'investissement très ambitieux, dont le surcoût de production peut être dilué dans le marché électrique régional

1. Des incertitudes assez fortes sur l'évolution des paramètres technico-économiques des centrales

Pour calculer le coût de déploiement du PSM et les ressources nécessaires pour financer l'investissement global, des hypothèses sur les coûts des technologies et leur évolution jusqu'en 2020 ont été formulées.

a) Coût d'investissement et prix de l'électricité

Pour mener à bien cet exercice de prospective, plusieurs sources publiques et privées ont été comparées pour déterminer des coûts moyens en ligne avec les prévisions des acteurs du marché. Les tableaux ci-dessous synthétisent les données récupérées auprès des associations de professionnels, de la DGEC, et de sources académiques (Académie des technologies et laboratoire PROMES/CNRS).

Tableau 5 : Coût et évolution des technologies PV cristallin

Source	Prix du Wc ⁵ à l'investissement	Prix du Wc estimé en 2020	Prix au MWh en 2008	Prix au MWh estimé en 2020
Académie des technologies ⁶	Entre 2 et 3,6 €/Wc (2008)	-20% à chaque doublement de la production cumulée	De 200 à 400 €/MWh en France	De 150 à 300 €/MWh en France
EPIA ⁷	4 €/Wc (2008)	2 €/Wc	Entre 250 €/MWh et 300 €/MWh	Entre 120 et 150 €/MWh
DGEC ⁸	3,8 à 4 €/Wc (2012)	2,8 à 2,9 €/Wc	228 à 283 €/MWh	171 à 206 €/MWh

Seule la technologie cristalline a été considérée pour le développement des centrales photovoltaïques car c'est l'option la plus mature pour laquelle des données sur la courbe d'expérience existent. Cependant, une pénurie temporaire dans la production de silicium a renchéri les panneaux photovoltaïques ces derniers mois et a brouillé la tendance globale de diminution des coûts.

Les différentes sources donnent des prix du watt crête très proches, à l'exception de la fourchette basse de l'académie des technologies. Les gains attendus pour 2020 sont par contre très différents avec une industrie qui prévoit une baisse des coûts de 5%/an alors que la DGEC est plutôt dans la fourchette de 2,5 à 3%/an. Ces différences se retrouvent dans les prix du MWh.

Dans les simulations faites pour calculer l'impact financier global du PSM, le prix du Wc est pris égal à 4 €, le prix du MWh à 250 € et les gains attendus varient de 2,5 à 5% par an.

Tableau 6 : Coût et évolution des technologies CSP avec stockage de courte durée

Source	Prix du W en 2008	Prix du W estimé en 2020	Prix au MWh en 2008	Prix au MWh estimé en 2020
Académie des technologies ⁹	3,9 \$/W aux USA			
ESTELA ¹⁰	4 €/W	- entre 2 et 5% par an	Entre 150 et 200 €/MWh	Entre 100 et 150 €/MWh
PROMES/CNRS	3,5 €/W	- 11 à 25% d'ici 2015	Entre 150 et 160 €/MWh	Entre 120 et 140 €/MWh

La filière CSP est beaucoup moins développée que la filière PV à ce jour. Aussi est-il plus difficile de préciser la courbe d'expérience attendue et d'avoir une idée fiable sur les coûts du marché pour ces centrales. De plus, de nombreuses technologies se font concurrence : cylindro-paraboliques, à tour, Stirling, hybrides, avec ou sans stockage..., avec des coûts très différents. Les données ci-dessus font référence aux technologies les plus matures (cylindro-paraboliques et à tour) avec un stockage de courte durée (~ 3 heures) permettant de servir le pic de consommation dans les pays du Sud.

⁵ Watt crête (Wc) : puissance maximale délivrée par 1m² de panneaux, à 25°C, sous un ensoleillement de 1 000W/m².

⁶ Les perspectives de l'énergie solaire en France, juillet 2008.

⁷ European Photovoltaic Industry Association, ensoleillement MENA.

⁸ Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008 ; centrales entre 0,3 et 10MWc, ensoleillement sud de la France.

⁹ Les perspectives de l'énergie solaire en France, juillet 2008.

¹⁰ European Solar Thermal Electricity Association pour la région MENA.

Les prix du W sont relativement comparables tout comme les fourchettes d'évolution des prix. **Dans les simulations faites pour calculer l'impact financier global du PSM, le prix du W est pris égal à 3,5 €, le prix du MWh à 160 € et les gains attendus varient de 2,5 à 5% par an.**

Tableau 7 : coût et évolution technologies éoliennes

Source	Prix du W	Prix du W estimé en 2020	Prix au MWh en 2008	Prix au MWh estimé en 2020
Académie des technologies ¹¹			50 à 80 €/MWh	
EAWC ¹²	1 €/W (2007, turbine)	-2,5% par an	80 €/MWh	60 €/MWh
GWEC ¹³	1,3 €/W (2008)	1,1 €/W		
DGEC ¹⁴	1,3 €/W (2012)	1,1 €/W	Entre 62 et 74 €/MWh	Entre 52 et 62 €/MWh

Les éoliennes terrestres ont fait l'objet d'un déploiement massif ces dernières années, notamment en Europe. Leur coût a diminué régulièrement avec l'augmentation de la production avant de repartir à la hausse ces trois dernières années pour cause de renchérissement des matières premières et d'une forte tension sur l'équilibre entre l'offre et la demande. Ainsi, l'étude de 2004 sur les coûts de référence de la production électrique de la DGEC prenait en compte un coût d'investissement beaucoup plus faible de 0,92 €/W.

Les données recueillies, tant sur le prix d'investissement que sur les coûts de production, convergent. Les gains attendus avoisinent 2%/an.

Dans les simulations faites pour calculer l'impact financier global du PSM, le prix du W est pris égal à 1,3 €, le prix du MWh à 75 € et les gains attendus sont fixés à 2% par an.

b) Facteur de capacité

Par ailleurs, la quantité d'électricité produite par une unité d'énergie renouvelable dépend de la qualité du gisement solaire ou venteux du lieu d'installation de la centrale. Cette qualité est synthétisée par un paramètre, le facteur de capacité, qui donne le ratio entre la production moyenne réelle sur un an et la production théorique si la centrale fonctionnait 100% du temps à puissance nominale sur l'année.

Le facteur de capacité est très variable d'un site à l'autre, notamment pour l'éolien. Les deux graphes ci-dessous donnent les valeurs de ce paramètre selon la vitesse du vent pour l'éolien, et selon les années pour le photovoltaïque. Le crédit de capacité, également représenté ci-dessous, indique la production minimale que la centrale éolienne peut produire à tout moment avec une très forte probabilité. Il n'est pas utilisé dans le présent rapport.

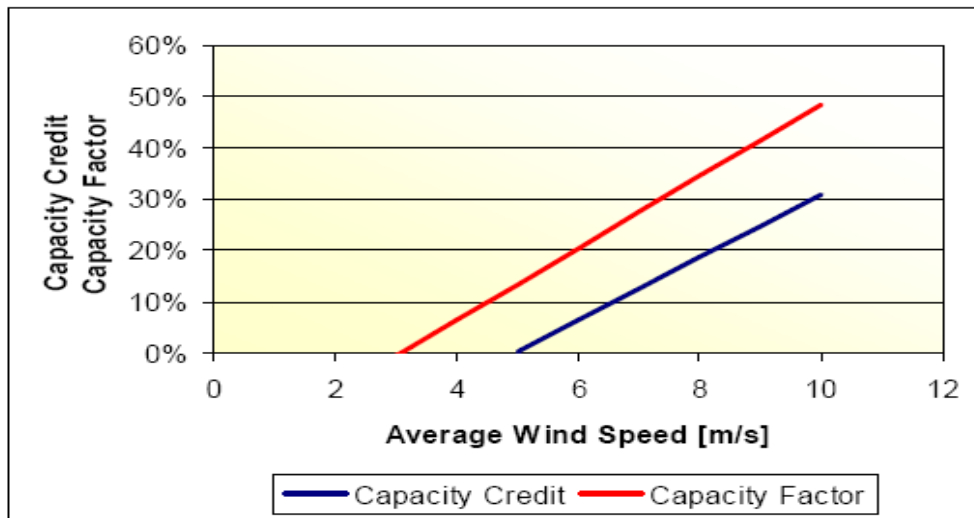
¹¹ Perspectives sur l'énergie au 21^{ème} siècle, octobre 2008.

¹² European academy of Wind Energy, 2008.

¹³ Global Wind Energy Council.

¹⁴ Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008.

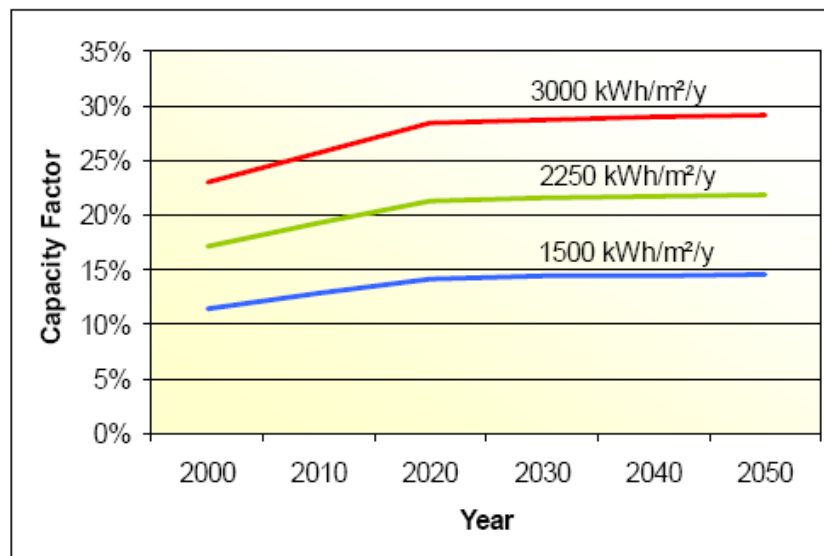
Graphique 5 : Facteur de capacité éolien en fonction de la vitesse moyenne du vent



Source : Concentrating solar power for the Mediterranean region, MED-CSP, German Space Agency (DLR), 2005

Les meilleurs sites marocains et égyptiens peuvent atteindre des facteurs de capacité de 40% (Global Wind Energy Report 2008). Cependant, dans le cadre d'un déploiement massif de l'éolien grâce au PSM, tous les projets ne pourront profiter de telles conditions. **Un facteur de capacité moyen de 30% est donc retenu pour les simulations.**

Graphique 6 : Facteur de capacité PV en fonction de l'irradiation des sites



Source : Concentrating solar power for the Mediterranean region, MED-CSP, German Space Agency (DLR), 2005

La plupart des champs solaires au Sud et à l'Est de la Méditerranée bénéficient d'irradiations comprises entre 2 200 et 2 800 kWh/m²/an. En reportant ces valeurs sur le graphique ci-dessus, **on obtient un facteur de capacité moyen de l'ordre de 22%, qui est retenu pour les simulations.**

Pour les technologies CSP, les capacités de stockage permettent d'étendre la période de production d'électricité et d'augmenter le facteur de capacité. Selon les données fournies par le laboratoire PROMES/CNRS, une centrale à tour avec un stockage de 3 heures a **un facteur de capacité de 33%**. Cette valeur est retenue pour les simulations.

Tableau 8 : Récapitulatif des paramètres technico-économiques retenus pour les simulations

Technologie	Coût d'investissement	Coût du MWh	Gains attendus/an	Facteur de Capacité
PV	4 €/W	250 €	Fourchette basse : 2,5% Fourchette haute : 5%	22%
CSP	3,5 €/W	160 €	Fourchette basse : 2,5% Fourchette haute : 5%	33%
Eolien	1,3 €/W	75 €	2%	30%

Source : Mission IGF-CGIET

Enfin, un facteur d'actualisation nominal de 5%, représentant le taux d'actualisation pour la collectivité, est retenu pour actualiser les flux financiers dans les simulations. L'inflation a été fixée à 2%.

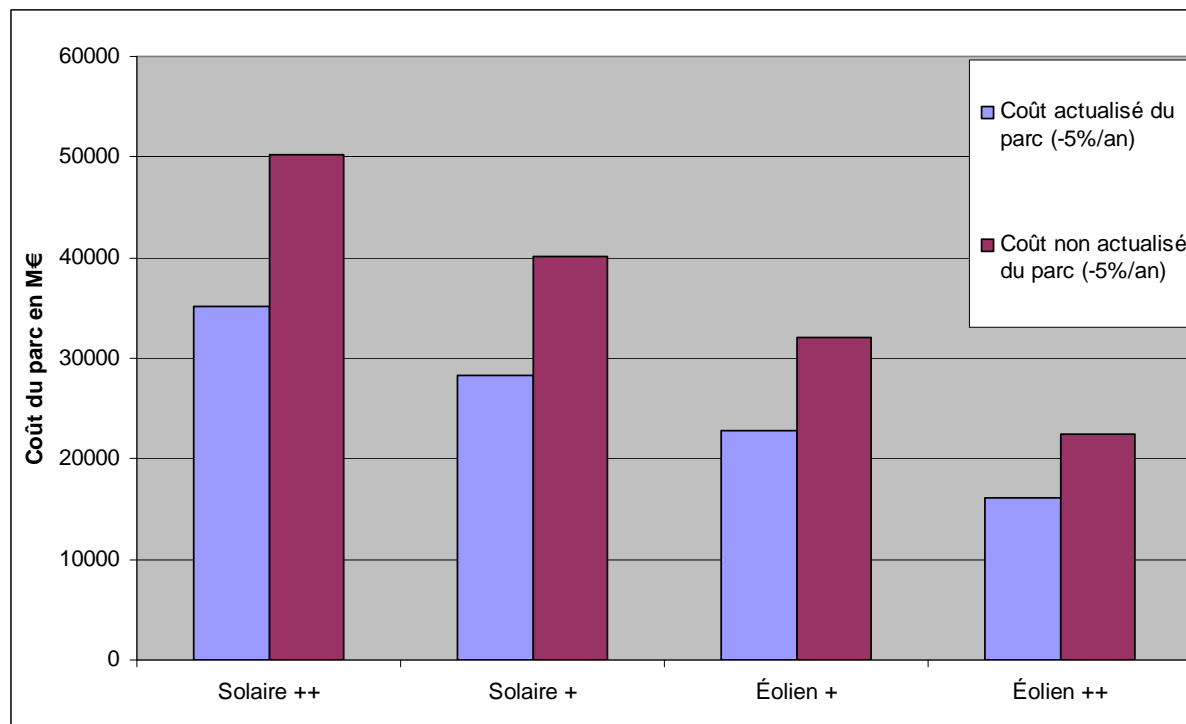
2. Un coût d'investissement de 30 à 50 Mds€ très dépendant des choix et des évolutions technologiques

a) Coût global du parc

Un modèle global du PSM a été élaboré sous forme de fichier Excel pour cerner les enjeux macroéconomiques du plan. Il reprend les quatre scénarios d'évolution et les paramètres technico-économiques définis précédemment pour calculer le coût global d'investissement, la production d'électricité totale, et le surcoût global de production par rapport à un scénario de référence carboné. Le modèle applique le même taux annuel de diminution des coûts aux investissements et aux coûts du MWh.

Le graphique ci-dessous montre les coûts globaux d'investissement du parc de centrales ENR, en prenant en compte les paramètres technico-économiques spécifiés précédemment et la fourchette haute pour l'évolution des technologies solaires (-5%/an).

Graphique 7 : Coût d'investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET

Les coûts d'investissement du parc de 20GW dépendent étroitement de la répartition des technologies installées en 2020. Ainsi, alors que le coût du parc composé uniquement d'éoliennes est de 22,5 Mds€ non actualisé, ce dernier atteint 50,2 Mds€ pour un parc uniquement solaire. Le report en fin de programme de la majorité des investissements permet de tirer un profit considérable de la diminution des coûts des technologies. Par exemple, si les 20 GW devaient être construits en 2009, le coût se situerait entre 70 et 80 Mds€ pour le solaire.

Etant donné l'intensité capitalistique plus faible de l'éolien par rapport au solaire, **on note une nette diminution du coût du parc avec l'augmentation de la part d'éolien dans la composition du mix énergétique.**

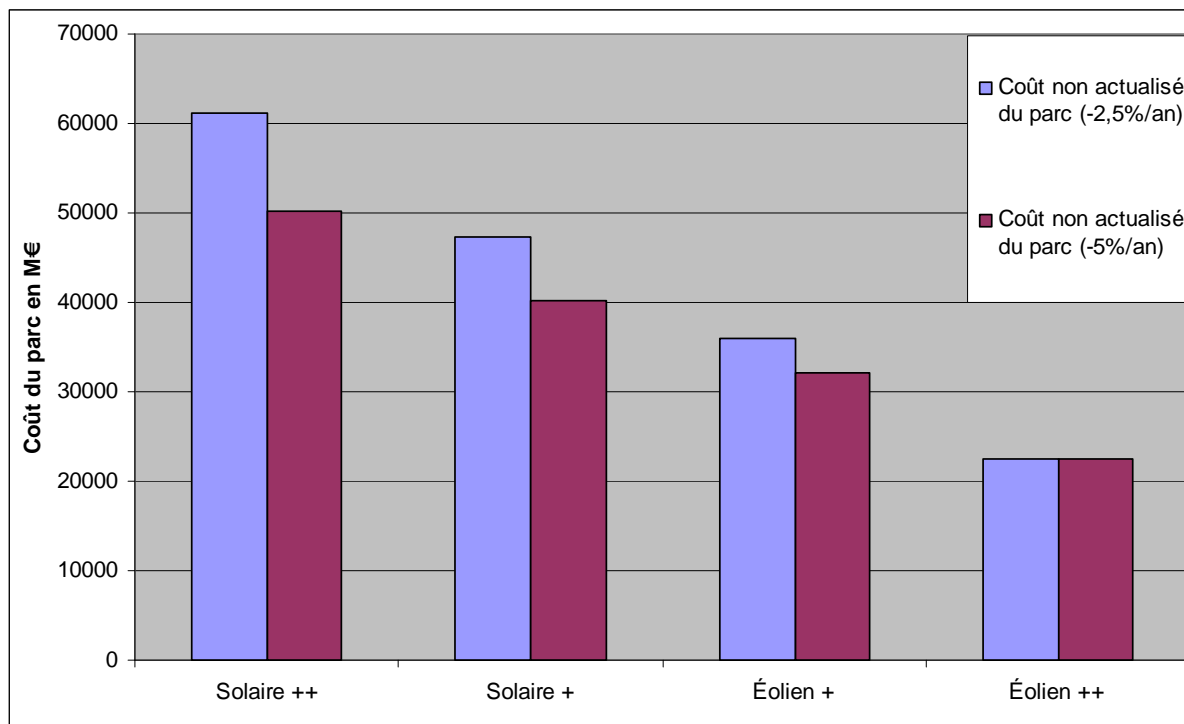
En actualisant les investissements au taux de 5%, on trouve un coût équivalent variant de 16 Mds€ à 35 Mds€ selon la composition du parc. **Le report des investissements en fin de période permet de diminuer sensiblement le coût actualisé.**

Les deux scénarios intermédiaires, de loin les plus probables, affichent un coût non actualisé allant de 32,1 Mds€ à 40,1 Mds€, ce qui représente un investissement massif.

b) Importance des évolutions technologiques sur le coût du parc

Alors que pour l'éolien, les prévisions recensées de diminution des coûts avoisinent toutes 2%/an, la technologie solaire fait l'objet de conjectures plus aléatoires avec un taux de diminution qui varie de 2,5% à 5%. Le graphique suivant montre l'impact de ce paramètre sur le coût global du parc.

Graphique 8 : Coût d'investissement du parc de 20 GW en fonction du taux d'évolution des technologies solaires (-2,5%/an et -5%/an)



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET

L'augmentation du coût du parc liée à une division par deux du taux d'évolution des technologies solaires varie de 12,5% pour le scénario « éolien + » à 21,9% pour le scénario « solaire ++ ».

Les deux scénarios intermédiaires affichent un coût non actualisé de 36 Mds€ et 46,3 Mds€ pour un taux d'évolution des technologies de 2,5%/an.

La baisse des coûts dans le solaire dépendra de multiples facteurs dont la plupart sont externes au PSM :

- la poursuite des politiques publiques de soutien au PV en Europe qui demeure le marché le plus actif ;
- le développement des marchés PV et CSP aux États-Unis qui pourrait accélérer sensiblement les besoins de production et donc la diminution des coûts sur le long terme ;
- les innovations technologiques qui pourraient amener des gains de productivité importants ;
- le développement du PSM lui-même qui pourrait représenter une large part des investissements mondiaux en solaire à concentration d'ici 2020.

Il est impossible de savoir en 2009 si la dynamique de marché sera assez forte pour atteindre une diminution de 5%/an. On retiendra néanmoins que ce paramètre a un impact financier considérable sur le besoin en investissement du PSM.

3. Un surcoût global de production sensible en valeur absolue mais qui reste relativement faible par rapport au marché énergétique régional

a) Surcoût global de production par rapport aux technologies carbonées

Le modèle développé permet de comparer le surcoût de production de l'électricité renouvelable du PSM par rapport à un scénario de référence où les mêmes 20 GW auraient été produits par des technologies carbonées classiques.

Dans une industrie capitalistique comme celle des centrales ENR, il est important de noter que l'investissement fige la technologie et donc le coût de revient de l'électricité. Les gains de productivité ultérieurs ne concernent pas les centrales déjà réalisées. Le fait de réaliser une centrale avec la technologie disponible l'année N fixe le coût de l'électricité pour les 20 ans de production de cette centrale.

Dans cette optique, le modèle considère que chaque moyen de production construit l'année N bénéficie d'un contrat d'achat de l'électricité pendant 20 ans. Le tarif d'achat est défini pour chaque moyen de production en fonction :

- de la technologie : éolien, PV ou CSP ;
- de l'année N de construction de la centrale ; le tarif d'achat, pour les centrales construites l'année N, est calculé en fonction du coût initial de l'électricité en 2009 pour la technologie considérée auquel est appliqué le coefficient de baisse des coûts chaque année précédent l'année N.

Sur la durée de vie des centrales, les contrats d'achat prévoient une évolution des tarifs en fonction de l'inflation sur 20 ans. Pour une centrale donnée, les tarifs d'achat ne sont pas impactés par les progrès technologiques ultérieurs à la construction de la centrale.

Les coûts de référence des technologies carbonées sont calculés en considérant un scénario de référence où les 20 GW seraient produits grâce à des centrales de type « cycle combiné à gaz ». La prise en compte plus ou moins importante des externalités carbone permet de définir trois scénarios de référence avec un prix du carbone égal à 0 €/tonne, 20 €/tonne et 50 €/tonne.

Tableau 9 : Coûts de production d'un cycle combiné à gaz en fonction du prix du carbone

	Sans CO₂	CO₂ à 20 €/tonne	CO₂ à 50€/tonne
Coût de production	51 €/MWh	58,3 €/MWh	69,3 €/MWh

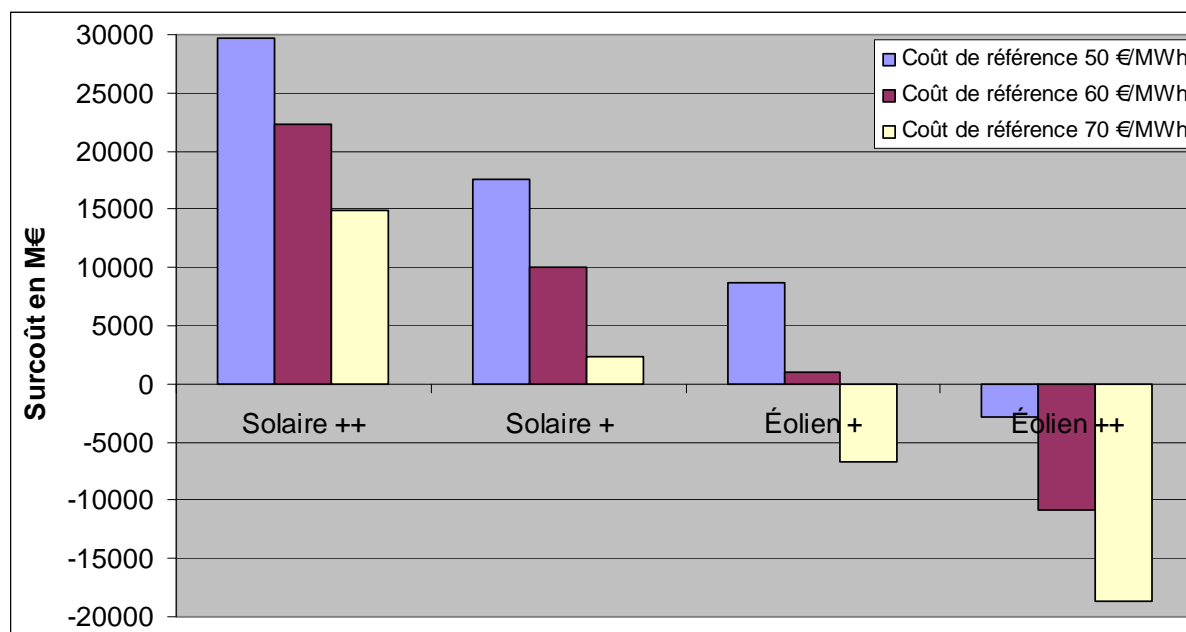
Source : Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008, fonctionnement de 8760 heures/an

Par mesure de simplification, tout en restant très proche des valeurs ci-dessus, nous considérerons trois coûts de référence différents à 50 €/MWh, 60 €/MWh et 70 €/MWh. Dans le modèle, ces coûts de référence évoluent chaque année à la hausse en suivant la règle d'Hotelling qui indique que l'évolution du coût des hydrocarbures est égale au paramètre d'actualisation (+5%/an).

Les contrats d'achat sur 20 ans sont définis selon les mêmes modalités que pour la production renouvelable, avec un tarif d'achat défini l'année de construction de la centrale en fonction de l'évolution à la hausse du coût de référence les années précédentes (+5%/an), puis une évolution avec l'inflation sur la durée du contrat. Cela revient à considérer que le producteur a obtenu un contrat d'approvisionnement sur 20 ans en gaz au moment de la construction de la centrale.

