

INFRASTRUCTURES ET DEVELOPPEMENT ENERGETIQUE
DURABLE EN MEDITERRANEE : PERSPECTIVES 2025

El Habib El Andaloussi





INFRASTRUCTURES ET DEVELOPPEMENT ENERGETIQUE
DURABLE EN MEDITERRANEE : PERSPECTIVES 2025

Conception de la couverture : Plan Bleu

Photos © Florence Pintus

Mise en page : Plan Bleu

Notice légale

Les appellations employées dans le présent document et la présentation des données qui y figurent n'impliquent de la part du Plan Bleu aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, régions ou villes, ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

Droits de copyright

Le texte de la présente publication peut être reproduit en tout ou en partie à des fins pédagogiques et non lucratives sans autorisation spéciale de la part du détenteur du copyright, à condition de faire mention de la source. Le Plan Bleu serait reconnaissant d'avoir un exemplaire de toutes les publications qui ont utilisé ce matériel comme source. Il n'est pas possible d'utiliser la présente publication pour la revente ou à toutes autres fins commerciales sans demander au préalable par écrit la permission au Plan Bleu.

Pour des fins bibliographiques, citer le présent volume comme suit :

Plan Bleu : Infrastructures et développement énergétique durable en Méditerranée : perspectives 2025. Plan Bleu, Valbonne, 2010 (Les Cahiers du Plan Bleu 6).

ISBN : 978-2-912081-21-6

Imprimé sur les presses numériques
Papier CyclusPrint 130 et 250

© 2010 Plan Bleu



Plan Bleu
Centre d'activités régionales du PNUE/PAM
15, rue Beethoven, Sophia Antipolis
06560 Valbonne
France
www.planbleu.org

Table des matières

Remerciements	5
Introduction	7
Le contexte.....	7
Les objectifs de la SMDD	8
L'approche adoptée	8
L'objectif et le contenu	8
La situation du secteur énergétique dans le Bassin Méditerranéen	9
La demande énergétique.....	9
Des ressources naturelles importantes et inégalement réparties mais une dépendance énergétique croissante	15
Les infrastructures et les échanges énergétiques	18
Le scénario tendanciel : une croissance énergétique sans aucune mesure avec les services attendus	25
Les hypothèses.....	25
Les projections à 2025.....	28
Les enseignements	37
Le Scénario alternatif : de l'énergie fossile à l'énergie verte	39
Les hypothèses.....	39
Les résultats comparés des deux scénarios (tendanciel et alternatif)	42
Les bénéfices du scénario alternatif.....	46
Conclusions et Enseignements	48
A l'échelle régionale	48
A l'échelle nationale.....	49
Références	51
Liste des annexes	51

Remerciements

Rapport réalisé sous la direction d'Henri-Luc Thibault, directeur du Plan Bleu, et coordonné par Pierre Icard, chef de l'unité thématique du Plan Bleu.

Auteur

El habib El Andaloussi

Comité de lecture

Arthur Germond (AFD), Pierre Icard (Plan Bleu), Rima Le Goguic (AFD), Mihoub Mezouaghi (AFD), Brigitte Ulmann (Plan Bleu).

Les experts qui ont contribué et apporté leurs commentaires

Henri Boyé, Arthur Germond, Jean-Pierre Giraud, Pierre Icard, Abdenour Keramane - Directeur de la revue Medenergy, Rima Le Goguic, Mihoub Mezouaghi, Brigitte Ulmann et Philippe Vallouis.

Réalisation

Annexe statistique : Jean-Pierre Giraud.

Cartographie : Jean-Pierre Giraud et Karel Primard de Suremain.

Bibliographie et documentation : Hélène Rousseaux.

Conception graphique et réalisation: Isabelle Jöhr, Brigitte Ulmann

Relecture : Sandra Dulbecco, Isabelle Jöhr



L'Agence Française de Développement a soutenu la réalisation de ce rapport.

« Les analyses et les conclusions de ce rapport ne reflètent pas nécessairement le point de vue officiel de l'Agence Française de Développement. »

Introduction

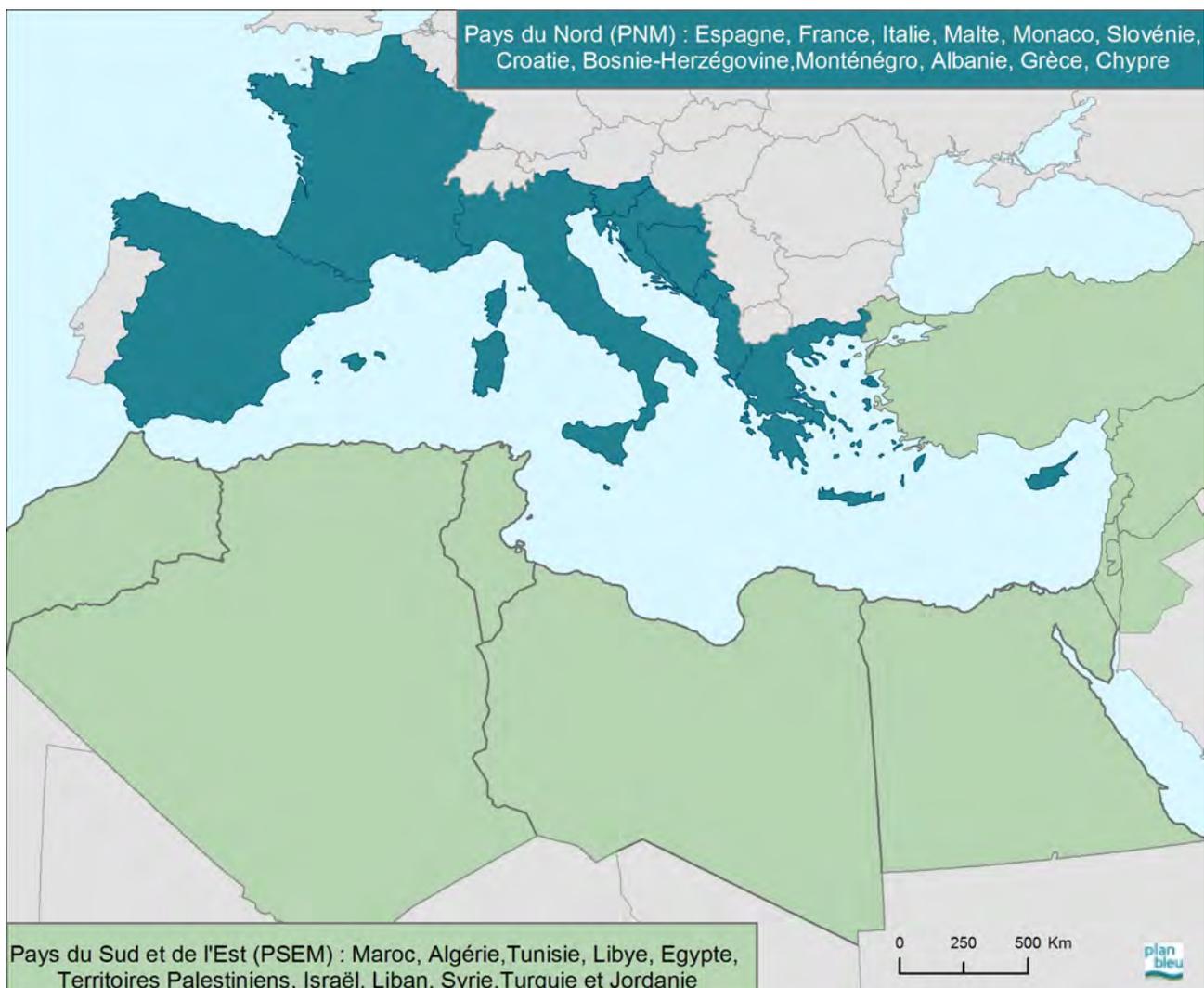
Le contexte

Sous l'effet conjugué de la pression démographique et de la croissance économique, le système énergétique de la région méditerranéenne fait face à de fortes tensions, qu'il s'agisse d'approvisionnement, de transport, de distribution ou de consommation. La demande est aujourd'hui satisfaite par une offre constituée à plus de 80 % d'énergies fossiles. Dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM), les hydrocarbures représentent même 94 % de la consommation totale d'énergie.

En Méditerranée, comme dans toutes les régions du monde, les questions du développement économique, de l'énergie, de l'environnement et du climat sont profondément liées. La croissance de la consommation et des besoins impose une augmentation de

la production d'énergie qui nécessite des investissements structurants pour le long terme, lourds en capital et à durée de vie longue. Aux unités de production, il faut ajouter les investissements relatifs au transport, au stockage et à la distribution, ports charbonniers, infrastructures de transport du gaz naturel, interconnexions électriques et d'échanges d'électricité susceptibles d'optimiser le fonctionnement des parcs de production. En fonction des choix et des décisions prises, les impacts générés peuvent être très différents, en matière de coût, de bilan carbone et d'émission de gaz à effet de serre, d'empreinte écologique et de développement socio-économique.

Il apparaît donc indispensable de mener une réflexion sur le développement des infrastructures qui permettront d'accroître les échanges et tout particulièrement



sur les interconnexions électriques et gazières, sous l'angle du développement durable, afin de mettre en évidence les éléments susceptibles de concourir à la réalisation des objectifs affichés dans la Stratégie Méditerranéenne de Développement Durable (SMDD).

Les objectifs de la SMDD

La SMDD s'est fixé quatre grands objectifs :

- Contribuer à promouvoir le développement économique en valorisant les atouts méditerranéens,
- Réduire les disparités sociales en réalisant les Objectifs du Millénaire pour le Développement et renforcer les identités culturelles,
- Changer les modes de production et de consommation et assurer une gestion durable des ressources naturelles,
- Améliorer la gouvernance à l'échelle locale, nationale et régionale.

La SMDD vise également à promouvoir les politiques d'économie d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables. Un objectif réaliste consisterait à viser une réduction de 1 à 2 % par an de l'intensité énergétique par unité de PIB, une meilleure mobilisation des énergies renouvelables pour atteindre 7 % de la demande totale en énergie d'ici 2015 et à réduire de moitié, d'ici 2015, la part des populations des pays en développement n'y ayant pas accès.

L'approche adoptée

Les infrastructures ne constituent qu'un moyen de produire ou de transporter de l'énergie. La réflexion doit s'inscrire dans une démarche globale ayant pour objectif de satisfaire la demande en respectant les objectifs de développement durable : la gestion durable des ressources énergétiques dans des conditions économiquement acceptables et la limitation des contributions et des effets du changement climatique par l'utilisation de modes appropriés de production et de transport.

Cette étude traitera donc aussi bien des infrastructures de transport et de stockage que des installations de production d'énergie destinée à satisfaire la demande locale comme les besoins à l'exportation. Un focus particulier sera mis sur le gaz, l'électricité et les énergies renouvelables sachant que les deux premières sources d'énergie, en forte croissance en Méditerranée, nécessitent des infrastructures de transport et de distribution fixes et spécifiques, le pétrole, le charbon

et le GNL, étant échangés et véhiculés par les modes de transport traditionnels (routier, ferroviaire, maritime).

L'objectif et le contenu

L'objectif de l'étude est de recenser l'ensemble des sources d'énergie et des options d'infrastructures, actuelles ou en projet, permettant de les exploiter et d'analyser leurs degrés de compatibilité avec les objectifs de développement durable, en particulier ceux affichés dans la SMDD : maîtrise des émissions de CO₂, maîtrise des coûts, accès généralisé à l'électricité, promotion des énergies renouvelables, prise en compte des impacts environnementaux et de la vulnérabilité aux risques naturels et non naturels.

L'étude est composée de trois parties : Les infrastructures énergétiques et les échanges, le scénario tendanciel à l'horizon 2025, et le scénario alternatif du Plan Bleu.

La première partie, traitant du diagnostic de la situation énergétique en Méditerranée, comprend 3 sous-parties : une analyse de la demande actuelle en énergie et en électricité, un état des ressources et des sources d'approvisionnement des pays méditerranéens, un inventaire des infrastructures et des échanges énergétiques.

La deuxième partie présente les hypothèses et les résultats d'un scénario tendanciel, comprenant les projections à 2025 pour la consommation d'énergie primaire, la dépendance énergétique qui en découle, le secteur électrique et les émissions de CO₂ dues aux consommations croissantes d'énergie, ainsi que les premiers enseignements qui peuvent être tirés.

La troisième partie présente un scénario alternatif intitulé « de l'énergie fossile à l'énergie verte », qui contraste avec le précédent par la sobriété des consommations d'énergie, basées sur une exploitation plus forte du gisement des économies d'énergie, et d'une intégration plus soutenue des énergies renouvelables. Ce chapitre comprend trois parties : les hypothèses retenues, les résultats comparés des deux scénarios et les bénéfices du scénario alternatif.

La situation du secteur énergétique dans le Bassin Méditerranéen

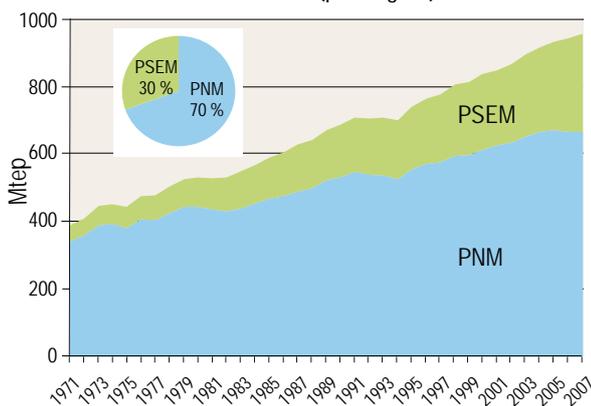
La demande énergétique

Energie primaire, une demande en forte croissance, surtout dans les PSEM

Avec un total de 955 millions de tep (Mtep), la région méditerranéenne représente 8 % de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2007. Entre 1971 et 2007, celle-ci est passée de 410 à 955 Mtep, selon un taux moyen annuel d'accroissement de 2,5 %. La consommation par habitant s'établit à 2100 kep. Elle est supérieure de 13 % à la moyenne mondiale et s'est accrue, en moyenne, de 1,3 % par an entre 1971 et 2007.

Ces chiffres occultent le déséquilibre de consommation entre les régions Nord et Sud du bassin. Bien que la part des pays du Sud et de l'Est méditerranéen (PSEM) dans la consommation totale soit en constante augmentation depuis le début des années 1970, elle n'en représentait en 2007 que 30 %. La consommation d'énergie des PSEM est passée de 48 Mtep en 1971 à 291 Mtep en 2007, soit un taux moyen de 5,2 %, tandis que celle des pays du Nord méditerranéen (PNM) est d'environ 1,9 % (340 à 665 Mtep).

Figure 1 Consommation d'énergie primaire en Méditerranée en 2007 (par région)



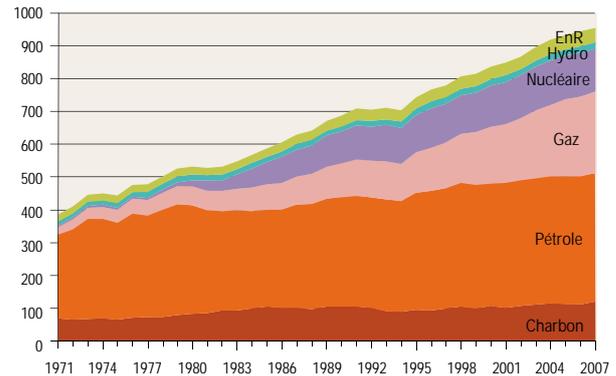
Source : AIE, Energy Balances, Edition 2009

La consommation annuelle d'énergie per capita croît plus vite au sud et à l'est (3,0 %) qu'au nord (1,4 %), mais elle demeure 3 fois moins élevée dans les PSEM (1,1 tep) que dans les PNM (3,3 tep).

Si on décompose l'évolution de la consommation d'énergie primaire par source d'énergie entre 1971 et

2007, la tendance qui se dégage montre une augmentation de la pénétration du gaz naturel dans le mix de combustibles et une stabilité relative du charbon et du pétrole.

Figure 2 Evolution de consommation d'énergie primaire en Méditerranée par source (Mtep)



Sources : AIE, Energy Balances, Edition 2009

Cette tendance est confirmée par la comparaison de la structure de la consommation par source d'énergie de 1971 et 2007.

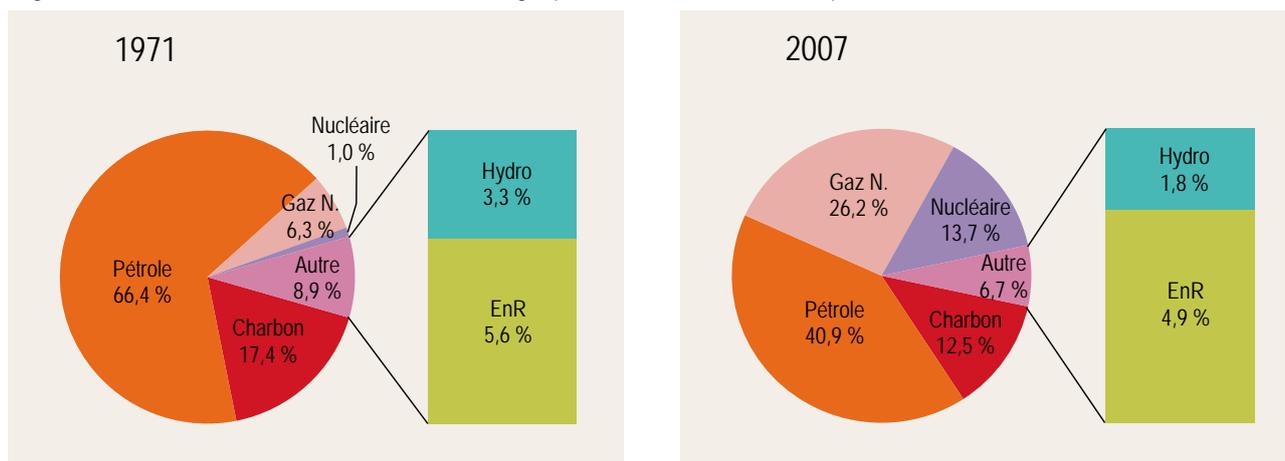
Le pétrole a toujours été le combustible dominant dans le mix énergétique des pays méditerranéens. Sa consommation a augmenté de 257 Mtep en 1971 à 391 en 2007, soit une croissance annuelle de 1,2 %. Sa part, cependant, a diminué de 66 % en 1971 à 41 % en 2007.

Le gaz naturel : au cours des dernières décennies, l'augmentation annuelle moyenne de la demande de gaz naturel était d'environ 6,7 % par an, passant de 24 à 251 Mtep (près de 300 milliards de m³). L'un des facteurs explicatifs est la forte croissance de la génération d'électricité, en raison des nombreux projets de centrales électriques utilisant le gaz.

La part du gaz naturel dans le bilan énergétique est passée de 6 % en 1971 à 26 % en 2007. Actuellement il occupe une place importante dans le bilan énergétique de la quasi-totalité des pays méditerranéens, à l'exception de Chypre, de Malte, de la Palestine et du Liban. La consommation de gaz naturel dans les PSEM a connu la plus forte croissance de toutes les sources d'énergie, avec un taux annuel moyen de 11,3 % (de 2 à 101 Mtep).

La consommation de **charbon** est passée de 67 Mtep en 1971 à environ 119 Mtep en 2007, soit une augmentation annuelle moyenne de 1,6 %. Les es-

Figure 3 Structure de la consommation d'énergie primaire en Méditerranée, par Source



Source : AIE, Balances Energétiques, éditions Juillet 2009 (pays OCDE) et Septembre 2009 (pays Non-OCDE)

timations montrent que le charbon est résistant à la concurrence, malgré l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel. Ceci est lié à certains pays (Grèce, Espagne, Italie) qui sont à la fois grands producteurs et grands consommateurs et à son utilisation par la Turquie, Israël et le Maroc, qui y voient un moyen de diversification et de garantie d'une source supplémentaire d'énergie.

L'énergie nucléaire : après une période de croissance rapide entre 1970 et 1990, la consommation d'énergie nucléaire est restée stable autour de 126 à 130 Mtep entre 2000 et 2007. Sa part dans le mix énergétique est restée de 13-14 % au cours des 15 dernières années. La croissance de l'énergie nucléaire dans les PNM s'est ralentie à la suite du moratoire italien et de la décision espagnole d'en arrêter le développement sur son territoire. Actuellement, l'énergie nucléaire est absente du mix énergétique des PSEM, même si plusieurs projets ont été annoncés.

