

# Le modèle de financement du Plan Solaire Méditerranéen

L'objectif principal du PSM est 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. Afin notamment de valider les premières études réalisées quant aux besoins identifiés, aux technologies utilisables et aux coûts des investissements nécessaires au déploiement de ces centrales utilisant des énergies renouvelables (ENR), l'Inspection générale des Finances (IGF) et le Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies (CGIET) ont été chargés d'une mission d'approfondissement de ces questions. Cet article présente une synthèse des travaux de modélisation économique et financière du PSM réalisés dans le cadre de cette mission (1).

par **Michel LAFFITTE\*** et **Florent MASSOU\***

---

LE PSM EST UN PROGRAMME AMBITIEUX, MAIS D'UNE DIMENSION ADAPTÉE À L'ÉCHELLE RÉGIONALE

---

Le coût d'investissement du PSM dépendra fortement des choix technologiques retenus

Afin de mieux cerner les ordres de grandeur du coût du PSM, quatre scénarios conventionnels de déploiement de ces capacités ENR, d'ici à 2020, ont été élaborés en fonction d'un mix possible des différentes technologies envisageables : centrales éoliennes, centrales à concentration solaire (*concentrated solar power* ou CSP) et centrales à cellules photovoltaïques (PV). Les deux premiers scénarios (Solaire ++ et Éolien ++ ) sont extrêmes

et permettent de borner les estimations, alors que dans les scénarios plus probables (Solaire + et Éolien +), la répartition des technologies est plus équilibrée (Voir le tableau 1).

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, l'évolution annuelle de ces prix unitaires (orientée à la baisse, grâce aux progrès technologiques), le coût au MWh des trois technologies et, enfin, le facteur de capacité, qui est le rapport entre la production effective d'une centrale ENR d'un type

---

\* Inspecteurs des Finances.

(1) Le rapport de la mission IGF/CGIET a été publié sur les sites extranet des deux Inspections ([www.igf.bercy.gouv.fr](http://www.igf.bercy.gouv.fr) et [www.cgiet.org/](http://www.cgiet.org/)).

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 sur le PSM, Juin 2009.

Tableau 1 : Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés.

Technologie	Coût d'investissement	Coût du MWh	Gains attendus/an(3)	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 sur le PSM, Juin 2009.

Tableau 2 : Tableau récapitulatif des paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation.

	Sans CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> à 20 €/tonne	CO <sub>2</sub> 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 8 760 heures/an.

Tableau 3 : Coûts de production d'un cycle combiné à gaz en fonction du prix du carbone.

donné et sa production théorique à la puissance nominale (Voir le tableau 2).

Les valeurs retenues pour ces variables résultent tant de données provenant des industriels que de travaux académiques, et sont cohérentes avec celles retenues par la Direction générale de l'Énergie et du Climat du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat (2).

Le graphique 1 de la page suivante 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 toute la durée du plan, avec et sans actualisation sur la base d'un taux de 5 % l'an.

Pour les scénarios les plus probables, ce coût se situerait dans la fourchette 32 à 40 milliards d'euros, ou 23 à 28 milliards d'euros après actualisation (4).

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, en raison 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 ++ ».

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

La modélisation réalisée permet également de comparer le surcoût de production de l'électricité renouvelable du PSM par rapport à un scénario de référence, dans lequel l'électricité produite par les 20 GW 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 cycle combiné à gaz, adaptée aux conditions locales (voir le tableau 3). L'introduction des externalités carbone permet de déterminer un prix de référence en fonction du coût de la tonne de CO<sub>2</sub> émise.