Le surcoût global de production est calculé comme la différence entre la somme actualisée des coûts de production des centrales ENR et la somme actualisée des coûts de production des centrales de référence carbonées (cycles combinés à gaz), sur l'ensemble de la production des 20 GW couverts par des contrats d'achat de 20 ans.

Graphique 9 : Surcoût global de production du PSM par rapport à un scénario carboné



Source : Modèle macroéconomique développé par la Mission IGF-CGIET – diminution des coûts solaires égale à 5%/an

On constate que le surcoût de production varie de façon très forte selon les scénarios de déploiement du PSM et selon la référence prise pour calculer le coût de l'énergie carbonée. On passe ainsi d'un surcoût global de 29,6 Mds€ dans le scénario « solaire ++ » avec une référence à 50 €/MWh à un gain global de 18,6 Mds€ dans le scénario « éolien ++ » avec une référence à 70 €/MWh.

Sans prise en compte des externalités carbone (prix de référence = 50 €/MWh), les trois scénarios à composante solaire conduisent à des surcoûts de production très importants en valeur absolue, qui varient de 8,7 Mds€ à 17,6 Mds€ pour les scénarios intermédiaires. Le scénario tout éolien présente un gain net de 2,9 Mds€ grâce à un coût de production inférieur au coût de référence carboné en fin de période. Si le taux d'évolution des technologies solaires est limité à 2,5%/an, les surcoûts des scénarios intermédiaires sont portés à 13,5 Mds€ et 26,6 Mds€, soit une augmentation de plus de 50%. Les progrès technologiques sont donc déterminants dans l'ampleur des surcoûts du PSM.

Dans tous les cas, une augmentation de la part de l'éolien limite fortement les surcoûts, tout comme une prise en compte accrue des externalités carbone.

Le scénario « éolien + » est intéressant dans la mesure où, pour un coût de référence égal à 70 €/MWh, les surcoûts engendrés par la part solaire du PSM sont couverts par les gains octroyés par le développement majoritaire de l'éolien pour obtenir un gain net de 6,7 Mds€. Sous cette hypothèse, le scénario « solaire + » présente également un surcoût faible de 2,3 Mds€.

b) Comparaison des surcoûts annuels de production au sein du marché

Le marché électrique régional au Sud et à l'Est de la Méditerranée représentera environ 1000 TWh par an en 2020, soit un doublement par rapport à la situation actuelle. Les résultats du modèle pour le déploiement des 20 GW du PSM donnent la production suivante d'ENR à cette échéance :

Tableau 10 : Production d'ENR en 2020 grâce au 20 GW du PSM

	Solaire ++	Solaire +	Eolien +	Eolien ++
Production électrique annuelle	49,1 TWh	50,9 TWh	51,4 TWh	52,6 TWh

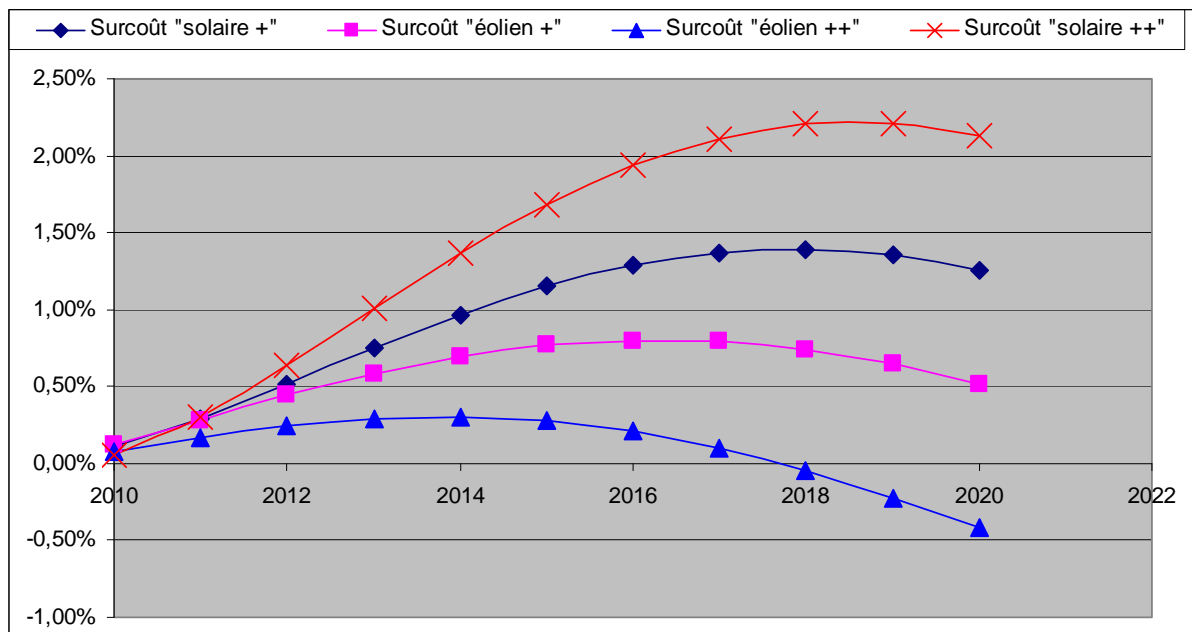
Source : modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET

La production du PSM avoisinera 50 TWh pour tous les scénarios, ce qui représente environ 5% du marché total et 10% de la production additionnelle d'électricité en fin de période.

Le modèle permet également de calculer pour chaque année le rapport entre le surcoût global généré par les capacités renouvelables du PSM et le chiffre d'affaires du marché global de l'électricité sur la région. Pour cela, on considère que le marché croît linéairement entre 2005 et 2020 pour passer de 500 TWh à 1 000 TWh. Le prix moyen de l'électricité sur le marché est égal à 50 €/MWh en 2009 et il augmente de 5%/an comme précédemment (règle de Hotelling).

Les surcoûts engendrés par les capacités ENR sont calculés chaque année selon la même méthode qu'exposé précédemment.

Graphique 10 : Surcoût annuel de l'électricité produite par les capacités PSM par rapport au marché global



Source : Mission IGF-CGIET

Pour tous les scénarios, le surcoût annuel engendré par les 20 GW construits dans le cadre du PSM reste limité par rapport au marché régional de l'électricité. Il varie de -0,4% à 2,1% en 2020 selon la composition technologique des 20 GW.

Ce surcoût augmente avec le temps, au fur et à mesure que les 20 GW sont construits, puis il connaît une inflexion et une décroissance avant 2020 grâce à la combinaison des progrès technologiques et d'un marché régional en constante croissance. On retrouve pour le scénario « éolien ++ » un gain net à partir de 2018 grâce à la compétitivité de l'électricité produite par rapport au prix de référence carboné.

On voit ainsi que si le surcoût global de production est important en valeur absolue, de l'ordre de la dizaine de milliards d'euros sur la totalité du plan, sa dilution dans le marché global de l'électricité permet d'en atténuer la charge sur les consommateurs locaux.

II. LE FINANCEMENT DU PSM APPELLE UNE FORTE MOBILISATION DES BAILLEURS PUBLICS DANS LA PREMIÈRE PHASE

A. La rentabilisation des projets du PSM suppose un soutien financier

En première analyse, le financement des projets se heurte à un problème simple mais redoutable : l'électricité solaire est très chère. D'une part, son coût de production est largement supérieur à toutes les autres formes de production, et d'autre part, les prix de l'électricité sont très largement subventionnés par les États dans les pays du Maghreb et du Machrek. Aucun projet n'est donc rentable sans aide extérieure.

L'énergie éolienne se heurte à la même difficulté, même si son coût de production se rapproche largement du coût de production des énergies carbonées.

Pour résoudre l'impasse de financement et attirer des investisseurs privés, la rentabilité des projets doit être rétablie. Parallèlement, un travail sur les risques et les garanties que peuvent apporter les financeurs internationaux et les États est nécessaire pour abaisser le coût du financement et boucler les tours de table.

Tableau 11 : Outils susceptibles d'améliorer la rentabilité économique des projets

Amélioration de la rentabilité des projets
Tarifs d'achat garantis par le pays producteur
Tarifs d'achat garantis par les pays européens pour l'électricité verte exportée (paquet énergie-climat)
Améliorations techniques (baisse du coût de production)
Fonds carbone, mécanismes de développement propre (Kyoto)
Mécanisme de quotas et certificats verts
Subvention nationale, d'un pays tiers, ou d'une agence multilatérale

Source : Mission IGF-CGIET

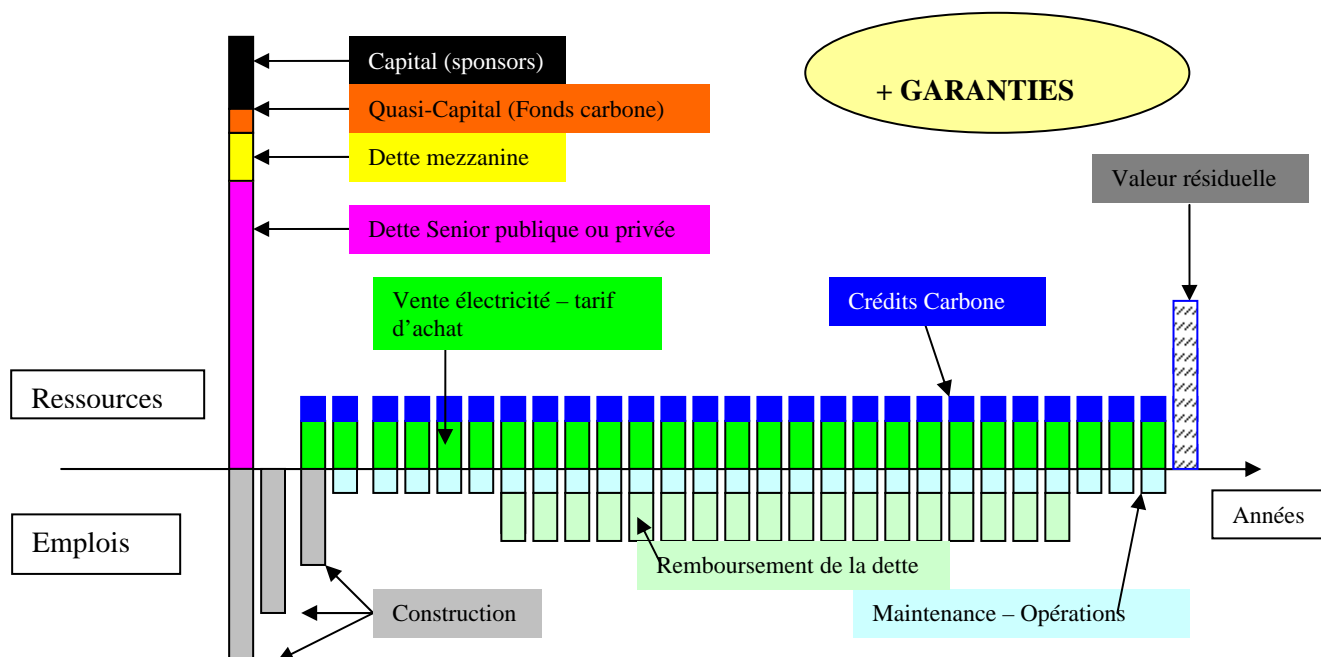
Tableau 12 : Outils susceptibles d'améliorer le financement des projets

Amélioration du financement des projets
Financements multilatéraux concessionnels (Clean Tech Fund, réserve pays émergents...)
Financements multilatéraux ou bilatéraux compétitifs (BEI, AFD, KfW, BIRD, Bafd, BERD)
Garantie des risques techniques (construction, production ...)
Garantie des risques politiques
Garantie des risques sur les débouchés (contrats de long terme)
Garantie des risques de transmission (réseau électrique euro-méditerranéen)
Mutualisation du risque

Source : Mission IGF-CGIET

Tous ces outils doivent trouver leur emboîtement optimal pour abaisser les coûts de l'électricité en maintenant la rémunération attendue des investisseurs en fonds propres. Le schéma ci-joint montre l'intervention temporelle de ces différents mécanismes sur les encaissements et décaissements réels d'un projet de production d'énergies renouvelables.

Graphique 11 : Schéma temporel de financement d'une centrale ENR



Source : Mission IGF-CGIET

B. Des sources financières variées à disposition

1. Un réservoir de fonds propres disponible si le PSM apporte une rentabilité suffisante

Le marché des fonds propres est majoritairement composé d'acteurs privés en quête de projets viables susceptibles de couvrir leur besoin de rentabilité des capitaux engagés. Interviennent également certains acteurs multilatéraux ou bilatéraux qui peuvent s'engager minoritairement en fonds propres dans un projet pour compléter les tours de table. Ces acteurs complémentaires viendront accompagner des investisseurs privés, sans se substituer à leurs interventions.

Parmi les fonds dédiés aux infrastructures dans la région, la Caisse des dépôts et consignations et la *Cassa Depositi et Prestiti* italienne ont lancé en juillet 2008 un fonds régional « Inframed » dont l'objectif est de financer des infrastructures urbaines, de transport et d'énergie autour de la Méditerranée. Ce fonds sera opérationnel dans le courant de l'année 2009 et pourrait atteindre un montant global de 1 Mds€, avec l'appui d'autres investisseurs de long terme, dont les fonds souverains des pays du Golfe.

Parmi les fonds du Moyen-Orient, le fonds « MASDAR Clean Tech Fund » investit dans des entreprises maîtrisant des technologies vertes et dans des projets de déploiement de ces technologies. Lancé en partenariat avec le Crédit Suisse, Siemens et Consensus Business Group, ce fonds a levé 250 M\$ depuis 2006.

En Afrique du Nord et de l'Ouest, le fonds « ARGAN Infrastructure Fund » lancé en 2008 cherche à lever 250 M\$ pour financer des infrastructures dans les secteurs de l'énergie, des ports et transports et des infrastructures. Le TRI cible retenu est de 15%.

Il apparaît globalement que l'offre de fonds propres ne sera pas un frein au développement du plan solaire au stade de l'Action Plan production (Cf. rapport de synthèse, partie I.C.) sous réserve de créer les conditions nécessaires à leur intervention. Les deux éléments déterminants pour attirer ces fonds résideront dans la rentabilité offerte aux investisseurs et dans les garanties apportées au projet pour limiter au maximum les risques encourus.

Il n'existe pas à ce jour d'étude sur la rentabilité classique attendue sur les infrastructures énergétiques dans la zone. Les seules données à disposition sont de nature différente mais donnent une idée de la distribution attendue des exigences de retour.

L'association ANIMA, qui regroupe une quarantaine d'agences gouvernementales et d'institutions internationales dans le domaine du financement de l'économie dans la région méditerranéenne, a interrogé 139 fonds de capital-investissement actifs dans différents domaines de l'économie (énergie, services, biens de consommations, TIC, BTP, généralistes...). Parmi les questions posées figurait le TRI exigé pour leurs investissements, dont la valeur est tenue confidentielle par la plupart des investisseurs. Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 13 : Répartition des exigences de TRI pour les investisseurs en capital risque

TRI exigé	< 15%	15-20%	20-25%	25-30%	> 30%
Part des fonds exigeant un tel TRI	15%	13%	31%	32%	9%

Source : Panorama du capital investissement dans la région MEDA – ANIMA Investment Network – Avril 2008

Si l'extrapolation de ces résultats aux projets énergétiques, qui font appel à des logiques en fonds propres différentes du capital-investissement classique, n'est pas directement envisageable, ils donnent néanmoins des indices sur la rentabilité attendue sur le marché des capitaux.

Des sondages et études identiques ont été menés en Europe sur les TRI attendus dans le domaine des énergies renouvelables. Une étude financée par la Commission européenne dans le cadre du programme Green-X¹⁵ donne un TRI sur fonds propres typique de [12-15]% pour les investissements éoliens et de [20-25]% pour les investissements dans la biomasse.

En considérant que le risque supplémentaire lié au développement de projets au Sud et à l'Est de la Méditerranée peut être compensé ou même atténué par les garanties apportées par des bailleurs multilatéraux et bilatéraux, il semble qu'une fourchette de TRI sur fonds propres de 10 à 20% puisse raisonnablement attirer des investisseurs sur les projets d'énergies renouvelables dans la zone.

Du côté public, à titre illustratif, les deux tableaux ci-dessous résument les conditions d'intervention d'un acteur multilatéral, la société financière internationale (SFI), du groupe Banque mondiale, et d'un acteur bilatéral, la PROPARCO, filiale de l'AFD pour le secteur privé.

Tableau 14 : Conditions d'intervention de la SFI en fonds propres

SFI – Fonds propres	
Bénéficiaire	Entreprises privées
Intervention maximale	5 à 15% des fonds propres
Terme des investissements	8 à 15 ans
Rôle	Pas de rôle actif dans l'entreprise

Source : Société financière internationale – site internet

¹⁵ Modelling risks of renewable energy investments – July 2004.

Tableau 15 : Conditions d'intervention de la PROPARCO en fonds propres

PROPARCO – Fonds propres	
Bénéficiaire	Entreprises privées
Intervention maximale	Minoritaire
Terme des investissements	4 à 8 ans
Rentabilité exigée	15% minimum
Type d'interventions	Actions ordinaires ou préférentielles, obligations convertibles, prêts participatifs, prêts subordonnés
Frais	2% du montant apporté

Source : PROPARCO – site internet

Parmi les financeurs publics, on trouve également le GEEREF¹⁶, lancé par la Commission européenne en 2007, dont l'objectif est de stimuler le financement des projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables dans les pays en développement et les économies en transition. Cet instrument a vocation à prendre des participations dans des fonds d'investissement. Environ 114 M€ étaient disponibles sur la période 2007-2010 dans le fonds (dons de la Commission européenne, de l'Allemagne et de la Norvège).

2. Des prêts de bailleurs publics en quantité suffisante pour la première phase, avec des conditions très avantageuses

a) Outils financiers des banques de développement

Les banques de développement interviennent sous forme de prêt à leur niveau de marché grâce à leur outil principal, régulièrement appelé *A-loan*. Les caractéristiques de ces prêts varient d'une banque à l'autre mais ils suivent tous des lignes directrices communes :

- des taux d'intérêt très compétitifs, au niveau « EURIBOR +/- ε » ou « LIBOR +/- ε »
- des maturités longues pouvant aller jusqu'à 20 ans
- des délais de grâce négociables
- la nécessité de trouver des cofinancements

La plupart de ces prêts est destinée exclusivement à des acteurs souverains ou à des entreprises publiques. Il existe néanmoins des outils équivalents pour les entreprises privées dans certaines filiales des banques de développement (IFC, PROPARCO...) Les banques multilatérales de développement ont un statut de bailleur préférentiel qui leur donne une priorité de remboursement en cas de défaut du bénéficiaire du prêt ou une priorité pour accéder aux monnaies étrangères en cas de crise de change.

Grâce à l'outil « *B-Loan* » (prêt bancaire syndiqué), les banques multilatérales peuvent également offrir à un syndicat de banquiers des clauses de défauts réciproques pour étendre aux créanciers leur statut de financeur multilatéral (parapluie politique). Tout défaut vis-à-vis d'un *B-Loan* est alors considéré comme un défaut vis-à-vis de la banque multilatérale.

¹⁶ Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund.

b) Périmètre géographique d'intervention des banques de développement

Toutes les banques n'interviennent pas dans tous les pays de la zone concernée par le plan solaire méditerranéen.

Tableau 16 : Périmètre d'action des bailleurs publics¹⁷

IFI	BEI	AFD	KfW	Groupe Banque mondiale	BAfD	BERD
Maroc	X	X	X	X	X	
Algérie	X	X	X	X	X	
Tunisie	X	X	X	X	X	
Égypte	X	X	X	X	X	
Israël	X					
Territoires Palestiniens	X	X	X			
Jordanie	X	X	X	X		
Syrie	X	X	X			
Liban	X	X	X	X		
Turquie	X	X	X	X		X

Source : Documents DGTPE – sites internet des banques

Israël n'est pas inclus dans le champ de la plupart des institutions étant donné son statut de pays développé.

La BERD a débuté son action en Turquie en 2008 et n'a pas encore eu le temps de concrétiser son investissement dans le pays.

c) La facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat : FEMIP

La facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat (FEMIP) est le programme pivot de la BEI dans la zone du PSM. Elle regroupe l'ensemble des activités de la BEI en Méditerranée avec pour objectif principal le soutien au secteur privé dans la perspective de l'ouverture des échanges à horizon 2010.

La FEMIP propose une panoplie de produits financiers parmi lesquels des prêts individuels destinés à des acteurs publics ou privés pour développer l'infrastructure économique des pays partenaires.

La BEI, sur la base d'un mandat du Conseil, octroie des prêts à la zone Méditerranée que le budget communautaire garantit. Le plafond de prêt pour la période 2007-2013 se monte à 8,7 Mds€ pour la Méditerranée dans une première phase et pourrait atteindre 9,4 Mds€ voire plus si les crédits sont correctement engagés d'ici 2010.

À ce mandat de prêt s'ajoute un montant autorisé de prêts de la BEI à ses propres risques de 2 Mds€, dédié au financement de grands projets trans-régionaux de transport, d'énergie et d'environnement.

Enfin, 32 M€ par an de ressources provenant du budget communautaire sont apportés pour financer des opérations d'assistance technique et de capital-risque.

Il est important de noter que la région est divisée en deux programmes pour la BEI : un programme pour l'ensemble des pays du Maroc à la Syrie (FEMIP) et un programme pour la zone « Balkans + Turquie » dans le cadre des partenariats privilégiés d'élargissement.

¹⁷ Banque Européenne d'Investissement, Agence Française de Développement, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Banque Mondiale, Banque Africaine de Développement, Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement.

- Annexe III, page 19 -

Ce deuxième programme bénéficie de capacités d'engagement équivalentes à la FEMIP, soit 8,7 Mds€ sur 2007-2013 avec garantie du budget communautaire, et d'une capacité supplémentaire de 5,5 Mds€ sur 2007-2010 aux risques propres de la BEI.

d) Conditions financières d'intervention des différents bailleurs

Les conditions d'intervention des bailleurs publics sont très proches. Il existe cependant quelques variations résumées dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 17 : Conditions d'intervention de la BERD

BERD	
Bénéficiaire	Privé
Taille des projets (M€)	5-250, moyenne de 25
Taux	Fixe ou flottant, compétitif par rapport aux taux du marché
Intervention maximale	35% de l'investissement
Maturité	5 à 15 ans
Type de dette	Senior, subordonnée, mezzanine ou convertible
Monnaie	Euro, dollar ou locale
Différé	Possible
Frais	Commission d'engagement, analyse juridique, instruction du projet

Source : Banque européenne pour la reconstruction et le développement - Site internet

Tableau 18 : Conditions d'intervention de la BEI *via* la FEMIP

BEI/FEMIP	
Bénéficiaire	Organismes et entreprises des secteurs publics et privés
Taille des projets (M€)	Projets de plus de 25 M€
Taux	Fixe (Libor + x) ou flottant (LIBOR - x), compétitif par rapport aux taux du marché
Intervention maximale	50% de l'investissement
Maturité	4 à 20 ans
Type de dette	Senior
Monnaie	Euro, dollar ou locale
Différé	Possible
Frais	Dans certains cas, analyse juridique et instruction du projet

Source : Banque européenne de développement - Site internet

Pour les projets inférieurs à 25 M€ les financements de la BEI sont gérés par des banques intermédiaires locales, régionales ou nationales disposant de lignes de crédit ouvertes par cette institution. Il s'agit de prêts avec intermédiation bancaire.

Les modalités de financement (taux d'intérêt, différé de remboursement, durée du prêt, etc.) sont déterminées par la banque partenaire concernée. Les durées sont généralement comprises entre 5 et 12 ans. Une ligne de crédit de la BEI peut servir à financer 50 % au maximum du coût total d'un projet.

D'autres bailleurs publics, notamment l'AFD, utilisent les mêmes techniques pour financer des projets de taille modeste.

Tableau 19 : Conditions d'intervention de l'AFD

AFD	
Bénéficiaire	Organismes et entreprises des secteurs publics et privés
Taille des projets (M€)	-
Taux	Euribor +100 pdb à Euribor -50 pdb
Intervention maximale	-
Maturité	Jusqu'à 17 ans
Type de dette	Senior
Monnaie	Euro, dollar ou locale
Différé	5 à 7 ans Possible
Frais	-

Source : AFD – site internet

Tableau 20 : Conditions d'intervention de la PROPARCO

PROPARCO - prêt	
Bénéficiaire	Entreprises privées
Taille des projets (M€)	2 à 100 M€ par opération
Taux	Fixe ou variable, LIBOR ou EURIBOR + marge en fonction du risque de contrepartie
Intervention maximale	Minimum 40% de capital apporté par le promoteur
Maturité	De 3 à 15 ans
Type de dette	Senior, junior, mezzanine, subordonnée
Monnaie	Euro, dollar, rand (ou locale dans quelques cas)
Différé	Possible
Frais	1% du montant

Source : PROPARCO – site internet

Tableau 21 : Conditions d'intervention de la BIRD

BIRD	
Bénéficiaire	États ou organismes et entreprises publics
Taille des projets (M€)	-
Taux	Fixe (LIBOR + 0,75%) ou flottant (LIBOR-0,05%)
Intervention maximale	-
Maturité	Jusqu'à 30 ans
Type de dette	Senior
Monnaie	Euro, dollar ou locale (s'il existe un marché SWAP liquide en monnaie locale)
Différé	Possible
Frais	Front-end Fee 0,25%

Source : Financial Product Note – Treasury The World Bank – 1^{er} janvier 2009

Tableau 22 : Conditions d'intervention de la Banque africaine de développement

BafD	
Bénéficiaire	Organismes publics et entreprises publics
Taille des projets (M€)	-
Taux	Fixe ou flottant, EURIBOR ou LIBOR + prime de risque
Intervention maximale	-
Maturité	Jusqu'à 15 ans
Type de dette	Senior
Monnaie	Euro, dollar ou locale (s'il existe un marché SWAP liquide en monnaie locale)
Différé	Jusqu'à 5 ans
Frais	Front-end Fee 1%

Source : Financial Products offered by the African development bank - 2005

Tableau 23 : Conditions d'intervention de la Société Financière Internationale

SFI	
Bénéficiaire	Entreprises privées
Taille des projets (M€)	1 M€ à 100 M€ (participation IFC)
Taux	Taux du marché, fixe ou variable
Intervention maximale	25% du projet
Maturité	Jusqu'à 20 ans (typiquement 7 à 12 ans)
Type de dette	Senior, syndication, mezzanine
Monnaie	Euro, dollar ou locale
Différé	Possible
Frais	-

Source : International finance corporation – site internet

e) Intensité d'intervention des bailleurs

Le tableau ci-dessous recense l'intervention prévisionnelle des bailleurs publics sur la zone Moyen-Orient-Afrique-du-Nord pour l'année 2009 dans le secteur énergétique.