Les énergies renouvelables : la part des énergies renouvelables a plus que doublé entre 1971 et 2007, passant de 35 Mtep en 1971 à 65 Mtep en 2007, soit un taux de croissance de 1,7 % en moyenne par an. Toutefois, en 2007, elles ne représentent que 6,7 % de l'offre en énergie primaire et fournissent une part modeste au mix énergétique.

Le cas de la demande en électricité : une croissance à deux chiffres

La consommation des pays du Nord, avec environ 1130 TWh en 2007, représente près de trois fois celle des pays du Sud (422 TWh). Elle a quadruplé pour l'ensemble de la région de 1971 à 2007. Les tendances confirment une progression nettement plus soutenue dans les pays du Sud, 7,9 % par an sur les

25 dernières années (entre 5 et 17 % selon les sources d'énergie), du fait notamment des fortes consommations en Turquie, en Egypte, en Tunisie, en Algérie et au Maroc, que dans les PNM (3,5 %). Près des trois quarts de la consommation d'électricité (environ 1552 TWh en 2007) sont consommés dans les PNM. Le rapport Nord/Sud en termes de consommation d'électricité par habitant, a diminué de 8 en 1971 à 3,6 en 2007.

Près de 300 TWh (soit environ 16 % de la production) constituent les pertes dues aux réseaux de distribution et aux consommations propres du secteur de la génération électrique. La production totale d'électricité en Méditerranée a atteint près de 1847 TWh en 2007 contre 420 TWh en 1971 (soit des taux de croissance entre 5 et 17 % selon les sources d'énergie sur la période 1971-2007).

La croissance de la production d'électricité par source d'énergie entre les deux régions est résumée dans le tableau ci-dessous.

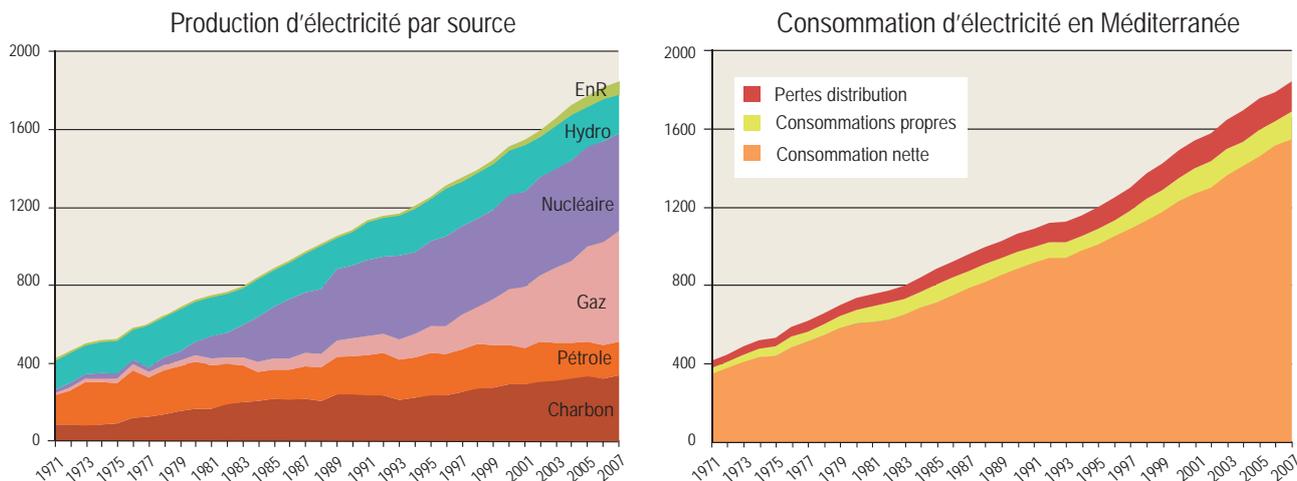
Tableau 1 Evolution de la production d'électricité (par source, 1971-2007)

	Charbon	Pétrole	Gaz N.	Nucléaire	Hydro	EnR	Total
PNM	2,9 %	-1,4 %	9,8 %	10,2 %	0,2 %	7,3 %	3,5 %
PSEM	10,1 %	4,4 %	17,0 %		4,8 %	6,8 %	7,9 %
TOTAL	3,9 %	0,3 %	11,5 %	10,2 %	0,9 %	7,2 %	4,2 %

Source : AIE, édition 2009

La spectaculaire croissance du gaz naturel sur la période 1971-2007, + 17 % par an pour atteindre 266 TWh en 2007, dans les PSEM est due à la faible utilisation de ce combustible dans les années 1970. Dans les PNM, il poursuit sa pénétration à un rythme rapide de 9,8 %.

Figure 4 Demande d'électricité en Méditerranée



Source : AIE, Balances Energétiques, éditions Juillet (pays OCDE) et Septembre 2009 (pays Non-OCDE)

La production d'électricité basée sur du charbon a également fortement crû avec un taux annuel moyen de 10,1 % ; elle est ainsi passée de 3 à 104 TWh entre 1971 et 2007. L'hydro-électricité est passée de 10 à 57 TWh au cours de la période considérée. Sa part dans la production totale d'électricité a diminué, passant de 30 à 11 %.

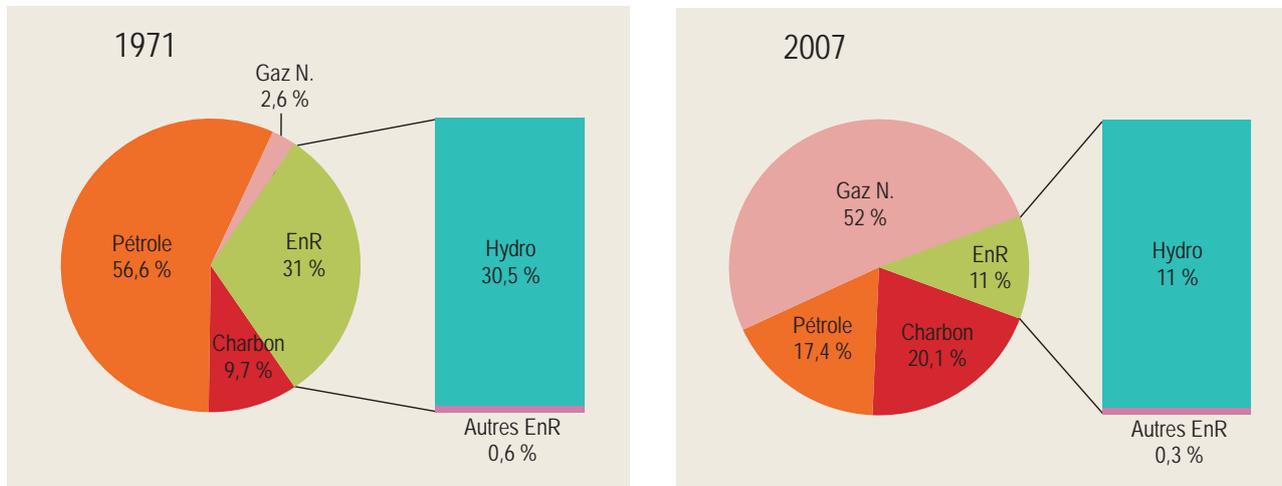
La production d'électricité à partir des énergies renouvelables a commencé dans les années 1990 avec des projets au Maroc et en Égypte mais elle stagne en 2007 à 0,3 % du total de la production d'électricité. La production d'électricité nucléaire pourrait se développer à partir de 2020, avec les projets de centrales électriques en Égypte et en Turquie.

Pour faire face à cette demande d'électricité, la capacité installée a connu une croissance considérable au cours

des trois dernières décennies. Le quadruplement de la production totale d'électricité entre 1971 et 2006 a nécessité 224 GW de nouvelles capacités de production dans le bassin méditerranéen dont plus de 36 % (81 GW) ont été construites dans les PSEM. La puissance installée au nord était, en 2006, de près de 340 GW contre à peine 103 GW dans les PSEM. La capacité installée en France, de 116 GW, est à elle seule supérieure à celle de l'ensemble des pays du Sud de la Méditerranée.

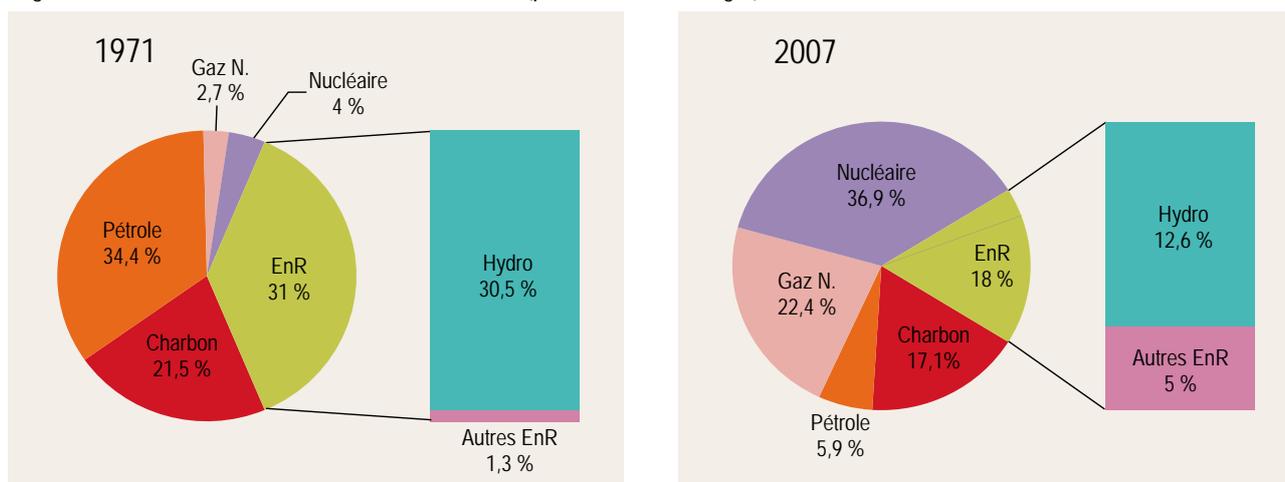
En 2006, le gaz naturel dominait le parc de production d'électricité (24 %), suivis par les centrales hydroélectriques (22 %), le pétrole (19 %), le nucléaire (16 %), le charbon et les énergies renouvelables (14 et 6 %). La capacité installée dans les PSEM était dominée par le gaz naturel, le pétrole et l'hydroélectricité (45, 20 et 19 % du total).

Figure 5 Production d'électricité dans les PSEM (par sources d'énergie)



Source : AIE, Energy Balances, édition 2009

Figure 6 Production d'électricité dans les PNM (par sources d'énergie)



Source : AIE, Energy Balances, édition 2009

Tableau 2 Parc installé de centrales électriques en Méditerranée en 2006 (GW)

TV-charbon*	TV-fioul	TV-gaz	CC-gaz*	TG & Diesel*	Nucléaire	Hydro	EnR	TOTAL
60.9	56.4	40.6	66.1	25.4	71.2	97.2	26.2	444
14 %	13 %	9 %	9 %	15 %	16 %	22 %	6 %	

*TV Turbine à vapeur ; TG Turbine à Gaz ; CC Cycle Combiné

Source : OME, Compagnies électriques nationales

La capacité installée d'énergies renouvelables (hors hydro) a enregistré un progrès considérable depuis 2000, avec une croissance annuelle moyenne de plus de 36 %, atteignant 26 GW en 2007. Cette tendance tient à l'augmentation spectaculaire de la capacité électrique éolienne, qui atteint 21 GW en 2007 contre 3 GW en 2000.

La consommation finale d'énergie : le résidentiel et les transports en augmentation.

La consommation finale totale (CFT) représente la consommation des secteurs utilisateurs finaux : industrie, transports, résidentiel et "autres" (commercial et tertiaire, administration publique, agriculture..).

Dans la région méditerranéenne, les tendances dans la CFT par secteur sont illustrées dans la figure ci-après qui montre une croissance moyenne de 2,2 % par an entre 1971 et 2007. La croissance annuelle moyenne par secteur dans la même période est de 3,3 % pour le secteur des transports, suivi par le résidentiel et d'autres secteurs (2,4 % chacun) et le secteur industriel (1,3 %). Les transports continuent à être le consommateur principal.

La structure de la demande d'énergie a changé radicalement au cours des trois dernières décennies. De l'industrie à base énergétique, la Méditerranée présente maintenant une consommation plus équilibrée, où les transports et le secteur résidentiel ont vu leurs parts évoluer.

Dans les PNM, la CFT, par secteur a enregistré une croissance moyenne de 1,5 % / an entre 1971 et 2007, qui se répartit en 2,8 % pour les transports, 1,8 % pour le résidentiel, 0,3 % pour l'industrie et 1,8 % pour les autres secteurs. La part du secteur des transports dans les PNM a considérablement augmenté au cours de la période (19 % à 31 %).

Dans les PSEM, la CFT, d'environ 202 Mtep, se répartit entre le secteur industriel (37 %), le secteur des ménages (27 %), le secteur des transports (26 %) et les autres sous-secteurs (11 %). L'accroissement de la consommation le plus important concerne le résidentiel : + 29 %, entre 2000 et 2007. La consommation du secteur industriel a cru de 25 %, celle du secteur des transports a augmenté de 23 % sur la même période.

En 2007, la consommation finale d'énergie dans les PSEM est essentiellement basée sur des produits pétroliers à 50 % suivi par l'électricité et le gaz naturel (19 % chacun), puis enfin le charbon (7 %). Les produits pétroliers se répartissent principalement dans le secteur des transports pour 47 %, suivi par le secteur industriel pour 26 %, le secteur résidentiel pour 17 % et enfin le tertiaire pour 11 %.

Figure 7 Consommation finale de l'énergie en Méditerranée (par secteur et par source)

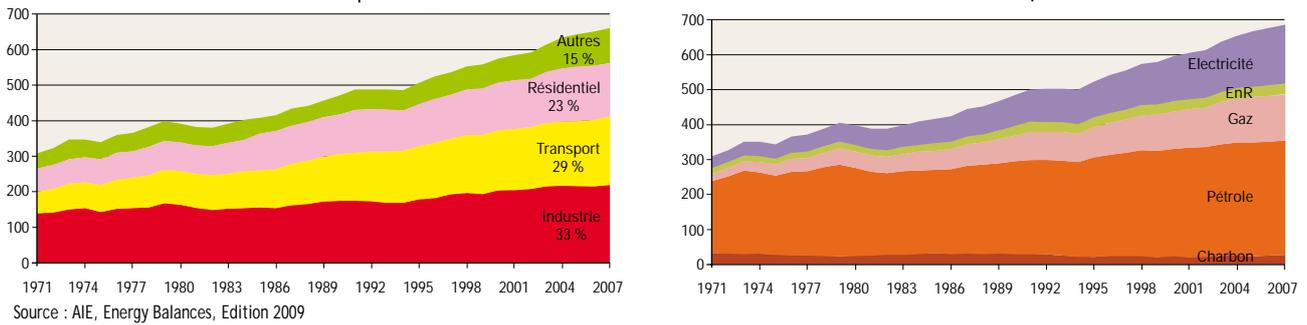


Figure 8 Consommation finale de l'énergie dans les PNM (par source et par secteur)

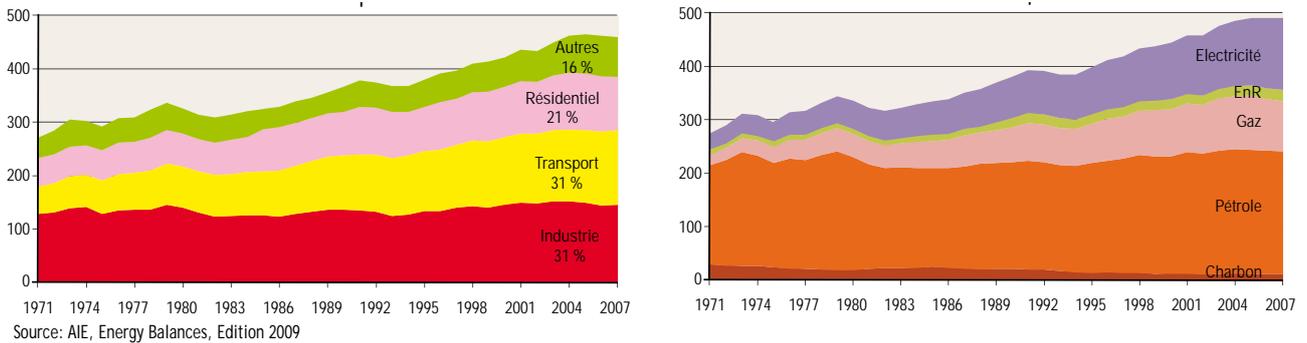
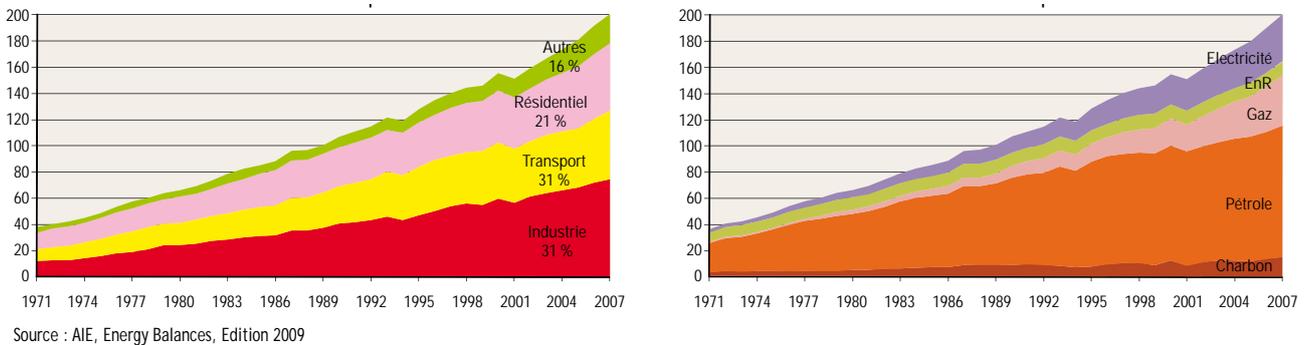


Figure 9 Consommation Finale de l'énergie dans les PSEM (par secteur et par source)



En ce qui concerne l'électricité, la consommation finale de 422 TWh dans les PSEM reste concentrée dans le secteur industriel pour 39 %, suivie par le secteur résidentiel pour 35 %, le secteur "autres" (tertiaire, agriculture) pour 25 % et les transports pour 1 %. Quant au gaz naturel, il reste concentré dans le secteur industriel pour 26 %, le résidentiel 62 % et le reste dans les autres sous-secteurs. Le charbon est consommé presque totalement dans le secteur industriel (80 %) et le reste dans le résidentiel.

Le secteur résidentiel reste un secteur au potentiel significatif notamment dans les PSEM. Dans les PSEM, le secteur du bâtiment représente entre 18 à 42 % de l'énergie consommée et un potentiel important d'économie d'énergie existe dans ce secteur. Des pro-

jets pilotes ont montré qu'avec un surcoût de 10 à 15 % à la construction, 60 % d'économies d'énergies peuvent être réalisées. Les PSEM connaissent par ailleurs des dynamiques, et donc des défis et des opportunités, quelque peu différentes de celles de la rive Nord de la Méditerranée. La combinaison d'une croissance démographique soutenue, d'un taux d'urbanisation croissant et d'une élévation du niveau de vie moyen implique une demande en énergie croissante, induite notamment dans le secteur du bâtiment avec un fort besoin en nouveaux logements. Ceci offre l'opportunité de constituer un parc de logements faibles consommateurs d'énergie, ce qui représente un atout pour la région et appelle surtout à la mise en place urgente de mesures en faveur d'un « bâtiment durable méditerranéen ». Dans les PSEM, l'efficacité énergétique dans le bâtiment est

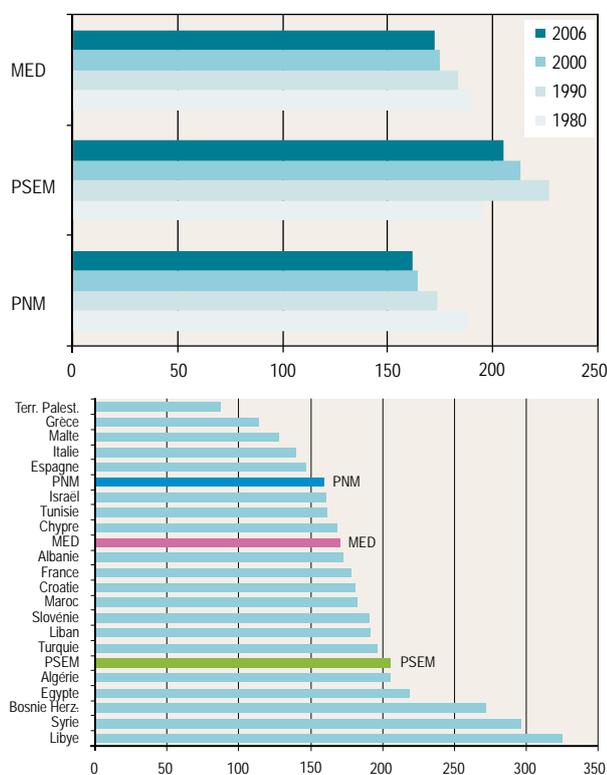
donc un enjeu stratégique pour la maîtrise de la demande en énergie. Si le retard par rapport à l'autre rive de la Méditerranée est grand, l'anticipation et un infléchissement du scénario sont encore possibles.