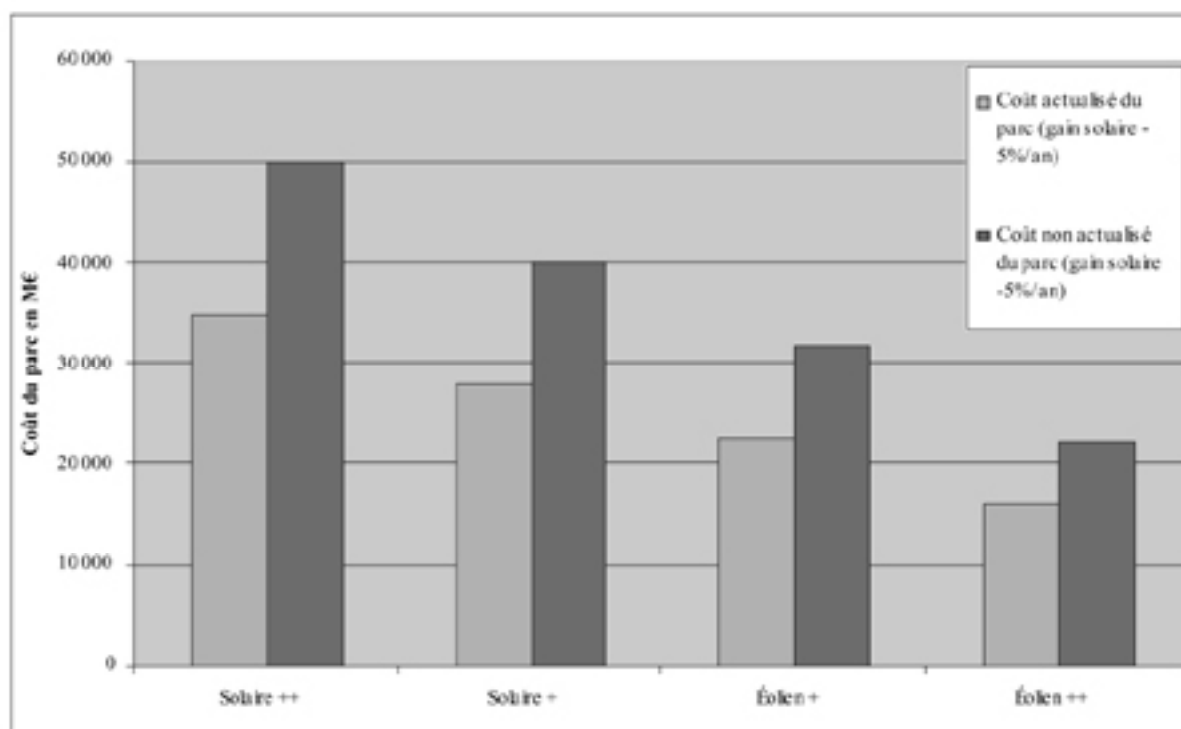
Les coûts d'investissement et de production des centrales ENR sont déterminés (comme indiqué précédemment) en fonction de l'année de construction. La méthodologie est identique pour les centrales de référence : les coûts de production sont majorés chaque année à hauteur du taux d'actualisation (5), puis évo-

(2) Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008.

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

(4) La fourchette entre les deux scénarios extrêmes est de 22 à 50 milliards d'euros (16 à 35 milliards d'euros après actualisation).

(5) 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.



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

**Graphique 1 :** Coût d'investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an.

luent 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 celle des coûts de production des centrales de référence, sur l'ensemble de la production de 20 GW couverte par des contrats d'achat conclus sur une durée de 20 ans. Ce surcoût se situerait dans la fourchette 9 à 17 milliards d'euros dans les deux scénarios intermédiaires « Éolien + » et « Solaire + ». La prise en compte des externalités carbone sur la base d'un prix de 20€/tonne CO<sub>2</sub> permettrait de ramener le surcoût global dans la fourchette 1 à 10 milliards d'euros.

L'existence d'un « surcoût négatif » dans le scénario extrême « Éolien ++ » (voire « Éolien + », pour un prix du carbone de 50€/tonne CO<sub>2</sub>) est la conséquence d'un prix de production de l'électricité éolienne devenant progressivement inférieur à celui de l'électricité carbonée, dans le cas des centrales construites au cours des dernières années du PSM (Voir le graphique 2).