Tableau 24 : Intervention des bailleurs publics en matière énergétique sur 2009

Institution Financière International	Montant d'intervention en 2009	Champs d'intervention
BEI (FEMIP)	720 M€	Toutes énergies
BIRD	565 M€	Toutes énergies
BafD	264 M€	Toutes énergies
AFD	153 M€	ENR et EE

Source : DGTPE

Lorsque la ligne de crédit couvre l'ensemble des énergies, on peut considérer que la part des énergies renouvelables compte pour 30 à 40% du total.

Il faut ajouter à ces chiffres l'intervention de la KfW, qui peut être considérée du même niveau que celle de l'AFD, et l'intervention de la BEI et de la BERD en Turquie, que l'on prendra également du même niveau, même si les engagements potentiels sont de l'ordre des engagements FEMIP.

On trouve ainsi une fourchette d'intervention potentielle des bailleurs publics internationaux de 900 M€ à 1 100 M€ par an sur les énergies renouvelables dans la zone. Nous considérerons que ces montants resteront pertinents dans les prochaines années étant donné l'importance du développement durable dans les politiques de développement des bailleurs internationaux.

3. Un petit nombre d'outils concessionnels disponibles peuvent avoir un impact majeur sur le développement du PSM

a) Clean Technology Fund (CTF)

Le *Clean Technology Fund – CTF* a été mis en place par la Banque mondiale en 2008, sous l'impulsion des États-Unis, du Royaume-Uni et du Japon, pour renforcer son positionnement dans la lutte contre le changement climatique. Il est administré par les services de la Banque mondiale mais sa gouvernance est paritaire entre pays donateurs et pays bénéficiaires.

Tableau 25 : Composition des instances de gouvernance du CTF

	Pays membres du comité du fonds d'affectation spéciale CTF
Donateurs	Australie, Allemagne, Espagne, États-Unis, France, Japon, Suède, Royaume-Uni
Bénéficiaires	Afrique du Sud, Brésil, Chine, Égypte, Inde, Maroc, Mexique, Turquie

Source : Comité du fonds d'affectation spéciale CTF du 29 janvier 2009

Environ 6,1Md\$ ont été promis par les pays donateurs pour la constitution du fonds, soit sous forme de dons, soit sous forme de prêts à taux d'intérêt bonifiés.

Il a vocation à financer le déploiement de technologies propres (production d'énergie, efficacité énergétique, transports). Il a été construit pour intervenir systématiquement en lien avec la Banque mondiale ou les autres banques de développement, donc toujours en cofinancement des prêts multilatéraux.

Le CTF peut également intervenir dans le secteur privé dans des conditions définies au cas par cas.

La gestion du CTF est assurée par une petite équipe à la Banque mondiale *via* la création d'un guichet auprès duquel les autres banques de développement se financent. Cette équipe rapporte à la vice-présidente infrastructures, environnement et énergie de la Banque, au directeur du département « environnement » et à la responsable du fonds.

Le fonds n'interviendra qu'en appui à des plans d'investissements nationaux (stratégie nationale) ou des plans régionaux. Lorsque ces programmes seront validés par le CTF, chaque projet au sein des programmes fera l'objet d'une procédure écrite d'approbation.

La remontée des dossiers pays par pays pourrait poser quelques difficultés car le fonds n'est pas censé intervenir partout : il y aura une vingtaine de plans d'investissements dans le monde.

Le CTF a une clause d'extinction liée aux négociations sur la politique mondiale de lutte contre le changement climatique post-Kyoto. Il ne pourra plus décaisser lorsque cette nouvelle politique aura été adoptée et ratifiée par suffisamment de pays.

– Modalités de décision

Les décisions se prennent par les membres du comité du fonds d'affectation spéciale par consensus. Les décisions sont prises lorsqu'aucun membre ne bloque explicitement les propositions. Si tel n'est pas le cas, les propositions sont ajournées ou retirées.

– Procédure

Pour bénéficier du CTF, la première étape consiste à déposer un plan (national ou régional), préparé avec la banque multilatérale de développement (BMD) compétente. Ce plan doit être approuvé par le pays ou les pays concernés avant d'être soumis au comité du fonds d'affectation spéciale.

Les plans sont jugés selon les critères suivants :

- potentiel d'économies de CO₂ ;
- potentiel de démonstration pour le déploiement à grande échelle des technologies ;
- impact sur le développement des pays ou de la région ;
- capacité de réalisation des investissements prévus.

Il faut donc démontrer le caractère « transformationnel » du plan, à la fois sur l'inflexion donnée aux émissions de CO₂ de la zone et sur la capacité à développer des technologies qui changeront durablement le mix énergétique du pays ou de la région. Par conséquent, le CTF ne finance pas de projets pilotes, au sens technologique du terme, mais un ensemble de projets dont la capacité de réalisation n'est pas soumise à des aléas techniques trop importants.

Une fois le plan adopté, chaque projet, dont le plan de financement est élaboré avec la banque multilatérale de développement compétente, doit être avalisé par le comité du fonds d'affectation spéciale via une procédure écrite.

– Modalités d’intervention

Le CTF peut intervenir sous forme de dons, de prêts ou de garanties.

- *Dons*

Les dons peuvent servir non seulement dans le cadre de l’élaboration des plans d’investissement, mais aussi pour les études de rentabilité et de faisabilité des programmes d’investissement à faible intensité de carbone. Les financements accordés par le CTF peuvent également servir pour amortir les coûts associés aux prêts commerciaux et ceux des banques multilatérales de développement qui pourraient constituer une partie du montage financier global du projet.

- *Prêts*

Les prêts et garanties se font aux conditions de l’association internationale de développement (IDA) de la Banque mondiale qui agit dans les pays les plus pauvres de la planète. Ainsi, les prêts ont des éléments de concessionnalité très élevés (de 50% à 70%), selon les conditions décrites dans le tableau ci-dessous (deux premières lignes) :

Tableau 26 : Conditions d’intervention du *Clean Tech Fund*

	Maturité	Délai de grâce	Remboursement du capital année 11-20	Remboursement du capital année 20-40	Com. ouverture	Frais de gestion du crédit	Taux d’intérêt
IDA uniquement	40	10	2%	4%	0,1%	0,75%	S/O
Conditions rigoureuses	20	10	10%	S/O	0,1%	0,75%	S/O
Panachage	35	10	2,5%	5%	0,1%	0,75%	S/O
Prêt conditions ordinaires	35	10	2,5%	5%	0,1%	0,75%	3,2%
Garantie	S/O	S/O	S/O	S/O	0,1%	0,75%	S/O

Source : Conditions d’intervention de l’IDA au 1^{er} juillet 2008 – groupe Banque mondiale

Même si les taux d’intervention ne sont pas fixés, le CTF pourrait prendre entre 10 et 20% d’un investissement, selon le degré de concessionnalité nécessaire au projet.

Chaque prêt du CTF est couplé à un prêt d’une banque multilatérale de développement (Banque mondiale ou banque régionale). Le financement du CTF procure un élément de libéralité nécessaire pour rendre le projet viable afin de couvrir les coûts supplémentaires identifiables de l’investissement, fournissant ainsi l’incitation appropriée en vue de faciliter le déploiement des technologies à faible émission de carbone.

- *Garanties*

L’objectif de l’instrument de garantie est d’améliorer les conditions d’investissement du secteur privé ou des opérations de prêt pour des projets du secteur public, notamment les projets de partenariat secteur public-secteur privé. Les garanties peuvent prendre la forme de garanties partielles de crédit ou de garanties partielles de risques. Les garanties partielles de crédit couvrent les défaillances du service de la dette pour une partie spécifiée d’un prêt. Les garanties partielles de risques couvrent les défaillances dues au manquement par un gouvernement à faire face aux obligations qui lui incombent en vertu de contrats de projet auxquels il est partie. Les garanties pourraient également couvrir le risque technologique.

- Projets déjà déposés dans la zone

Lors du comité du fonds d'affectation spéciale du 29 janvier 2009, les deux plans nationaux d'investissement pour l'Égypte et pour la Turquie ont été soumis à l'approbation des États donateurs et bénéficiaires. Ces deux plans présentaient les principales caractéristiques suivantes :

Tableau 27 : Plans nationaux déposés au Clean Tech Fund

Plan	Priorités	Montants Privés (M\$)	Montant CTF (M\$)	Gouvernement + BMD (M\$)	Lien avec le PSM
Turquie	Efficacité énergétique Éolien Solaire Géothermie Biomasse Hydro (<10MW) Transmissions	0	250	1850	Aucun
Égypte	Éolien Transmissions	306	200	550	Mention en bas de page pour indiquer que le plan régional PSM serait présenté ultérieurement sur le solaire

Source : Plans nationaux d'investissement de la Turquie et de l'Égypte soumis au Clean Tech Fund – janvier 2009

La Banque mondiale et la Banque africaine de développement ont également réalisé une mission conjointe du 2 au 6 février 2009 pour préparer le plan national d'investissement pour le Maroc.

- Stratégie pour déposer un plan PSM au CTF

La mission a pu se rendre à la Banque mondiale du 27 au 29 janvier 2009 pour rencontrer les principaux acteurs thématiques et régionaux potentiellement impliqués dans le PSM. Il ressort de ces entretiens une impression globale très positive sur la démarche et un intérêt certain pour que le CTF puisse financer le plan solaire. Une enveloppe globale de 750M\$ du CTF, à laquelle s'ajouteront les interventions en prêts classiques des banques multilatérales, est fortement envisageable pour le PSM.

Ce résultat est le fruit d'une conjonction d'intérêts entre la Banque mondiale et le PSM :

- la région Méditerranée est prioritaire pour la Banque mondiale ; le PSM a vocation à renforcer cette dynamique régionale ;
- la Banque mondiale veut démontrer à Copenhague, à la fin de l'année 2009, que son outil CTF fonctionne en ayant un maximum de plans d'investissements adoptés ; elle cherche ainsi à prouver qu'elle a un rôle à jouer dans les politiques mondiales de lutte contre le changement climatique, à côté de l'ONU ;
- le PSM, qui a bénéficié d'une impulsion politique très forte, est dans un état de maturité supérieur à d'autres dynamiques nationales ou régionales, notamment en Chine et en Inde ;
- les technologies qui pourraient être développées dans le cadre du PSM, notamment les technologies solaires, rentrent totalement dans le cadre d'action du CTF :
 - celles-ci sont encore très éloignées des coûts du marché et ont donc besoin de financements concessionnels pour être développées ;
 - les courbes d'expérience montrent que les technologies solaires pourraient devenir rentables sans aide extérieure avant 2020 : les années qui viennent sont donc cruciales pour franchir le cap du déploiement à grande échelle et pour créer une nouvelle industrie ;

- une approche régionale est beaucoup plus efficace qu'une approche nationale car elle permettra de multiplier les réalisations et de créer une émulation entre les pays

Cette dynamique pourrait néanmoins souffrir quelques difficultés si le plan solaire méditerranéen ne parvenait pas à concrétiser rapidement l'espoir entretenu dans les services de la Banque mondiale. En effet :

- les grands pays émergents (Brésil, Chine, Inde...) vont tôt ou tard déposer des plans d'investissement et s'approprier une large part des fonds du CTF ;
- trois pays individuels de la zone ont déposé ou vont déposer des plans nationaux au CTF ; l'Égypte est le seul pays à avoir prévu une articulation avec le PSM. Plus le nombre de plans nationaux sera grand, plus il sera difficile de trouver une bonne articulation entre le niveau national et régional ;
- certains membres du comité du CTF ont exprimé des doutes sur l'impact du PSM en matière de développement dans la mesure où le plan bénéficie également aux pays européens (via les exportations d'électrons verts notamment de par l'utilisation du mécanisme de l'article 9 de la directive ENR de décembre 2008).

Ainsi, un travail conjoint doit être mené dans le courant de l'année 2009 par la coprésidence franco-égyptienne, les services de la Banque mondiale, la Banque africaine de développement et la BERD (pour la Turquie) :

- pour l'élaboration d'un plan régional d'investissement, dont les grands principes, exposés dans une *concept note*, ont été approuvés lors de la réunion du 11 mai 2009 du comité du CTF ;
- le centrage de ce plan régional sur les technologies solaires (centrales PV, PV à concentration, CSP) dont les coûts sont encore très éloignés du marché et dont le potentiel de déploiement à grande échelle est le plus fort à l'échelle régionale ;
- l'approbation de ce plan par les pays bénéficiaires, et sa mise en cohérence avec le PSM lui-même.

b) La réserve pays émergents (et dispositifs équivalents dans les autres pays)

La « Réserve pays émergent », RPE, est un autre outil concessionnel français qui pourrait être utilisé pour les projets du PSM. Il est encadré par les règles de l'arrangement de l'OCDE sur les crédits à l'exportation, relatives aux crédits d'aide :

- le financement de projets qui seraient rentables s'ils étaient financés par un crédit commercial est impossible ;
- les conditions du concours financier doivent faire ressortir un élément don de 35% minimum.

Les prêts de la RPE financent des biens et services français dont la part doit excéder 70% du montant. Ce sont des prêts intergouvernementaux avec garantie souveraine, ciblés sur des projets d'infrastructures. Ils doivent être demandés officiellement par le gouvernement étranger, avec une identification claire du prestataire français engagé. En amont de la sélection des prestataires privés, la DGTPE peut fournir aux industriels français une lettre de soutien, sans engagement ferme.

Les priorités actuelles de la France focalisent l'action de la RPE sur le développement durable et l'environnement, dont les énergies propres. Autour de la Méditerranée, seuls le Maroc, l'Algérie, la Tunisie, l'Égypte, la Serbie-Monténégro et l'Albanie (sous certaines conditions) sont éligibles.

Les conditions financières du prêt sont négociées au cas par cas entre la DGTPE et le ministère des finances du pays bénéficiaire. À titre indicatif, un prêt possible en 2006 avait les caractéristiques suivantes : 20 ans de maturité, 5 ans de grâce, 1,75% de taux d'intérêt annuel.

Entre 5 et 600 M€ de prêt peuvent être accordés par projet, avec un flux d'environ 15 dossiers par an. La capacité d'engagement était de 500 M€ en 2008.

Les principaux pays industriels possèdent ce type d'outils pour favoriser leurs exportations dans les pays en développement.

4. Des conditions très difficiles pour les prêts commerciaux à court terme mais une ressource indispensable pour le développement à grande échelle du PSM

Le réservoir de financement qui offre le potentiel le plus important est l'emprunt réalisé aux conditions du marché auprès d'établissement privés de crédits. Ces prêts se distinguent des prêts offerts par les organismes multilatéraux ou bilatéraux par :

- des durées plus courtes (8 à 12 ans en moyenne) ;
- des taux plus élevés (EURIBOR + 100 à 250 points de base à titre d'exemple) ;
- une latitude beaucoup plus faible pour obtenir des délais de grâce ;
- des sûretés et des covenants plus rigoureux ;
- une profondeur de marché beaucoup plus grande.

Outre les problèmes posés par la crise financière qui vont rendre l'accès au marché du crédit très difficile ces prochains mois, le PSM risque de se heurter à plusieurs freins dans la durée liés à la structure de financement des projets.

En effet, le ratio prépondérant pour un banquier, sur ce type de projet, est le ratio de couverture de la dette par les flux financiers dégagés annuellement par l'investissement (*Debt service covering ratio, DSCR*). Ce ratio limite la capacité d'endettement sur un projet et donc l'effet de levier de la dette.

Si à court terme, le financement par des bailleurs multilatéraux et bilatéraux apportera des prêts de long terme, permettant d'obtenir un étalement de la dette et des effets de levier important, le financement simple par des prêts commerciaux entraînera un besoin accru de fonds propres pour maintenir des ratios raisonnables de couverture de la dette.

C. Les crédits carbone : un outil pour améliorer la rentabilité des projets

1. Développer les mécanismes de développement propre (MDP) encore peu utilisés dans la région

Les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto permettent de tirer partie des économies de CO₂ engagées dans les pays émergents et en développement pour les comptabiliser dans les objectifs quantifiés imposés aux pays développés (pays de l'annexe 1). Toute émission de CO₂ réduite par un investissement génère des unités de réduction certifiée d'émissions (URCE) qui peuvent être revendues sur un marché carbone ou comptabilisée par un investisseur d'un pays de l'annexe 1 dans ses quotas et par le pays dans ses droits Kyoto.

L'Afrique et la région méditerranéenne n'ont pas bénéficié de ces dispositifs à la hauteur de leur potentiel. Fin février 2009, seuls 29 projets sur 1 428 projets MDP enregistrés étaient développés sur le sol africain.

Ces mécanismes de développement propre sont soumis à une régulation par le conseil exécutif du MDP qui dépend de l'ONU. Il se situe à Bonn en Allemagne.

Pour être éligible, un projet doit remplir les trois conditions suivantes :

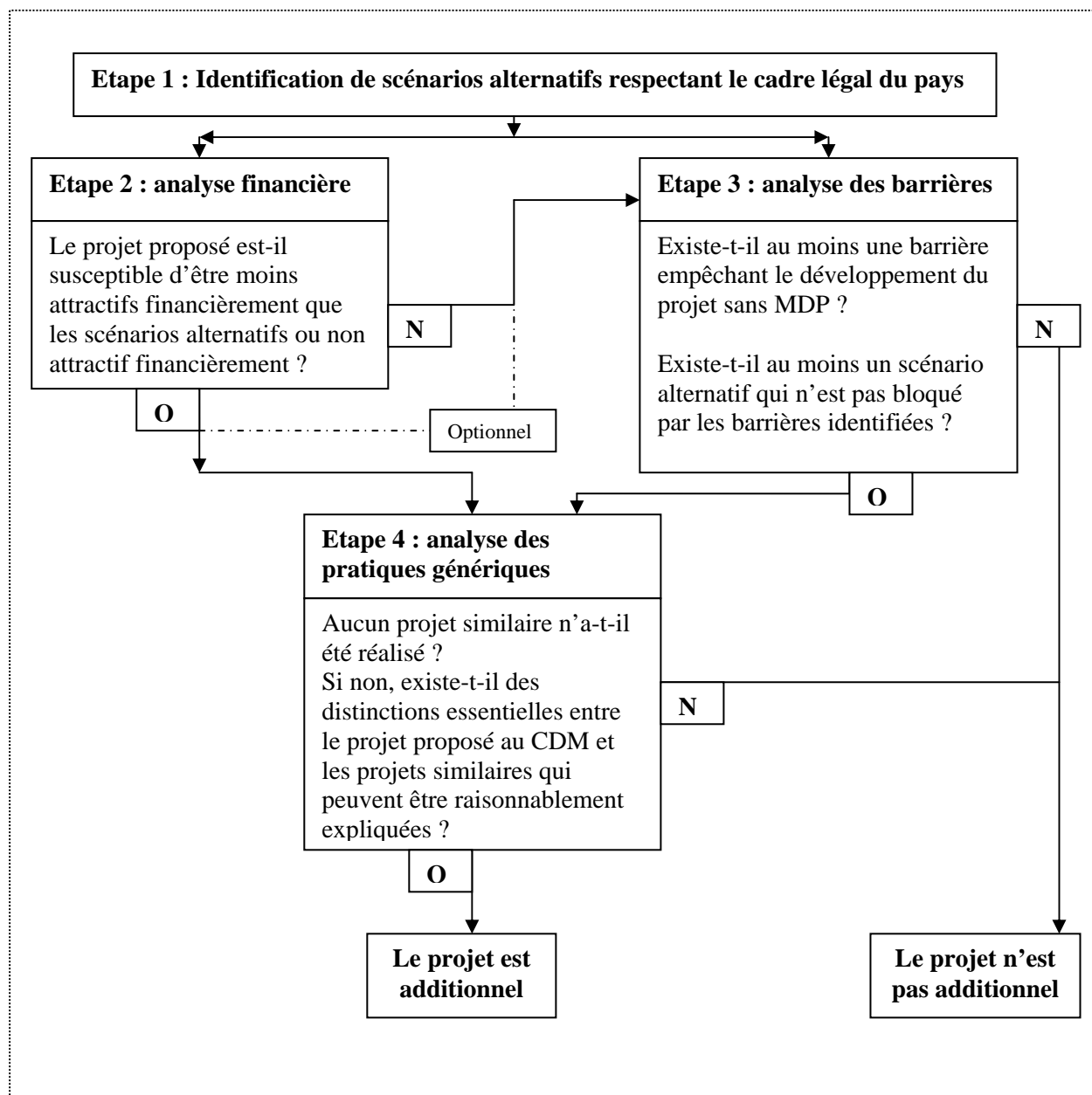
- le projet doit concerner un secteur et une technologie compatibles : cette condition est remplie pour le PSM ;

- le projet doit être additionnel : il doit effectivement générer une baisse d'émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux activités qui auraient été menées en l'absence du projet ;
- le pays hôte doit avoir ratifié le protocole de Kyoto et approuver formellement le projet : tous les pays de la zone concernée par le PSM ont ratifiés le protocole. Ils ont tous défini une autorité nationale désignée compétente pour délivrer les lettres officielles d'agrément. Seule la Turquie ne peut bénéficier des mécanismes de développement propre car c'est un pays de l'annexe 1. Elle peut par contre réaliser des projets de mise en œuvre conjointe (MOC) avec d'autres pays de l'annexe 1, ce qui est plus simple.

2. La question centrale de l'additionnalité du projet

La question de l'additionnalité est décisive pour savoir si un projet peut bénéficier des MDP. Les méthodologies définies par le bureau du MDP présentent les étapes suivantes pour déterminer l'éligibilité d'un projet :

Graphique 12 : Différentes étapes pour déterminer l'additionnalité d'un projet



Source : Guide des méthodologies MDP – Bureau MDP de l'ONU

La première étape de cette démonstration¹⁸ consiste à définir un scénario de référence correspondant à ce qui se serait vraisemblablement passé en l'absence du projet. Le porteur du projet doit alors démontrer que la mise en œuvre du projet réalise effectivement des réductions de CO₂ par rapport au scénario de référence.

La définition des scénarios de référence peut être un exercice long et coûteux car elle doit s'appuyer sur des méthodologies validées par l'ONU. Aussi, est-il préférable de s'appuyer sur des méthodologies existantes, déjà validées et répertoriées par le bureau des MDP.

¹⁸ "Tool for demonstration and assessment of additionality", bureau exécutif du MDP.

Il existe à ce jour une méthodologie standard applicable à la production d'électricité à partir de sources renouvelables : « *consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources* ». Cette méthodologie s'applique aussi bien pour l'éolien que pour la biomasse, la géothermie et le solaire, connectés au réseau. Elle pourrait servir de base pour les projets développés dans le cadre du PSM.

Si la condition de réduction des émissions de CO₂ est vérifiée, trois conditions supplémentaires doivent être respectées :

- les investissements réalisés ne constituent pas une simple mise en conformité au regard des exigences réglementaires en vigueur ;
- le projet est innovant sur le plan technologique par rapport à la pratique courante ;
- sans les revenus attendus de la vente de crédits carbone, le projet envisagé serait moins attractif financièrement que le scénario de référence, ou ne serait pas attractif financièrement.

Les deux premières conditions devraient être vérifiées par les projets du PSM sans grande difficulté. La troisième nécessite un examen attentif pour bien concevoir l'intervention des MDP par rapport à d'autres mécanismes de soutien aux projets.

Si les deux conditions financières ne sont pas vérifiées, il peut exister des barrières non économiques que l'obtention du MDP pourrait lever. Sont notamment citées les circonstances suivantes :

- tous les projets équivalents ont été réalisés avec des subventions ;
- manque de capitaux dans la zone pour réaliser le projet ;
- manque de main d'œuvre qualifiée sur place ;
- risque technologique important ;
- technologie non utilisée dans la région auparavant.

Ces barrières doivent s'appliquer au projet MDP mais ne doivent pas bloquer au moins un autre scénario de référence.

Si cette étape est passée, il faut alors démontrer que d'autres projets n'ont pas été conduits sous les mêmes conditions sans le soutien des MDP. Ce test renforce le contrôle de l'ONU sur les projets dont la présentation mettait en avant les barrières économiques et non économiques alors que leur réalisation a été effective dans des conditions proches.

Lorsque toutes les conditions d'éligibilité aux MDP ont été validées, le porteur de projet a le choix dans la durée de comptabilisation de ses réductions d'émissions carbone :

- soit il opte pour une durée non renouvelable de 10 ans ;
- soit il opte pour une durée de 7 ans renouvelable deux fois en courant le risque que le projet ne soit plus jugé additionnel au bout de chaque période ; il faut dans ce cas là redéfinir le scénario de référence, le cadre réglementaire applicable et démontrer que le projet est toujours additionnel malgré la mise à jour des données.

3. Un mécanisme compatible avec le paquet énergie-climat sous réserve du respect de l'additionnalité

Tous les pays de l'annexe 1 du protocole de Kyoto se sont engagés à une diminution de leurs émissions de CO₂ d'ici 2012. Les décisions politiques pour l'après 2012 ne sont pas prises à ce jour et devraient être cadrées par la conférence de Copenhague à la fin 2009.

Parallèlement, l'Union européenne s'est dotée de trois objectifs de lutte contre le changement climatique pour 2020 dont la production de 20% d'énergie à partir d'énergies renouvelables et la diminution de 20% de ses émissions de CO₂ par rapport aux émissions de 1990. Ces deux objectifs ne sont pas indépendants comme le montre l'étude d'impact du projet de directive de la Commission européenne¹⁹ : la moitié des 20% d'ENR produites devrait l'être au sein des secteurs couverts par l'ETS²⁰, et comptera donc dans la diminution des émissions de CO₂ de ces secteurs.