Efficacité énergétique et émissions de CO₂

L'énergie est-elle utilisée efficacement ? On dispose d'un premier indicateur, l'intensité énergétique (IE) globale ou primaire, pour comparer les pays entre eux et mesurer les évolutions. C'est le rapport de la consommation d'énergie au produit intérieur brut (PIB), celui-ci étant calculé "à parité de pouvoir d'achat (ppa)" afin de tenir compte des différences de niveau de vie.

Cet indicateur, qui s'exprime en tep par unité de PIB, caractérise le degré de "sobriété énergétique" d'un pays ou d'un mode de développement : il mesure la quantité d'énergie consommée pour un même niveau de confort ou de production. L'intensité énergétique dépend évidemment de facteurs comme le climat et la structure de l'économie. Mais lorsque l'on compare des pays à structure économique voisine, le facteur essentiel est l'efficacité avec laquelle l'énergie est produite et consommée : très schématiquement, plus l'intensité est basse, plus l'efficacité est grande¹.

Figure 10 Intensité énergétique en Méditerranée



Source : OME, WDI, calcul Plan Bleu

1 Si on prend l'inverse de l'IE, qui représente la productivité énergétique, plus elle est haute, meilleure est la production par unité d'énergie (1 tep).

Les premières politiques d'efficacité énergétique ont été mises en place dès le premier choc pétrolier de 1973. La figure suivante montre l'évolution de la consommation d'énergie primaire sur la période 1980-2006. La première courbe représente la consommation d'énergie primaire réelle, et la courbe supérieure indique ce qu'aurait été cette consommation si l'intensité énergétique de l'ensemble des PNM était restée à sa valeur de 1980. La portion la plus haute du diagramme (négawatts) représente les économies réalisées sur la consommation d'énergie primaire du fait de la diminution de l'intensité énergétique globale. En 2006, la quantité de négawatts pour les PNM était de près de 114 Mtep, soit 16 % de la consommation d'énergie primaire, équivalent 1,5 fois à la consommation de produits pétroliers dans les PNM. De ce fait, les PNM ont réalisé, grâce à l'amélioration de leur IE, sur la période 1980-2006 des économies cumulées de l'ordre de 1300 Mtep, soit l'équivalent de près de 2 années de consommations (niveau de 2006).

Au niveau de l'ensemble des PSEM, on observe une constance du niveau de l'IE depuis 1980, marquée par une croissance moyenne annuelle de 0,2 %. En revanche, depuis 1990, plusieurs PSEM s'orientent vers une plus grande sobriété énergétique et on constate une légère baisse de -0,6 % par an de 1990 à 2000 et d'un peu plus de -0,7 % entre 2000 et 2006.

Tableau 3 Evolution de l'intensité énergétique en Méditerranée (1980 à 2006)

	Intensité énergétique (tep par milliers Euro 2006 ppa)				Taux de croissance annuel (%)		
	1980	1990	2000	2006	1980-1990	1990-2000	2000-2006
PNM	0,189	0,173	0,164	0,162	-0,84%	-0,55%	-0,23%
PSEM	0,196	0,227	0,214	0,205	1,50%	-0,61%	-0,68%
Med	0,180	0,183	0,175	0,172	-0,34%	-0,46%	-0,26%

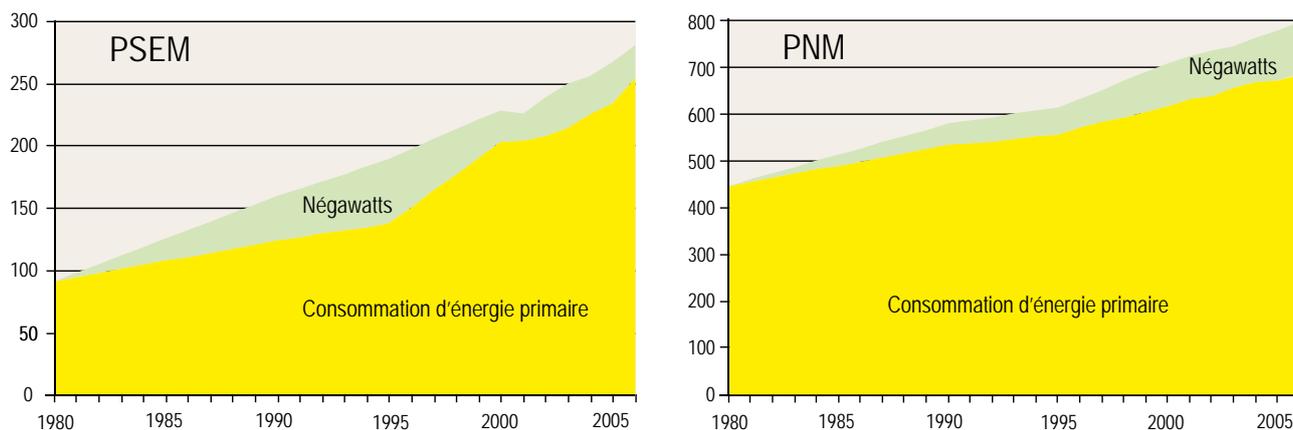
Source : OME, AIE

Les gains d'efficacité énergétique, qui auraient pu être réalisés, si les PSEM avaient maintenu le même niveau d'IE de 1980 sur la période 1980-2006, sont estimés entre 5 à 14 % par an, soit un cumul de 286 Mtep sur la période 1980-2006, équivalent à plus d'une année de consommation (niveau de 2006).

Plusieurs études régionales comme celle de l'OME, ou nationales comme celles du Plan Solaire Tunisien ou Marocain, estiment qu'il existe un potentiel important provenant de la maîtrise de la demande en améliorant l'efficacité énergétique de l'industrie et en contrôlant mieux la demande de transport, de chauffage et de climatisation; le gisement a été évalué à environ 300 Mtep/an à l'horizon 2025².

2 Actualisation des estimations publiées dans Plan Bleu, « Méditerranée, les perspectives du Plan Bleu sur l'environnement et le développement »,

Figure 11 Potentiel des économies d'énergie grâce à la baisse de l'intensité énergétique



Source : Plan Bleu, Etat de l'Environnement et du développement en Méditerranée - 2009, p. 49.

L'une des conséquences principales de cette inefficacité dans l'utilisation de l'énergie est l'**augmentation continue des émissions de CO₂**.

En 2000, 72 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) méditerranéennes étaient imputables au CO₂ lié à l'utilisation de l'énergie, répartis en 77 % dans les PNM et 64 % dans les PSEM. En 2007, les PNM ont émis environ les deux tiers des émissions de CO₂ issues de l'utilisation de l'énergie de l'ensemble du bassin méditerranéen. Mais la croissance des émissions de CO₂ est plus rapide dans les PSEM. Ce rythme de croissance est près de deux fois plus rapide que le rythme mondial. L'électricité (près de 40 %) et le chauffage représentent le premier contributeur à la hausse des émissions entre 1990 et 2007 dans les PSEM. Pour les PNM, c'est le secteur des transports (près du 1/3).

Force est de constater le maintien du poids des énergies fossiles sur la période passée avec une résistance du charbon dans le mix énergétique. Avec 10,2 % de la consommation mondiale d'électricité et 8,2 % de la consommation d'énergie primaire, la Méditerranée a émis près de 8 % des émissions mondiales de CO₂ en 2007. La comparaison entre l'ensemble UE-27 et la région Méditerranéenne est intéressante, car ce sont deux ensembles avec approximativement le même niveau de population. La consommation d'énergie primaire et d'électricité en Méditerranée ne représente que la moitié des consommations de l'UE27, alors que les émissions de CO₂ par tep sont supérieures de 6 % en Méditerranée par rapport à celles de l'UE-27. Ce qui montre bien que le mix

2005. Différence entre la consommation d'énergie primaire des pays méditerranéens dans le cadre d'un scénario tendanciel sans effort particuliers en matière d'économies d'énergies et la même consommation si ces pays font des efforts du type adoption d'une fiscalité incitant aux économies, avec des aides ciblées pour soutenir des démarches innovantes en matière d'habitat économe en énergie etc.

énergétique méditerranéen est plus émetteur de CO₂ que le mix européen (UE-27), encore plus quand il s'agit de celui des PSEM (+16 %).

Les pays au nord de la Méditerranée sont responsables des deux tiers des émissions de CO₂ de la région. Les principaux pays émetteurs de CO₂ sont l'Italie, la France et l'Espagne. En tenant compte des tendances actuelles, seuls la France et Chypre devraient réduire leurs émissions de CO₂ d'ici 2025. Au fil du temps cependant, cette situation devrait évoluer vers des émissions de CO₂ d'un niveau équivalent des 2 côtés de la Méditerranée. Ce changement sera le résultat de l'effet combiné des législations sur le changement climatique dans les PNM et du développement économique dans les PSEM, allié à une exploitation intensive des énergies fossiles.

Des ressources naturelles importantes et inégalement réparties mais une dépendance énergétique croissante

Des ressources fossiles limitées mais des sources renouvelables inépuisables

La région méditerranéenne dispose de 5 % des réserves mondiales de pétrole et de gaz, concentrées dans le sud. Les pays méditerranéens, particulièrement les PSEM, disposent de réserves prouvées de près de 8600 millions de tonnes (Mt) de pétrole et d'environ 9000 milliards de m³ (Gm³) de gaz. La Libye, l'Algérie, l'Égypte et la Syrie concentrent la plupart des réserves de gaz et de pétrole. Ces quatre pays disposent d'une infrastructure bien développée pour la production de pétrole et de gaz et l'exportation des hydrocarbures, principalement vers l'Europe.

Les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) totalisent 80 % de l’approvisionnement énergétique. Quatre pays producteurs, Algérie, Egypte, Libye et Syrie fournissent 22 % des importations de pétrole et 35 % des importations de gaz de l’ensemble du bassin. Avec le niveau de la production actuelle, la durée de vie des réserves de pétrole est d’une trentaine d’années et celles du gaz d’une cinquantaine d’années. Les réserves en charbon, concentrées entre la Grèce et la Turquie, atteignent près de 9 milliards de tonnes pour l’ensemble de la région.

Tableau 4 Réserves et production de pétrole et de gaz en Méditerranée (2007)

	Pétrole			Gaz Naturel		
	Réserves (Mt)	Production (Mt)	Ratio R/P (années)	Réserves (Gm ³)	Production (Gm ³)	Ratio R/P (années)
Algérie	1545	95	16	4580	86,5	53
Egypte	600	34,6	17	2170	55	39
Libye	5700	91,8	62	1540	15,9	97
Syrie	409	19,8	21	360	5,5	65
Tunisie	90	4,2	21	97	2,7	36
Italie	99	5,2	19	120	8,4	14
reste autres	128			137		
Méditerranée	8571	256	33	9004	178	51

Sources : BP Edition Juin 2009, CEDIGAZ, OGI, World Oil, WEC Survey of Energy Resources & national sources

La production des hydrocarbures dans les PSEM s’élève annuellement à 245 Mt de pétrole, à plus de 165 Gm³ de gaz naturel et à environ 12 Mt de GPL. La capacité de raffinage est de près de 500 Mt/an (plus de 11 % de la capacité mondiale) pour les 89 raffineries méditerranéennes dont 34 dans les PSEM avec une capacité de 152 Mt/an. Cette infrastructure permet un

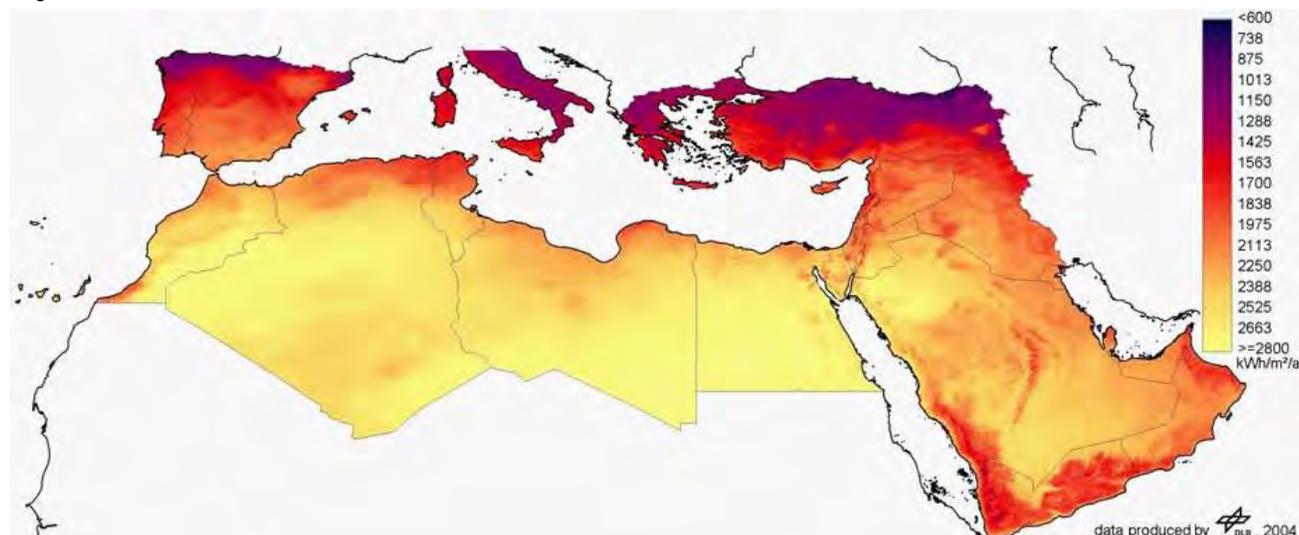
niveau d’exportation de 170 Mt par an de pétrole brut. On relèvera également que l’Egypte et la Turquie sont des pays de transit pour une grande partie du pétrole exporté par les pays du Golfe et la mer Caspienne.

En ce qui concerne les énergies renouvelables, la Méditerranée est dotée d’un potentiel important, particulièrement solaire et éolien. Pour l’instant, leur contribution à la satisfaction de la demande est extrêmement faible. Le rayonnement solaire est estimé entre 1300 kWh/m²/an sur la côte et 3200 dans le désert saharien. La durée de l’enseuillement se situe entre 2650 et 3600 h/an.

Pour l’éolien, certains sites disposent d’un potentiel susceptible d’être exploité à grande échelle: la Tunisie dans la zone nord du Cap Bon, l’Egypte sur la Mer Rouge et surtout le Maroc à Gibraltar et dans les régions de Tan Tan, Laayoune Tarfaya au sud. Ce gisement permet un fonctionnement sur une durée annuelle de 3500 à 4000 heures.

Avec 6 % de l’offre en énergie primaire, les sources d’énergies renouvelables fournissent une part modeste au mix énergétique. L’énergie hydraulique est la source la plus exploitée et représente plus de 76 % de la production électrique « renouvelable » en 2006. La capacité d’énergies renouvelables installée (hors hydro) a enregistré un progrès considérable depuis 2000, avec une croissance annuelle moyenne de plus de 36 %, atteignant 26 GW en 2007. Cette tendance tient à l’augmentation spectaculaire de la capacité électrique éolienne, qui atteint 21 GW en 2007 contre 3 GW en 2000.

Figure 12 Carte des radiations directes annuelles en 2002

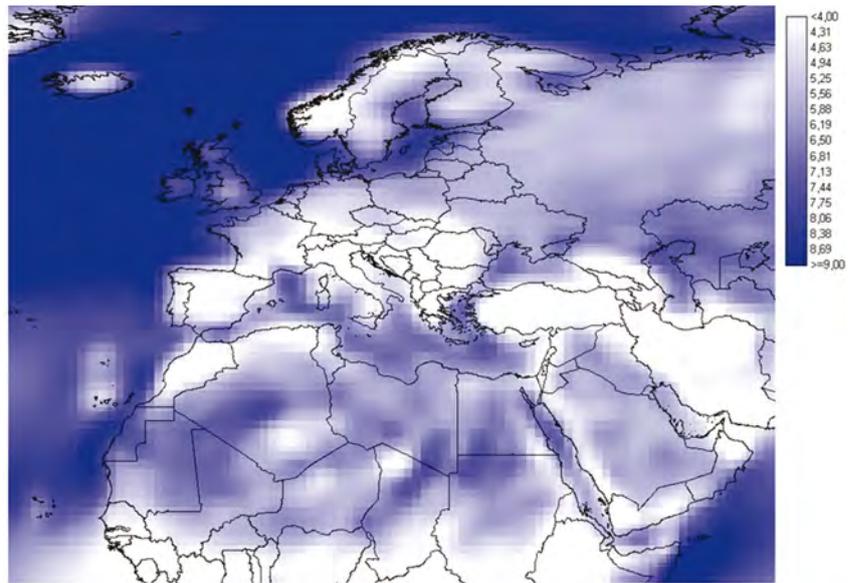


Source : DLR, (www.dlr.de)

Où en est l'intégration des énergies renouvelables dans la couverture énergétique en Méditerranée ? Bien qu'en augmentation de plus de 88 % en volume de 1971 à 2007, les énergies renouvelables représentent uniquement 6,7 % (biomasse incluse) du bilan énergétique régional.

Encouragés par des incitations, des politiques et des progrès technologiques, les énergies renouvelables ont enregistré une croissance exceptionnelle dans le secteur de la production d'électricité avec plus de 9,7 %³ de croissance moyenne par an au cours de la période 1980-2007, partant il est vrai de valeurs très faibles. La croissance dans les PSEM a été de 9,9 % (de 0,1 à 1,7 TWh) contre 9,7 % par an dans les PNM sur la même période (de 5,3 à 61,9 TWh).

Figure 13 Carte des vitesses moyennes du vent en 2003



Source: DLR, 2003 (www.dlr.de)

Tableau 5 Renouvelables : Capacités de production d'électricité en 2007 (MW)

	Hydro	Eolien	Solaire	Geotherm.	Biomasse	S/tot EnR	Total EnR
Espagne	18200	15200	500		1000	16700	34900
France	25500	2300	100		1100	3500	29000
Italie	21072	2500	100	700	1200	4500	25572
Grèce	3134	900				900	4034
Chypre						2	2
Malte							
Slovénie	920					30	950
Croatie	2060					20	2080
Serbie&M	3497						3497
Bosnie-H.	2064						2064
Macédoine	503						503
Albanie	500						500
PNM	77450	20900	700	700	3300	25600	103050
Turquie	13063	147		15		162	13225
Syrie	1528		1			1	1529
Liban	276						276
PNA							
Israël						30	30
SE Med	14867	147	1	15		163	15030
Egypte	2783	217	2		36	255	3038
Libye			1			1	1
Tunisie	66	20	1		0,1	21	87
Algérie	275		2			2	277
Maroc	1729	140				140	1869
SO Med	4853	377	6		36	419	5272
PSEM	19720	524	7	15	36	582	20302
TOTAL	97170	21424	707	715	3336	26182	123352

Source : Eurelectric, IEA, EC/DG-Tren

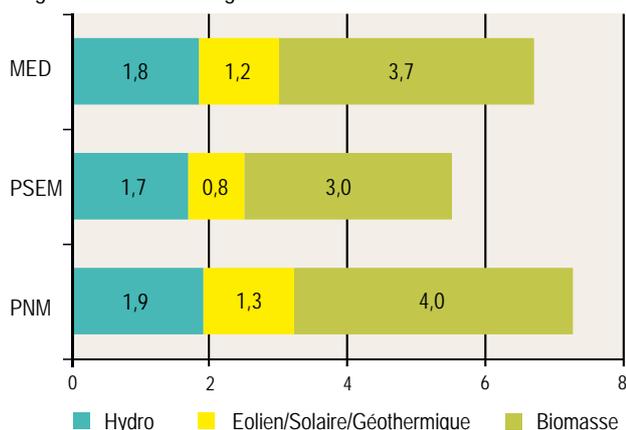
Ramenées à la consommation d'énergie primaire, en 2007, les sources d'énergies renouvelables ne représentent que 3,0 % (6,7 % biomasse incluse) en Méditerranée, et 2,5 % dans les PSEM (5,5 % avec biomasse), ce qui reste insuffisant à l'égard des objectifs de la SMDD de 7 % de l'énergie primaire.