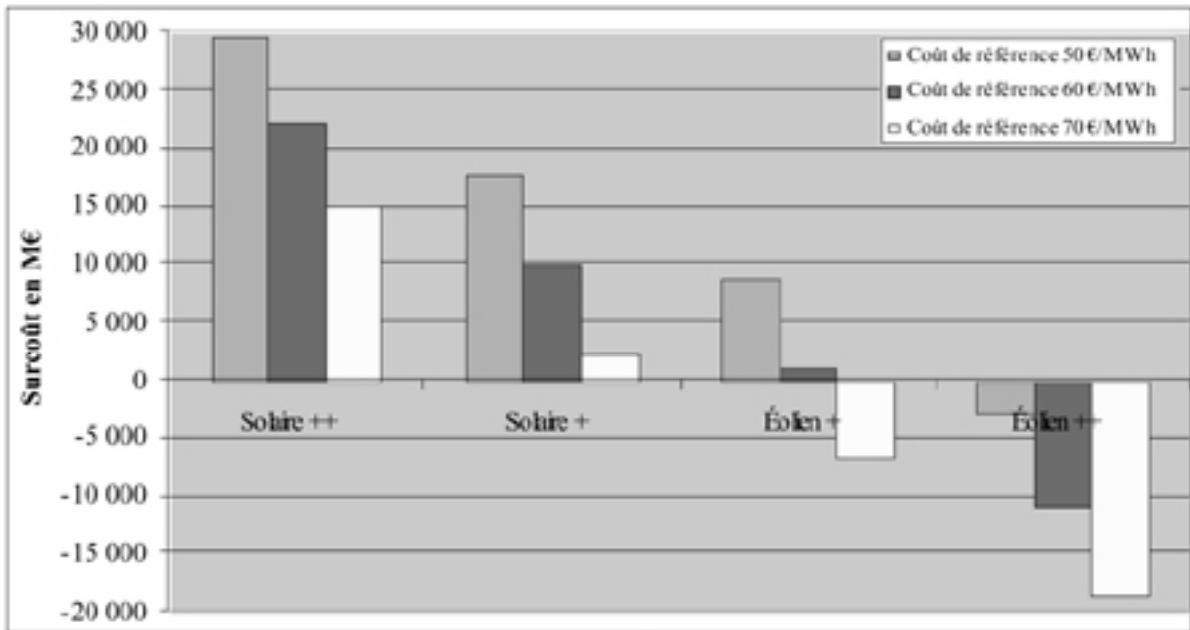
Important en valeur absolue, ce montant doit être relativisé à l'échelle régionale, compte tenu de la consommation d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée en 2005 (500 TWh/an) et compte tenu, surtout, de son évolution prévisible à l'horizon 2020 (1 000 TWh/an), selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (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 (Voir le graphique 3).

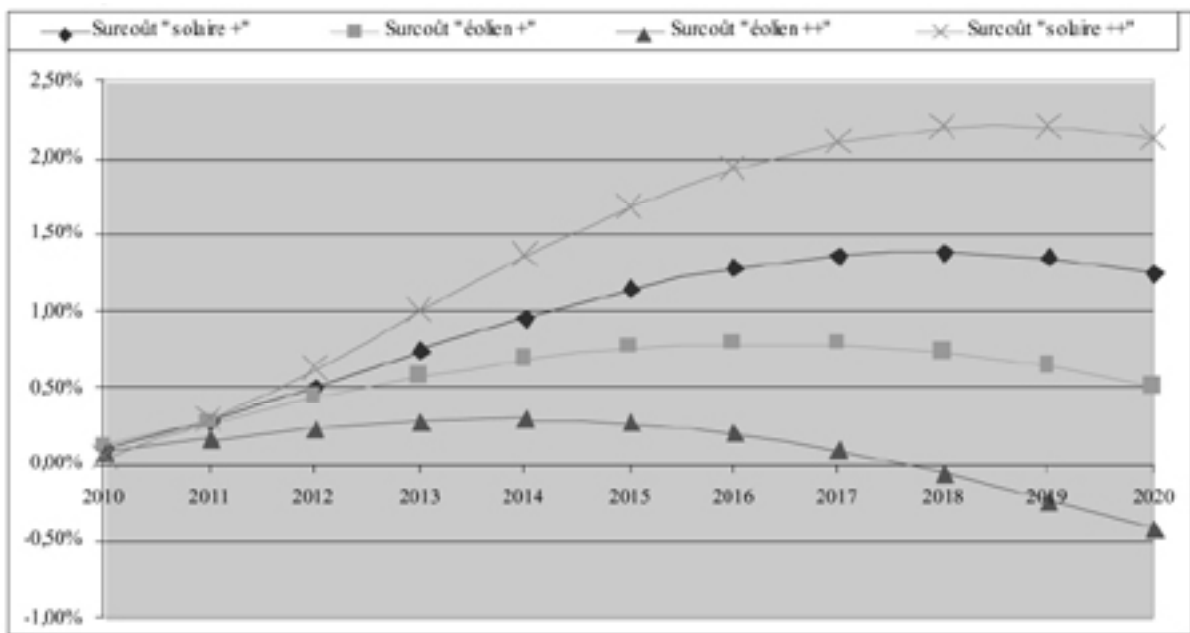
#### TOUT AUTANT QUE LA RENTABILITÉ DES PROJETS, LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT JURIDIQUE EN FAVEUR DES ENR EST INDISPENSABLE À LA RÉUSSITE DU PSM

Le montage des opérations du PSM se réalisera 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, dans lequel 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, dans lequel la centrale est la propriété d'une entité distincte, qui



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009 (diminution des coûts solaires égale à 5 %/an).