La directive permet d'importer des électrons verts depuis l'extérieur de l'Union européenne afin de les comptabiliser dans l'objectif de production de 20% d'ENR d'ici 2020.

L'articulation des deux démarches, mécanismes de développement propre et paquet énergie-climat, n'est pas évidente. Il s'agit notamment de savoir si le CO₂ évité au Sud n'est pas compté deux fois par les quotas d'émissions supplémentaires obtenus grâce au MDP et par l'électron vert consommé dans un pays européen qui lui permet éventuellement d'économiser des quotas d'émissions.

D'ici 2012, la comptabilité nationale des émissions de CO₂ évitées ne prend en compte que les installations nationales d'énergies renouvelables qui viennent se substituer à un moyen de production utilisant des combustibles fossiles. On se situe du côté de la production et non de la consommation. L'importation physique d'électrons verts depuis le Sud ne remplit pas cette condition. Elle est donc transparente pour la comptabilité Kyoto. Seul le MDP permet de jouer sur les quotas, que les électrons verts soient importés ou non. Il serait donc possible de cumuler MDP et importations d'électrons verts en Europe, sans que la même tonne de CO₂ ne fasse gagner de nouveaux quotas grâce au MDP et en fasse économiser au pays importateur par la consommation.

Après 2012, la situation pourrait être identique, sauf si un système de certificats verts est créé pour pouvoir incorporer les électrons verts importés du Sud dans les réductions d'émissions de CO₂ du Nord. Dans ce cas, MDP et exportations seraient incompatibles. Un tel scénario est cependant improbable dans le cas de l'Union européenne. En effet, la directive sur les énergies renouvelables interdit l'utilisation de garanties d'origine ou de certificats verts à des fins de comptabilisation des objectifs nationaux d'énergies renouvelables. Il serait étonnant qu'un autre mécanisme le permette pour incorporer en Europe des économies de CO₂ réalisées à l'extérieur de l'Union européenne alors qu'un tel système n'a pas été retenu pour les échanges entre pays de l'Union européenne.

Si de tels certificats ne sont pas créés, les électrons verts importés ne seront pas comptabilisés dans les réductions d'émissions de l'Europe. En supposant que le futur objectif de l'Europe pour l'après Kyoto sera de réduire ses émissions de CO₂ de 20%, un risque existe que l'UE atteigne ses objectifs propres de production de 20% d'ENR grâce à l'importation d'électrons verts, sans pour autant atteindre l'objectif de 20% de réductions de CO₂ car les réductions de CO₂ sur les électrons importés n'auront pas pu être comptabilisées. Cela se produira si l'importation d'électricité verte atteint un niveau significatif sans être compensée en termes de CO₂ par d'autres moyens.

Outre ces aspects de respect des réductions globales de CO₂ grâce aux électrons importés, l'articulation entre MDP et exportation se joue également sur le terrain de l'additionnalité. En effet, un des critères clef de l'additionnalité est la démonstration de la moindre rentabilité d'un projet d'énergies renouvelables ou de sa non-rentabilité.

Or, le fait d'exporter tout ou partie de la production d'ENR, à des tarifs européens supérieurs, augmentera très sensiblement la rentabilité des projets au Sud. Ainsi, l'additionnalité sera beaucoup plus difficile à démontrer car les projets n'auront pas forcément besoin des crédits MDP pour se réaliser. Dans ce cas, la compatibilité entre MDP et exportations dépendra étroitement de la façon dont les projets sont montés.

¹⁹ Analyse d'impact, train de mesures pour la réalisation des objectifs fixes par l'Union européenne pour 2020 en matière de changement climatique et d'énergies renouvelables, 23 janvier 2008.

²⁰ ETS : Emission Trading Scheme, marché du carbone européen.

Il apparaît donc :

- que d'ici 2012, MDP et exportations ne sont pas incompatibles en soi, les électrons importés en Europe n'étant pas comptabilisés dans les réductions d'émissions de CO₂ ;
- qu'après 2012, la situation sera identique, sauf si des certificats verts d'origine sont créés pour comptabiliser les importations d'électrons verts dans les objectifs de réduction européens, ce qui est peu probable ;
- que l'objectif européen de réduction des émissions de CO₂ de 20% pourrait être difficilement atteignable si les importations d'électrons verts pour atteindre une production de 20% d'ENR d'ici 2020 représentent un volume significatif et ne sont pas comptabilisées dans les réductions d'émissions de CO₂ ;
- qu'indépendamment de ce qui précède, les critères d'additionnalité et de rentabilité pourraient rendre les mécanismes MDP et les mécanismes d'exportation difficilement compatibles.

4. Un potentiel de financement intéressant pour améliorer la rentabilité des projets

Comme cela a été calculé précédemment, le déploiement à horizon 2020 de 20 GW de capacités renouvelables grâce au plan solaire méditerranéen, va créer une capacité supplémentaire de production de 50 TWh par an sur la région. Le potentiel de financement des crédits carbone pour le déploiement du plan dépend de plusieurs facteurs :

- le scénario de référence ;
- le prix du carbone ;
- le choix de la durée d'obtention des crédits carbone : 10 ans, 7 ans, 2*7 ans ou 3*7 ans ;
- la part de la production qui sera exportée vers l'Europe : en effet, d'après ce qui précède, on peut considérer que le critère d'additionnalité rend MDP et exportations d'électrons verts incompatibles.

Le scénario de référence dépend étroitement du marché énergétique de chaque pays. Le tableau ci-dessous recense les émissions de CO₂ de différentes technologies qui pourraient être utilisées par les pays du Sud pour produire de l'électricité en l'absence de projet ENR :

Tableau 28 : Émissions de CO₂ de quelques technologies de production électrique

Technologie	Emission de CO₂ en t/MWh
Cycle combiné à gaz 420 MW	0,365
Charbon pulvérisé 800 MW	0,802
Turbine à combustion au fioul 175 MW	0,880
Photovoltaïque	Négligeable
Eolien	Négligeable
CSP	Négligeable

Source : Coûts de référence de la production électrique – DGEC 2008 et laboratoire PROMES/CNRS

Le scénario de référence retenu à ce stade pour tous les projets sera la construction d'un cycle-combiné à gaz dont les émissions de CO₂ sont les plus faibles et dont les coûts, compte tenu du prix du carbone sont également les plus faibles (57 €/MWh pour le gaz contre 60 €/MWh pour le charbon, avec un CO₂ à 20 €/tonne²¹). Cette hypothèse est la plus rationnelle pour les grosses unités. Pour les plus petites unités, des centrales au fioul produisant plus de CO₂ pourraient également être prises comme référence. La démonstration de l'additionnalité étant une procédure très exigeante, il est préférable de prendre des hypothèses très conservatrices sur le CO₂ et donc de ne retenir que les cycles combinés à gaz dans le scénario de référence.

Les émissions de CO₂ pour les nouveaux moyens de production renouvelables sont considérées comme négligeables.

Le prix de carbone dépendra des coûts d'abattement dans les pays de l'annexe 1 du protocole de Kyoto et des conditions de marché, sur les marchés de type ETS. Dans son étude d'impact du paquet énergie-climat²², la Commission européenne fait référence à une valeur de 39 €/tonne pour atteindre les objectifs fixés. De son côté, pour la période 2008-2012, la DGEC prend un prix pivot de 20 €/tonne pour calculer ses coûts de référence de la production électrique. En suivant ces indications, les revenus carbone du PSM seront calculés selon trois prix différents du carbone en 2009 : 20 €/t, 30 €/t et 40 €/t.

Pour calculer l'évolution du prix du carbone dans le temps, nous utiliserons la règle d'Hotelling, qui fait croître ce prix au taux d'actualisation. Cela revient à calculer les revenus comme si toute la production d'électricité avait eu lieu l'année 2009.

Tableau 29 : Recettes potentielles de la vente des crédits carbone pour les 20GW du PSM

	20 €/tonne	30 €/tonne	40 €/tonne
Durée de 10 ans	3,65 Mds€	5,48 Mds€	7,30 Mds€
Durée de 7 ans	2,56 Mds€	3,83 Mds€	5,11 Mds€
Durée de 14 ans	5,11 Mds€	7,67 Mds€	10,22 Mds€
Durée de 21 ans	7,67 Mds€	11,50 Mds€	15,33 Mds€

Source : Mission IGF-CGIET

La ressource carbone permettrait ainsi de générer entre 2,5 Mds€ et 15 Mds€. Même si certains fonds carbone interviennent en quasi-fonds propres, ce qui revient à avancer aux sponsors les crédits carbone générés lors de la production, cette ressource est une ressource étalée sur la durée de vie de la centrale qui est directement attachée à la production. Il est donc préférable de la considérer comme un outil permettant de limiter les surcoûts de production ou d'améliorer la rentabilité de l'investissement et non pas comme un outil permettant de financer directement les investissements. L'impact du prix du carbone sur le prix de l'électricité générée par les centrales ENR sera analysé ultérieurement.

D. Quelques ressources en subvention qui pourraient aider au financement des projets les plus innovants et des études de faisabilité

Quelques projets pourraient bénéficier de subventions pour atténuer le coût des investissements et permettre de retrouver une rentabilité adéquate. Cependant, les dispositifs de subventionnement sont rares et ne correspondent pas nécessairement à l'esprit recherché dans le plan solaire méditerranéen.

²¹ Coûts de référence de la production électrique – DGEC – 2008.

²² Impact assessment, package of implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, 23 janvier 2008.

1. Le programme SET Plan de la Commission européenne pour les projets les plus innovants

Le premier vecteur de subvention pourrait concerner les projets pilotes sur le plan technologique qui nécessitent un élément don important pour leur réalisation. Le SET PLAN²³ est un programme de soutien à la R&D dans le secteur des énergies renouvelables, piloté par la DG TREN de la Commission européenne. Il vise à accélérer la baisse des coûts des technologies bas carbone pour amplifier leur développement en Europe et dans le monde.

Les projets concernant le CSP-dessalement ou l'éolien off-shore pourraient bénéficier de cette enveloppe pour un montant situé entre 50 et 100 M€

2. La facilité d'investissement de voisinage

Le principal instrument est la « facilité d'investissement de voisinage » de la Commission européenne (FIV) qui dispose de 700 M€ sur la période 2007-2013 pour financer la politique européenne de voisinage de l'Union, dont les deux tiers devraient être ciblés sur les pays du Sud. À cette somme s'ajoutent des contributions volontaires des États, qui se sont montées en 2008 à 5 M€ pour la France et 10 M€ pour l'Allemagne.

La FIV permet de financer :

- des opérations de capital-risque ;
- des bonifications d'intérêts de prêts accordés par des institutions financières européennes ou assimilées en fonction de leur périmètre d'intervention (BEI, BERD, AFD, KfW) ;
- de l'assistance technique ;
- des subventions directes à l'investissement.

La FIV intervient dans le champ des infrastructures énergétiques, sociales, environnementales et de transport. Une attention particulière est portée sur l'atténuation du changement climatique, et sur la croissance du secteur privé, en particulier les PME.

Les projets doivent être proposés par les bailleurs multilatéraux ou bilatéraux (BEI, BERD, KfW, AFD, Banque nordique d'investissement, Banque de développement du conseil de l'Europe). Ceux-ci se réunissent dans un groupe des institutions financières qui préparent les dossiers en amont de leur programmation. Les décisions de financement sont adoptées par le comité de programmation de la FIV présidé par la Commission européenne.

Les pays éligibles à ce jour sont ceux qui ont signé un plan d'actions avec la Commission européenne. Il s'agit du Maroc, de la Tunisie, de l'Égypte, du Liban, de la Jordanie et de la Palestine. Les autres pays (Algérie, Israël, Syrie, Turquie) pourraient également en bénéficier au cas par cas.

Outre la subvention directe aux projets, ces subventions peuvent également intervenir en garantie pour premières pertes des lignes de crédits allouées par les bailleurs internationaux aux banques locales pour financer les projets de moins de 25 M€ ou les projets d'efficacité énergétique. Cela donne ainsi une forte incitation locale pour intervenir dans les projets en limitant le coût du crédit grâce aux prêts des bailleurs et en limitant les risques encourus grâce aux subventions apportées par la FIV.

²³ Strategic Energy Technology Plan, 2007-2013, Commission européenne.

3. De multiples dispositifs dispersés pour financer des études de faisabilité

De multiples dispositifs sont disponibles pour financer des études de faisabilité sur les projets présentés au PSM.

Tableau 30 : outils disponibles pour financer de l'assistance technique ou des études

Institution	Décision	Moyens	Particularité	Pays de la zone
BEI/FEMIP/ Fonds fiduciaire	Luxembourg	34,5 M€	Dons des États membres	Tous les pays
FIV	Bruxelles	700 M€ sur 2007-2013	2/3 de ces sommes seront consacrées aux Pays du Sud La part études ne comprendra qu'une partie de ces sommes	Maroc, Tunisie, Égypte, Liban, Jordanie, Palestine (autres pays au cas par cas)
Fonds pour l'Environnement Mondial	Washington	50 M\$ sur 2008-2010 en Méditerranée	Enveloppes nationales et enveloppes régionales	Tous les pays
Fonds français pour l'environnement mondial	Paris	70 M€ sur quatre ans	Géré par des équipes de l'AFD	Tous les pays
FASEP-études	Paris	20 M€an	Aide liée pour les exportateurs français	Tous les pays sauf Israël
IRENA ²⁴	Bonn	25 M€an en prévisionnel	Agence en cours de création	Tous les pays

Source : Mission IGF-CGIET

Les bailleurs multilatéraux et bilatéraux sont également susceptibles de financer une partie des études de faisabilité des projets dans la mesure où cela peut leur ouvrir des opportunités de prêts subséquents.

E. Au-delà des financements, un accès privilégié aux garanties multilatérales ou bilatérales doit être intégré au PSM

1. Une meilleure gestion des risques permet d'obtenir un financement moins cher

La maîtrise des risques est fondamentale dans la gestion des projets d'énergies renouvelables car elle peut changer de manière drastique l'économie générale d'un investissement. L'incertitude inhérente à la longue durée de ces projets, l'instabilité institutionnelle qui peut exister dans la zone et la relative nouveauté de ce type d'investissements, pèsent de manière forte sur l'appétence des sponsors et banquiers pour investir dans le plan solaire méditerranéen.

Pour illustrer ces effets, le projet Green-X²⁵ a calculé l'effet d'une incertitude sur les prix de vente sur la rentabilité exigée par les investisseurs en fonds propres. Pour cela, l'étude a comparé les taux de retour attendus selon la nature des encadrements institutionnels du pays hôte du projet : *feed-in tariffs* ou certificats verts et quotas. Un écart de plus de 1% en termes de rentabilité exigée est trouvé en faveur des *feed-in tariffs* qui offrent une meilleure assurance aux investisseurs sur les flux monétaires du projet.

Aussi est-il très important de bien recenser tous les risques encourus par les projets et de comprendre comment maîtriser ces risques par voie contractuelle, assurantielle ou par d'autres moyens.

²⁴ International Renewable Energy Agency, créée à Bonn le 26 janvier 2009.

²⁵ Modelling risks of renewable energy investments – Green X project – juillet 2004.

Pour les projets d'énergies renouvelables, on peut regrouper les risques principaux selon quatre catégories :

- les risques politiques : coup d'État, guerre, expropriation, non-conversion des revenus ;
- les risques de régulation : changements dans les politiques de soutien aux ENR ;
- les risques opérationnels : augmentation des coûts d'exploitation, augmentation des coûts d'approvisionnement (en eau par exemple pour les centrales CSP), insuffisance de la ressources renouvelable (vent, soleil) ;
- les risques technologiques : fonctionnement dégradé des centrales par manque de maîtrise technologique.

Dans la construction d'un projet, le principe est que les risques sont sous la responsabilité de l'acteur le plus compétent pour les prévenir. Cela donne en général la répartition suivante :

- risques technologiques : pris en charge par le constructeur ;
- risques opérationnels : pris en charge par l'opérateur ;
- risque financier et de régulation : pris en charge par le sponsor et le banquier ;
- risque politique : bailleurs multilatéraux ou bilatéraux (BEI, MIGA, CTF, AFD, BAfD...).

Les différentes parties prenantes peuvent développer de multiples stratégies pour limiter leurs risques, de la diversification des approvisionnements, à la conclusion de contrats de longue durée en passant par des contrats assurantiels. Ce travail est spécifique à chaque projet selon les conditions techniques et institutionnelles applicables et ne sera pas détaillé dans ce rapport.

2. Une garantie sur les flux financiers exigée par les prêteurs

Pour pallier le risque de ne pas être remboursé du prêt consenti, tout banquier vérifiera en détail que le projet génère assez de liquidités pour couvrir chaque année, sur la durée du prêt, les échéances de remboursement en capital et en intérêts. Il va donc calculer un ratio de solvabilité égal aux liquidités disponibles générées par le projet sur le service de la dette (Excédent Brut d'exploitation / (Principal + intérêts)).

Pour atténuer le risque de non-remboursement, le bailleur exigera un ratio strictement supérieur à 1, dans des proportions variant selon le niveau de risque du projet. Le tableau ci-dessous donne quelques éléments quantitatifs sur les ratios exigés en Europe sur les projets d'énergies renouvelables :

Tableau 31 : Ratios de couverture de la dette exigés en Europe sur les projets ENR

Type de projet	Ratio de couverture de la dette exigé
Éolienne terrestre	1,3 - 1,4
Éolienne terrestre sur sol complexe	1,6
Éolienne off-shore	2,0

Source : *Modelling risks of renewable energy investments – Green X project – juillet 2004*

Dans la pratique, le bailleur d'attachera à vérifier, à travers plusieurs scénarios portant notamment sur la quantité d'électricité produite en fonction des caractéristiques locales (données d'ensoleillement, régime des vents) que le niveau minimum de couverture de la dette est respecté chaque année à une probabilité donnée (50% ou 90%).

L'impact du ratio exigé sur la structure financière du projet peut être majeur. En effet, plus le ratio est élevé, plus le projet doit générer de liquidités disponibles par rapport aux échéances de remboursement. Le porteur de projet peut réaliser cela en augmentant ces recettes, ce qui est nécessairement limité, ou en diminuant son service de la dette et donc en diminuant la part de la dette dans son plan de financement.

Un ratio élevé va donc impliquer une part plus importante de fonds propres dans le financement du projet.

3. Des outils existent pour prendre en charge le risque politique

Le PSM peut avoir une plus-value sur le régime des garanties contre le risque politique car ce risque impacte la faisabilité même d'un projet.

Le risque politique recouvre quatre aspects : le non-transfert ou la non-conversion des revenus, l'expropriation, la guerre et la rupture de contrat. Il concerne les projets dont le financement fait l'objet d'un mouvement transfrontière que ce soit dans la dette ou dans le capital propre. C'est le cas par exemple d'un investisseur européen qui finance un projet marocain, mais pas le cas d'un projet marocain financé par une banque marocaine.

Tous les bailleurs internationaux ont des outils pour garantir le risque politique, de façon plus ou moins extensive. Ils s'appuient tous sur leur capacité d'influence sur les gouvernements locaux par rapport à tous les outils d'aide au développement engagés.

Un des outils les plus complets et les plus souples est celui développé par la Banque mondiale via sa filiale MIGA.

Deux modalités d'intervention pour simplifier l'accès des porteurs de projets aux outils de garantie politique peuvent être imaginées dans le cadre du PSM :

- par un déploiement coordonné des mécanismes existants : élaboration d'un guide de déploiement de tous les outils en place (MIGA, BEI, AFD...) et fléchage des projets sur les bons instruments par un coordinateur ;
- création d'une facilité MIGA : mise à disposition d'une ligne de garantie pour le PSM, avec la définition d'un certain nombre de critères pour bénéficier du dispositif (pays, secteur, taille des projets...).

Les décisions sur les modalités de coordination des acteurs doivent être prises dès le départ car il est important que l'intervention des agences de garantie se fasse le plus en amont possible pour limiter par la suite le coût du financement.

Le coût typique des garanties varie de 70 pdb²⁶ à 210 pdb avec une moyenne autour de 120 pdb. Les garanties peuvent s'étaler de 3 à 20 ans. On peut comprendre l'intérêt de tels mécanismes dès lors qu'une banque commerciale, si elle est prête à le prendre, facturera le risque à environ 250 pdb.

F. Donner une impulsion au PSM avec les bailleurs publics pour attirer les financements privés dans la deuxième phase du plan

La description des différents outils de financement ci-dessus a montré la panoplie d'instruments utilisables pour mettre en œuvre le plan solaire méditerranéen. La capacité de financement de tous ces outils doit maintenant être mesurée à l'aune de l'ambition du plan, en faisant une distinction entre les deux premières années de réalisation des centrales (2010 et 2011) et le plan global sur la période 2010-2020.

Le tableau ci-dessous reprend les éléments de chiffrage du PSM tels qu'ils ont été présentés dans la première partie du rapport. N'ont été conservés que les scénarios médians pour lesquels une technologie est réalisée de façon prépondérante (2/3 – 1/3 en faveur de l'éolien ou en faveur du solaire). Les fonds propres nécessaires ont été estimés à 30% du montant total de l'investissement. Les prêts concessionnels regroupent les prêts du Clean Tech Fund (750M\$) et l'aide liée offerte par les pays de l'OCDE (du type « réserve pays émergents »). Les autres montants découlent des données présentées ci-dessus.

²⁶ Points de base.

Tableau 32 : Tableau agrégé de financement pour les deux premières années de réalisation du PSM

	2010-2011 : Eolien +	2010-2011 : Solaire +
Capacité de production installée	1 450 MW	1 100 MW
Coût total d'investissement	2 400 M€	2 200 M€
Fonds propres (30%)	720 M€	660 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	900 à 1 100 M€/an	900 à 1 100 M€/an
Prêts concessionnels	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Subvention	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Prêts commerciaux requis	Pas nécessaire	Pas nécessaire

Source : Mission IGF-CGIET

Il apparaît donc pour les deux premières années du plan que le recours aux prêts commerciaux n'est pas nécessaire. Etant donné la capacité de financement des bailleurs multilatéraux et bilatéraux, et les investissements nécessairement limités dans la phase de lancement, l'intervention du secteur privé pourrait être limitée à l'apport en fonds propres.

Le tableau ci-dessous réalise le même exercice sur l'intégralité du PSM en supposant que l'action des bailleurs publics est constante jusqu'en 2020 (~ 1 000 M€/an) et que les subventions aux projets s'estompent rapidement (~ 200 M€ sur la durée du plan).

Tableau 33 : Tableau agrégé de financement sur la durée du PSM

	2010-2020 : Eolien +	2010-2020 : Solaire +
Capacité de production installée	20 000 MW	20 000 MW
Coût total d'investissement	32 000 M€	40 000 M€
Fonds propres (30%)	9 600 M€	12 000 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	~ 10 000 M€	~ 10 000 M€
Prêts concessionnels	~ 1 000 M€	~ 1 000 M€
Subvention	~ 200 M€	~ 200 M€
Prêts commerciaux requis	11 200 M€	16 800 M€

Source : Mission IGF-CGIET

Le recours aux prêts commerciaux sera donc massif pour la bonne réalisation du plan d'ici 2020. Il dépendra grandement des coûts finaux du plan et donc de la composition du portefeuille de projets qui sera développé.

L'ampleur de l'intervention privée implique que la rentabilité des projets soit établie sans ambiguïté dans les deux prochaines années, en rôdant le système d'exportation, en accélérant les procédures d'obtention des crédits MDP et créant dans chaque pays les conditions nécessaires de raccordement au réseau, de soutien public et de définition des procédures administratives.

III. UNE MODÉLISATION ÉCONOMIQUE DES CENTRALES PERMET D'IDENTIFIER LES PLAGES DE RENTABILITÉ ET DE DETERMINER L'ÉQUILIBRE DES INTERVENTIONS NORD-SUD

A. Un modèle simplifié qui fournit les prix de vente de l'électricité en fonction des taux de retour sur investissement exigés

Afin de pouvoir analyser l'impact des principaux paramètres technico-économiques sur le prix de l'électricité produite à partir de technologies renouvelables, un modèle simplifié de centrale a été construit sous Excel. Il s'appuie sur la méthodologie de financement de projet pour calculer tous les flux financiers engendrés par un investissement. Les principales hypothèses de construction du modèle sont résumées ci-dessous.

1. Des paramètres industriels agrégés identiques à la partie macroéconomique

Le modèle développé fonctionne pour tout type de centrale : éolien, photovoltaïque ou CSP. Les paramètres industriels décrivent globalement les coûts d'investissement et de fonctionnement d'une centrale. On peut ainsi saisir :

- les coûts d'investissement par MW ;
- le nombre d'unités construites en MW ;
- les charges d'exploitation : frais de maintenance, d'exploitation... Le coût annuel de ces charges est exprimé comme un pourcentage de l'investissement. Il évolue avec l'inflation.

La production des centrales est caractérisée par le facteur de capacité qui donne le ratio entre la production moyenne réelle sur un an et la production théorique si la centrale fonctionnait 100% du temps à puissance nominale sur l'année.

Par défaut, les valeurs prises pour les trois technologies considérées sont celles qui ont été retenues pour calculer le coût global du PSM.

Les coûts moyens de maintenance et d'exploitation sont référencés dans diverses études. Ainsi, l'association danoise sur l'énergie éolienne²⁷ donne une fourchette de 1,5% à 2% du coût total d'investissement pour les éoliennes. L'étude de Sargent & Lundy²⁸ estime ces coûts à 1,1% et 1,3% pour les centrales cylindro-paraboliques et les centrales à tour. L'association EPIA²⁹ donne des valeurs équivalentes pour le photovoltaïque, entre 1% et 2%.

Tableau 34 : Valeurs retenues pour les paramètres industriels des centrales

Technologie	Coût d'investissement	Facteur de Capacité	Charges d'exploitation
PV	4 M€MW	22%	[1-2]%
CSP	3,5 M€MW	33%	[1-2]%
Éolien	1,3 M€MW	30%	[1,5-2]%

Source : Mission IGF-CGIET

La durée de vie de la centrale est fixée à 20 ans. La construction a lieu l'année 0 et la production d'électricité se fait des années 1 à 20.

²⁷ www.windpower.org

²⁸ Assessment of Parabolic trough and Power tower solar technology cost and performance forecast, Sargent & Lundy, 2003

²⁹ European Photovoltaic Industry Association.