La prise de conscience est grandissante mais les avancées en termes d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables restent limitées. L'adoption en novembre 2005 de la SMDD par l'ensemble des pays riverains de la Méditerranée et la Communauté européenne constitue un signal réel de volonté politique.

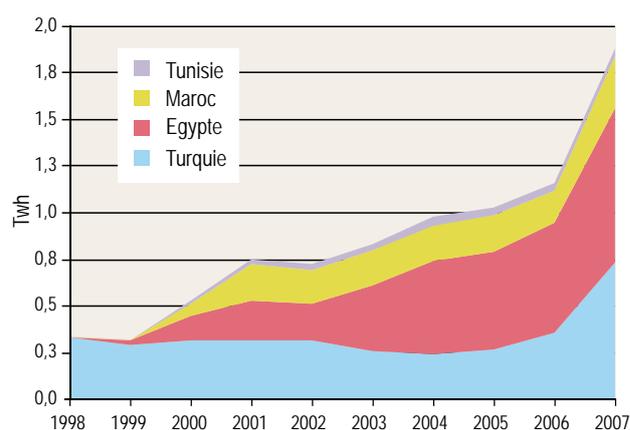
La quantité d'énergie renouvelable produite en valeur absolue s'accroît mais, compte tenu de l'augmentation simultanée de la demande, la part des EnR (hydraulique, éolien, solaire, géothermie) dans l'approvisionnement en énergie primaire progresse très lentement (2,5 % en 2007, biomasse non incluse). Ces évolutions globales peu positives masquent des expériences encourageantes en Egypte, au Maroc et en Tunisie pour l'éolien, en Israël et en Turquie pour les chauffe-eau solaires.

3 La croissance mondiale a été de 8,3% par an sur la même période 1980-2007 (de 36 à 502 TWh).

Figure 14 Les énergies renouvelables en Méditerranée



Source : Plan Bleu, Etat de l'Environnement et du développement en Méditerranée - 2009, p. 48.



taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 7,2 % entre 1971 et 2007. La Tunisie est récemment devenue un importateur net.

L'Egypte, dont le secteur énergétique contribue pour 71 % des émissions de gaz à effet de serre, mise sur le développement des énergies renouvelables pour lutter contre cette tendance. A cette fin, elle s'est dotée d'une Agence nationale des Energies Renouvelables (NREA) et d'un plan ambitieux en énergie éolienne.

Quelques autres PSEM ont inscrit des objectifs pour une pénétration des énergies renouvelables dans leur bilan énergétique, mais plus particulièrement dans leur mix de production d'électricité : l'Algérie avec 6 % d'EnR d'ici 2015, la Libye avec 6 % en 2020, le Maroc avec 10 % d'ici 2012, la Tunisie avec 4 % d'EnR dans le bilan énergétique d'ici 2011 et la Turquie avec 2 % d'énergie électrique éolienne en installant plus de 926 MW d'ici 2012.

En 2006, les pays méditerranéens exportateurs d'énergie ont fourni environ 22 % des importations totales de pétrole de la Méditerranée et 35 % des importations de gaz. La production d'énergie primaire dans les PSEM a représenté 1,4 fois celle des PNM dans les années 90 et 1,8 fois au début des années 2000. Dans les PNM, l'affaiblissement du rôle du charbon et le choc pétrolier ont laissé de la place pour le nucléaire, l'hydroélectricité et le développement des énergies renouvelables.

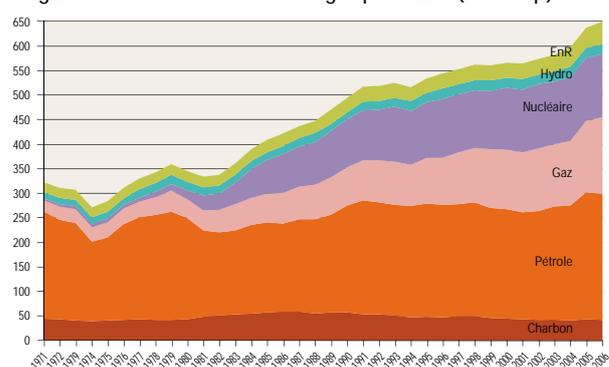
La dépendance énergétique

La dépendance énergétique en Méditerranée, toutes énergies confondues est globalement de 35 % en 2007. La rive Nord est exclusivement importatrice de combustibles fossiles, tandis que parmi les PSEM il faut distinguer les quatre pays exportateurs (Algérie, Egypte, Libye et la Syrie) des autres.

Pour les PNM, la dépendance énergétique a augmenté de 61 % en 1990 à 68 % en 2007. Pour les PSEM importateurs, la dépendance énergétique augmente plus rapidement que celle des PNM : de 60 % en 1990 à 76 % en 2007. Les PSEM exportateurs, exportent de 185 % à 200 % de leur consommation d'énergie primaire (ce taux était de 223 % en 1990, 188 % en 2000).

En 2007, les pays méditerranéens ont importé un total de 589 Mtep de combustibles fossiles, 466 Mtep par les PNM et 123 Mtep par les PSEM importateurs (tableau 16). Pour ces derniers, l'accélération des importations des énergies fossiles a ainsi enregistré un

Figure 15 Production d'énergie primaire (en Mtep)

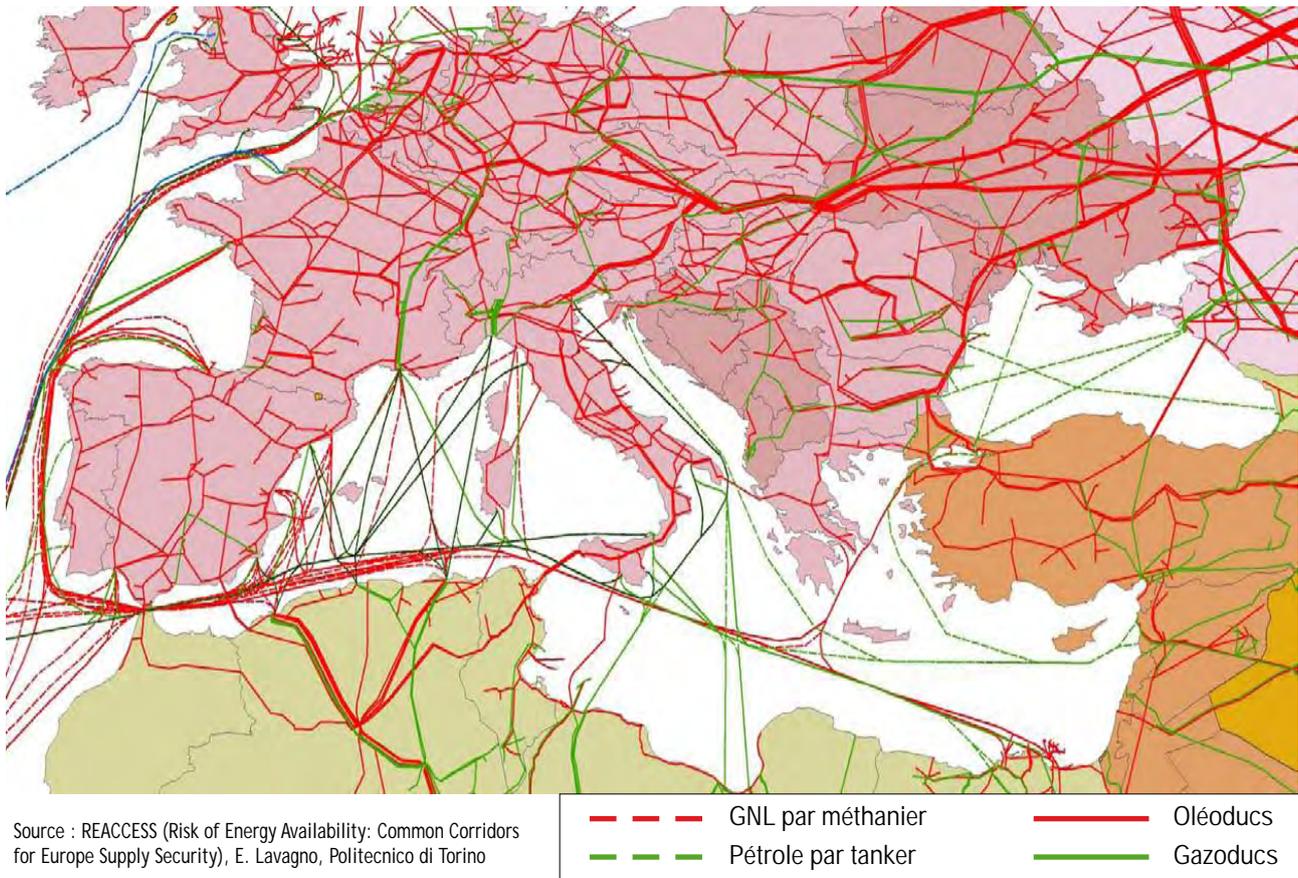


Source : AIE, Energy Balances, éditions 2009

Les infrastructures et les échanges énergétiques

Le développement des échanges commerciaux d'énergie est basé sur une importante infrastructure : raffineries de pétrole, ports de chargement et de déchargement de pétrole, usines de production et terminaux GNL, gazoducs et oléoducs, interconnexions électriques... Ces infrastructures, existantes ou en projet, sont décrites en annexe du présent rapport.

Figure 16 Infrastructures Energétiques en Méditerranée (routes maritimes et pipelines)



Infrastructure gazière

La capacité de l'infrastructure d'exportation pour le gaz naturel, gazoducs et GNL, est de près de 125 Gm³ par an. Les exportations de gaz ont atteint près de 85 Gm³ en 2007 (59 Gm³ d'Algérie, 16 Gm³ d'Egypte et 10 Gm³ de Libye) et devraient dépasser la centaine de Gm³ en 2012.

Avec 7 usines, l'infrastructure GNL en Méditerranée représente plus d'un tiers du nombre d'usines GNL au niveau mondial, pour une capacité de 45 Gm³/an. L'Algérie compte 4 usines, l'Egypte 2 usines et la Libye 1 usine. On dénombre également 8 gazoducs de plus de 80 Gm³/an, extensible à plus de 140 Gm³/an avec de légers investissements :

- le gazoduc Enrico Mattei –EMG- (ex-Transmed) entre l'Algérie et l'Italie via la Tunisie (27 Gm³ extensible à 33) ;
- le gazoduc Pedro Duran Farell –PDFG- (ex-GME Maghreb-Europe) d'Algérie à travers le Maroc vers l'Espagne et le Portugal (12/20 Gm³) ;
- le gazoduc Greenstream entre la Libye et l'Italie (8/16 Gm³) ;
- le gazoduc AGP Arab Gas Pipeline entre l'Egypte et la Jordanie (3/10 Gm³) ;

- le gazoduc Blue Stream entre la Russie et la Turquie (16 /32 Gm³) ;
- le gazoduc à l'est de l'Anatolie, liant la Turquie à l'Iran (7/10 Gm³) ;
- le gazoduc liant la Turquie à l'Azerbaïdjan via la mer Caspienne (7/10 Gm³) ;
- le gazoduc reliant la Turquie à la Grèce (1/10 Gm³/an, extensible avec ITGI vers l'Italie).

Depuis 2000, une très importante infrastructure a vu le jour dans les pays méditerranéens : 4 gazoducs, 2 usines GNL en Egypte, des terminaux de regazéification du GNL en Espagne, en France, en Turquie et en Grèce. D'autres projets sont en cours tels les terminaux GNL (France, Italie, Croatie...) ainsi que des gazoducs reliant l'Algérie à l'Espagne (Medgaz), l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne (Galsi) et l'interconnector (ITGI) entre la Turquie, la Grèce et l'Italie. Ce dernier (ITGI) est le plus avancé et représente l'option la plus concrète pour assurer l'accès aux ressources gazières de la Caspienne et en particulier de celles d'Azerbaïdjan. Il est également envisagé la construction d'un gazoduc à partir du Nigéria via l'Algérie pour approvisionner l'Europe.

Figure 17 Infrastructures gazières en Méditerranée

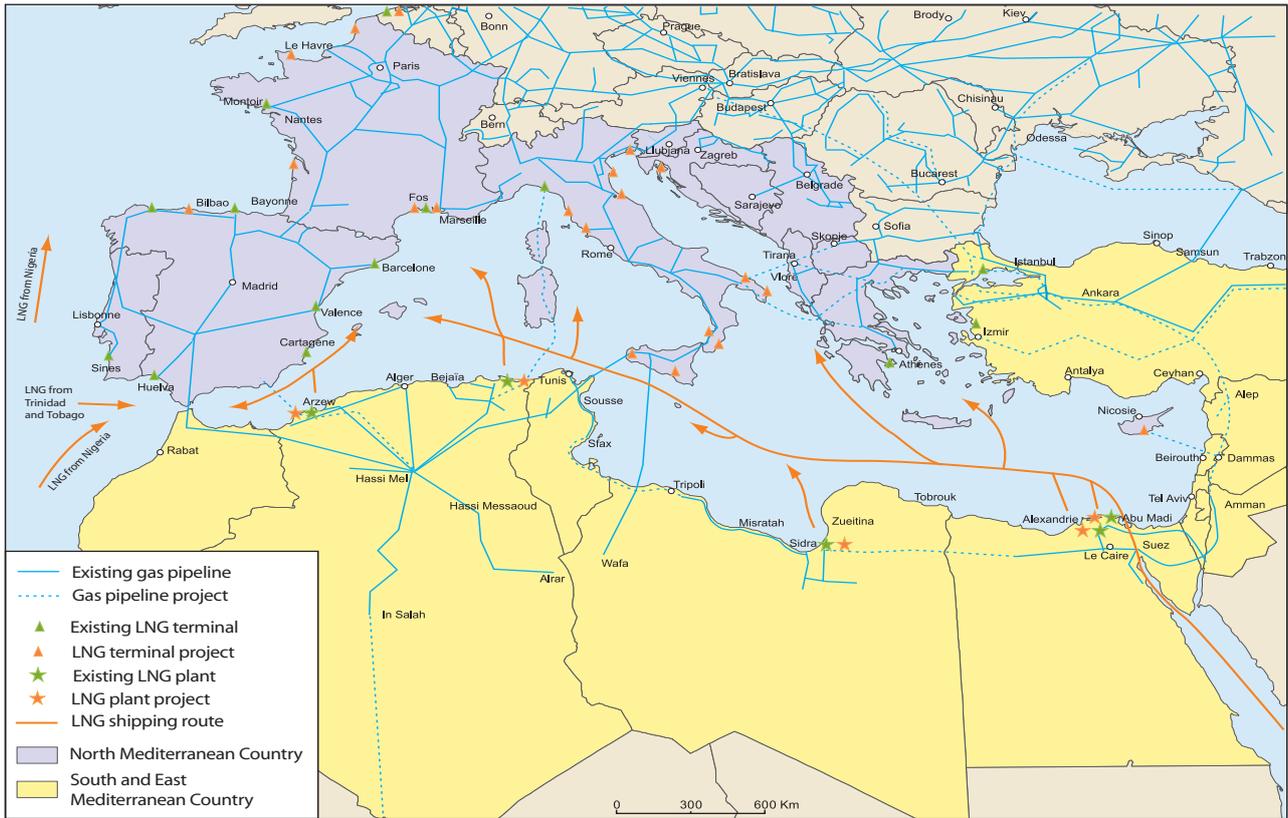
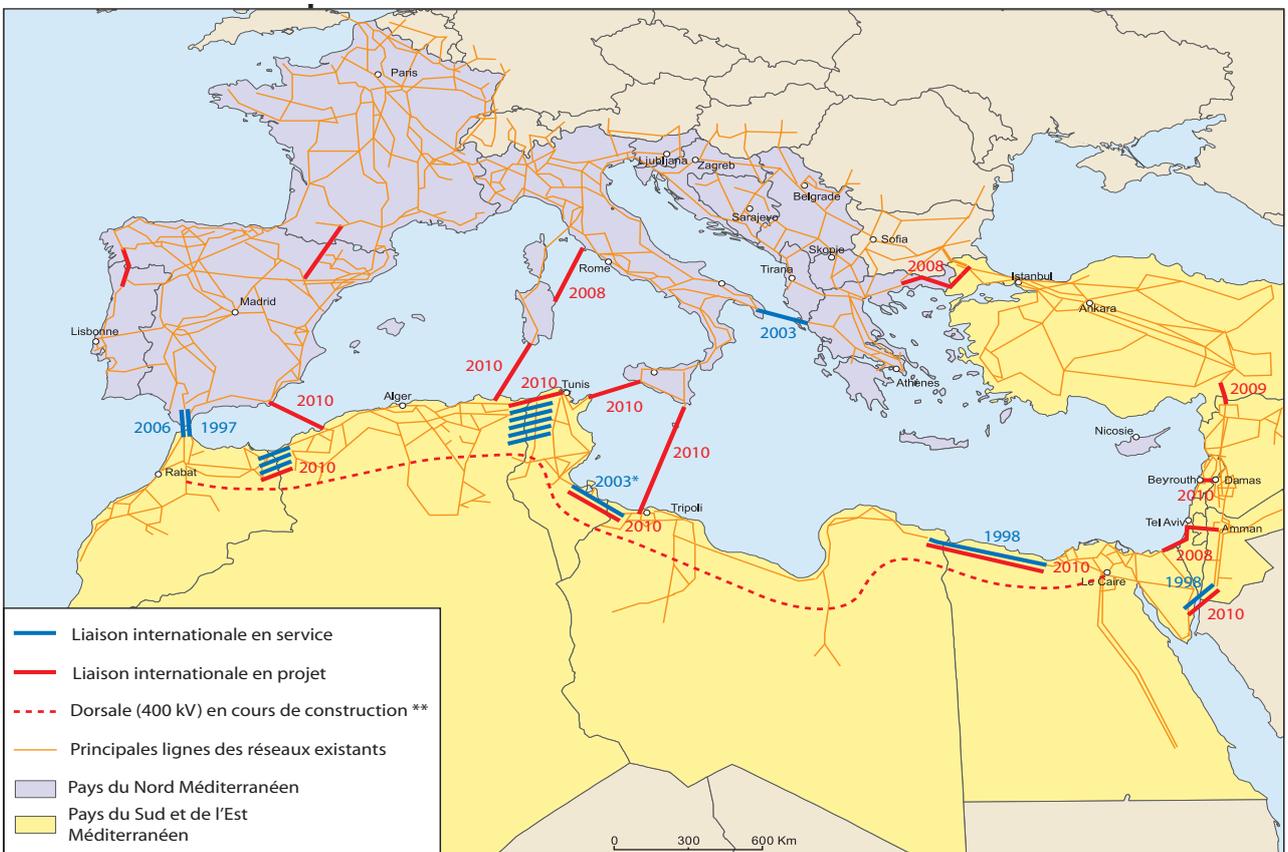


Figure 18 Les interconnexions électriques en Méditerranée



* Ligne dont la connexion est terminée en attente de mise en service. ** Projet ELTAM (Egypte-Libye-Tunisie-Algérie-Maroc).

Sources : Medelec et OME 2008 (carte de fond Plan Bleu)

Infrastructure pétrolière

La Méditerranée, étant une zone importante de transit, la majorité des échanges pétroliers se fait à travers des tankers, complétés par trois grands oléoducs, le premier, dénommé BTC, évacue le pétrole de la Caspienne vers la Méditerranée (50 Mt/an, via la Turquie), le second, appelé SUMED, le pétrole du Golfe Persique vers la Méditerranée (120 Mt/an, via l’Egypte) soulageant ainsi le Canal de Suez, et le troisième évacue le pétrole irakien vers la Méditerranée (70 Mt/an, via la Turquie). La Russie est prête à approvisionner le projet d’oléoduc envisagé, par la Turquie et l’Italie, entre Samsun (Mer Noire) et Ceyhan (Mer Méditerranée), soulageant ainsi le Bosphore.

Interconnexions électriques

Ces dernières années, les PSEM se sont engagés à relier leurs réseaux électriques. Plusieurs interconnexions sont déjà exploitées : au Maghreb (Algérie-Tunisie 4 liaisons, Algérie-Maroc 3 liaisons), des interconnexions ont été mises en service récemment, incluant celles reliant l’Espagne au Maroc, l’Algérie au Maroc, la Libye à l’Egypte, l’Egypte à la Jordanie, et la Syrie à la Jordanie et au Liban. Plusieurs nouveaux projets d’interconnexion en cours de construction relient le Maroc à l’Algérie, l’Algérie à la Tunisie, la Tunisie à la Libye, la Libye à l’Egypte, la Syrie à la Turquie, et la Turquie à la Grèce.