Graphique 2 : Surcoût global de production du PSM par rapport à un scénario carboné.



Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

Graphique 3 : Surcoût annuel de l'électricité produite par les capacités PSM par rapport au marché global.

l'exploite, ou non (un producteur indépendant ou *Independent Power Producer – IPP*).

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

Ce type de montage financier 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 pour 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, car il permet au prêteur (obligataire ou banque com-

merciale) 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 « revoyure » ou de déchéance du terme (*covenants*) moins strictes.

Cependant, compte tenu du caractère fortement capitalistique des projets de centrales ENR, la plupart des producteurs d'électricité – en particulier 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 (en particulier, le solaire à concentration) ou pour lesquels le producteur traditionnel n'est pas en mesure d'assurer l'exploitation, celui-ci pourrait être réticent à prendre les risques associés.

---

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 lesquels 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, notamment la mobilisation de moyens financiers supplémentaires, mais les montages en financement de projet sont complexes et longs à mettre en œuvre.

Les montages en financement de projet ont été largement utilisés pour les centrales ENR récemment construites en Espagne (6), 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 », opération dans laquelle ceux-ci acceptent de prendre en charge les risques liés à la technologie ;
- l'opérateur de la centrale, qui s'engage sur sa performance ;
- le propriétaire foncier ;
- l'acheteur du « productible », qui, lui, s'engage à long terme (*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 appréciée à travers le ratio de couverture de ce service par les *cash-flows* après impôts dégagés par l'exploitation (*operational cash flow*) (7). Ce ratio était compris entre 1,2 et 1,3 (8) pour les centrales construites récemment.

De manière générale, la préparation d'un montage en financement de projet d'une centrale CSP exige de un à deux ans de préparation avant la signature des accords de prêts, et d'une année et demie à deux ans pour la construction de la centrale. 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. Les préoccupations des investisseurs et des prêteurs, notamment les risques politiques, opérationnels et juridiques, doivent donc être intégrées en amont des projets, afin de sécuriser le montage.

---

## SUR LA DURÉE DU PSM, LES FINANCEMENTS PRIVÉS DEVRONT PRENDRE LE RELAIS DES BAILLEURS PUBLICS

---

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 régionaux, tel qu'Inframed, fonds souverains, interventions des filiales bancaires d'institutions de développement publiques, telles que la SFI ou PROPARGO), 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 bp (9) 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 : aides liées, comme la réserve « pays émergents » française, facilité d'investissement de voisinage européenne, le program-

---

(6) Centrales CSP Solnova 1 & 3 et centrale PV Aliwin SL.

(7) Ce ratio peut être apprécié, soit année après année (*annual debt service coverage ratio* ou ADSCR), soit sur la durée d'amortissement de la dette (*loan life coverage ratio*).

(8) 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 %.

(9) Bp : points de base.

### Le Clean Technology Fund

Le Clean Technology Fund (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. Il intervient systématiquement en cofinancement avec d'autres institutions multilatérales (sur la zone, la Banque mondiale elle-même, la Banque Africaine de Développement - BAfD, la BEI ou la BERD), 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 CO<sub>2</sub> de la zone et sur la capacité à développer des technologies qui changeront durablement le mix énergétique du pays ou de la région. 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. Un montant prévisionnel de 750 M\$ de ressources dédiées au PSM fait actuellement l'objet de discussions avancées avec la Banque mondiale.

me SET (Plan stratégique pour les technologies énergétiques) de la Commission, pour les projets les plus innovants... Dans le cas du PSM, deux de ces instruments revêtiront une importance particulière : le *Clean Technology Fund* géré par la Banque mondiale et les crédits carbone (Cf. les encadrés « Le *Clean Technology Fund* » et « Les crédits carbone »).