2. Des paramètres financiers qui permettent de balayer le spectre d'intervention des bailleurs publics et privés

a) Calcul du coût de production moyen de l'électricité

Un premier paramètre caractérise le retour sur capitaux typiquement attendu sur un projet d'énergies renouvelables. Ce ROCE, « *Return On Capital Employed* » ou rentabilité économique avant impôts, s'applique à l'ensemble des capitaux investis, fonds propre et dette. Sa seule application dans le modèle sera de permettre le calcul d'un coût moyenné de l'électricité par une méthode standard utilisée par la DGEC dans ses coûts de référence de la production électrique.

Ce coût moyenné est le coût qui assurerait, en bilan actualisé au taux ROCE, l'équilibre entre les dépenses et les recettes, s'il était appliqué à chaque MWh produit. Il est calculé en euros constants.

On a ainsi l'égalité suivante, avec N durée de vie de la centrale :

$$\sum_{i=0}^N \frac{d_i}{(1 + ROCE)^i} = \sum_{i=0}^N \frac{r_i}{(1 + ROCE)^i}$$

Pour les dépenses d_i , on a :

- $d_0 = I$, avec I montant total de l'investissement ;
- $d_i = CM$, les années suivantes, où CM sont les coûts de maintenance.

Pour les recettes r_i , on a :

- $r_0 = 0$;
- $r_i = P \cdot C + P \cdot N_{CO_2} \cdot C_{CO_2}$, où P est la production annuelle d'électricité en MWh, C le coût moyen de l'électricité, N_{CO_2} le nombre de tonnes de CO_2 évitées par MWh et C_{CO_2} le coût de la tonne de CO_2 .

On obtient alors l'égalité suivante :

$$C = \frac{1}{P} \left[\frac{I}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1 + ROCE)^i}} + CM \right] - N_{CO_2} \cdot C_{CO_2}$$

Ce coût de production moyen est utile pour établir des comparaisons avec des données existantes dans les publications relatives aux ENR et c'est la raison pour laquelle il a été intégré au modèle. Toutefois, il ne sera pas utilisé dans les simulations présentées dans ce rapport qui s'appuieront uniquement sur les flux financiers générés en fonction d'une structure de financement bien précise (et non pas d'un ROCE standard).

b) Structure de financement

Le calcul précédent ne prenait pas en compte la structure de financement de la centrale. Pour calculer les flux financiers sur la durée de vie de l'investissement, le modèle développé décrit la répartition du capital et les principales caractéristiques de la dette.

Il donne tout d'abord la part de fonds propres qui sera investie dans le projet par les sponsors. Cette part pourra varier de 20 à 40%.

Il permet ensuite de répartir le capital restant à financer selon trois types différents de dette, définies par leur taux réel, leur maturité et la période de grâce durant laquelle le principal n'est pas remboursé par l'emprunteur.

Le premier type de dette fait référence aux dettes consenties par les banques et agences de développement. Elles se caractérisent par des taux d'intérêt bas, proche de l'EURIBOR, des maturités longues, de 15 à 20 ans et une période de grâce pouvant aller jusqu'à cinq ans.

Le second type de dette est constitué des dettes commerciales dont les durées sont plus courtes, les taux d'intérêt plus élevés et une absence de période de grâce.

Enfin, le troisième type de dette reprend les conditions de financement du *Clean Tech Fund* : prêts à 20 ans, avec période de grâce de 10 ans et un taux d'intérêt nominal de 0,75%. Même si aucune règle n'a été fixée explicitement par le comité d'affectation spéciale du CTF, la part de dette CTF dans un projet ne devrait pas dépasser 20%.

Les conditions de remboursement des prêts « banque de développement » sont calculées de façon à avoir des annuités constantes « principal + intérêts ». Cela conduit à rembourser une plus grande part du capital en fin de période.

Pour sa part, le prêt commercial est remboursé avec une annuité constante de capital (configuration classique d'un prêt à l'export).

Les modalités de remboursement de la troisième dette sont calculées selon les modalités réelles de remboursement du CTF : 1/10 du principal chaque année à partir de la dixième année, auxquels s'ajoutent les intérêts.

3. Un calcul en euros courants avec intégration des paramètres fiscaux

L'ensemble des flux financiers est calculé en euros courants. Un paramètre d'inflation est donc intégré au modèle.

En outre, l'aspect fiscal des investissements sera caractérisé par deux paramètres :

- la durée d'amortissement fiscal de la centrale avec une possibilité de reporter les déficits les années suivantes ;
- le taux d'imposition sur les bénéficiaires ; les intérêts sont considérés déductibles de l'assiette de calcul de cet impôt.

4. Une possibilité d'inclure des externalités carbone

Les crédits carbone sont intégrés au modèle grâce aux flux financiers qu'ils génèrent pour chaque MWh produit par la centrale.

Pour calculer les tonnes de CO₂ évitées, le scénario de référence retenu sera celui d'une centrale à cycle combiné gaz qui émet 0,365 tonne de CO₂ par MWh.

Le prix initial du carbone peut être fixé arbitrairement. Des valeurs comprises entre 0 et 40 €/tonne seront utilisées dans les calculs. Sur la durée de vie de la centrale, ce prix de référence du carbone évoluera selon la règle d'Hotelling. Il augmentera ainsi chaque année au taux d'actualisation qui sera pris égal au taux EURIBOR.

Le modèle considère que la centrale bénéficie des crédits carbone sur la totalité de sa durée de fonctionnement, ce qui correspond à l'obtention de la labellisation par l'ONU trois fois pour sept ans.

5. Un modèle qui calcule des flux financiers, un coût moyen de production et le prix auquel vendre l'électricité selon le TRI exigé

Le modèle donne un premier couple de résultat, indépendant de la structure de financement de l'investissement, constitué de la production annuelle d'électricité de la centrale et du coût de production moyen avant impôts.

Le modèle permet ensuite de saisir un prix de vente de l'électricité qui permet de calculer l'ensemble des flux financiers générés par le projet. Ce prix de vente est égal par défaut au coût de référence de l'électricité calculé ci-dessus.

Les flux financiers sont présentés sous la forme d'un échéancier qui donne pour chaque année de production : l'excédent brut d'exploitation, le résultat avant impôt, le montant de l'impôt, le résultat après impôt, la capacité d'autofinancement, les flux nets générés par le projet et les flux nets à disposition du sponsor. Pour calculer ces deux dernières valeurs, un besoin en fonds de roulement normatif égal au chiffre d'affaires annuel divisé par douze mois, a été introduit.

Le modèle calcule également le ratio de couverture de la dette égal à l'excédent brut d'exploitation divisé par le remboursement de l'intégralité des emprunts de l'année (principal + intérêts).

Pour chaque prix de vente de l'électricité saisi, le modèle calcule le taux de retour sur investissement (TRI) nominal sur le projet, avant et après impôts, le TRI fonds propres nominal après impôts et le ratio de couverture de la dette minimum observé.

Enfin, une macro permet de calculer le prix auquel il faut vendre l'électricité pour obtenir quatre TRI fonds propres nominaux différents fixés à 10%, 12,5%, 15% et 20%. Cela permet d'avoir des couples (TRI fonds propres, prix de vente) spécifiques à l'investissement et à sa structure de financement.

Le modèle est notamment limité par la précision des données sur les coûts d'investissement, les frais de maintenance et le facteur de capacité, qui sont très dépendants des projets et des sites. Les modalités de remboursement des dettes sont également simplifiées alors qu'une ingénierie de remboursement pourrait être pertinente sur certains projets pour maintenir un ratio de couverture de la dette constant. Enfin, l'investissement est concentré sur une année, ce qui est en ligne avec la réalité pour les projets PV et éolien mais diffère des conditions de réalisation des centrales CSP qui peuvent s'étaler sur deux ans. Cela conduit à sous-estimer légèrement le coût du CSP, d'un ordre de grandeur équivalent à un prêt relais sur un an durant la période de construction qui s'ajouterait au coût total de la construction.

Le modèle développé n'a donc pas l'ambition de donner un prix réel de l'électricité au centime, ce qui ne peut être réalisé que lors de l'étude complète d'un projet donné, mais d'établir avec une certaine précision les régimes de fonctionnement des centrales et l'impact des différents paramètres industriels, fiscaux et financiers sur ces régimes de fonctionnement.

B. Une sensibilité du prix différente selon la technologie adoptée

Le modèle va nous permettre de quantifier la sensibilité des couples (prix de vente de l'électricité, taux de retour sur investissement) en fonction des différents paramètres technico-économiques.

Pour chaque technologie, une première étude de sensibilité est présentée par rapport à la composition du financement. La part des fonds propres est fixée à 30% du capital et trois structures de financement de la dette seront étudiées :

- une dette fournie uniquement par une banque de développement « BdD » ;
- une dette fournie uniquement par une banque commerciale « BC » ;
- une dette fournie à moitié par le Clean Tech Fund et à moitié par une banque de développement. En effet, les ressources concessionnelles du CTF ne peuvent pas financer seules un projet. Elles viennent toujours en accompagnement des ressources d'une banque de développement dans un ratio défini au cas par cas. Le ratio est fixé à 50/50 dans notre cas, ce qui représente un ratio limite, la quotité indicative moyenne d'intervention du CTF étant de l'ordre de 20% à ce jour.

Ces différents types de dette présentent des conditions de remboursement et de taux très différentes. Le tableau ci-dessous récapitule les paramètres financiers retenus :

Tableau 35 : Paramètres financiers des simulations

	Taux d'intérêt	Durée du prêt	Différé
Dettes Banque de développement	4% nominal	17 ans	3 ans
Dettes banque commerciale	6% nominal	10 ans	-
Dettes Clean Tech Fund	0,75% nominal	20 ans	10 ans

Source : Mission IGF-CGIET et conditions de prêt du CTF

Le taux d'intérêt réel pour les banques de développement est fixé au taux de croissance moyen attendu sur la période, soit 2%. Le taux d'intérêt réel des dettes commerciales est fixé à 4%, soit 200 points de base au dessus de l'EURIBOR.

Les paramètres industriels par défaut sont ceux qui ont été déterminés pour calculer l'impact macroéconomique du PSM.

Les autres paramètres du modèle sont recensés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 36 : Autres paramètres retenus pour les simulations

Durée de production	Amortissement fiscal	Impôt sur les sociétés	Inflation	Frais de maintenance	Prix du Carbone
20 ans	20 ans	33%	2%	2%	0 €

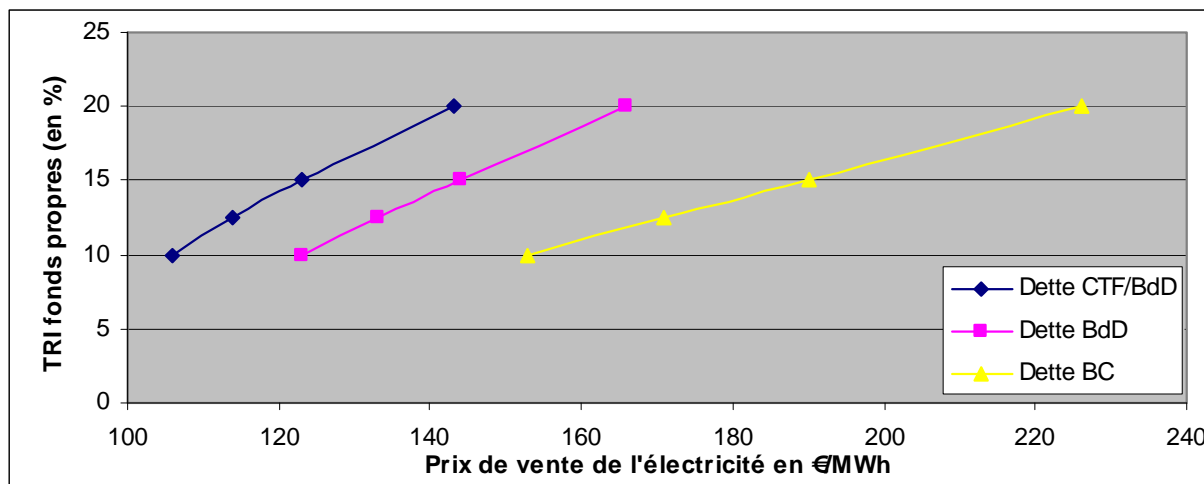
Source : Mission IGF-CGIET

Le prix du carbone est fixé à zéro dans un premier temps pour isoler ce facteur et pouvoir analyser la sensibilité du prix de l'électricité au prix du carbone dans un second temps.

1. Un prix de l'électricité CSP très sensible au coût d'investissement et à la composition du financement

a) Coûts moyens selon la composition du financement et les conditions de rentabilité,

Graphique 13 : Relation entre prix de vente et rentabilité sur fonds propres des centrales en fonction de la composition de la dette pour une centrale CSP



Source : Mission IGF-CGIET

Pour un taux de retour sur investissement sur fonds propres donné, on constate que **la composition de la dette, et donc le coût du financement, a une influence très forte sur le prix auquel il faut vendre l'électricité produite**. Ainsi, pour un TRI de 15%, le financement par la dette CTF/BdD donne un prix légèrement supérieur à 120 €/MWh alors qu'un financement commercial porte le prix de vente à près de 190 €/MWh. Toutes les valeurs entre ces deux extrêmes sont atteignables en faisant varier la composition du financement entre les trois types de dette à disposition.

On remarque également que **l'exigence de TRI des investisseurs a une influence notable sur le prix de l'électricité, quelle que soit la composition du financement**. Pour une dette exclusivement accordée par une banque de développement, le prix varie de 123 €/MWh à 166 €/MWh lorsque le TRI passe de 10% à 20%, soit environ 4 €/MWh supplémentaire pour chaque pourcent de TRI supplémentaire exigé.

Enfin, même avec les conditions financières les plus avantageuses (mix CTF/BdD), **les prix atteints restent supérieurs à 100 €/MWh et sont donc notablement au-dessus des prix des technologies carbonées**. L'introduction d'éléments de concessionnalité dans la dette ne suffit pas à rendre les projets rentables sur le marché de l'électricité. Un tarif d'achat en local ou à l'export et la prise en compte des crédits carbone doivent donc venir en complément des conditions avantageuses de financement pour rentabiliser les centrales.

b) Sensibilité aux autres paramètres technico-économiques

Au-delà de la composition du financement, les autres paramètres peuvent également avoir une influence significative sur le prix de l'électricité nécessaire pour atteindre une rentabilité donnée. Afin de quantifier cette influence, le TRI sur fonds propres sera fixé à 15% en nominal et la dette sera composée uniquement d'un prêt à taux EURIBOR dans les conditions appliquées par les banques de développement. Les valeurs technico-économiques par défaut décrites ci-dessus sont utilisées pour tous les autres paramètres. Cela donne un prix indicatif de l'électricité de 143,8 €/MWh.

Le tableau ci-dessous montre l'impact sur le prix d'une variation de chaque paramètre par rapport à sa valeur par défaut, toutes choses égales par ailleurs.

Tableau 37 : Impact d'une évolution des paramètres technico-économiques sur le prix de l'électricité d'une centrale CSP

Prix indicatif CSP : 143,8 €/MWh	Valeurs test	Impact sur le prix
Part des fonds propres	15% / 40%	- 17% / + 10%
Prix du Carbone (en €/tonne)	20 €/t / 60 €/t	- 6% / - 18%
Impôt sur les bénéfices	0%	-10%
Facteur de capacité	20% / 35%	+ 65% / - 6%
Coût d'investissement	2 €/W / 4 €/W	- 43% / + 14%
Frais de maintenance	1% / 3%	- 8% / +8%
Différé de remboursement dette	0 / 5 ans	+ 7% / -4%

Source : Mission IGF-CGIET

Deux paramètres montrent un impact significatif sur le prix, les coûts d'investissement et le facteur de capacité.

Avec un gain de 5%/an d'ici 2020, **les coûts d'investissement pourraient baisser de près de 50% sur la période de déploiement du PSM, ce qui porterait le prix de l'électricité à la moitié de son coût actuel**. D'autre part, le ratio « prix du MWh/prix du MW » étant à peu près constant, toute incertitude sur le coût d'investissement fait porter une incertitude équivalente sur le prix final du MWh. Ce paramètre est donc très important dans la définition des projets de façon à obtenir de façon précise le prix de vente nécessaire à la rentabilité de l'équipement.

Le facteur de capacité impacte également très fortement les prix de vente de l'électricité. En passant de 33% à 20%, ce paramètre fait grimper le prix de 65%. Par conséquent, **les calculs de rentabilité des investissements doivent se faire sur des bases physiques très précises afin de repérer les meilleurs sites qui permettront de se rapprocher le plus sensiblement de la rentabilité économique.** Parallèlement, cela implique une grande maîtrise technique dans les opérations de fonctionnement des centrales pour assurer un taux de fonctionnement optimal qui ne dégrade pas le facteur de capacité.

La part des fonds propres a un impact médian sur le prix. La diminution de ce ratio est habituellement recherchée pour maximiser le TRI des sponsors, le coût de la dette étant toujours inférieur au coût des fonds propres. L'effet de levier observé permet de diminuer le prix de vente de l'électricité de 17% lorsque la part des fonds propres diminue de 30% à 15%.

Cet effet doit néanmoins être considéré avec précaution pour deux raisons :

- l'augmentation de la part des fonds propres diminue généralement le coût de la dette car le prêteur prend moins de risque sur le projet ;
- la part des fonds propres ne peut être aussi faible que possible car le prêteur s'assurera toujours que le projet peut rembourser les échéances des prêts (ratio de couverture de la dette).

On peut retenir que la part des fonds propres dans le capital a une influence notable sur les prix finaux de l'électricité. Il convient ainsi de jouer au maximum sur cet effet de levier dans la limite des exigences portées par les prêteurs sur la capacité de remboursement de la dette.

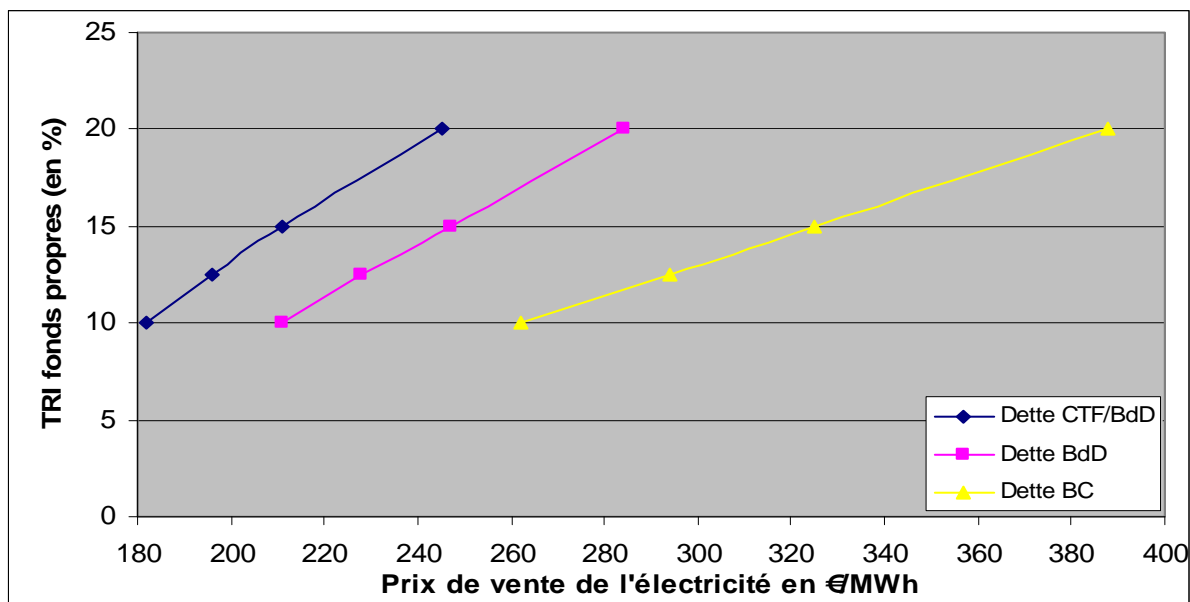
Les fonds carbone ont un effet faible pour un prix de 20€/tonne (-6%) et un effet notable lorsque que le prix du carbone atteint une valeur élevée de 60€/tonne (-17%). L'impact peut donc être intéressant, même s'il n'est pas d'une ampleur à même de rendre les centrales CSP compétitives avec les énergies carbonées. Pour le CSP, la finance carbone est un outil capable de couvrir une partie de l'écart entre les prix du marché et les prix assurant la rentabilité de la centrale. Elle viendra toujours en complément d'autres mécanismes susceptibles d'améliorer l'équilibre économique de l'investissement (concessionnalité, tarifs d'achat).

Les autres paramètres ont un effet plus faible avec un impact sur le prix de l'électricité inférieur à 10%.

2. Un prix de l'électricité photovoltaïque très sensible au coût d'investissement et à la composition du financement

a) Coûts moyens selon la composition du financement et les conditions de rentabilité

Graphique 14 : Prix de vente et rentabilité sur fonds propres des centrales en fonction de la composition de la dette pour une centrale PV



Source : Mission IGF-CGIET

L'influence de la composition du financement de la dette sur la rentabilité des centrales en fonction du prix de vente de l'électricité présente les mêmes aspects que pour une centrale CSP. On note cependant que les prix de vente sont ici beaucoup plus élevés que pour le solaire à concentration, avec une dispersion des prix beaucoup plus grande. Ainsi, pour un TRI fonds propres de 15%, les prix varient de 211 €/MWh à 324 €/MWh selon la composition de la dette, soit un écart de plus de 110 €/MWh, contre moins de 70 €/MWh pour le CSP.

D'autre part, pour une composition donnée de la dette, l'augmentation des prix de vente avec le TRI est plus marquée. À chaque pourcent supplémentaire sur le TRI, le prix de vente augmente en moyenne de 7 €/MWh.

Dans le cas le plus favorable utilisant les ressources concessionnelles du CTF, le prix est toujours supérieur à 180 €/MWh. D'autres outils sont donc indispensables pour assurer la rentabilité de l'investissement.

b) Sensibilité aux autres paramètres technico-économiques

En prenant tous les paramètres par défaut et un financement intégral de la dette par une banque de développement, on obtient un prix indicatif de 246,5 €/MWh.

Tableau 38 : Impact d'une évolution des paramètres technico-économiques sur le prix de l'électricité d'une centrale PV

Prix indicatif du PV : 246,5 €/MWh	Valeurs test	Impact sur le prix
Part des fonds propres	15% / 40%	- 16% / + 11%
Prix du Carbone (en €/tonne)	20 €/t / 60 €/t	- 4% / - 11%
Impôt sur les bénéfices	0%	-10%
Facteur de capacité	15% / 25%	+ 47% / - 12%
Coût d'investissement	2 €/Wc / 5 €/Wc	- 50% / + 25%
Frais de maintenance	1% / 3%	- 9% / +9%
Différé de remboursement	0 / 5 ans	+ 7% / -4%

Source : Mission IGF/CGIET

Les deux paramètres montrant l'impact le plus important sur le prix de l'électricité sont les mêmes que pour la technologie CSP, les coûts d'investissement et le facteur de capacité.

La sensibilité du prix de l'électricité au coût d'investissement met en évidence le facteur principal sur lequel il faut compter pour s'approcher des prix du marché électrique. Avec une diminution de 50% attendue d'ici 2020 sur le prix des cellules photovoltaïques, le prix de l'électricité sera également réduit du moitié pour passer sous la barre des 130 €/MWh.

Sur la plage de facteur de capacité [19-25]% qui correspond au fonctionnement standard d'une centrale PV, le prix de l'électricité varie de 285 €/MWh à 217 €/MWh, soit un écart de près de 25%. Un gain de 1% sur le facteur de capacité permet de diminuer de plus de 10 €/MWh le prix de l'électricité. Un fonctionnement dégradé avec un facteur de capacité de 15% conduit à un prix largement supérieur, au-delà de 360 €/MWh. Le choix des sites de développement du photovoltaïque est donc critique pour atteindre les prix les plus bas, avec une très forte sensibilité selon la qualité du champ solaire sélectionné.

L'effet de levier obtenu en diminuant la part des fonds propres a le même effet que pour la technologie CSP avec une diminution du prix de 16% lorsque les fonds propres représentent 15% de l'investissement.

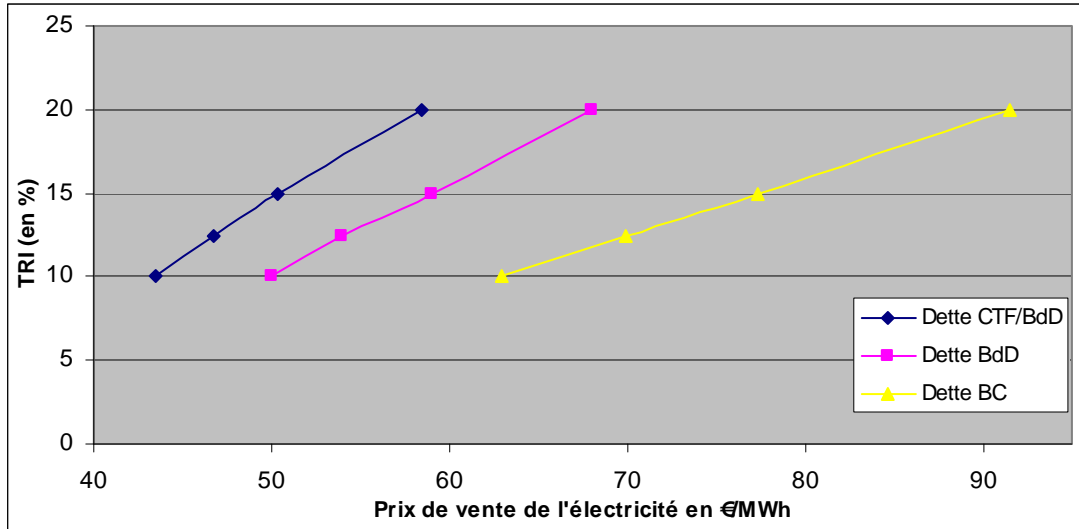
Tous les autres paramètres, y compris les fonds carbone, ont un effet inférieur ou équivalent à 10%. En effet, le gain obtenu par la vente des certificats de réduction d'émissions de CO₂ est indépendant du prix de revient de l'électricité solaire, mais seulement des émissions de la technologie carbonée remplacée (cycle combiné à gaz). Plus l'électricité produite est chère, moins les crédits carbone pèseront relativement sur le prix de vente.