Actuellement la Méditerranée est scindée entre 3 blocs (Bloc Ouest, Bloc Est et la Turquie) non encore interconnectés entre eux. Cette situation est appelée à évoluer avec les nombreux projets d’interconnexion en cours reliant d’abord les blocs entre eux, mais aus-

si les reliant directement, grâce à des câbles sous-marins, avec l’Europe. La situation des échanges électriques, faibles (10 % des échanges avec les PSEM) à l’heure actuelle, est appelée à évoluer avec une forte croissance dès l’achèvement de la fermeture de la «boucle électrique» autour de la Méditerranée.

Depuis la mise en service de la liaison Espagne-Maroc en 1997 (doublée en Juillet 2006), les deux rives méditerranéennes sont déjà reliées. L’interconnexion entre les deux rives sera encore renforcée par le futur triplement de la ligne Espagne-Maroc et les projets de câbles sous-marins reliant l’Algérie à l’Espagne et à l’Italie, la Tunisie à l’Italie, la Libye à l’Italie et, le Monténégro à l’Italie.

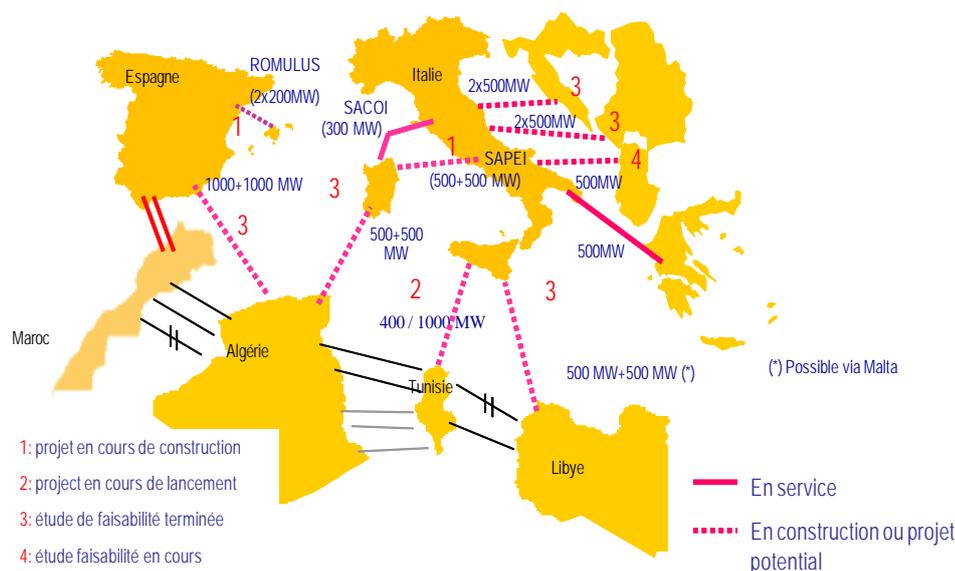
Des échanges régionaux insuffisants au sud, plus importants du sud vers le nord

En 2006, les exportations et importations totales à partir ou vers les pays méditerranéens se sont élevées à près de 450 Mt de pétrole et de produits pétroliers, 207 Gm³ de gaz et environ 249 TWh d’électricité. Les échanges nets intra-méditerranéens se sont élevés en 2006 à près de 97 Mt de pétrole et de produits pétroliers, 72 Gm³ de gaz et 70 TWh d’électricité.

Les PSEM, avec une centaine de Mt, couvrent plus de 25 % des besoins en pétrole brut des pays de l’Europe du Sud (France, Grèce, Italie, Portugal et Espagne) et plus de 44 % des besoins en gaz naturel de la France, l’Italie, l’Espagne, du Portugal, de la Grèce et de la Slovaquie.

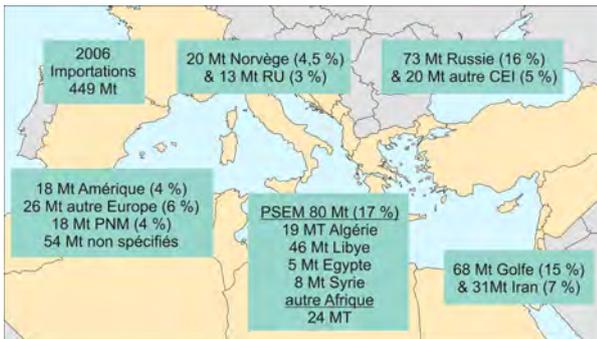
- **Concernant le pétrole**, les pays méditerranéens sont dépendants de 26 pays dont 4 méditerranéens (Algérie, Egypte, Libye et Syrie). Les sources les plus importantes (2006) sont la Russie, l’Arabie Saoudite, la Libye, l’Iran, la Norvège, l’Algérie, le Royaume-Uni et le Nigéria. Ils importent 22 % en provenance de la région méditerranéenne elle-même, suivis par les pays de la CEI à hauteur de 21 %, le Moyen-Orient 15 % (dont Arabie Saoudite 9 %), l’Europe 13 % (5 % Norvège et 3 % Royaume-Uni), la Mer Caspienne 11 %, (dont 8 % d’Iran) et l’Afrique 5 % (dont 3 % du Nigeria).

Figure 19 Les projets de liaisons électriques directes (câbles CCHT)



Sources : Bruno Cova (CESI), Medelec

Figure 20 Approvisionnement pétroliers en Méditerranée (2006)



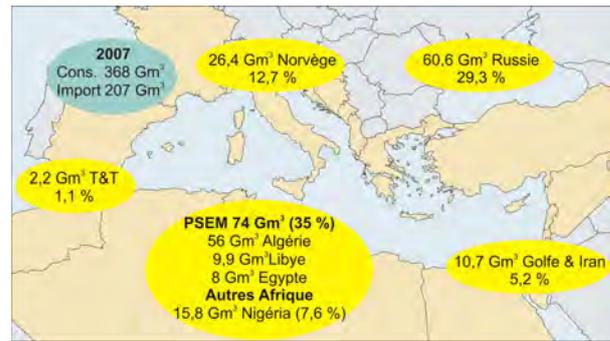
Source : Plan Bleu (à partir de données AIE, BP)

- **S'agissant du gaz naturel**, les pays méditerranéens dépendent de 14 pays exportateurs en 2007, dont 3 méditerranéens (Algérie, Egypte, Libye). Les 3 pays exportateurs du sud de la Méditerranée, avec plus de 73 Gm³ en 2007, couvrent plus de 35 % des besoins en gaz de la France, de l'Italie, de l'Espagne, de la Grèce, de la Slovénie et de la Turquie. Les sources principales sont la Russie (29 %), suivi par l'Algérie (26 %), la Norvège (13 %), le Nigeria (8 %), les Pays-Bas (7 %), l'Iran (3 %) et le Moyen-Orient (2 %).

L'Algérie a exporté 54 Gm³ en Méditerranée (sur un total de 59 Gm³ en 2007); la Libye a destiné totalement ses exportations à la Méditerranée (Italie et Espagne). L'Egypte a exporté la moitié de ses exportations, soit 8 Gm³, en Méditerranée. Via la

Syrie, le Liban devrait commencer à recevoir les premières importations de gaz avant la fin de l'année 2009. En 2007, les premiers pays importateurs sont l'Italie (près de 75 Gm³), la France (47 Gm³), l'Espagne (35 Gm³) et la Turquie (35 Gm³) qui pèsent à eux quatre 93 % des importations totales en Méditerranée.

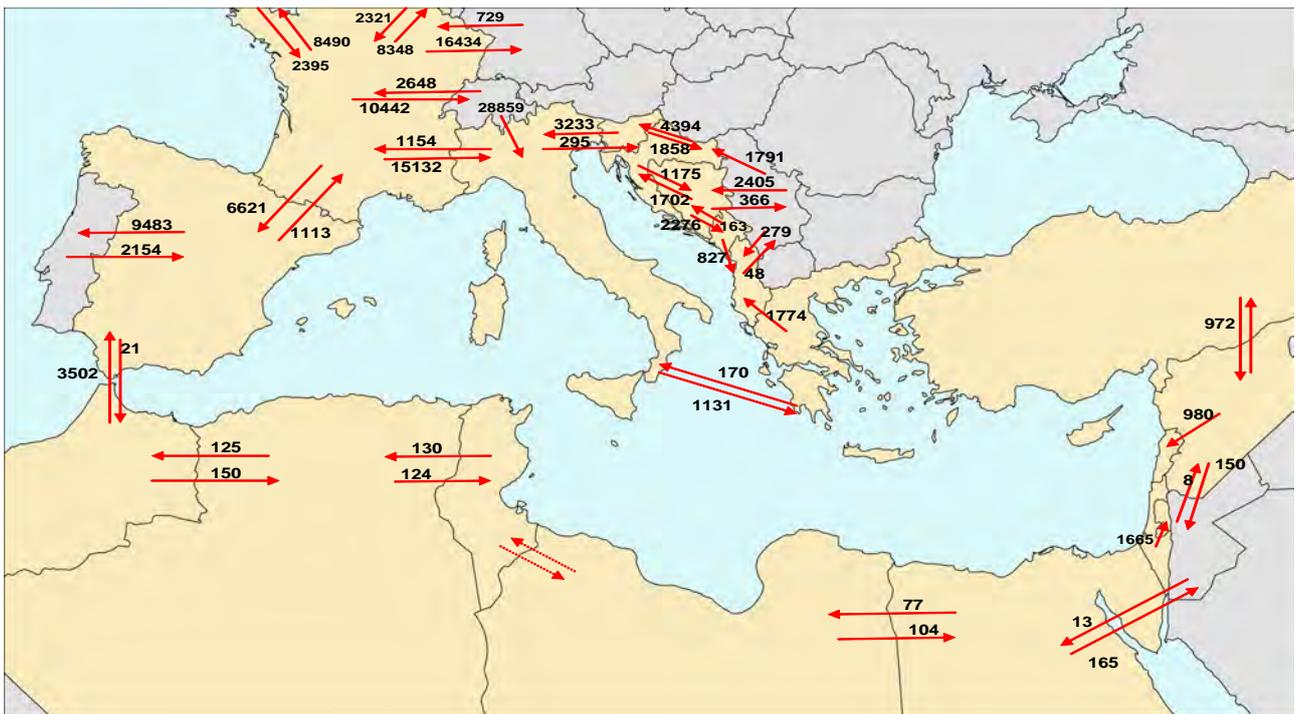
Figure 21 Approvisionnements Gaziers en Méditerranée (2007)



Source : Plan Bleu (à partir de données Cedigaz, BP)

- **Les échanges électriques** restent marginaux par rapport à la consommation électrique globale. Le volume des échanges entre les pays méditerranéens et leurs voisins a atteint 253 TWh (119 exportés et 134 importés) en 2007. Le commerce intra-méditerranéen est illustré dans la figure N°22, montrant clairement la prédominance des échanges d'électricité en France, en Espagne, en Italie, au Portugal, en Slovénie et en Croatie.

Figure 22 Echanges d'électricité en-Méditerranée en 2007 (en GWh)



Source: Plan Bleu (données UCTE; Eurelectric; UAPTDE; Comelec; Compagnies & OME)

Ainsi à partir de la Méditerranée, près de 120 TWh ont été exportés dont 65 TWh à partir de la France et 14,1 TWh par l'Espagne. Les échanges nets entre pays méditerranéens se sont élevés à 73 TWh en 2007. Seul le dixième du total des échanges intra-méditerranéen, soit près de 7,5 TWh, concerne le commerce entre les PSEM, y compris les échanges avec l'Europe (Maroc-Espagne). Ces petites quantités sont dues à la capacité limitée des interconnexions électriques existantes.

La plus grande partie des 7,5 TWh s'échange entre le Maroc et l'Espagne, le Maroc, l'Algérie et la Tunisie, la Libye, l'Égypte, la Jordanie, la Syrie et le Liban.

Selon les estimations de l'étude MedRing⁴, les échanges d'électricité devraient monter à un minimum de 75 TWh d'ici 2012. Les bénéfices résultant de la «fermeture» de la boucle électrique méditerranéenne devraient être nettement plus élevés que les chiffres conservateurs annoncés par l'étude MEDRING (\$ 300 millions par an) en 2003.

Un défaut de vision globale, planifiée et concertée à l'échelle régionale

Comme exposé précédemment, les ressources énergétiques sont concentrées dans la partie méridionale du bassin méditerranéen alors que les pays de la partie septentrionale sont d'importants consommateurs, ce qui induit des flux d'exportation du sud vers le nord et des infrastructures qui traversent la Méditerranée. Les nombreuses infrastructures réalisées ou projetées concourent-elles toutes au même objectif, avec le souci constant de la complémentarité et de l'optimisation ?

Force est de constater qu'on observe une certaine redondance des réseaux de gaz et d'électricité qui se superposent. Il en est ainsi du câble électrique et du gazoduc Maroc-Espagne à travers le détroit de Gibraltar comme des autres gazoducs et câbles réalisés ou projetés à travers la Méditerranée. Chacun des pays d'Afrique du Nord projette de réaliser une ligne électrique vers l'Europe, l'Espagne ou l'Italie selon le cas, alors que ces liaisons électriques suivent pratiquement les tracés de gazoducs ce qui confirme le défaut de coordination et de concertation à l'échelle régionale et une absence de définition des priorités.

Il est clair que ce sont les conditions commerciales qui prévalent entre compagnies et que les choix énergétiques ne se fondent pas sur des critères économiques

⁴ MEDRING est l'étude la plus complète menée sur les interconnexions électriques en Méditerranée entre 2001 et 2003. Elle a été dirigée par le CESI (Italie) en partenariat avec EDF, REE, DESMIE, SONELGAZ, STEG, EEHC, NEPCO, PEEGT, TEIAS, ONE et GECOL. L'étude MEDRING a : (i) identifier les avantages économiques de la boucle électrique, (ii) relever les difficultés opérationnelles et les contraintes, et (iii) préconiser des solutions pour y remédier.

et environnementaux. Les questions d'ordre stratégique font partie intégrante des choix et déterminent de nombreux investissements en infrastructures.

Ce défaut de vision globale peut déboucher sur des incohérences et des gaspillages. Une partie importante de l'électricité espagnole produite avec du gaz algérien ou libyen est renvoyée au Maroc, déficitaire en énergie depuis 2006, avec des pertes en lignes importantes. Au contraire, la centrale à cycle combinée gaz de Tahaddart, proche de Tanger et de l'interconnexion électrique via Gibraltar, avait été conçue pour exporter une partie de la production vers l'Espagne. Malheureusement aujourd'hui le transit d'électricité se fait dans le sens nord - sud, de l'Espagne vers le Maroc, ce qui n'est ni logique ni économique et, en tout état de cause, pas du tout favorable du point de vue du développement durable.

Les défis du financement et de la technologie

La réalisation d'infrastructures aussi sophistiquées et aussi importantes induit des besoins financiers considérables. Sur la base des estimations de l'OME, les besoins en investissements pour le seul secteur de l'électricité des PSEM seraient de l'ordre de 450 milliards de US\$ d'ici 2025, dont 60 % seraient alloués à la production, 25 % au transport et 15 % à la distribution.

Des éléments sur les financements de projets énergétiques en Méditerranée ont été annoncés récemment de la part de bailleurs potentiels : la BEI a évalué à €200 milliards sur 20 ans les besoins de financement de l'UpM dans le domaine du développement durable. Au total, les bailleurs de fonds se sont engagés sur près de €23 milliards.

Par ailleurs, MEDREG (Association des Régulateurs méditerranéens) a mené une enquête en Mars 2009, pour la mise en place d'un cadre adéquat pour améliorer le climat des investissements, assurer la diversification des sources d'énergie et renforcer les réseaux d'interconnexions énergétiques.

La concrétisation d'objectifs aussi ambitieux pose, outre les problèmes du financement, le défi du développement technologique et du renforcement des capacités d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation dans les pays du Sud. Il existe dans certains pays des PSEM une base industrielle conséquente qui peut servir au développement d'une coopération/collaboration nord-sud. Les installations et l'expérience accumulée dans les pays du Sud peuvent servir de points d'appuis déterminants pour le développement d'une industrie des biens d'équipement et de matériels dans le secteur énergétique. Ces deux points sont essentiels pour l'avenir de la région et nécessiteront une réflexion plus large et plus approfondie.

Tableau 6 Investissements et projets en Méditerranée

Désignation du Projet	Lieu d'implantation	Montant de l'investissement (Millions US\$)	Situation
Rénovation des usines de liquéfaction	Algérie, Libye	2200	réalisée en Algérie, en cours en Libye
Usine GNL SEGAS	Egypte	1300	Extension cours
Usine GNL IDKU	Egypte	1900	Extension en cours
Gazoduc Syrie-Irak		196	Projet
Gazoduc TSGP Nigeria-Algérie		10000 à 13000	Envisagé
Train usine GNL Skikda	Algérie	2900	En cours
Train GNL Arzew	Algérie	2770	En cours
Interconnexion électrique Algérie-Italie (câble CCHT)	Algérie, Italie	205 à 578	Envisagé
Interconnexion électrique Tunisie-Italie (câble CCHT)	Tunisie, Italie	380-410	Envisagé
Raffinerie d'Adrar	Algérie	303	Réalisée
Projet Raffinerie de Tiaret	Algérie		Envisagée
Gazoduc Libye- Tunisie	Libye, Tunisie	250	Envisagé
Gazoduc Egypte-Libye	Egypte, Libye	1400	Envisagé
Gazoduc Syrie- Liban	Syrie, Liban		en cours
Gazoduc Syrie - Turquie	Syrie, Turquie		Projet
Capacité additionnelle d'environ 120000 MW de nouvelles centrales électriques à H.2025	PSEM	Environ 100 000	Estimé à 10000 MW par an
Déclassement/Réhabilitation d'environ 22000 MW de centrales électriques	PSEM		Estimé à 1500- 2000 MW par an
Plan Solaire Méditerranéen (PSM)	PSEM	entre 38 à 46 milliards €, (une autre estimation donne un coût double de 80 milliards €).	Etude de sa mise en œuvre, portée par l'UpM
Plan Solaire Tunisien (PST)	Tunisie	Estimé 2150 Millions€ Financement 163M€ (fonds national maîtrise énergie FNME) ; 380M€ secteur public, STEG) ; 1582M€ fonds privés dont 685 pour des projets d'export ; & 24 M€ fonds de la coopération internationale	40 projets sur la période 2010-2016
Monténégro – Italie (câble CCHT)	Monténégro, Italie		envisagé
Projet ELMED (Electricité Méditerranéenne). Interconnexion entre Tunisie et Italie avec câble sous-marin 400 kV & Cycle Combiné	Tunisie, Italie	Projet N°31 du Plan Solaire Tunisien, et financement dans le cadre du PST	période 2010-2016
Interconnexion électrique Turquie – Israël (câble CCHT)	Turquie, Israël		envisagé
Interconnexion électrique Turquie – Grèce (câble CCHT)	Turquie, Grèce		en cours
Projet interconnexion électrique Egypte-Syrie-Jordanie-Iraq-Turquie-Liban- Libye-Palestine	Pays Est Med		envisagé
Projet pipeline Gaz Turquie-Grèce-Italie	Turquie, Grèce, Italie		en cours
Interconnexion électrique Malte - Sicile	Malte, Italie		envisagé
Projet interconnexion électrique Turquie – Israël (câble CCHT)	Turquie, Israël		envisagé

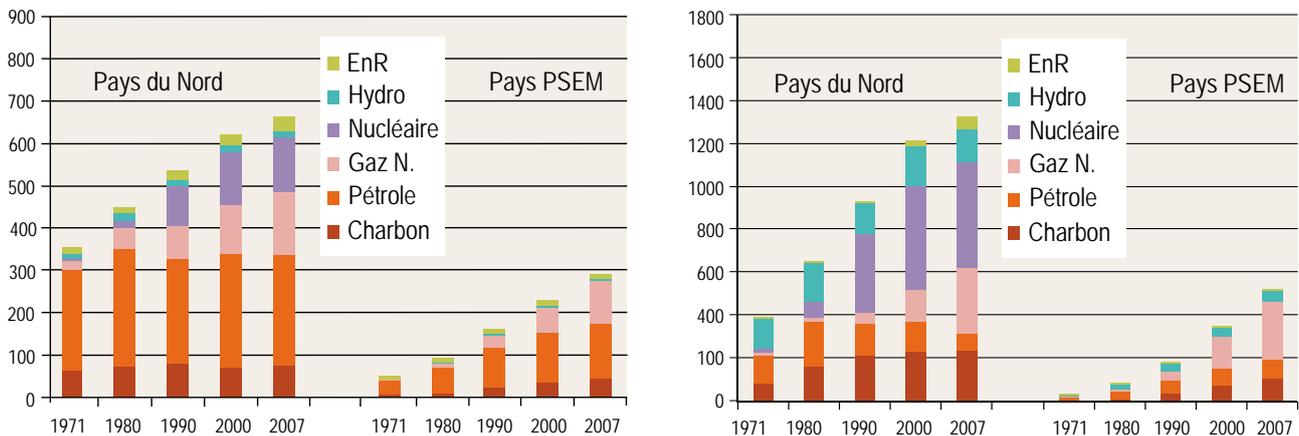
Source : Sources diverses, collecte Plan Bleu

Le scénario tendanciel : une croissance énergétique sans aucune mesure avec les services attendus

L'état des lieux de la situation énergétique en Méditerranée fait ressortir d'importantes différences entre les rives Nord et Sud et Est, mais aussi entre les pays de chaque groupe. Sur le plan de la consommation d'énergie, le déséquilibre entre le nord et le sud, de 88 % - 12 % en 1971, s'est réduit légèrement, 70 % - 30 % en 2007, mais il demeure significatif.