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 publics (10) sur les projets ENR de la zone MENA (pays du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord) + Turquie, la fourchette d'intervention possible des bailleurs publics internationaux sur les énergies renouvelables dans la zone considérée peut être estimée entre 900 M€ à 1 100 M€ par an. 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 financement des projets prioritaires du PSM est aujourd'hui possible (Voir le tableau 4).

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

A l'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 5.

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 en créant, dans chaque pays, les conditions nécessaires de raccordement au réseau, de soutien public et de définition des procédures administratives.

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

	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€
- moyens de production	2 400 M€	2 200 M€
- réseaux et interconnexions	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 sur le PSM, juin 2009.

Tableau 4 : Tableau agrégé de financement pour les deux premières années de réalisation du PSM.

## Les Crédits carbone

Vecteurs principaux de l'utilisation, au Sud, des crédits carbone, les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto permettent de tirer parti des économies de CO<sub>2</sub> réalisées dans les pays émergents et en développement pour les comptabiliser dans les objectifs quantifiés imposés aux pays développés (pays de l'annexe 1), au premier chef, en Europe. Or, ces mécanismes de développement propre (MDP) (11) 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.

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 CO<sub>2</sub> évitées, le prix de référence du CO<sub>2</sub>, le choix de la durée d'obtention des crédits carbone (une durée de 10 ans non renouvelable, ou une durée de 7 ans renouvelable deux fois) et la part de la production qui sera exportée vers l'Europe. Selon les hypothèses, on peut ainsi estimer que les crédits carbone générés par les centrales ENR du PSM pourraient être compris entre 3 et 15 milliards d'euros.

Cette ressource est normalement versée durant toute la durée de vie des centrales ENR et elle est directement rattachée à leur production. Dans ces conditions, elle permet de limiter les surcoûts. Elle peut aussi être avancée par des fonds carbone intervenant sous la forme de quasi-fonds propres : elle constitue alors une source importante de financement des projets.

### UN ACCORD DEVRA ÊTRE TROUVÉ SUR LE PARTAGE DES COÛTS DE MISE EN ŒUVRE DU PSM ENTRE LE NORD ET LE SUD

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, une modélisation micro-économique des coûts de production de centrales à concentration solaire, photovoltaïques et éoliennes a été réalisée, qui tient compte de trois modalités de financement possibles sous la forme de prêts : emprunts aux conditions du 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) (12)) (Voir le tableau 6).

Les progrès technologiques et de productivité pourraient permettre d'abaisser significativement ces prix de revient : on peut ainsi estimer qu'à l'horizon 2020, dans un scénario central de financement des investissements par des banques de développement, 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 carbonée de référence cité *supra* (50€/MWh) et des prix de vente de l'électricité aux particuliers dans les pays du Sud, tels qu'ils ressortent du graphique 4.

(11) Ou les projets de mise en œuvre conjointe, pour la Turquie, qui relève de l'Annexe 1.

(12) 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 des concours très concessionnels aux conditions d'intervention du CTF.

	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€
- moyens de production	32 000 M€	40 000 M€
- réseaux et interconnexions	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 sur le PSM, juin 2009.

Tableau 5 : Tableau agrégé de financement sur la durée du PSM.

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

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009 (rentabilité de 15 % pour les investisseurs en fonds propres).

Tableau 6 : Prix de revient à la production selon le type de financement (13).

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 cependant être mis en place pour les technologies solaires.

Pour les pays non immédiatement raccordables au réseau européen (Égypte, Jordanie, Syrie, Liban), la construction de moyens de production d'électricité provenant de l'énergie solaire suppose donc 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.

L'obtention de certificats de réduction de CO<sub>2</sub> 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 produit 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, le