Pour le photovoltaïque, les crédits carbone sont toujours intéressants comme outil capable de limiter le prix de l'électricité mais leur contribution à la diminution du prix est moindre que pour les autres technologies.

3. Un impact important du prix du carbone sur le prix de l'électricité éolienne

a) Coûts moyens selon la composition du financement et les conditions de rentabilité

Graphique 15 : Relation entre prix de vente et rentabilité sur fonds propres des centrales en fonction de la composition de la dette pour une centrale éolienne



Source : Mission IGF-CGIET

Contrairement aux technologies solaires pour lesquelles l'utilisation de fonds concessionnels ne permettait pas d'atteindre des prix de l'électricité en ligne avec ceux du marché, les centrales éoliennes montrent un profil tout à fait différent. En effet, si les prêts commerciaux maintiennent le prix de l'éolien au-dessus du marché, les prêts des banques de développement permettent de jouxter la parité et les prêts du Clean Tech Fund peuvent rendre les technologies compétitives.

Pour un TRI fonds propres de 15%, on passe ainsi d'un prix de 77 €/MWh à un prix de 50 €/MWh selon la composition du financement.

L'exigence de TRI a toujours une influence significative puisque qu'une augmentation de 1% du TRI conduit à une augmentation du prix de près de 2 €/MWh.

La concessionnalité des financements permet donc d'atteindre des conditions de marché ou proches du marché pour l'éolien. De ce fait, la complémentarité avec les autres outils de financement doit s'analyser finement pour chaque projet pour ne pas créer d'effet d'éviction de l'investissement privé ou pour ne pas créer sur fonds publics des conditions de rentabilité trop fortes.

b) Sensibilité aux autres paramètres technico-économiques

En prenant tous les paramètres par défaut et un financement intégral de la dette par une banque de développement, on obtient un prix indicatif de 58,7 €/MWh.

Tableau 39 : Impact d'une évolution des paramètres technico-économiques sur le prix de l'électricité d'une centrale éolienne

Prix indicatif éolien : 58,7 €/MWh	Valeurs test	Impact sur le prix
Part des fonds propres	15% / 40%	- 16% / + 11%
Prix du Carbone (en €/tonne)	20 €/t / 60 €/t	- 15% / - 43%
Impôt sur les bénéfices	0%	-10%
Facteur de capacité	20% / 40%	+ 50% / - 24%
Coût d'investissement	0,8 €/W / 1,5 €/W	- 55% / + 16%
Frais de maintenance	1% / 3%	- 9% / +9%
Différé de remboursement	0 / 5 ans	+ 7% / -4%

Source : Mission IGF-CGIET

À l'instar des autres technologies, la sensibilité du prix de l'électricité au facteur de capacité est très forte. Les meilleurs sites au Maroc et en Égypte possèdent des facteurs de capacité de 40% mais une moyenne de 20% était observée dans le monde en 2005 pour ce paramètre. Selon la qualité du site, on peut donc doubler le prix de l'électricité en passant de 44 €/MWh à 88 €/MWh. L'économie de l'investissement est alors sensiblement transformée. Pour les meilleurs sites, la centrale éolienne est compétitive sur le marché alors que sur des sites plus faibles, d'autres outils doivent être utilisés pour retrouver la rentabilité du projet.

L'éolien étant une industrie relativement mature, les gains attendus sur les coûts d'investissement ne sont pas très élevés. Cependant, une diminution annuelle des coûts de 2% pourrait abaisser à 1,1 €/W les coûts d'investissement d'ici 2020. Dans ce cas, le prix de l'électricité baisserait de l'ordre de 20%, et la technologie pourrait devenir compétitive sur le marché.

Contrairement aux technologies solaires, les fonds carbone ont un impact déterminant sur le prix de l'électricité éolienne. En effet, la ressource carbone a un effet indépendant du prix de l'électricité. Comme l'éolien est moins cher que les autres sources renouvelables, un carbone à 60 €/tonne permet de diminuer le prix de 43%. L'effet devient donc équivalent aux deux paramètres décrits précédemment.

4. L'éolien peut être compétitif sur le marché, tandis que le solaire demande une combinaison d'efforts pour s'en rapprocher

Ces études de sensibilité montrent que la technologie éolienne se différencie assez fortement des technologies solaires.

Les paramètres clefs pour faire baisser le prix de l'électricité de l'éolien sont le facteur de capacité, la prise en compte des crédits carbone et la composition du financement. En combinant ces facteurs, il est possible d'obtenir un prix très proche du prix d'une technologie carbonée, voire d'être plus compétitif que ces technologies.

La variation des fonds propres, le taux d'imposition et les gains de productivité présentent un impact plus faible sur le niveau des prix.

Pour les technologies solaires, la baisse du coût d'investissement reste le principal moteur pour diminuer le prix de l'électricité. La composition du financement et le facteur de capacité sont aussi déterminants pour abaisser les coûts.

Les autres paramètres, notamment les fonds carbone, ont un impact moindre sur le prix final de l'électricité. Toutefois, la combinaison de tous les gains possibles sera nécessaire pour se rapprocher des prix du marché qui ne pourront être atteints à court ou moyen terme.

C. Les plages de rentabilité des centrales dépendent étroitement des conditions de vente de l'électricité et des conditions de financement

1. Lorsque les exportations sont impossibles un effort important devra être pris en charge par le pays hôte

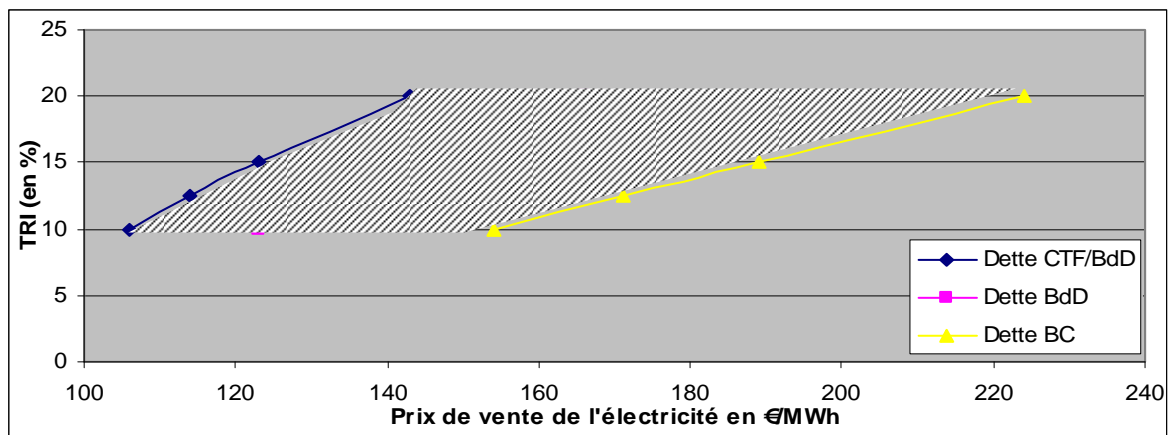
Plusieurs pays concernés par le PSM ne pourront pas exporter de l'électricité verte vers l'Europe à court terme car les interconnexions n'existent pas. C'est notamment le cas de l'Égypte, de la Jordanie, de la Syrie et du Liban. Ainsi, ces pays ne pourront pas bénéficier à court terme des mécanismes prévus par l'article 9 de la directive européenne sur les ENR.

Dans ce cas, la situation est assez simple puisque toute la production doit être vendue à un acheteur local, dans des conditions qui permettent de rentabiliser la centrale. Les paramètres industriels étant fixés (coût d'investissement, frais de maintenance, facteur de capacité), les paramètres économiques et fiscaux étant connus (inflation, taux d'imposition, amortissement légal), le modèle nous permet d'obtenir une plage de prix de vente de l'électricité nécessaire pour rentabiliser la centrale, en fonction du TRI exigé par les investisseurs en fonds propres et de la composition du financement.

On retrouve le schéma exposé ci-dessus selon le type de centrales CSP, PV ou éolien. La plage de rentabilité des centrales est fixée par les conditions extrêmes de financement (dette commerciale et dette mixte BdD/CTF) et par le TRI minimum exigé des investisseurs (10% dans le schéma ci-dessous).

L'obtention de certificats de réduction de CO₂ permet de décaler la zone de rentabilité vers des prix inférieurs grâce aux revenus des fonds carbone qui viennent diminuer le coût du MWh. Toute diminution du coût d'investissement, des frais de maintenance ou des taux d'imposition provoque le même effet.

Graphique 16 : Plage de rentabilité d'une centrale CSP sans exportation



Source : Mission IGF-CGIET

Au sein de cette plage de rentabilité, la négociation entre sponsors, bailleurs et acheteur local permet d'atteindre le point final d'équilibre de la centrale. L'exemple ci-dessus montre néanmoins que pour les technologies solaires, une partie importante de l'effort devra être réalisé par le pays hôte via des tarifs d'achat. Les éléments de concessionnalité et les fonds carbone ne permettront pas seuls de combler l'écart de financement avec les technologies de marché. Pour l'éolien, une bonne combinaison de conditions avantageuses de financement et de fonds carbone pourrait permettre de limiter fortement l'effort à produire par le pays hôte sur le tarif d'achat.

2. Lorsque les exportations sont possibles la plage de rentabilité des centrales laisse beaucoup plus d'espace pour la négociation

Lorsque des interconnexions existent, les exportations d'électricité renouvelable vers l'Europe sont possibles et l'utilisation de l'article 9 de la directive ENR peut être envisagée. À court terme c'est le cas du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie. La Turquie pourrait également en bénéficier si les tests de l'UCTE prévus en 2009 sont concluants. La production peut alors être vendue à deux clients potentiels : l'acheteur local et l'acheteur européen qui inclura cette électricité dans ses objectifs nationaux de consommation d'ENR.

Nous considérerons que l'acheteur européen est toujours prêt à acheter l'électricité verte à un prix supérieur à l'acheteur local, et à un prix supérieur au prix nécessaire à la rentabilité de la centrale. Cette dernière hypothèse découle de l'avantage comparatif des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée dont les gisements d'énergie renouvelable sont de meilleure qualité que les gisements européens. Ainsi, l'acheteur européen sera prêt à acheter de l'électricité verte plus chère que le prix de revient de la centrale, car ce dernier est largement inférieur au prix de revient d'une centrale ENR en Europe.

On considère que les conditions technico-économiques de l'investissement exigent un prix de vente moyen de l'électricité « P_{rent} » pour rentabiliser la centrale. La société opératrice exporte alors une partie « x » de sa production en Europe au prix « P_{eur} » et elle écoule le reste de sa production, « $1-x$ », sur le marché local au prix « P_{local} ». Afin de satisfaire la rentabilité de la centrale, ces différentes quantités sont reliées par l'équation de rentabilité suivante :

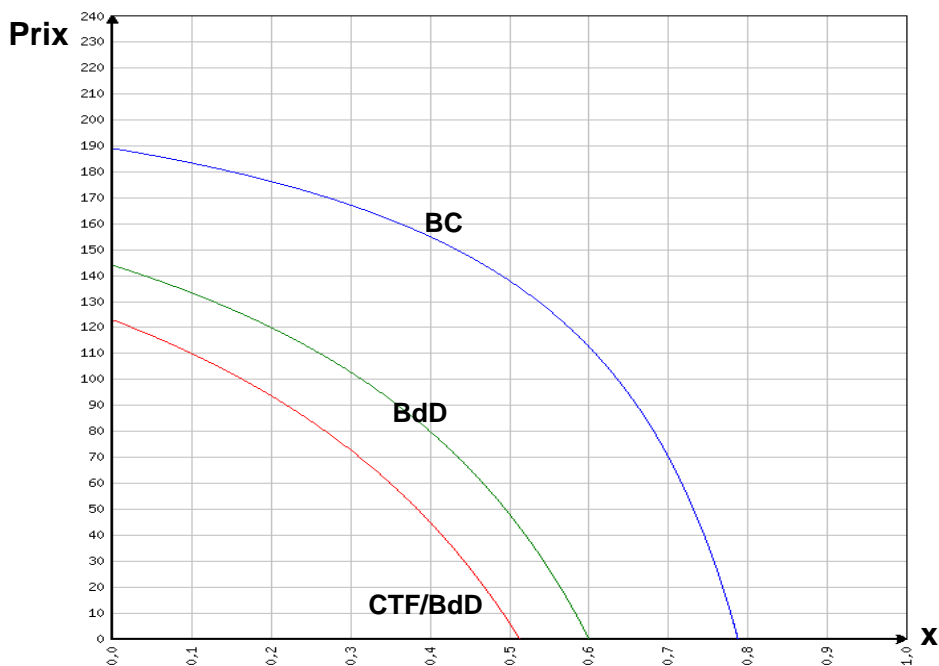
$$P_{rent} = x.P_{eur} + (1 - x)P_{local}$$

En partant de cette relation, on peut exprimer le prix local nécessaire à la rentabilité de la centrale en fonction du prix de rentabilité, du prix européen et de la part exportée. Cela donne :

$$P_{local} = P_{rent} - \frac{x}{1 - x} . (P_{eur} - P_{rent})$$

Pour une centrale CSP, avec un TRI sur fonds propres de 15% et un prix européen de 240 €/MWh, on obtient le graphique suivant :

Graphique 17 : Détermination du prix local dans une centrale CSP selon le taux d'exportation et le type de financement (TRI = 15%, P_{eur} = 240 €/KWh à titre illustratif)



Source : Mission IGF-CGIET

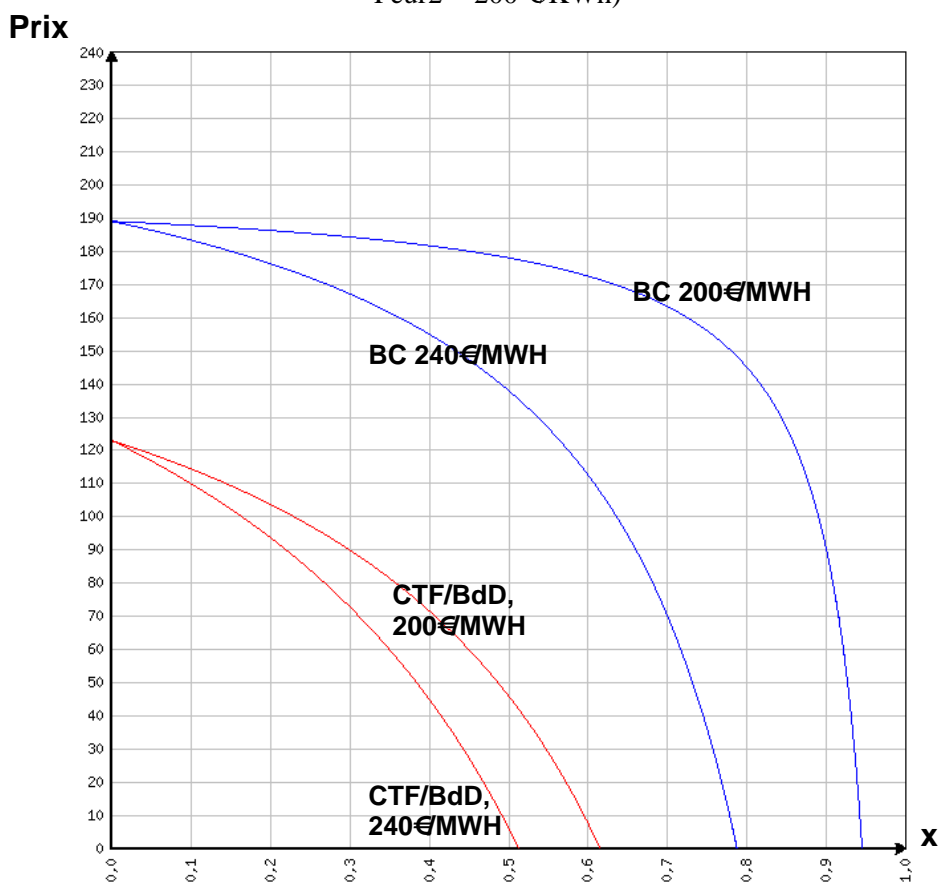
La courbe inférieure représente l'équation de rentabilité lorsque le financement est assuré à moitié par le Clean tech Fund et à moitié par une banque de développement. Le prix local part de 123 €/MWh, qui correspond au prix de rentabilité, lorsque rien n'est exporté. Il diminue ensuite lorsque les exportations augmentent. À un certain point, le prix local devient négatif car le prix européen seul, plus élevé que le prix de rentabilité, permet de rentabiliser la centrale.

La courbe médiane représente l'équation de rentabilité lorsque le financement est assuré uniquement par une banque de développement. Le prix local part de 144 €/MWh. La courbe supérieure correspond à un financement assuré intégralement par une banque commerciale avec un prix de rentabilité égal à 189 €/MWh.

En combinant les différents types de financement, on peut atteindre tous les prix de rentabilité possibles sur le segment [123-189] €/MWh. La zone du graphique comprise entre la courbe inférieure « CTF/BdD » et la courbe supérieure « BC » est donc la plage de rentabilité de la centrale en fonction de la composition du financement, de la part d'électricité exportée et du prix local.

Le graphique ci-dessus a été obtenu avec un prix européen fixe. Si le prix européen varie, les courbes de rentabilité varient également car le prix local doit s'adapter à un prix européen différent. L'impact d'une baisse du prix européen sur la plage de rentabilité est représenté dans le graphique suivant :

Graphique 18 : Évolution du prix local lorsque le prix européen varie (Peur1 = 240 €/KWh, Peur2 = 200 €/KWh)



Source : Mission IGF-CGIET

Les deux courbes inférieures correspondent à un financement « CTF/BdD » et se différencient par le tarif d'achat européen appliqué : 200 €/MWh ou 240 €/MWh. Les deux courbes supérieures suivent la même logique pour un financement purement commercial.

On remarque dans ce cas qu'une diminution du prix européen déplace la plage de rentabilité vers des prix locaux et des taux d'exportation plus élevés. En effet, pour un taux d'exportation donné, le prix local augmente pour compenser la diminution du prix européen. De même, pour un prix local donné, le taux d'exportation doit augmenter pour que le prix européen puisse tout de même rentabiliser la centrale.

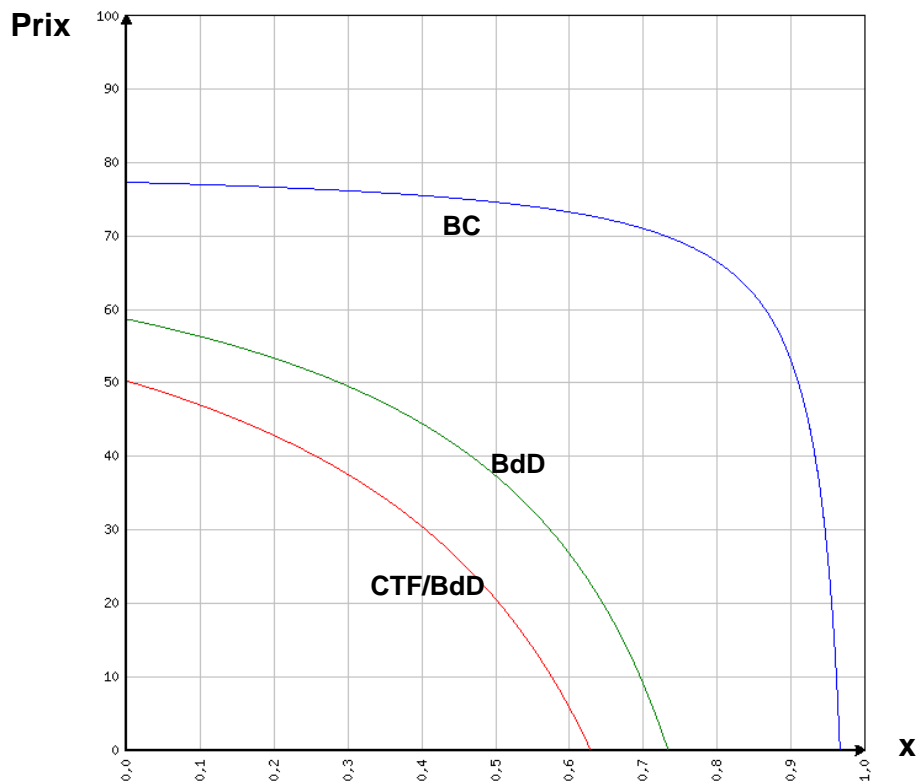
Une première analyse de ces graphiques montre :

- que la rentabilité de la centrale peut toujours être obtenue si le prix européen est supérieur au prix de rentabilité ;
- qu'un prix européen plus bas conduit à une augmentation des exportations ou à une augmentation du prix local ;
- que le prix local peut descendre aussi bas que possible pour atteindre zéro pour un certain seuil d'exportation ;
- que l'acheteur local et l'acheteur européen ont toujours intérêt à abaisser le prix de rentabilité de la centrale, et donc à améliorer les conditions de financement ;
- qu'il n'y a pas spontanément convergence vers un point précis au sein de la plage de rentabilité de la centrale et que l'équilibre final est déterminé par le jeu de négociation des acteurs.

a) Application aux différents types de centrale

Les trois graphiques ci-dessous montrent les plages de rentabilité des centrales CSP, PV et Éolien si l'acheteur européen paye l'électricité verte au niveau des tarifs d'achat français (300 €/MWh pour le solaire raccordé et 80 €/MWh pour l'éolien).

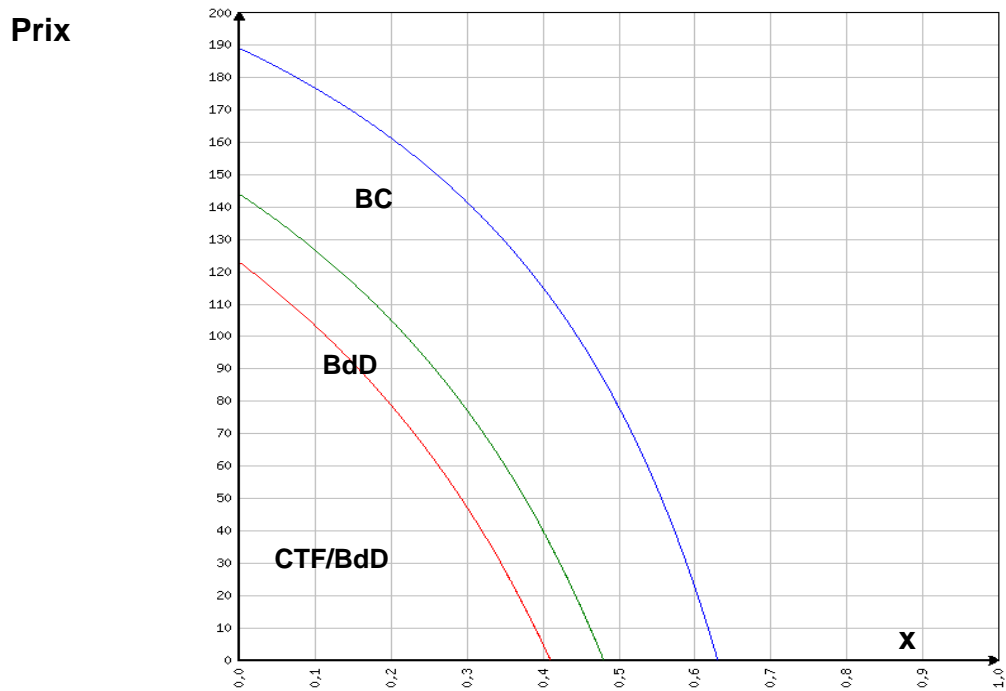
Graphique 19 : Détermination du prix local pour une centrale éolienne ($P_{eur} = 80 \text{ €/MWh}$)



Source : Mission IGF-CGIET

Le tarif d'achat français est très proche du prix de rentabilité de la centrale lorsque le financement est commercial. Dans ce cas, les exportations ne font baisser le prix local qu'à partir d'un seuil très élevé, de l'ordre de 80%. Lorsque les conditions de financement s'améliorent, le prix de rentabilité de l'éolien s'approche très étroitement des prix du marché des technologies carbonées. Dans ce cas, de faibles taux d'exportation (< 30%) permettent de passer sous les prix du marché et de rendre le prix local compétitif. La part locale peut alors être vendue sur le marché, sans dispositif particulier de tarif d'achat majoré.

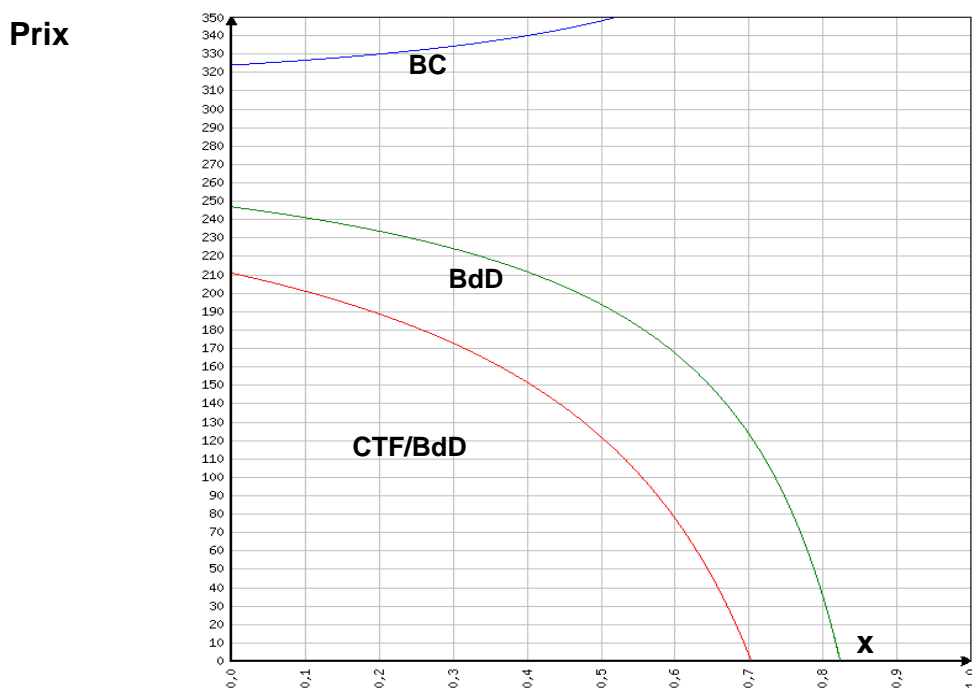
Graphique 20 : Détermination du prix local pour une centrale CSP (Peur = 300 €/MWh)



Source : Mission IGF-CGIET

Pour le CSP, l'écart entre le tarif d'achat européen et le prix de rentabilité le plus élevé (dette commerciale) reste conséquent. Le prix local diminue donc très fortement dès que le taux d'exportation s'élève. On atteint même un prix local nul pour un taux d'exportation compris entre 40 et 65% selon la composition du financement.