Les PSEM font face à une forte croissance démographique combinée à un revenu relativement faible, un taux d'urbanisation rapide et d'importants besoins de développement socio-économique. Cela se traduit par une croissance et une demande nouvelle pour les services énergétiques et les infrastructures connexes. Dans tous les PSEM, la demande d'énergie, et d'électricité en particulier, croît de plus en plus rapidement. Les pays du Nord de la Méditerranée (PNM) sont caractérisés par des économies plus matures, illustrées par la transformation de leur économie vers le secteur des services et par la saturation de la demande d'énergie pour certains services énergétiques.

Figure 23 Demande d'énergie et d'électricité par source en Méditerranée (en Mtep)



Sources : AIE, Balances Énergétiques, éditions Juillet (pays OCDE) et Septembre 2009 (pays Non-OCDE)

Les hypothèses

Les principales hypothèses du scénario tendanciel concernent les déterminants de la fracture nord-sud : la population et la croissance économique. Les prix internationaux des combustibles fossiles sont également pris en compte. Enfin, dans la mesure où il est fondé sur la projection des tendances actuelles, organisées autour des facteurs structurels identifiés dans la première partie, le scénario intègre deux éléments : d'une part les objectifs des pays en matière d'utilisation des énergies renouvelables, d'autre part un certain attentisme dans le développement de la coopération régionale, qu'il s'agisse de la fermeture de la boucle méditerranéenne ou de la mise en œuvre du PSM.

Croissance démographique

En 2007, la population de la Méditerranée s'élevait à 466 millions d'habitants. La population des PNM est stabilisée et devrait continuer de croître à une moyenne

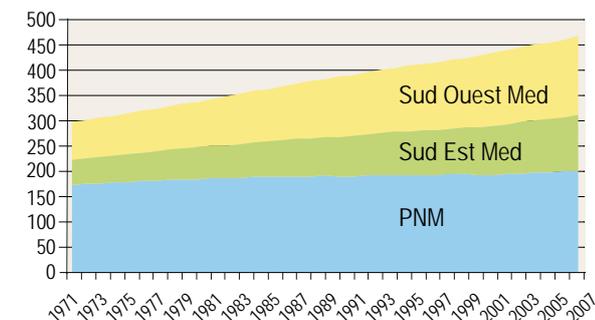
de 0,2 % par an jusqu'en 2025, pour atteindre 206 millions d'habitants. Dans les PSEM, la moyenne annuelle des taux de croissance démographique devrait ralentir de 2,2 % (période 1971-2007) à 1,2 % et la population devrait atteindre 326 millions en 2025.

Croissance économique

L'historique des données du produit intérieur brut (PIB) ainsi que les prévisions de croissance économique ont été obtenues à partir des compagnies membres de l'OME et complétées par celles de la Banque mondiale "World Development Indicators 2007 (Washington, DC: Banque mondiale, 2007)". La croissance économique globale en Méditerranée a atteint 2,8 % par an en moyenne entre 1971 et 2006. Elle a légèrement ralenti au cours des cinq dernières années (2 %). La croissance économique dans les PSEM a été près de deux fois supérieure à celle des PNM (4,3 et 2,5 % respectivement) sur la période 1971 à 2006.

Pour la période de projection, 2006-2025, la croissance économique attendue est de 4 % par an en moyenne. Ces taux seraient en pleine expansion et proviendraient principalement de la Turquie (4,7 %), les autres pays se situant entre 3 % et 4 %. Dans le nord, le taux de croissance économique devrait être limité à 1,8 % de 2006 à 2025.

Figure 24 Démographie en Méditerranée



	Population (en millions)				
	1971	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	169,9	201,0	206,0	0,5%	0,1%
Turquie	36,2	73,9	87,8	2,0%	1,0%
Syrie	6,6	19,9	26,1	3,1%	1,5%
Liban	2,5	4,1	4,3	1,4%	0,3%
Palestine		3,8	5,4		1,9%
Israël	3,1	7,2	8,3	2,4%	0,8%
SE Med	48,4	108,9	131,8	2,3%	1,1%
Egypte	36,0	75,5	95,8	2,1%	1,3%
Libye	2,1	6,2	8,4	3,1%	1,7%
Tunisie	5,2	10,2	12,7	1,9%	1,2%
Algérie	14,2	33,9	40,4	2,4%	1,0%
Maroc	15,4	30,9	37,3	1,9%	1,1%
SO Med	72,9	156,6	194,7	2,1%	1,2%
PSEM	121,3	265,5	326,5	2,2%	1,2%
TOTAL	291	466	532	1,3%	0,7%

Source : WDI, OME, Plan Bleu

Tableau 7 Croissance économique en Méditerranée

	PIB en milliards de dollars (\$2000)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
PNM	1457	2616	3513	4919	2,5 %	1,8 %
PSEM	173	378	756	1577	4,3 %	4,0 %
TOTAL	1629	2995	4269	6497	2,8 %	2,2 %

Sources : WDI Indicators, OME/Questionnaires & Plan Bleu

Rapporté à l'habitant, de 2006 à 2025, l'écart entre le nord et le sud de la Méditerranée devrait se réduire, avec une croissance économique moyenne de 1,6 % pour le nord et 2,7 %, pour le sud. Malgré une croissance économique globale plus soutenue dans les PSEM, l'écart de PIB par habitant entre les deux régions demeure considérable, de l'ordre de 1 à 6,7 en 2006. Selon plusieurs prévisions, cette disparité moyenne devrait diminuer légèrement en 2025 (environ 1 à 4,9).

Tableau 8 PIB per capita

	PIB per capita (\$2000)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
PNM	8 557	13 894	17 730	23 907	2,1 %	1,6 %
PSEM	1 425	1 933	2 891	4 832	2,0 %	2,7 %
TOTAL	5 591	7 798	9 289	12 207	1,5 %	1,4 %

Source : OME, Plan Bleu

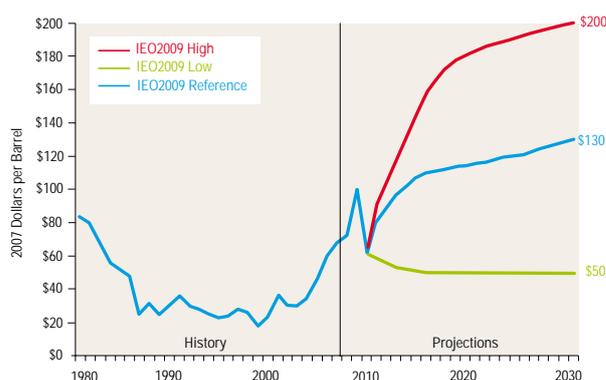
Prix de l'énergie

Le prix de l'énergie est collecté par l'OME par des questionnaires où les prévisions énergétiques sont renseignées par chaque pays méditerranéen. Les prix moyens du pétrole brut s'inscrivent dans les prix internationaux affichés par les différents scénarios publiés par l'EIA (Energy Information Administration of US Department of Energy), l'Agence internationale de l'énergie (AIE), de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), ou l'Union Européenne.

Généralement, chaque source utilise un brut de référence différent. Le prix mondial réel du pétrole brut à l'EIA est défini comme le prix du brut à faible teneur en soufre du pétrole brut livré à Oklahoma. L'AIE utilise les prix de l'OCDE à l'importation de pétrole brut, l'OPEP utilise son propre panier de prix et l'Union Européenne s'appuie sur celui du Brent. Bien que toutes ces sources utilisent différentes hypothèses de prix, les prévisions suivent une tendance similaire.

Dans son Annual Energy Outlook 2009, l'EIA suppose que les prix du pétrole brut (exprimé en dollars de 2007) devraient, dans le scénario de référence, augmenter progressivement, à partir de 61 \$ en 2009, à mesure que la demande continuera de croître et que des approvisionnements à coût plus élevé alimenteront le marché pour atteindre en 2030, un prix entre 130 \$ (scénario de référence) et 200 \$ (scénario haut).

Figure 25 Prévisions de prix du pétrole brut



Source : EIA International Energy Outlook Presentation, 2009

Pour l'OPEP (Outlook 2008), le prix mondial du pétrole brut est censé rester dans une gamme de 70 à 90\$ par baril, en termes nominaux, à l'horizon 2030.

L'Agence internationale de l'énergie dans son dernier World Energy Outlook (Paris, AIE, WEO 2009) suppose que le prix du pétrole de 97\$ en 2008 et d'environ de 61\$ en 2009 augmenterait jusqu'à près de 190 \$ en 2030 (en terme nominal). Selon l'AIE, cette hypothèse est le résultat d'un important ajustement à

la hausse et rend compte de l'envolée récente des prix des livraisons physiques à court terme des contrats à terme, ainsi que de la réévaluation des perspectives concernant le coût des approvisionnements pétroliers au vu des prévisions de demande.

L'évolution à plus long terme du scénario de référence de l'EIA retient un prix moyen du baril de pétrole d'environ \$100 en 2030 (scénario de référence correspondant au scénario tendanciel).

Tableau 9 Les objectifs des pays méditerranéens par pays

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 18% en 2020 (non affiché)	2 centrales CSP pour 220 MW une centrale PV pour 20 MW	400 MW pour 4 centrales
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)

Sources : OME, DGIPE

Les options des politiques publiques

La plupart des pays ont suivi une **politique gazière**, en particulier dans la production d'électricité. Trois pays (Algérie, Egypte et Tunisie) sont à plus de 80 % d'électricité thermique au gaz naturel. D'importants programmes de conversion de centrales électriques au gaz ont été réalisés ces dernières années en Egypte, en Syrie ou en Libye. Avec les derniers entrants (Israël, Maroc, Jordanie et bientôt le Liban), l'ensemble des pays méditerranéens sont devenus des pays consommateurs de gaz. De 1971 à 2006, la consommation de gaz naturel a été multipliée par plus de 10, passant de 6 à 26 % du bilan énergétique total. Le gaz naturel est abondant et disponible ; il représente l'option la plus économique pour beaucoup d'applications et il s'agit du combustible fossile le moins polluant. Son potentiel de croissance est très important et son utilisation, dans le scénario tendanciel va continuer à se développer. Toutefois, le potentiel de la région et le début d'une vraie prise de conscience dans les pays poussent, on l'a vu, au développement des **énergies renouvelables**. Le scénario tendanciel, sur ce point, est fondé sur les résultats des enquêtes-pays et sur les objectifs des pays méditerranéens, tels qu'ils apparaissent dans les politiques publiques. Par ailleurs, dans les PNM, la mise en œuvre du « paquet énergie-climat 20/20/20 » par la Commission européenne est de nature à favoriser le développement plus rapide des énergies renouvelables.

En matière de **coopération régionale**, le scénario tendanciel spéculé sur une permanence des comportements actuels des Etats méditerranéens, marqués par une difficulté à penser collectivement le futur énergétique de la région, difficulté susceptible de retarder la

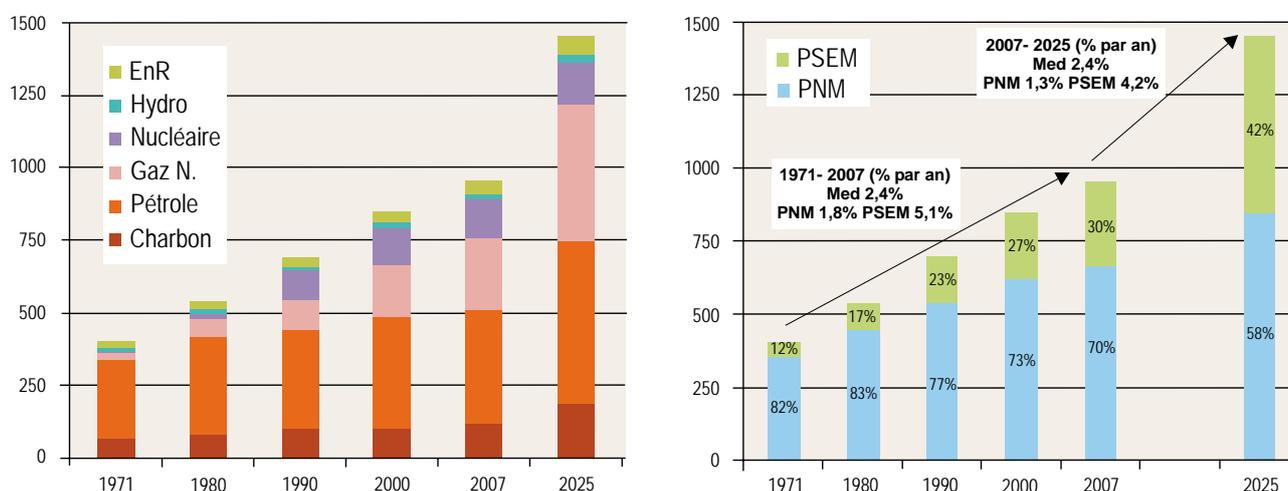
mise en œuvre du Plan Solaire Méditerranéen ainsi que la fermeture de la boucle par achèvement des interconnexions. Cet attentisme retentit également sur les **choix techniques**, par exemple en préférant exporter du gaz naturel, par gazoduc ou par méthanier, plutôt que de l'électricité malgré les développements technologiques (câbles courant continu...).

Les projections à 2025

Les projections du scénario tendanciel à l'horizon 2025 intègrent les politiques énergétiques des PSEM ; elles découlent des prévisions nationales des pays. Les PSEM se divisent en deux groupes: les PSEM importateurs et les PSEM exportateurs. Les politiques menées par le premier groupe intègrent les défis énergétiques nombreux tels que la forte dépendance des énergies fossiles avec une importation de plus de 90 % des besoins.

Les politiques menées par le second groupe (Algérie, Egypte, Libye et Syrie) sont orientées vers une stratégie d'augmentation des exportations des énergies fossiles. Les économies de ces pays exportateurs d'énergie sont très dépendantes des revenus de leurs exportations d'hydrocarbures (plus de 95 %), les perspectives à moyen terme de leur secteur prévoient, globalement, une relance de la production de pétrole et du gaz, une augmentation significative des exportations notamment de pétrole brut, de gaz et de GNL et une relance de l'industrie pétrochimique de base avec le lancement de plusieurs projets en partenariat.

Figure 26 Evolution de la demande d'énergie primaire (en Mtep)



Sources : AIE (1971 à 2007), OME & calculs Plan Bleu

La consommation d'énergie primaire

La demande totale pour l'ensemble des pays méditerranéens devrait augmenter de 2,4 % par an en moyenne, pour passer de 955 Mtep actuellement à 1457 Mtep en 2025. La plus grande part de l'augmentation de la demande d'énergie primaire devrait provenir des PSEM qui pourraient représenter plus de 42 % en 2025, contre 30 % actuellement.

A l'horizon 2025, la consommation d'énergie primaire par habitant dans les PSEM devrait repré-

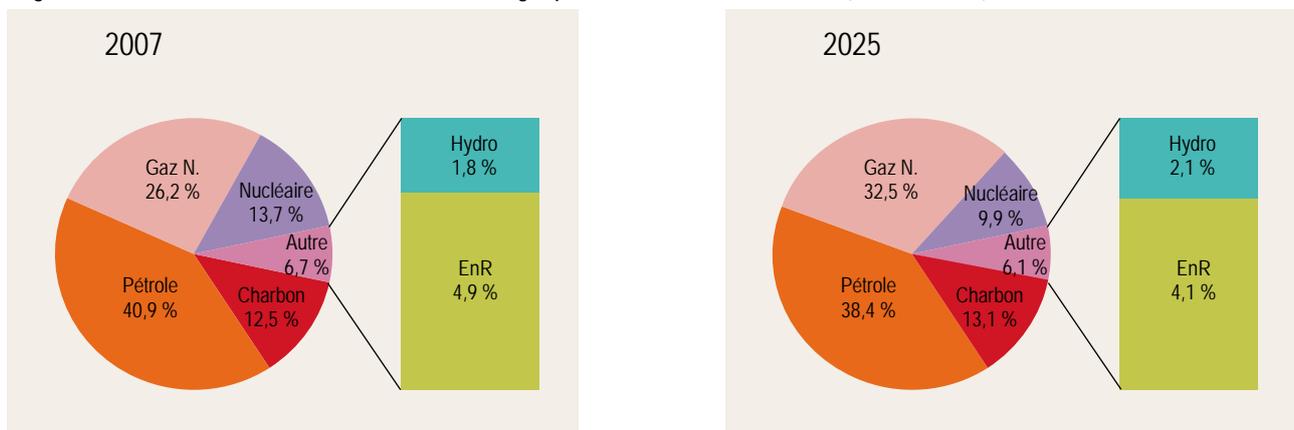
senter la moitié de celle des PNM (contre 20 % en 1971).

Tableau 10 Consommations d'énergie primaire en Méditerranée (Horizon 2025)

	Consommation d'énergie primaire (Mtep)				Taux de croissance annuelle (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
Nord	354	535	665	848	1,8 %	1,3 %
PSEM	48	159	291	609	5,1 %	4,2 %
TOTAL	402	694	955	1457	2,4 %	2,4 %

Source : AIE, OME, Plan Bleu

Figure 27 Structure de la consommation d'énergie par source en Méditerranée (2007 et 2025)



Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- La contribution du **charbon** devrait atteindre 190 millions de tep en 2025, avec une augmentation annuelle moyenne de 2,6 %, principalement due à des projets de centrales en Turquie et au Maroc. La consommation de **charbon** dans les PSEM est susceptible d'augmenter de 43 à 115 Mtep entre 2007 et 2025. Dans les PNM, elle devrait diminuer légèrement ou rester stable à un niveau de 75 Mtep entre 2007 et 2025, mais les engagements de l'Union européenne de réduire ses émissions de dioxyde de carbone (-20 % d'ici 2020 dans le paquet Climat-Energie) pourraient entraîner une réduction plus conséquente.

Tableau 11 Consommation de charbon en Méditerranée (Horizon 2025)

	Consommation de charbon (en Mtep)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	61,9	79,3	76	75	0,6 %	-0,1 %
PSEM	5,2	21,9	43	115	6,0 %	5,6 %
TOTAL	67	101	119	190	1,6 %	2,6 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- La consommation de **pétrole** devrait atteindre 558 Mtep, selon une croissance annuelle moyenne de 2,0 % par an jusqu'en 2025 et sa part devrait se stabiliser à environ 38 %. Le pétrole préserverait ainsi sa position dominante et se concentrerait dans les secteurs d'utilisation en l'absence de véritable alternative, typiquement dans les carburants et les lubrifiants. La régression relative des produits pétroliers est essentiellement expliquée par la concurrence du gaz dans les ménages et le secteur tertiaire, en particulier dans le domaine de l'électricité.

La croissance de la consommation de pétrole devrait être plus élevée dans les PSEM (3,0 %) que dans les PNM (1,4 %), la différence étant expliquée principalement par la demande en croissance rapide dans le secteur des transports. Ainsi, la consommation de pétrole dans les PSEM devrait augmenter de 130 en 2007 à 222 Mtep en 2025, alors que celle des PNM passerait de 261 à 336 Mtep pour la même période.

Il est à souligner qu'une capacité additionnelle de raffinage de 100 Mtep devrait être ajoutée dans la région méditerranéenne d'ici 2025, pour faire face

à l'augmentation de la demande en produits pétroliers, en particulier en distillats moyens (diesel). Les surplus d'essence en Méditerranée devraient dépasser les 30 Mtep dans la décennie à venir, mais les destinations d'importations habituelles, en particulier les Etats-Unis, ne pourront peut-être pas absorber tout ce surplus.

Enfin, le secteur des transports devrait rester le plus gros consommateur de la région en 2025. Le pétrole, prédominant dans ce secteur, maintiendra sa part dans la demande d'énergie.