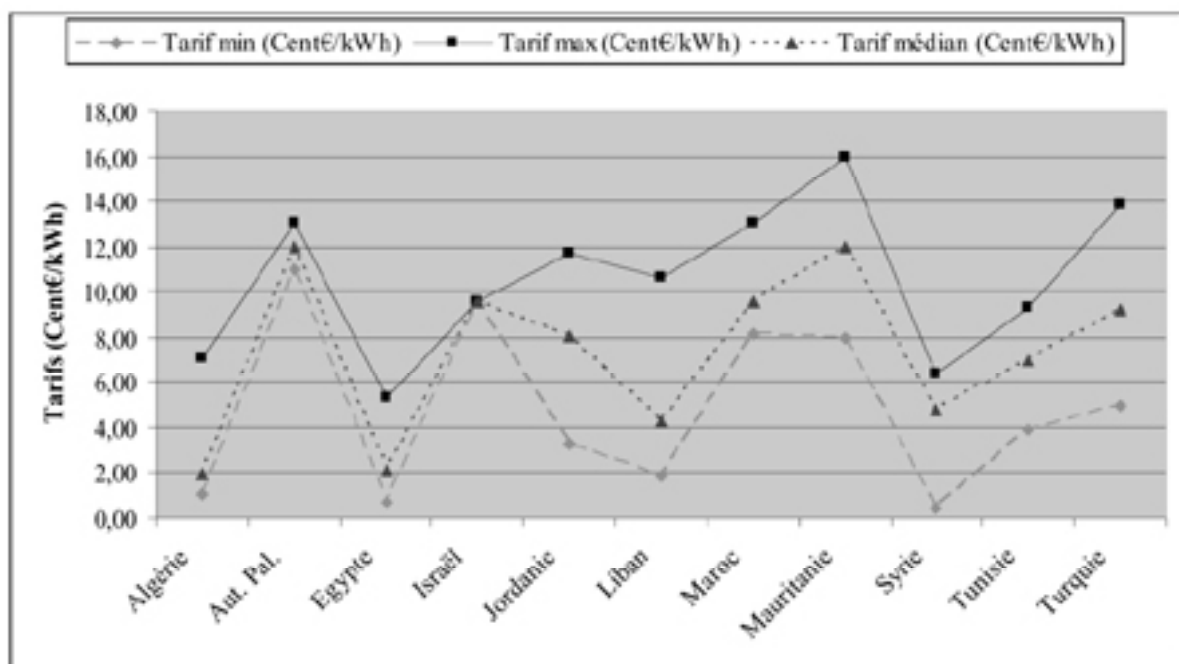
recours au dispositif prévu à l'article 9 de la directive européenne sur les ENR (14) peut être envisagé. La production peut être alors vendue à deux clients potentiels : l'acheteur local et l'acheteur européen qui inclura cette électricité dans ses objectifs nationaux de consommation d'ENR. En supposant que ce dernier soit prêt à acquérir l'électricité « verte » à un prix supérieur à la fois 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 varie en fonction de la part exportée comme indiqué dans le graphique 5.

On voit sur cet exemple et ce, pour tous les scénarios de financement, que l'augmentation du taux d'exportation se traduit par une diminution rapide du prix payé par l'acheteur local.

Une négociation Nord-Sud sur le « partage des gains » provenant du mécanisme d'exportation peut être

(13) Hors prise en compte des coûts de raccordement au réseau, qui pourraient majorer le prix de revient de 5 à 10 %.