Graphique 21 : Détermination du prix local pour une centrale PV (Peur = 300 €/MWh)



Source : Mission IGF-CGIET

Les centrales PV montrent des caractéristiques sensiblement différentes. En effet, le prix d'achat européen n'est pas suffisant pour couvrir la rentabilité de la centrale lorsque le financement est purement commercial. Dans ce cas, le prix local est supérieur au prix de rentabilité, ce qui n'est pas le but recherché par l'exportation des électrons verts. Une amélioration des conditions de financement est donc indispensable pour obtenir un abaissement du prix local grâce aux exportations vers l'Europe.

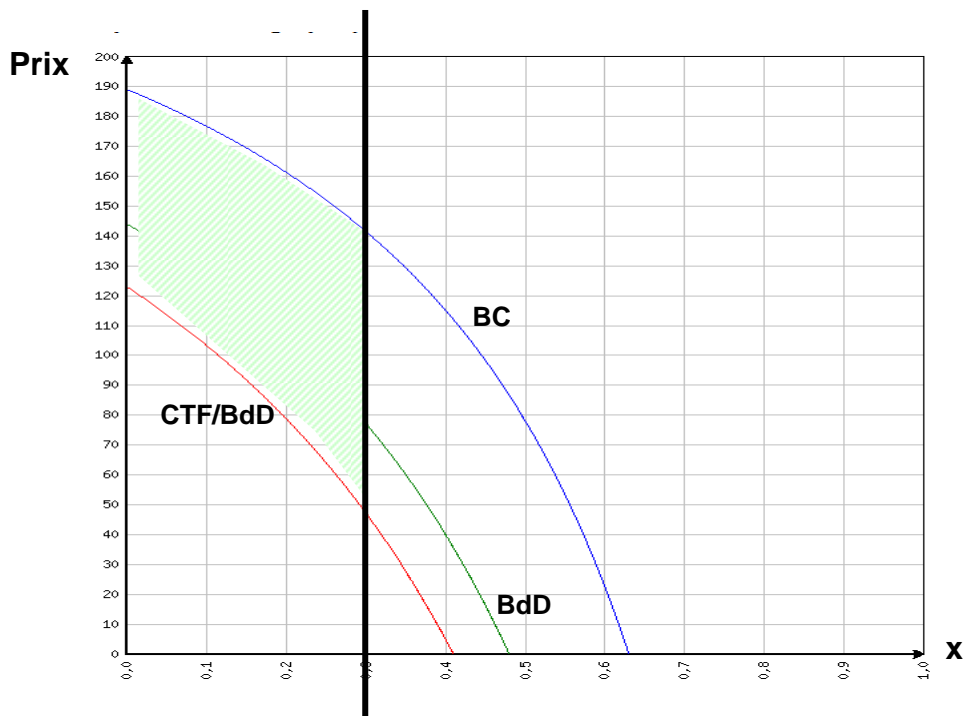
Grâce aux prêts des banques de développement ou du CTF, on retrouve les schémas observés pour le CSP. Cependant, la baisse des coûts est relativement lente et le prix local reste toujours supérieur à 120 €/MWh pour des exportations inférieures à 50%. La chute des prix s'accélère à partir de ce seuil.

b) Régulation du système et plages de rentabilité

Plusieurs facteurs peuvent inciter à imposer une certaine régulation aux exportations. Tout d'abord, les trois graphiques ci-dessus ont montré que les situations étaient très différentes selon les types de centrales. Si le PSM souhaite développer toutes les technologies, des conditions préférentielles doivent être accordées aux technologies solaires qui sont plus chères et qui ont le plus besoin des dispositifs d'exportation. De plus, nous avons vu qu'aucun équilibre spontané ne se dégageait au sein des plages de rentabilité et que les exportations pouvaient faire baisser le prix local sous les prix de marché, ce qui ne peut être un objectif du PSM. Enfin les capacités d'exportation sont limitées par les interconnexions existantes. Si toutes les centrales construites doivent pouvoir bénéficier du dispositif d'exportation, ces capacités ne peuvent pas être monopolisées par un petit nombre de projets. Cela rejoint un des aspects stratégiques mis en avant par le PSM pour lequel la consommation locale d'ENR doit être majoritaire, les exportations n'étant qu'un outil pour rentabiliser les investissements.

Le PSM pourrait donc encadrer les plages de rentabilité de deux façons : en imposant un prix local plancher ou en imposant un plafond d'exportation.

Graphique 22 : Plage de rentabilité d'une centrale CSP avec un plafond d'exportation

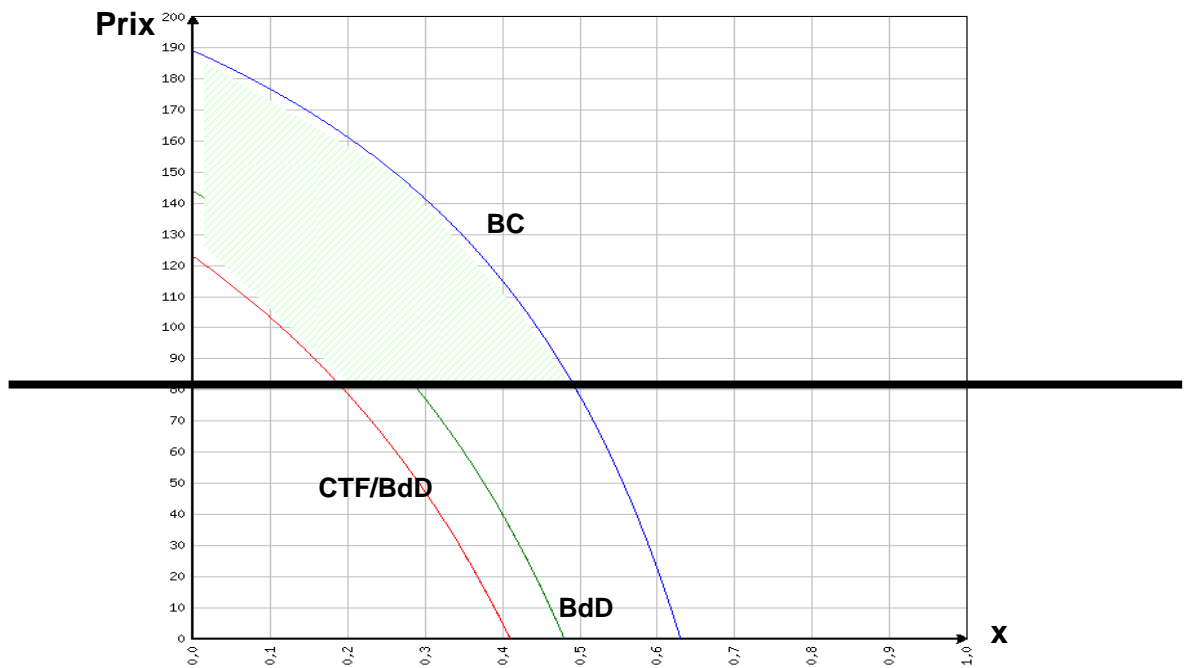


Source : Mission IGF-CGIET

La zone hachurée représente la nouvelle plage de rentabilité de la centrale suite à la définition d'un plafond d'exportation. Limiter les exportations revient également à définir un minimum pour le prix local correspondant au cas où le maximum d'électricité est exporté avec les meilleures conditions de financement de l'investissement.

Si le prix européen diminue, la zone hachurée sera déplacée vers le haut, augmentant ainsi les prix locaux nécessaires à l'équilibre.

Graphique 23 : Plage de rentabilité d'une centrale CSP avec un prix plancher



Source : Mission IGF-CGIET

La zone hachurée représente la nouvelle plage de rentabilité de la centrale lorsqu'un prix plancher est imposé. Limiter le prix local revient également à définir un taux d'exportation maximal correspondant au cas où l'acheteur local paye au prix plancher avec les conditions de financement les plus difficiles.

Si le prix européen baisse, la zone hachurée sera déplacée vers la droite, augmentant ainsi les taux d'exportation nécessaires à l'équilibre.

Les deux méthodes de régulation peuvent être combinées en définissant à la fois un plafond d'exportation et un plancher pour le prix local. Des graphiques précédents, on peut voir que les exportations sont fortement souhaitables pour les centrales solaires. Par contre, elles ne sont pas nécessairement obligatoires pour l'éolien et peuvent être limitées sans difficulté.

Si un plafond d'exportation est défini, il serait donc souhaitable de différencier l'éolien et le solaire en proposant un plafond plus élevé pour le solaire et limité pour l'éolien.

La question des prix plancher est plus complexe car il est difficile de savoir quel est le niveau souhaitable pour les prix locaux et pour les prix européens. On pourrait néanmoins fixer une limite basse correspondant au prix du marché hors subvention. Dans ce cadre, le bon niveau de fixation du prix va être analysé dans la section suivante, en fonction de l'équilibre des contributions de l'acheteur européen et de l'acheteur local.

D. Un équilibre entre le Nord et le Sud est possible selon les conditions de la négociation

L'équilibre à trouver entre le Nord et le Sud pour le financement des centrales du plan solaire méditerranéen n'est pas simple à apprécier. On peut néanmoins analyser quatre scénarios différents pour essayer de quantifier quel peut être cet équilibre.

On suppose avoir défini un plan de financement du projet, qui combine les dettes commerciales, concessionnelles et de banque de développement, et les éventuels crédits carbone. On peut alors calculer un prix de revient du MWh pour un TRI donné. C'est le résultat de la modélisation de la centrale sous Excel. Appelons ce prix de revient **Prent** (prix assurant la rentabilité).

1. Coopération négative : partager les surcoûts de production mène à une impasse

Les négociateurs au Nord et au Sud considèrent les ENR comme un surcoût de production qu'il faut se partager. Dans ce cas, on établit un prix de référence égal au coût de production standard pour une technologie carbonée (par exemple 50 €/MWh pour un cycle combiné à gaz).

Le surcoût global, rapporté à la production, est égal à la différence entre ce coût et le coût de revient de la technologie ENR :

$$S = P_{rent} - P_{réf}$$

où **Préf** est le prix de référence carboné et où **Prent** est le prix de revient de la centrale ENR.

Le surcoût supporté par le pays hôte est égal à sa consommation que multiplie l'écart entre le prix standard et le prix payé localement (P_{local}) :

$$S_{local} = (1 - x) \cdot (P_{local} - P_{réf})$$

La part du surcoût prise en charge par l'Europe est égale à sa consommation que multiplie l'écart entre le prix de référence et le prix payé en Europe :

$$S_{eur} = x \cdot (P_{eur} - P_{réf})$$

En partageant les surcoûts à égalité entre le Nord et le Sud, on obtient le système d'équations suivant :

$$(1 - x) \cdot (P_{local} - P_{réf}) = x \cdot (P_{eur} - P_{réf}) = \frac{1}{2} \cdot (P_{rent} - P_{réf})$$

$$\text{Et } P_{rent} = x \cdot P_{eur} + (1 - x) P_{local}$$

La résolution de ce système donne les deux solutions symétriques suivantes :

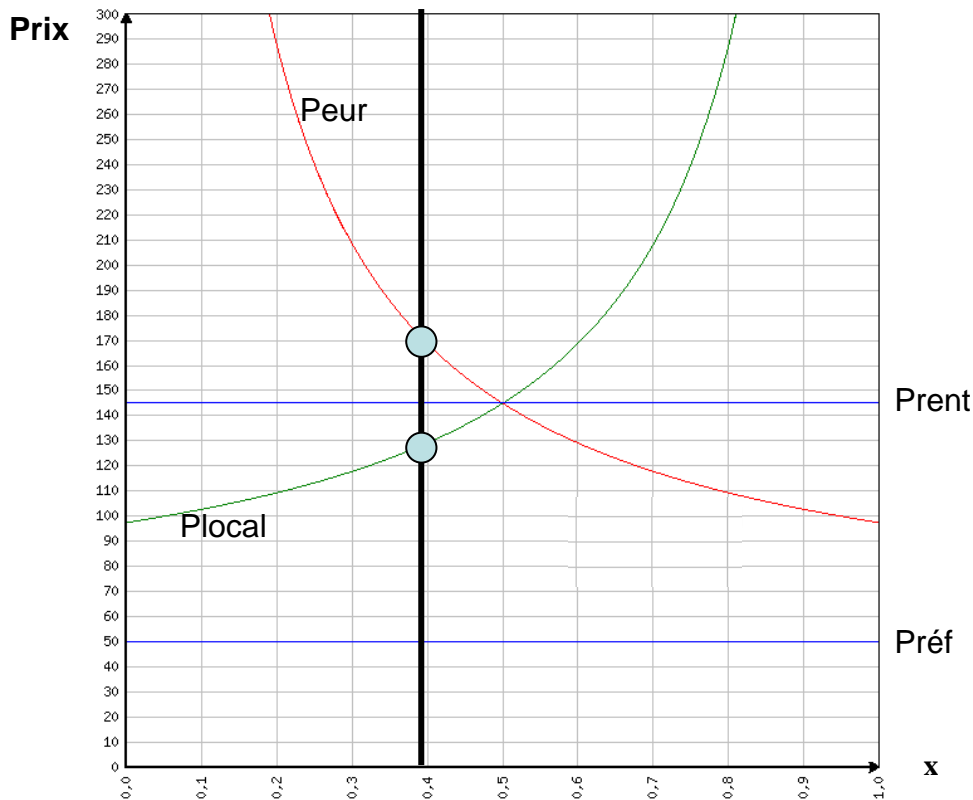
$$P_{eur} = P_{réf} + \frac{(P_{rent} - P_{réf})}{2x}$$

$$P_{local} = P_{réf} + \frac{(P_{rent} - P_{réf})}{2 \cdot (1 - x)}$$

Pour $x \neq \frac{1}{2}$, ce système de négociation n'est en réalité pas très équitable. En effet, le pays hôte et l'Europe vont payer le même surcoût mais pour une quantité d'électricité différente, donc avec un retour sur investissement différent. Il n'y a donc qu'une situation d'équilibre où chacun prend la moitié du courant en payant le prix **Prent**.

Dans la représentation graphique des solutions ci-dessous, la courbe « Peur » représente le prix européen en fonction du taux d'exportation, la courbe « Plocal » le prix local. Les deux droites horizontales représentent le prix de référence carboné et le prix de rentabilité de la centrale. La zone entre les deux droites est égale au surcoût global de l'investissement.

Graphique 24 : Détermination des prix européens et locaux dans l'optique d'un partage des surcoûts de la centrale ENR



Source : Mission IGF-CGIET

2. Coopération positive à l'échelle du projet : partager équitablement les gains sur l'ensemble de la production conduit à un prix européen fixe

Les négociateurs ont incorporé au Nord comme au Sud des objectifs ENR dans leur politique énergétique. L'objectif des acteurs est de les payer au prix le plus bas. Dans ce cas, le prix de référence d'une électricité carbonée n'est plus pertinent car chaque pays, au Nord comme au Sud, doit incorporer des ENR dans son mix énergétique.

Si les exportations vers l'Europe n'étaient pas possibles, le pays hôte devrait payer le prix **Prent** pour avoir des ENR. Grâce aux exportations, le prix local va pouvoir baisser et le gain global sur le projet pour la collectivité hôte est de :

$$G_{local} = (1 - x) \cdot (P_{rent} - P_{local})$$

De son côté, l'acheteur européen va trouver de l'électricité verte moins chère grâce aux meilleures performances des centrales au Sud, alors que dans son pays, il devrait la payer au *feed-in tariff* (**Pfeed-in**). Il bénéficie donc du gain global suivant sur le projet :

$$G_{eur} = x \cdot (P_{feed-in} - P_{eur})$$

Pour que le gain soit globalement équivalent au Nord et au Sud, on a donc l'égalité :

$$x \cdot (P_{feed-in} - P_{eur}) = (1 - x) \cdot (P_{rent} - P_{local})$$

Couplé à l'équation assurant la rentabilité de la centrale, $P_{rent} = x \cdot P_{eur} + (1 - x) P_{local}$, cela donne le couple de solutions suivant :

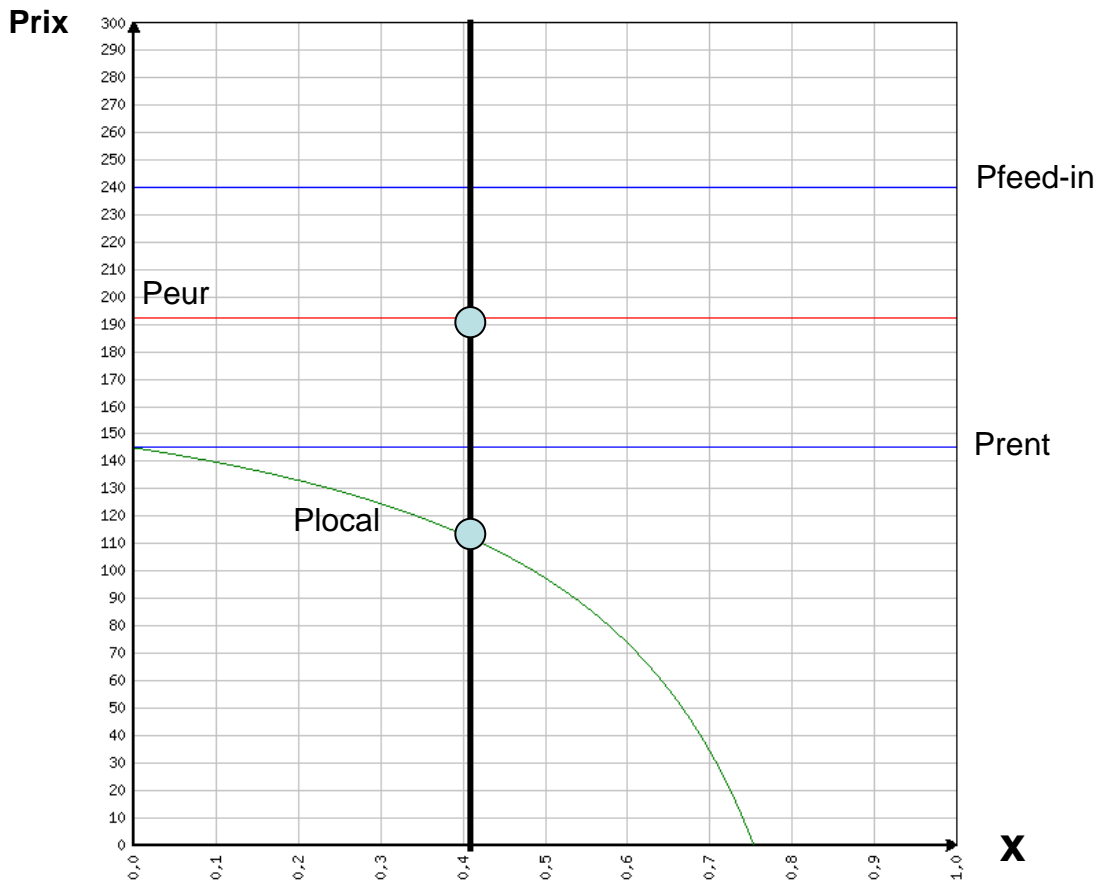
$$P_{eur} = \frac{P_{feed} + P_{rent}}{2}$$
$$P_{local} = P_{rent} - \frac{x}{(1 - x)} \cdot \frac{(P_{feed} - P_{rent})}{2}$$

Il est notable que sous ces conditions, le prix européen est constant pour tout niveau d'exportation. À partir d'un certain seuil d'exportation, le prix local devient inférieur aux coûts classiques de production de l'électricité, puis devient même négatif car le prix européen, supérieur au coût de revient de la centrale, suffit à lui seul à rentabiliser l'investissement.

On peut noter que dans ce scénario, l'acteur local est incité à exporter au maximum sa production, et l'acteur européen à importer au maximum, pour que chacun maximise ses gains (proportionnels à x). Le système ne trouvera donc un équilibre différent que par une contrainte extérieure. Cela peut être un objectif local de consommation d'ENR, qui incite le pays hôte à consommer une partie de l'électricité verte qu'il produit, ou bien un plafond d'exportation défini dans le cadre du PSM.

Si on suit ce mode de négociation, il est équivalent d'encadrer le prix plancher de l'électricité au Sud ou le taux maximum d'exportation.

Graphique 25 : Détermination des prix européens et locaux selon le niveau d'exportation lorsque les gains sont partagés à l'échelle du projet



Source : Mission IGF-CGIET

3. Coopération positive en marginal : partager les gains relativement à sa consommation conduit à une diminution conjointe des prix au Nord et au Sud

Des objectifs ENR sont toujours incorporés au Nord et au Sud, l'objectif des acteurs est de les payer au prix le plus bas. Dans ce cas, on ne raisonne plus à l'échelle du projet, mais simplement au niveau du tarif (~ en marginal). Chaque acteur veut gagner la même chose que l'autre sur chaque électron consommé, indépendamment des quantités totales consommées. Cela revient à diviser les gains globaux de chaque acteur par sa consommation et fixe donc la condition suivante sur les prix locaux et européens :

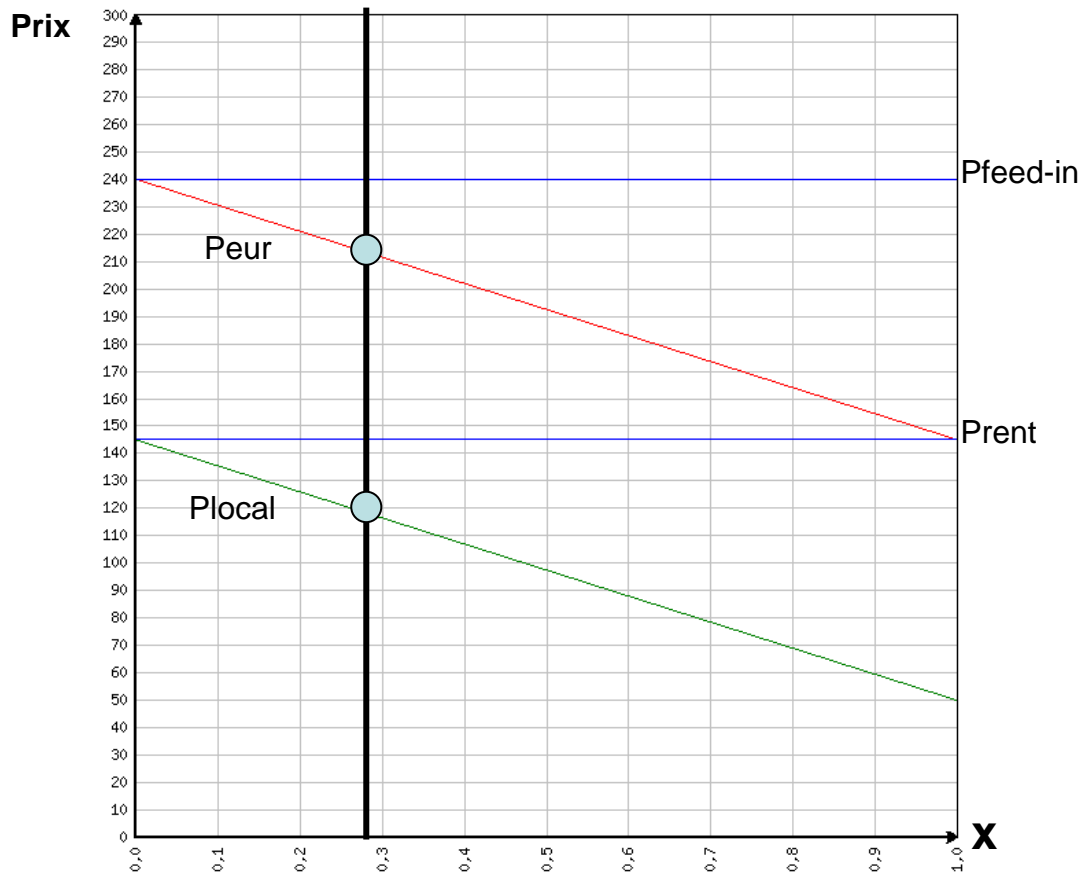
$$\frac{G_{local}}{(1-x)} = \frac{G_{eur}}{x} = P_{feed-in} - P_{eur} = P_{rent} - P_{local}$$

Couplé à l'équation assurant la rentabilité de la centrale, $P_{rent} = x.P_{eur} + (1-x)P_{local}$, cela donne le couple de solutions suivant :

$$P_{local} = P_{rent} - x.(P_{feed-in} - P_{rent})$$

$$P_{eur} = P_{feed-in} - x.(P_{feed-in} - P_{rent})$$

Graphique 26 : Détermination des prix européens « Peur » et locaux « Plocal » selon le niveau d'exportation lorsque les gains sont partagés relativement à la consommation



Source : Mission IGF-CGIET

Lorsque le taux d'exportation augmente, les prix européens et locaux baissent simultanément dans les mêmes proportions. Quel que soit le niveau d'exportation, on a donc un système profitable pour le Nord et le Sud.

Par rapport au scénario précédent, le prix local est inférieur tant que le taux d'exportation ne dépasse pas 50% puis il devient supérieur. Le prix européen suit la logique inverse.

Si on suit ce mode de négociation, il est équivalent d'encadrer le prix plancher de l'électricité au Sud ou le taux maximum d'exportation.

4. Une absence de coopération conduit à tout exporter

Le pays hôte considère qu'il s'agit uniquement d'un surcoût par rapport au prix de référence et le pays européen qu'il s'agit uniquement d'une opportunité de payer les électrons verts moins chers que les *feed-in tariffs*.