Tableau 12 Consommation de pétrole en Méditerranée (Horizon 2025)

	Consommation de pétrole (en Mtep)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	239,6	248,6	260,6	336	0,2 %	1,4 %
PSEM	32,3	93,1	130,5	222	4,0 %	3,0 %
TOTAL	272	342	391	558	1,0 %	2,0 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- En 2025, le **gaz naturel** devrait atteindre un niveau de 32 %, soit 472 Mtep (550 bcm) avec une moyenne de 3,6 % d'augmentation par an. Dans les PNM, la croissance annuelle moyenne, de 5,5 % entre 1971 et 2007, devrait s'établir à 2,7 % jusqu'en 2025 (243 Mtep). La production d'électricité continuera d'être le secteur le plus consommateur de gaz dans la région. Sa part dans la demande totale de gaz pourrait passer à 48 % en 2025.

Le gaz naturel verra également une augmentation de sa pénétration dans les marchés résidentiel et tertiaire dans les PSEM, stimulée par la croissance de la population dans les villes et par l'augmentation de l'urbanisation dans les zones côtières. Le haut niveau de consommation de gaz naturel devrait facilement être satisfait par la disponibilité des réserves de gaz (9000 milliards de mètres cubes en Méditerranée représentant près de 5 % des réserves mondiales), mais il faudra d'importants investissements dans les infrastructures pour relier les régions de production aux centres de consommation et pour l'exploration des zones nouvelles, en particulier des zones en off-shore, soit non explorées soit sous-explorées.

L'Algérie, l'Egypte et la Libye sont et demeurent des exportateurs nets de gaz en Méditerranée. Leurs exportations vont augmenter, passant de 85 Gm³ en 2007 à 210 Gm³ en 2025. L'Algérie continuera à représenter l'essentiel des exportations.

Les autres pays de la région dépendront encore plus des importations. Les infrastructures d'importation et d'exportation, des gazoducs et usines GNL aux terminaux de réception, se développeront considérablement dans la région.

Tableau 13 Consommation de gaz naturel en Méditerranée (Horizon 2025)

	Consommation de gaz naturel (en Mtep)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	22	76,3	149	243	5,5 %	2,7 %
PSEM	2,3	29,8	101	229	11,1 %	4,6 %
TOTAL	24	106	251	472	6,7 %	3,6 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- S'agissant du **nucléaire**, la Turquie et l'Egypte ont récemment appelé à un plan d'action pour une centrale nucléaire. Leurs prévisions nationales énergétiques prévoient que la production d'énergie nucléaire représenterait 4 à 7 % du total de la production d'électricité d'ici 2020. En outre, la Tunisie planifie l'étude de l'introduction de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique (2000 MW après 2025). Sur ces bases, le nucléaire pourrait représenter 2 % de la demande d'énergie primaire dans les PSEM dès 2025.

Tableau 14 Production d'énergie nucléaire (Horizon 2025)

	Production nucléaire (en Mtep)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
PNM	4	97,2	130,4	130	10,2 %	0,0 %
PSEM	-	-	-	14	-	-
TOTAL	4	97	130	144	10,2 %	0,6 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- Le développement des **renouvelables**. Dans les PSEM, la quantité d'énergie renouvelable (y compris l'hydroélectricité) devrait atteindre 29 Mtep en 2025. Pour les PNM, elle devrait passer de 48 Mtep à 60 en 2025.

Tableau 15 Consommation d'énergies renouvelables (Horizon 2025)

	Consommation d'énergies renouvelables (inclus hydro) (en Mtep)				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	26,4	34,5	48	60	1,7 %	1,2 %
PSEM	8,4	13,9	16	29	1,8 %	3,4 %
TOTAL	35	48	64	89	1,7 %	1,8 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

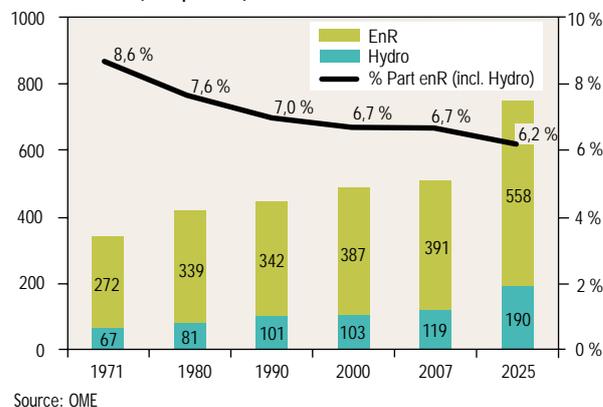
En valeurs absolues, la part des renouvelables devrait s'accroître de + 40 % d'ici à 2025. Les capacités de production d'électricité à base de renouvelables seraient de 14 000 MW pour une production de 42 TWh. Mais, malgré cette forte croissance, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique resterait à peu près constante, à 6 %, par suite de la forte augmentation de la demande totale.

- Sur le plan sectoriel, **les transports** devraient rester le plus gros consommateur de la région en 2025. L'industrie représentera le plus fort accroissement de la consommation finale totale, principalement à cause de la progression dans les PSEM.

La structure de la demande d'énergie finale a changé de façon radicale au cours des trois dernières décennies, passant d'une prédominance de l'industrie, à un nouvel équilibre où les transports et la demande

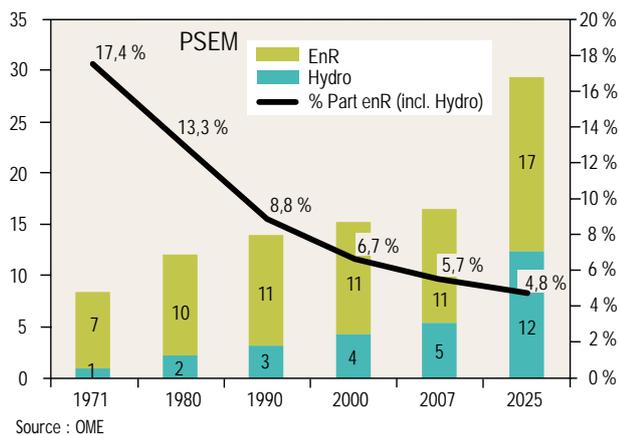
résidentielle ont vu leurs parts augmenter. Dans les décennies à venir, le secteur résidentiel augmentera encore sa part pour atteindre un quart de la consommation totale finale.

Figure 28 Les sources EnR et Hydro en Méditerranée (Mtep et %)

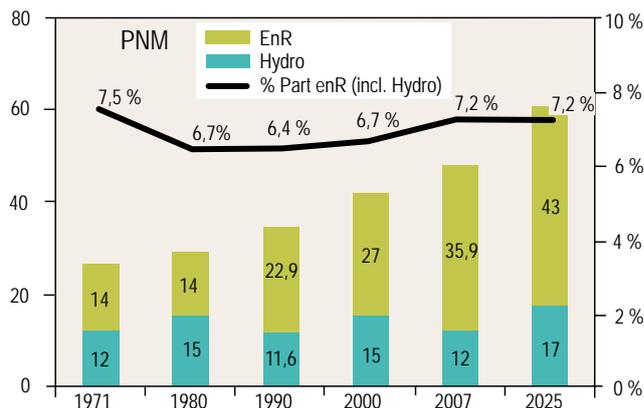


Source: OME

Figure 29 Les sources EnR et Hydro dans les PSEM et les PNM (Mep & %)



Source : OME



La dépendance énergétique

En 2025, la région Méditerranée devrait importer 39 % de ses besoins en pétrole et 28 % de ses besoins en gaz. La dépendance aux énergies fossiles demeurera de l'ordre de 35 %.

Pour les PNM, la dépendance énergétique augmentera de 68 % en 2006 à plus de 72 % d'ici 2025. Pour les PSEM importateurs, elle passera de 76 % à 88 % et pour les PSEM exportateurs, les exportations devraient descendre à 160 % de leur consommation d'énergie primaire.

Les quantités nettes importées en Méditerranée à l'horizon 2025 sont données dans le tableau 16.

La production d'énergie primaire dans les PSEM qui était de 1,8 fois celle des PNM au début des années 2000, devrait augmenter d'ici 2025 pour atteindre 3

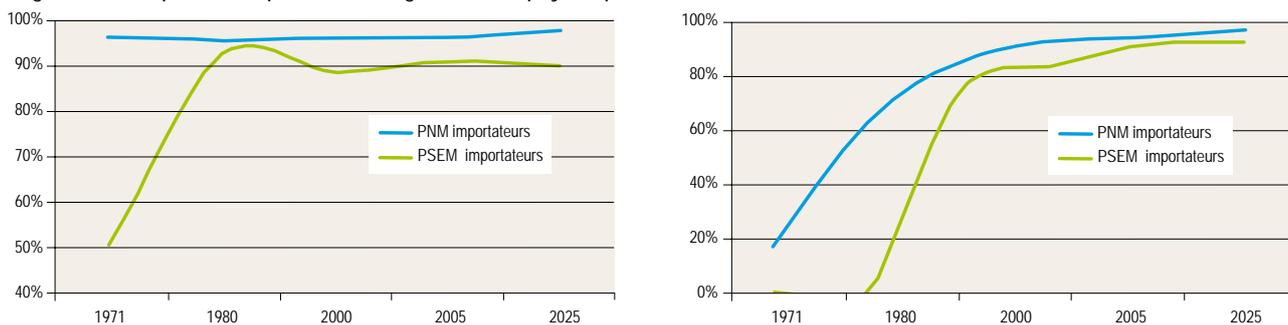
fois la production des PNM. La production d'énergie primaire dans les pays producteurs/exportateurs devrait croître très fortement (2,8 % par an entre 2006-2025 contre 1,8 entre 1971-2006).

Tableau 16 Les quantités nettes importées en Méditerranée (en Mtep)

	1971	1990	2000	2007	% /an 1971-2007	2025	% /an 2007-2025
Pays Nord importateurs	257	325	397	466	1,7 %	614	1,5 %
Pays Sud Importateurs	10	47	85	123	7,2 %	311	5,3 %
TOTAL Importateurs	267	372	482	589	2,2 %	925	2,5 %
Pays Sud Exportateurs	-188	-176	-206	-229	0,5 %	-410	3,3 %

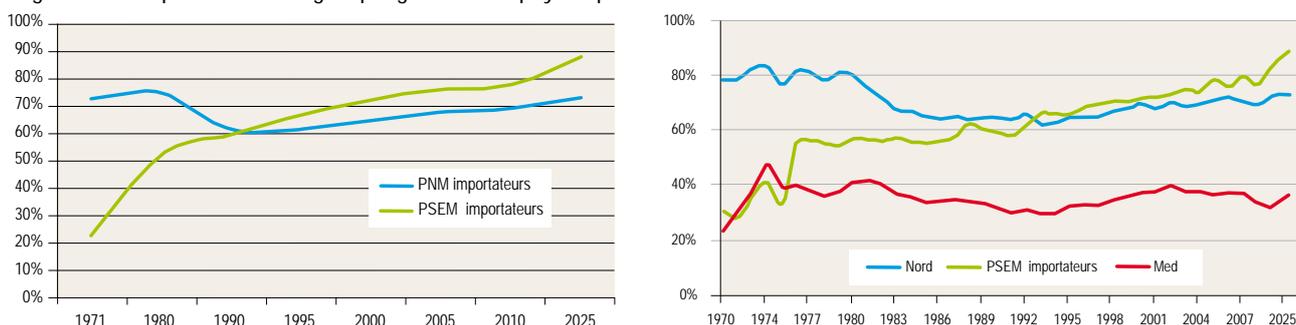
Sources : AIE pour la rétrospective, et OME pour le scénario

Figure 30 Dépendance pétrolière et gazière des pays importateurs méditerranéens



Source: OME

Figure 31 Dépendance énergétique globale des pays importateurs méditerranéens



Sources : OME, Plan Bleu

Tableau 17 Evolution de la dépendance énergétique en %

	1971	1980	1990	2000	2006	2007	2025
Spain	76 %	77%	62%	77%	82%	79,5%	78%
France	71 %	73%	51%	51%	51%	50%	58%
Italy	83 %	90%	83%	87%	87%	85%	89%
Greece	77 %	91%	72%	80%	82%	77%	76%
Cyprus	99 %	99%	100%	99%	102%	96%	97%
Malta	100 %	100%	100%	100%	100%	100%	99%
Slovenia			48%	53%	52%	53%	54%
Croatia			43%	53%	54%	57%	81%
Bosnia - H.			35%	28%	26%	29%	51%
Serbia			31%	15%	38%	38%	43%
Albania	-42 %	-12%	8%	46%	52%	65%	60%
PNM	78%	79%	64%	69%	71%	70%	72%
Turkey	29%	46%	51%	65%	73%	74%	78%
Syria	-96%	-79%	-91%	-92%	-42%	-23%	64%
Lebanon	92%	93%	94%	97%	97%	97%	98%
Palestine					100%	100%	100%
Israel	7%	98%	96%	97%	92%	92%	92%
Egypt	-109%	-119%	-72%	-24%	-29%	-20%	7%
Libya	-8189%	-1242%	-534%	-341%	-458%	-468%	-551%
Tunisia	-140%	-85%	-11%	13%	23%	15%	72%
Algeria	-1046%	-457%	-348%	-425%	-410%	-346%	-373%
Morocco	89%	81%	88%	94%	95%	95%	93%
PSEM	-370%	-153%	-81%	-50%	-46%	-39%	-16%
MED	23%	41%	31%	37%	37%	37%	35%
PNM importateurs	73%	75%	61%	64%	68%	70%	72%
PSEM importateurs	30%	57%	59%	71%	76%	79%	88%
SEMCs Exp	-1184%	-425%	-223%	-188%	-187%	-161%	-161%

Source : AIE, OME

Tableau 18 Production d'énergie primaire et Importations nettes (en Mtep)

	Production of Total Primary Energy						Annual Growth Rate (%)			Total Net Imports						Annual Growth Rate (%)	
	1971	1980	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025		1971	1980	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	10	16	35	32	31	42	3,2 %	1,6 %	Spain	32,7	52,8	56,5	93,0	112,8	145,8	3,6%	1,36%
France	48	53	112	132	133	131	3,0 %	-0,1 %	France	115	141	115	126	141	181	0,6%	1,3%
Italy	20	20	25	28	25	27	0,7 %	0,4 %	Italy	95	112	123	145	165	217	1,6%	1,4%
Greece	2	4	9	10	10	11	4,7 %	0,2 %	Greece	7	12	13	18	25	35	3,7%	1,7%
Cyprus	0	0	0	0	0	0	4,6 %	4,8 %	Cyprus	1	1	2	2	4	4	5,3%	0,0%
Malta	-	-	-	-	-	0			Malta	0	0	1	1	1	2		1,5%
Slovenia	-	-	3	3	4	4		0,1 %	Slovenia	-	-	3	3	4	4		1,0%
Croatia	-	-	5	4	3	3		-0,9 %	Croatia	-	-	4	4	5	12		4,1%
Bosnia & H.	-	-	5	3	3	3		0,2 %	Bosnia & H.	-	-	2	1	2	3		3,5%
Serbia & M.	-	-	13	11	12	11		0,0 %	Serbia & M.	-	-	6	2	6	9		1,8%
Albania	2	3	2	1	1	1	-2,0 %	0,3 %	Albania	-1	-0	0	1	1	2		2,1%
North Med	97	114	210	224	223	233	2,4 %	0,2 %	North Med	257	334	325	397	468	614	1,7%	1,4%
Turkey	14	17	26	26	25	59	1,7 %	4,7 %	Turkey	6	14	27	51	70	205	7,4%	5,9%
Syria	5	10	22	34	27	14	4,8 %	-3,4 %	Syria	-3	-4	-11	-16	-8	26	3,4%	
Lebanon	0	0	0	0	0	0	0,4 %	0,9 %	Lebanon	2	2	2	5	6	11	3,3%	3,3%
Palestine									Palestine	-	-	-	-	1	2		5,3%
Israel	6	0	0	1	3	3	-2,1 %	-0,4 %	Israel	0	8	12	19	18	32	11,5%	3,0%
SE Med	25	27	49	60	55	76	2,2 %	1,7 %	SE Med	5	21	30	59	86	276	8,3%	6,3%
Egypt	16	33	55	56	82	110	4,7 %	1,6 %	Egypt	-9	-18	-23	-11	-18	9	2,2%	
Libya	138	97	73	75	104	200	-0,8 %	3,5 %	Libya	-136	-89	-62	-58	-86	-169	-1,3%	3,7%
Tunisia	5	7	6	7	7	5	0,9 %	-1,2 %	Tunisia	-36	-3	-2	1	2	14		10,8%
Algeria	42	67	104	150	173	316	4,1 %	3,2 %	Algeria	-38	-55	-81	-121	-139	-249	3,8%	3,1%
Morocco	1	1	1	1	1	2	0,1 %	5,0 %	Morocco	2	4	6	9	12	20	5,5%	2,9%
SW Med	201	205	239	289	366	633	1,7 %	2,9 %	SW Med	-184	-162	-160	-179	-229	-376	0,6%	2,6%
SEMCs	226	232	288	349	421	709	1,8 %	2,8 %	SEMCs	-178	-141	-129	-121	-143	-100	-0,6%	-1,9%
TOTAL	323	346	498	573	643	942	2,0 %	2,0 %	TOTAL	79	193	196	276	325	515	4,1%	2,5%
NCs Imp	97	114	210	224	223	233	2,4 %	0,2 %	North Med	257	334	325	397	468	614	1,7%	1,4%
SEMCs Imp	25	25	33	34	35	69	0,9 %	3,6 %	SEMCs Imp	10	29	47	85	108	311	7,1%	5,7%
Total Imp.	122	140	243	258	258	302	2,2 %	0,8 %	Tot Imports	267	363	372	482	576	925	2,2%	2,5%
SEMCs Exp	-201	-207	-255	-315	-386	-640	1,9 %	2,7 %	SEMCs Exp	-188	-170	-176	-206	-251	-410	0,8%	2,6%

Source : AIE, OME

La production totale d'énergie dans les PSEM devrait atteindre environ 710 Mtep contre 420 Mtep en 2006, dont principalement du gaz naturel (+ 100 %) et du pétrole (+20 %). L'augmentation de la production viendra d'un nombre réduit de pays exportateurs des PSEM (Algérie, Egypte, Libye et Syrie). La production de gaz naturel en Méditerranée, après avoir doublé une première fois pendant les vingt dernières années (de 76 Gm³ en 1987 à 185 Gm³ en 2007), devrait à nouveau doubler d'ici 2025, passant à 360 Gm³ en 2025.

Le secteur de l'électricité

Selon les prévisions des compagnies d'électricité, la production totale d'électricité dans le bassin méditerranéen devrait atteindre près de 3000 TWh en 2025, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,7 % entre 2007 et 2025. Dans les PNM, la production totale d'électricité devrait passer de 1328 à 1790 TWh (croissance annuelle moyenne de 1,7 %). Pendant ce temps, la production des PSEM devrait plus

que doubler, passant de 519 à 1212 TWh. Le ratio de la consommation d'électricité par habitant entre les PNM et les PSEM devrait diminuer de 3,6 en 2007 à 2,3 en 2025.