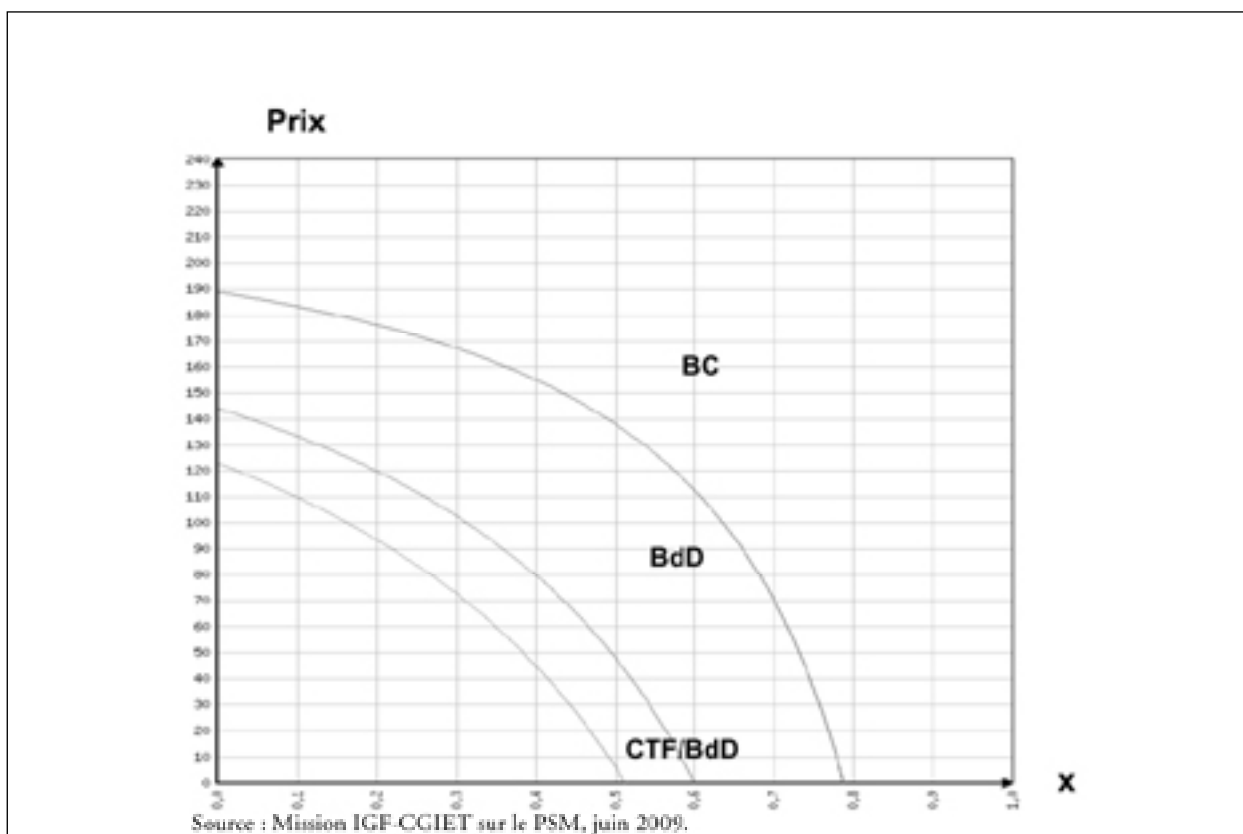
(14) Directive sur la promotion de l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables, adoptée en décembre 2008 sous la présidence française de l'Union européenne.



Source : Missions économiques et financières françaises de la zone considérée, mai 2009.

Graphique 4 : Prix de vente de l'électricité aux ménages au Sud et à l'Est de la Méditerranée.





**Graphique 5** : 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) (15).

conduite, afin que l'acheteur local puisse acquérir de l'électricité « verte » à un coût inférieur au coût de production, et pour que l'acheteur européen puisse également obtenir cette énergie renouvelable à un prix inférieur à ce qu'il devrait payer en Europe (*feed-in tariff*) (16). Cet équilibre pourrait être trouvé projet par projet, pour les premières réalisations, mais il serait sans doute difficilement généralisable et nécessiterait un cadre de négociation plus vaste, entre Etats.

#### Les déséquilibres du marché Nord-Sud appellent une régulation

Le mécanisme d'exportation pose d'importants problèmes de régulation à l'échelle régionale, car trois facteurs déséquilibrent fortement le marché de l'électricité « verte » :

- l'avantage comparatif des pays du Sud dans la production d'énergie renouvelable (meilleur ensoleillement, champs éoliens très performants) pousse à une exportation totale de la production vers l'Europe, où des engagements de consommation ont été pris et où les tarifs de rachat sont attractifs ;
- 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 nécessairement vocation à bénéficier au premier chef du dispositif prévu à l'article 9 de la directive ENR ;

- enfin, sur le 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.

Une stratégie potentielle de régulation, relativement simple dans son concept, consisterait en l'instauration d'un plafond d'exportation par technologie commun à la zone, qui supposerait l'accord des 43 États de l'Union pour la Méditerranée et aurait vocation à être décliné dans les accords d'État à État et dans les contrats conclus entre le producteur local et l'acheteur européen. Ce plafond d'exportation permettrait de répartir le réservoir de subventions de la demande européenne sur un plus grand nombre de projets, sur un plus grand nombre de pays qui pourraient accéder dans le temps aux interconnexions, et sur un mix technologique plus vaste. Le mécanisme du marché viendrait alors renforcer la stratégie politique du PSM.

(15) Les coûts de transport ne sont pas intégrés, dans cet exemple.

(16) Le rapport précité de l'IGF-CGIET présente, dans son 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'Etat du Sud accepterait de mettre en place un tarif d'achat local de l'électricité qui permettrait d'assurer la rentabilité de la centrale.