Dans ce cas, on a un gain strictement positif pour l'acheteur européen et un surcoût strictement positif pour l'acheteur local, quel que soit le niveau d'exportation. Seule l'exportation totale de la production satisfait les deux parties.

5. Le partage des gains entre le Nord et le Sud donne des résultats différents selon le scénario de négociation suivi

On voit tout d'abord que l'Europe a toujours intérêt à importer un maximum de production renouvelable. Cela découle directement de l'avantage comparatif des pays du Sud dont la qualité des champs renouvelables est supérieure à celle des pays du Nord, notamment pour le solaire.

Le niveau d'importation sera néanmoins limité par plusieurs facteurs :

- les capacités physiques d'interconnexion ;
- l'acceptabilité européenne (notamment des consommateurs) ;
- les limites liées à la non-comptabilité dans les réductions de CO₂ des électrons verts produits en dehors de l'Union européenne (cf. II-C-3 sur les MDP).

D'autre part, les pays du Sud devront tôt ou tard s'imposer des objectifs de consommation d'ENR pour des considérations de lutte contre le changement climatique et de sécurité énergétique. Certains pays pionniers ont déjà enclenché cette démarche. Cela conduira à définir un plafond d'exportation vers le Nord dont la valeur dépendra des besoins en ENR du Sud.

On constate également que les différents scénarios ne donnent pas les mêmes prix et les mêmes gains pour un niveau équivalent d'exportations.

Il convient d'écarter le premier scénario qui considère uniquement les surcoûts engendrés par l'investissement. D'une part il conduit à une seule solution acceptable, le partage de la production, avec un prix payé équivalent au prix de rentabilité de la centrale. D'autre part, il ne correspond pas du tout à la volonté politique du PSM qui est de produire des ENR et non pas de se partager un fardeau.

De même, dans le scénario 4, seule l'exportation totale est acceptable par le Nord et le Sud, auquel cas aucun partage n'est réalisé.

Les scénarios 2 et 3 donnent une plus grande latitude dans le partage de la production entre Nord et Sud. Si on calcule le gain global de chaque acheteur en fonction de l'exportation on obtient les résultats suivants :

- Pour le scénario 2, le gain, égal au Nord et au Sud, est de :

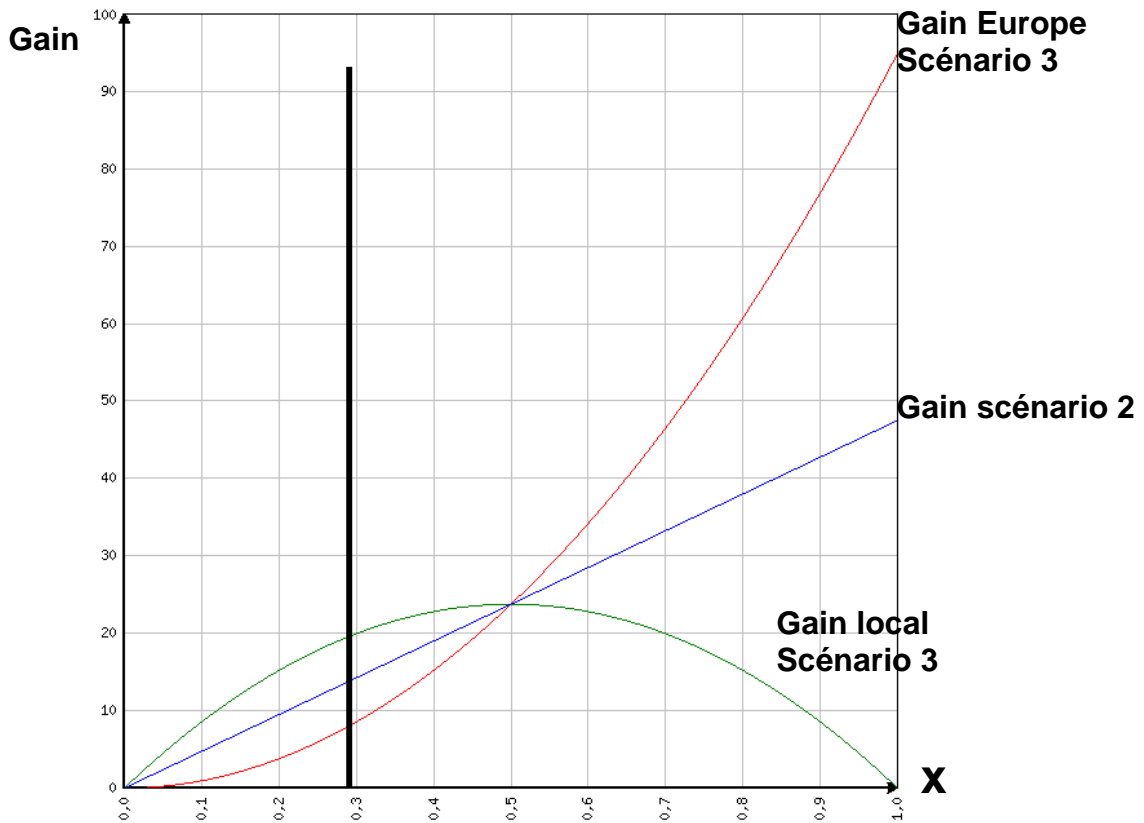
$$G_{local} = G_{eur} = x \cdot \frac{(P_{feed-in} - P_{rent})}{2}$$

- Pour le scénario 3, on a :

- $G_{local} = (1 - x) \cdot x \cdot (P_{feed-in} - P_{rent})$

- $G_{eur} = x^2 \cdot (P_{feed-in} - P_{rent})$

Graphique 27 : Gain global européen et local pour les scénarios 2 et 3



Source : Mission IGF-CGIET

Dans le scénario 2, le gain augmente linéairement avec les exportations pour le Nord et le Sud. Cela n'est plus vrai dans le scénario 3 où celui qui consomme le plus d'électricité a le gain le plus grand. On trouve un gain optimum pour le Sud lorsque la production est partagée, et un gain optimum pour le Nord lorsque la production est intégralement exportée, comme indiqué précédemment.

Le scénario 3 est donc intéressant car il incite les pays du Sud à borner leurs exportations d'électricité pour maximiser leur gain.

6. Des résultats qui peuvent être étendus à une agrégation de projets

Les résultats précédents ont été calculés à l'échelle d'un projet. Les développements ci-dessous vont s'attacher à étendre les scénarios envisagés à l'échelle d'un agrégat de projets pour obtenir des informations au niveau global du PSM. Seuls les cas 2 et 3, les plus intéressants, seront traités.

Nous allons considérer un ensemble de N projets de même technologie mais dont les conditions de fonctionnement, les facteurs de capacité, les plans de financement... sont différents. Nous avons donc pour chaque projet un prix de rentabilité spécifique : $\{P_{rent}^1, \dots, P_{rent}^i, \dots, P_{rent}^N\}$ et une quantité de production spécifique $\{Q^1, \dots, Q^i, \dots, Q^N\}$ dont le total vaut Q.

On suppose que le prix d'achat européen et le prix d'achat local sont les mêmes pour tous les projets. Cela implique que la part exportée soit différente pour chaque projet, selon la relation suivante :

$$P_{rent}^i = x_i \cdot P_{eur} + (1 - x_i) \cdot P_{local} \Leftrightarrow x_i = \frac{P_{rent}^i - P_{local}}{P_{eur} - P_{local}}$$

a) Scénario 2 : égalisation du gain global entre le Nord et le Sud

Le gain global pour chaque acteur est égal à la somme des gains acquis sur chacun des projets. En développant cette égalité, on obtient la relation suivante donnant le prix européen en fonction des autres variables du système :

$$\sum_i G_{local}^i = \sum_i G_{eur}^i \quad \Rightarrow \quad P_{eur} = \frac{1}{2} \cdot [P_{feed-in} + \frac{\sum_i Q^i \cdot P_{rent}^i \cdot (P_{rent}^i - P_{local})}{\sum_i Q^i \cdot (P_{rent}^i - P_{local})}]$$

On obtient un résultat différent du résultat obtenu pour un projet unique. Cependant, en considérant que pour une technologie donnée, les écarts entre les prix de rentabilité sont faibles d'un projet à l'autre, on peut simplifier ces formules pour arriver à un résultat équivalent.

Considérons en effet, que le prix de rentabilité de chaque centrale soit proche du prix moyen de rentabilité de l'agrégat de projets :

$$P_{rent}^i = \bar{P}_{rent} + \varepsilon_i \quad \text{avec} \quad \frac{\varepsilon_i}{\bar{P}_{rent}} \ll 1, \quad \text{où} \quad \bar{P}_{rent} \quad \text{est la moyenne pondérée des prix de rentabilité des projets,} \quad (\bar{P}_{rent} = \frac{1}{Q} \cdot \sum_i P_{rent}^i \cdot Q^i)$$

On obtient alors :

$$P_{eur} = \frac{1}{2} \cdot [P_{feed-in} + \bar{P}_{rent} \cdot (1 + \frac{\sum_i Q^i \cdot (\frac{\varepsilon_i}{\bar{P}_{rent}})^2}{Q \cdot (1 - \frac{P_{local}}{\bar{P}_{rent}})})] \approx \frac{1}{2} \cdot [P_{feed-in} + \bar{P}_{rent}]$$

Les relations obtenues sur un seul projet restent donc valides, à un facteur négligeable près, en considérant le prix moyen de rentabilité de l'agrégat de centrales.

Sous ces conditions, couplé à la relation agrégée assurant la rentabilité des centrales $\bar{P}_{rent} = \bar{x} \cdot P_{eur} + (1 - \bar{x}) P_{local}$, avec \bar{x} le taux moyen pondéré d'exportation ($\bar{x} = \frac{1}{Q} \cdot \sum_i x^i \cdot Q^i$), on obtient :

$$\begin{aligned} P_{eur} &\approx \frac{1}{2} \cdot [P_{feed-in} + \bar{P}_{rent}] \\ P_{local} &\approx \bar{P}_{rent} - \frac{\bar{x}}{(1 - \bar{x})} \cdot \frac{(P_{feed-in} - \bar{P}_{rent})}{2} \\ G_{local} = G_{eur} &= Q \cdot \bar{x} \cdot \frac{(P_{feed-in} - \bar{P}_{rent})}{2} \end{aligned}$$

b) Scénario 3 : égalisation du gain global entre le Nord et le Sud rapporté à la part d'ENR consommée

Avec la même logique, si on cherche dans le cadre du scénario 3 à égaliser le gain global au Nord et au Sud rapporté à la part d'électricité consommée, on aboutit à la relation suivante :

$$\frac{\sum_i G_{local}^i}{\sum_i Q^i \cdot (1 - x_i)} = \frac{\sum_i G_{eur}^i}{\sum_i Q^i \cdot x_i} \Rightarrow P_{feed-in} - P_{eur} = \frac{\sum_i Q^i \cdot P_{rent}^i \cdot (P_{eur} - P_{rent}^i)}{\sum_i Q^i \cdot (P_{eur} - P_{rent}^i)} - P_{local}$$

En utilisant la technique décrite ci-dessus pour introduire le prix moyen pondéré de rentabilité des centrales, on obtient :

$$P_{feed-in} - P_{eur} = \bar{P}_{rent} \left(1 + \frac{\sum_i Q^i \cdot \left(\frac{\varepsilon_i}{\bar{P}_{rent}}\right)^2}{Q \cdot \left(1 - \frac{P_{eur}}{\bar{P}_{rent}}\right)} \right) - P_{local} \approx \bar{P}_{rent} - P_{local}$$

Sous ces conditions, couplé à la relation agrégée assurant la rentabilité des centrales $\bar{P}_{rent} = \bar{x} \cdot P_{eur} + (1 - \bar{x}) P_{local}$, avec \bar{x} le taux moyen pondéré d'exportation, on obtient :

$$\begin{aligned} P_{local} &\approx \bar{P}_{rent} - \bar{x} \cdot (P_{feed-in} - \bar{P}_{rent}) \\ P_{eur} &\approx P_{feed-in} - \bar{x} \cdot (P_{feed-in} - \bar{P}_{rent}) \\ G_{local} &\approx Q \cdot (1 - \bar{x}) \cdot \bar{x} \cdot (P_{feed-in} - \bar{P}_{rent}) \\ G_{eur} &\approx Q \cdot \bar{x}^2 \cdot (P_{feed-in} - \bar{P}_{rent}) \end{aligned}$$

E. L'atteinte des objectifs stratégiques du PSM impose une régulation

1. Un environnement économique profondément déséquilibré

Les différents scénarios de négociation ont montré que les pays du Nord et du Sud avaient un intérêt commun à exporter l'ensemble de l'électricité produite à moindre coût au Sud pour la vendre au Nord où les tarifs de rachat sont plus élevés. Il existe donc un premier déséquilibre lié à l'avantage comparatif des pays du Sud dans la production d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire, qui pousse à une exportation massive de l'électricité verte.

Le second déséquilibre provient de la quantité limitée d'électricité qui sera consommée au Nord. En effet, la quantité d'exportation sera bornée soit par la capacité physique des interconnexions, soit par la demande européenne qui ne servira qu'à équilibrer les objectifs fixés par la directive européenne sur les énergies renouvelables. D'ici 2020, une quantité Q finie sera donc à échanger.

Cette quantité Q peut être analysée comme un réservoir de subvention à la production provenant des tarifs d'achat plus élevés au Nord. Il doit permettre d'équilibrer financièrement les investissements réalisés au Sud dans les centrales solaires ou éoliennes. Or, il existe un risque certain que ce réservoir soit monopolisé par un petit nombre de projets qui bénéficieraient d'une rente particulière au détriment de l'ensemble des autres projets. Ce risque peut être temporel avec le captage des capacités d'exportation par les premiers projets réalisés. Il peut être également géographique à cause des disparités existantes dans l'accès au marché européen. À ce jour, seul le Maghreb est interconnecté et les trois pays concernés pourraient saturer la demande européenne au détriment de la dynamique régionale du PSM.

Enfin, un dernier déséquilibre existe entre les technologies. Du point de vue de l'acheteur européen, la logique économique incite à acheter en priorité l'électricité éolienne dont le prix est largement inférieur au prix des autres moyens de production d'ENR. Si la production n'est pas suffisante, l'acheteur se tournera ensuite vers le CSP puis enfin vers le photovoltaïque.

À contrario, du point de vue du porteur de projet, et dans une certaine mesure de l'État hôte, un maximum d'éléments de subvention doit être orienté vers les technologies solaires qui sont les plus chères. Le porteur de projet a besoin de cette ressource pour rentabiliser son investissement. L'État hôte, s'il développe une politique de soutien à l'électricité solaire, suivra la même logique.

L'environnement économique du PSM est donc contraint par trois déséquilibres structurels : un déséquilibre dans les coûts de production dû à l'avantage comparatif des pays du Sud, un déséquilibre dans l'accès au réservoir de subventions des acheteurs européens (temporel ou géographique) et enfin, un déséquilibre d'attractivité des technologies, les coûts de l'éolien étant beaucoup plus faibles que ceux du solaire. Les progrès technologiques et la création de nouvelles interconnexions permettront d'atténuer dans le temps les effets de ces déséquilibres, sans pouvoir les annuler d'ici 2020.

Cet environnement économique ne permet pas d'atteindre spontanément les objectifs stratégiques du PSM : promouvoir la consommation locale d'ENR, permettre le développement de projets dans tous les pays de la zone et enfin réaliser des centrales en utilisant toutes les technologies éoliennes et solaires. La volonté politique du PSM doit donc trouver un moyen de renverser les déséquilibres structurels pour atteindre les objectifs définis.

2. Un plafond d'exportation permet une régulation simple du système

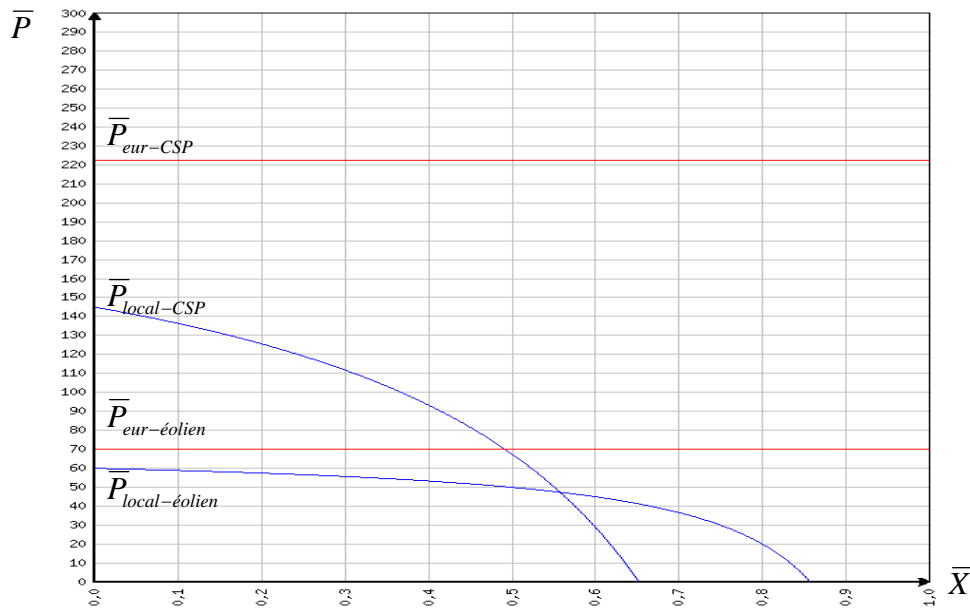
L'instauration d'un taux d'exportation maximum pour chaque projet pourrait constituer un outil simple de régulation du PSM. Il permet de répartir le réservoir de subventions sur un nombre supérieur de projets et de limiter la saturation du système par les premiers pays accédant aux interconnexions. Il impose également une consommation locale importante afin d'éviter les projets intégralement exportateurs. Par contre, c'est un moyen limité pour favoriser la compétition technologique car l'éolien garde son avantage de prix. Cet avantage est néanmoins atténué car un plafond d'exportation limite la quantité d'électricité éolienne exportable et accélère donc le recours aux projets solaires pour satisfaire la demande européenne.

Selon les scénarios d'équilibre Nord-Sud, l'acheteur européen ne suivra pas la même logique et l'instauration d'un taux d'exportation n'aura pas le même effet.

Dans le cadre du scénario 2, le prix européen est fixe et dépend uniquement du tarif d'achat européen et de la moyenne des prix de vente des centrales du Sud. Dans ce cas, l'acheteur européen est entièrement libre de répartir ses achats selon les différentes centrales puisqu'il paiera toujours le même prix. Il pourrait même être incité à multiplier ses sources d'approvisionnement pour limiter les risques de défaut d'un fournisseur. Imposer un plafond d'exportation est transparent pour l'acheteur européen et permet de répartir le bénéfice de l'article 9 sur un nombre maximum de centrales.

L'augmentation du plafond d'exportation permet de faire diminuer sensiblement le prix local de l'électricité solaire mais n'a que peu d'influence sur le prix local de l'électricité éolienne. En effet, l'avantage comparatif des pays du Sud étant moindre sur l'éolien, l'élément subvention des tarifs d'achat du Nord est plus faible et le prix décroît plus lentement lorsque la moyenne d'exportation augmente.

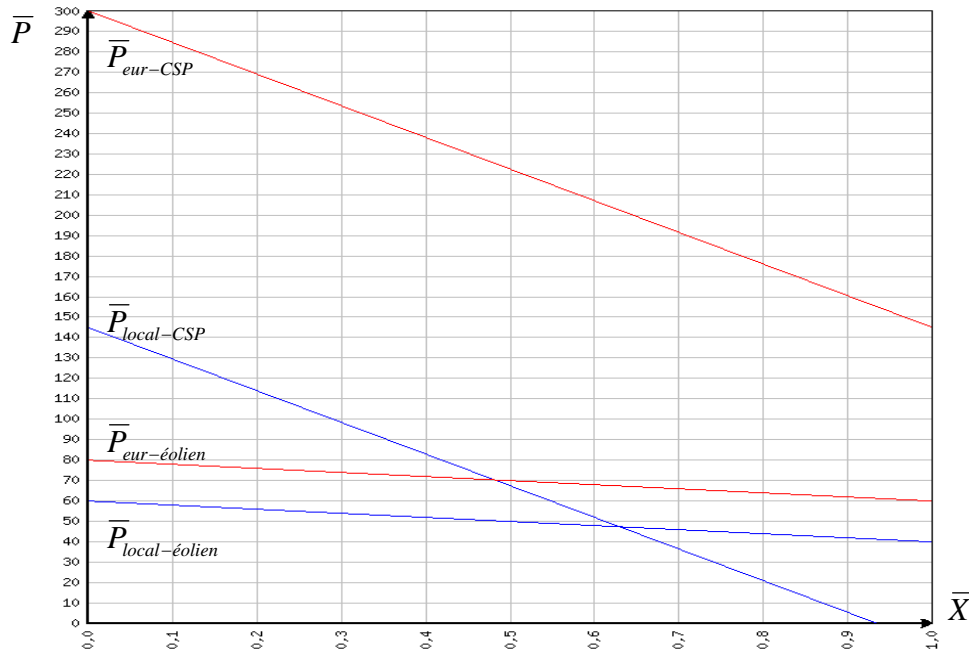
Graphique 28 : Relation entre prix local, prix européen et exportation moyenne pour le PV et le CSP dans le cadre du scénario 2 pour des investissements financés par de la dette BdD (prix moyen de rentabilité du CSP : 145 €/MWh, prix moyen de rentabilité de l'éolien : 60 €/MWh, tarifs de rachat français)



Source : Mission IGF-CGIET ; afin de simplifier le graphique, les courbes PV ne sont pas représentées

Dans le cadre du scénario 3, le prix européen décroît avec le taux d'exportation. L'acheteur du Nord est donc incité à limiter ses sources d'approvisionnement et à concentrer ses achats sur le plus petit nombre de centrales. Imposer un plafond d'exportation change profondément la répartition globale des achats et permet également de répartir le bénéfice de l'article 9 sur un plus grand nombre de centrales.

Graphique 29 : Relation entre prix local, prix européen et exportation moyenne pour l'éolien et le CSP dans le cadre du scénario 3 (prix moyen de rentabilité du CSP : 145 €/MWh, prix moyen de rentabilité de l'éolien : 60 €/MWh, tarifs de rachat français)



Source : Mission IGF-CGIET ; afin de simplifier le graphique, les courbes PV ne sont pas représentées

L'augmentation du plafond d'exportation fait diminuer de façon importante les prix européens et locaux sur le CSP mais n'a que peu d'effet sur les prix locaux et européens de l'éolien pour les raisons établies précédemment.

Pour peser de façon plus forte sur les choix technologiques, le plafond d'exportation pourrait être adapté à chaque technologie. Par exemple, les technologies solaires pourraient exporter davantage que les technologies éoliennes pour leur réserver une part plus importante du réservoir de subvention. Cependant, les deux graphiques ci-dessus montrent que le prix européen de l'éolien est peu sensible ou insensible à l'évolution du taux d'exportation tant que celui-ci ne dépasse pas 50%. Diminuer le plafond d'exportation pour l'éolien n'aurait donc qu'un effet limité sur sa compétitivité et ne permettrait pas de diminuer sensiblement l'écart avec les autres technologies.

La détermination du plafond d'exportation est étroitement liée au tarif de rachat sur lequel le pays hôte est capable de s'engager, notamment pour le solaire. Ainsi, si le pays hôte établit un tarif d'achat du solaire à 100 €/MWh, le plafond d'exportation doit être supérieur à 35% dans le scénario 2 et à 30% dans le scénario 3 afin de rentabiliser les projets.

3. Cette régulation doit se décliner à trois niveaux : PSM, États, projets

Les modèles financiers développés ont permis d'établir les conditions de rentabilité des centrales et les conditions d'équilibre entre le Nord et le Sud au niveau de chaque centrale et au niveau d'un ensemble de projets. Les déséquilibres dans l'environnement économique du plan solaire imposent d'établir une régulation dont l'outil le plus simple pourrait être la définition d'un plafond d'exportation au niveau de chaque projet.

Cette régulation peut être faite à plusieurs échelles :

- au niveau régional PSM par un accord des 43 membres de l'UPM ;
- au niveau étatique par le biais des accords bilatéraux entre un pays du Nord et un pays du Sud pour l'organisation des exportations d'électricité verte ;
- au niveau du projet entre l'acheteur européen et le producteur du Sud.

Par souci de cohérence et d'homogénéité, la démarche régionale doit se traduire par un plafond d'exportation commun à l'ensemble des pays. Cela permettra d'éviter les biais de négociation selon la stratégie du pays vendeur et du pays acheteur et garantira un accès au marché européen à l'ensemble des pays de la zone si le plafond est suffisamment bas et si les interconnexions prévues se réalisent dans la période. Le modèle agrégé développé dans le présent rapport peut servir d'abaque pour négocier le plafond d'exportation régional. Ce plafond doit reposer sur des arguments économiques mais son niveau devra faire l'objet d'un accord politique car il est intimement lié au prix auquel les pays du sud devront payer l'électricité solaire et à l'équilibre entre zones interconnectées et zones isolées à ce jour.

Ce plafond étant défini, l'accord sur les prix locaux et européens devra faire l'objet d'une négociation bilatérale lors de la préparation des accords d'exportation entre États. Ces accords pourront comprendre les niveaux ou modalités de calcul des tarifs d'achat du pays européen et du pays hôte ainsi que les quantités totales d'électricité achetées. Le modèle agrégé développé dans le présent rapport peut également servir d'abaque pour négocier les tarifs d'achat selon le prix de rentabilité des technologies dans chaque pays du Sud et les *feed-in tariffs* de chaque pays européen.

Enfin, le producteur local et l'acheteur européen inscriront leur négociation dans le cadre défini par les deux États. Ces deux acteurs ont un intérêt commun à faire baisser au maximum le prix de rentabilité des centrales et donc à obtenir les prêts les plus concessionnels et le bénéfice des fonds carbone.

Cette approche descendante de la régulation du système n'aura pas le temps de se mettre en place pour l'*immediate action plan*. Elle devra donc figurer dans les discussions autour de la préparation du *master plan*. Dans l'intervalle, l'approche *ad-hoc* projet par projet permettra de consolider les principales hypothèses formulées dans le présent rapport.