Tableau 19 Consommation d'électricité Per capita (en kWh)

	1971	1990	2000	2007	2025
PNM	2035	4368	5582	6182	8700
PSEM	253	787	1251	1728	3713
TOTAL	1301	2567	3209	3674	5641

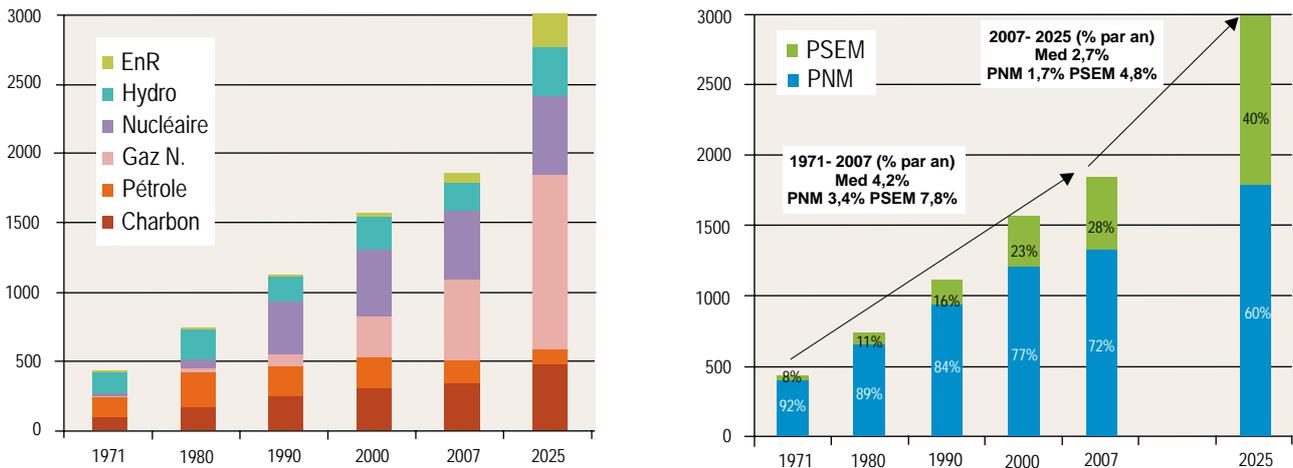
Source : OME

Tableau 20 Production d'électricité en Méditerranée (Horizon 2025)

	Production d'électricité (en TWh)				taux croissance annuelle (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	385	899	1 328	1790	3,5 %	1,7 %
PSEM	34	176	519	1212	7,9 %	4,8 %
TOTAL	419	1075	1 847	3002	4,2 %	2,7 %

Source : AIE, OME, Plan Bleu

Figure 32 Evolution de la production d'électricité en Méditerranée (TWh)



Sources : AIE (1971 à 2007), OME & calculs Plan Bleu

● La production d'électricité par source dans les PSEM

Globalement pour la Méditerranée, la plus grande évolution est attendue pour la production au gaz naturel dont la part devrait passer de 31 % à 42 %, suivi par les énergies renouvelables de 14,5 % à près de 20 %. Les autres sources charbon, nucléaire et pétrole sont en diminution, respectivement de 18,3 % à 15,6 %, 27,1 % à 19,1 %, et de 9,2 % à 3,6 %.

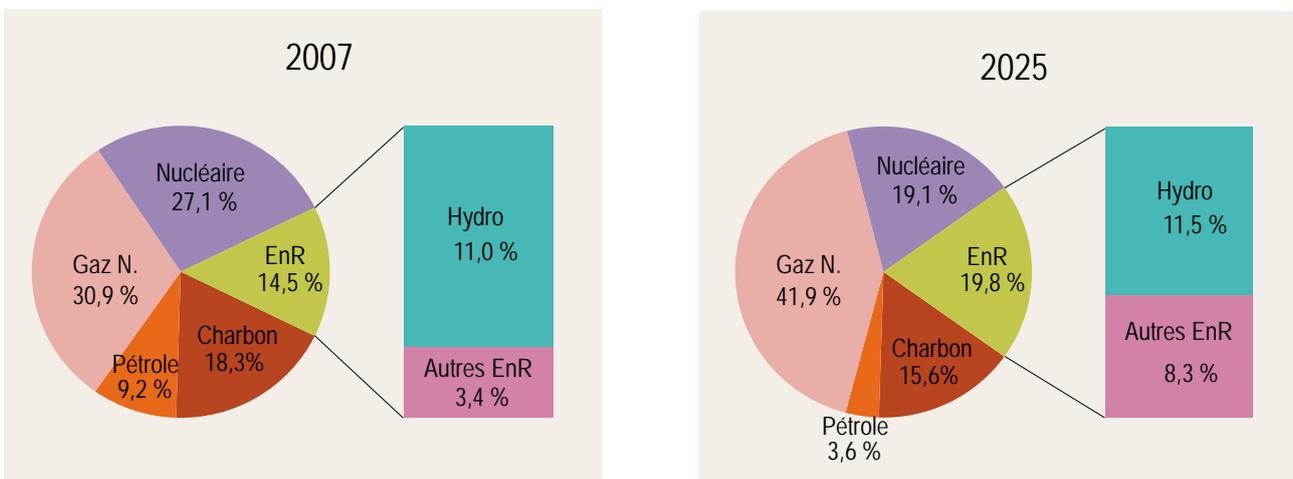
Pour le sud, en ce qui concerne la production d'électricité basée sur du **gaz naturel**, les PSEM ont atteint un niveau de 267 TWh en 2007 et devraient atteindre environ 682 TWh en 2025. Cette tendance de la production d'électricité au gaz naturel représente 3 % en 1971, près de 51 % en 2007 pour atteindre 56 % en 2025.

La part de la production d'électricité basée sur du pétrole devrait diminuer à 40 TWh en 2025 (3,6 %). La production d'électricité basée sur du charbon devrait atteindre 252 TWh en 2025 (16 %).

L'**hydro-électricité** devrait atteindre environ 142 TWh en 2025. Sa part dans la production totale d'électricité a diminué, passant de 30 à 18 %, pour se stabiliser environ à ce niveau en 2025 (16 %). Alors que les PSEM ont utilisé une grande partie de leur potentiel hydroélectrique, la Turquie sera le seul pays qui connaîtra une croissance dans ce secteur.

La production d'électricité à partir des **énergies renouvelables** qui a atteint 1,7 TWh en 2007 (0,3 % du total de la production d'électricité), devrait passer à 42 TWh en 2025 (3,4 %).

Figure 33 Structure de la production d'électricité par source en Méditerranée (2007 et 2025)



Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Actuellement inexistante, la production d'**électricité nucléaire** devrait voir son développement avec les projets de centrales électriques en Egypte et en Turquie à partir de 2020.

Tableau 21 Production d'électricité charbonnière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh)

	Production d'électricité au Charbon				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	82,8	200,8	233	217	2,9 %	-0,4 %
PSEM	3,3	32,9	104	252	10,1 %	5,0 %
TOTAL	86	234	337	469	3,9 %	1,8 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Tableau 22 Production d'électricité pétrolière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh)

	Production d'électricité au Pétrole				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	132,4	137	80	69	-1,4 %	-0,8 %
PSEM	19,3	56,8	90	40	4,4 %	-4,4 %
TOTAL	152	194	170	109	0,3 %	-2,5 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Tableau 23 Production d'électricité gazière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh)

	Production d'électricité au Gaz Naturel				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	10,5	47,5	305	576	9,8 %	3,6 %
PSEM	0,9	48,1	266	682	17,1 %	5,4 %
TOTAL	11,4	96	571	1258	11,5 %	4,5 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Tableau 24 Production d'hydroélectricité en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh)

	Production d'électricité Hydro				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	138,7	134,7	147	204	0,2 %	1,8 %
PSEM	10,4	37,7	57	142	4,8 %	5,2 %
TOTAL	149	172	204	345	0,9 %	3,0 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Tableau 25 Production d'électricité renouvelable en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh)

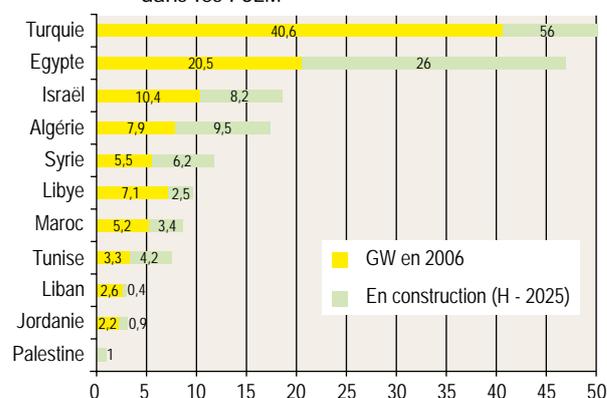
	Production d'électricité aux EnR				Taux de croissance annuel (%)	
	1971	1990	2007	2025	1971-2007	2007-2025
PNM	5	6,2	62	206,6	7,2 %	6,9 %
PSEM	0,2	0,1	1,7	41,5	6,2 %	19,3 %
TOTAL	5,1	6,3	64	248	7,3 %	7,9 %

Sources : AIE, OME, Plan Bleu

- La capacité du parc installé

La demande d'électricité devrait augmenter de 65 % d'ici 2025. Les PSEM, qui connaîtront une croissance plus forte que les PNM, nécessiteront une production accrue. Les croissances économique et sociale dans les PSEM, stimuleront la consommation d'électricité dans cette région : de 1730 kWh per capita et par an en 2006, à 3720 kWh en 2025. Pour satisfaire la demande en 2025, les pays devront installer de nouvelles centrales et rénover les anciennes. En 2025, la production d'électricité se tournera vers le gaz naturel (56 %) dans les PSEM, et vers le nucléaire (29 %) dans le nord.

Figure 34 Capacité installée de production électrique dans les PSEM



Sources : OME, Plan Bleu

Plus de deux tiers des constructions additionnelles de nouvelles capacités de production électrique devront être effectués dans les PSEM. La production totale d'électricité est estimée à 3000 TWh pour 2025. En 2025, la production totale d'électricité sera essentiellement thermique, le gaz représentant (42 %) des énergies utilisées pour la production électrique. Malgré une hausse significative, les renouvelables (hors hydro) ne représentent que 8,3 %.

Entre 2006 et 2025, une capacité additionnelle de près de 200 GW de nouvelles centrales devra être installée. La grande majorité devrait être des centrales électriques basées sur le gaz naturel (60 % de l'augmentation, c'est-à-dire, 118 GW), sur les EnR (21 % de l'augmentation, soit 42 GW) et sur l'hydro (11 % de l'augmentation, soit 21 GW). Il convient de noter que la part de la capacité basée sur du pétrole va diminuer dans toute la région.

Tableau 26 Parc installé de centrales électriques en Méditerranée en 2025 (GW)

TV-charbon*	TV-fioul	TV-gaz	CC gaz*	TG* & Diesel	Nucléaire	Hydro	EnR	Total
88	43	78	147	18	79	119	68	639
14 %	7 %	12 %	23 %	3 %	12 %	19 %	11 %	100 %

*TV Turbine à vapeur ; TG Turbine à Gaz ; CC Cycle Combiné
Sources : OME, Plan Bleu

La capacité installée totale dans les PSEM atteint 105 GW en 2006, dominé par le gaz naturel, le pétrole et l'hydroélectricité (45, 20 et 19 % du total). La capacité devrait passer à 224 GW d'ici à 2025 (120 GW), avec le gaz pour 53 % du total de la capacité installée (64 GW), suivie par l'hydroélectricité et le charbon. Le nucléaire pourrait figurer dans le mix énergétique dès 2020 grâce aux projets égyptien et turc (Tunisie après 2025).

- **Les combustibles fossiles pour la production d'électricité** ont atteint 229 Mtep en 2006, ce qui représente 23 % de la demande totale d'énergie primaire. En 2025, les combustibles fossiles dédiés à la production d'électricité devraient atteindre 375 Mtep (environ 25 % de la demande totale d'énergie primaire), le gaz, le charbon et le pétrole représentant des parts de 63 %, 30 % et de 7 %, respectivement.

Pour les PSEM, les combustibles fossiles pour la production d'électricité s'élèvent à 93 Mtep en 2006 (qui représentent 33 % de la demande

totale d'énergie primaire), le gaz, le charbon et le pétrole représentent respectivement des parts de 55 %, 23 % et 22 %. En 2025, les combustibles fossiles dédiés à la production d'électricité devraient atteindre 200 millions de tep (environ 32 % de l'énergie primaire), dont 65 % pour le gaz, 35 et 8 %, pour le charbon et le pétrole, respectivement.

Le tableau suivant donne les quantités (Mtep) de combustibles fossiles à l'entrée des centrales électriques en Méditerranée.

Tableau 27 Combustibles à l'entrée des centrales (Mtep)

	2006			2025		
	PNM	PSEM	MED	PNM	PSEM	MED
Gaz N.	48	51	99	101	125	226
Pétrole	23	20	43	15	9	24
Char- bon	56	22	78	49	60	110
TOTAL	127	93	220	166	194	360

Source: OME estimations

On peut conclure que la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité devrait rester relativement stable d'ici 2025 (25 % de l'ATEP) pour la région dans son ensemble et pour les PSEM. La consommation de pétrole entrant dans la production d'électricité diminuera tandis que celle de gaz naturel augmentera.

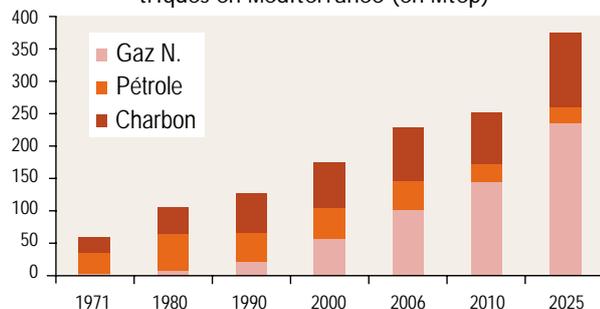
Quant à l'efficacité des combustibles fossiles dans la production d'électricité, pour les trois combustibles (charbon, pétrole et gaz), la tendance est à l'amélioration avec une diminution de la consommation spécifique dans la période concernée. L'amélioration la plus notable concerne le gaz naturel, grâce à des progrès substantiels dans la production à cycle combiné (50 % d'efficacité contre environ 25 % pour une turbine à gaz).

Les enseignements

Le développement des infrastructures énergétiques décrites dans la première partie et les besoins en énergie résultant du scénario de base entraîneraient dans le futur des échanges pétroliers, gaziers et électriques importants.

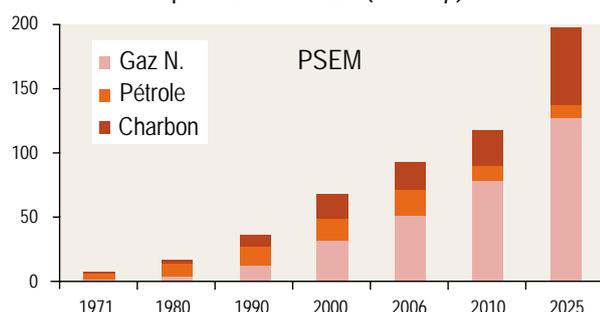
- Les flux d'exportations d'énergie sont dirigés du sud vers le nord. Naturellement, des infrastructures sud-sud sont nécessaires, pour assurer le transit vers le nord mais aussi pour assurer la

Figure 35 Combustibles à l'entrée des centrales électriques en Méditerranée (en Mtep)



Source: OME

Figure 36 Combustibles à l'entrée des centrales électriques dans les PSEM (en Mtep)



Source: OME

couverture des besoins du sud et pour renforcer la coopération. Force est de constater que, pour l'instant, on ne peut réellement parler d'intégration de la zone méditerranéenne : les liaisons électriques existent entre les pays du Sud mais les échanges sont faibles comme le montrent les chiffres. Les potentiels d'exportation en provenance des pays méditerranéens (principalement des PSEM) en pétrole, en gaz ou en électricité à l'horizon 2025, toutes destinations confondues, sont de plus de 200 bcm pour le gaz (+133 % par rapport à la situation présente), de 240 Mt pour le pétrole (+36 %) et de 300 TWh pour l'électricité (+20 %).

Tableau 28 Echanges intra-méditerranéens (Electricité, Pétrole et Gaz)

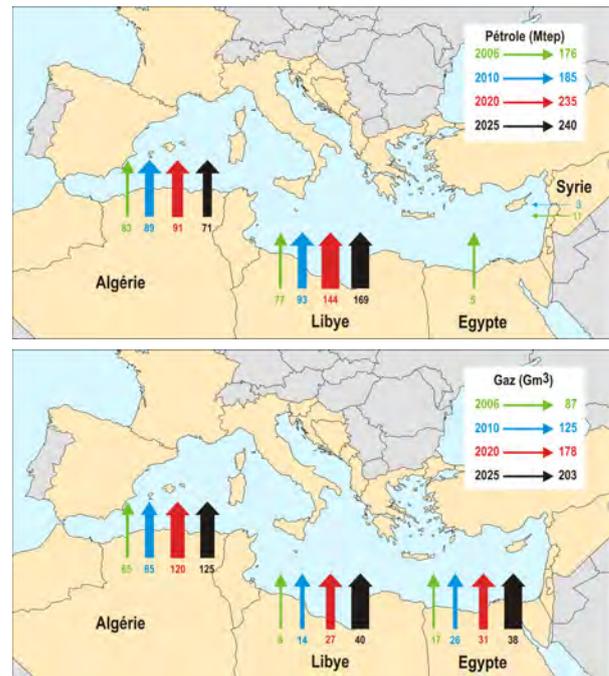
	Echanges Intra-Méditerranéens			Total potentiel exports (toutes destinations confondues)		
	Pétrole (Mt)	Gaz (Gm ³)	Elec. (TWh)	Pétrole (Mt)	Gaz (Gm ³)	Elec. (TWh)
2006	96	72	70	176	87	250
2025	110	100	90	240	203	300
Accroissement 2025/2006	15 %	39 %	29 %	36 %	133 %	20 %

Sources : AIE, Cedigaz, Eurelectric, OME, estimations Plan Bleu

- Les cinq pays producteurs d'énergie Sud méditerranéens couvrent plus de 25 % des besoins en pétrole brut des pays de l'Europe du Sud (France, Grèce, Italie, Portugal et Espagne), et plus de 44 % des besoins en gaz naturel de la France, de l'Italie, de l'Espagne, du Portugal, de la Grèce et de la Slovénie. Quant aux échanges électriques intra-méditerranéens, ils représentent 29 % des échanges totaux avec l'ensemble des pays voisins aux pays méditerranéens.
- A l'horizon 2025, il est attendu une croissance des échanges énergétiques qui atteindraient près de 240 Mtep contre 180 Mtep en 2007. Alors que les échanges de pétrole stagneront au niveau actuel de 100 Mtep, ceux de gaz naturel passeront de 72 à plus de 100 Gm³ et ceux d'électricité passeront de 73 TWh à près d'une centaine de TWh.
- Les échanges pétroliers intra-méditerranéens augmenteraient légèrement (+15 %) par rapport au niveau actuel, les échanges d'électricité augmenteraient fortement (+30 % de croissance attendue) dans les quinze prochaines années. Mais la plus grande évolution concernerait les échanges gaziers (+40 %). En effet, les importations de gaz naturel seraient de plus en plus importantes, passant de 207 Gm³ actuellement (72 Gm³ provenant des pays méditerranéens) à près de 300 Gm³ en 2025 (dont 100 Gm³ des pays méditerranéens).

Le développement des échanges énergétiques dans la région méditerranéenne ainsi que le développement socio-économique des PSEM rend néces-

Figure 37 Potentiel des exportations des hydrocarbures par PSEM



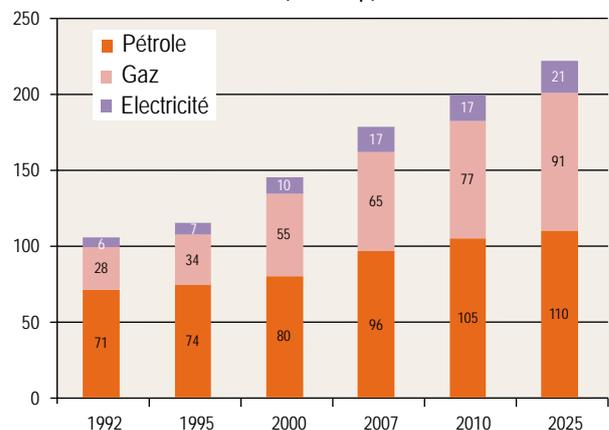
Sources : AIE, BP, OME, sources nationales et estimations de l'auteur

saire la mise en œuvre de nombreux projets d'infrastructures énergétiques.

- La demande d'énergie primaire totale pour l'ensemble des pays méditerranéens se poursuivra, et devrait augmenter de 2,4 % par an en moyenne, pour passer à 1457 Mtep en 2025 contre 955 Mtep en 2007. A l'horizon 2025, la part méditerranéenne de la demande mondiale d'énergie devrait rester relativement stable, autour de 9 %.

La plus grande part de l'augmentation de la demande d'énergie devrait provenir des PSEM qui pourraient concentrer plus de 42 % de la demande d'énergie primaire contre 30 % actuellement.

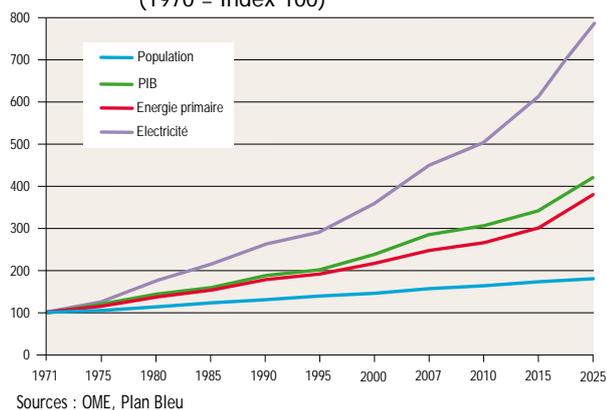
Figure 38 Echanges intra-méditerranéens d'énergie, Horizon 2025 (en Mtep)



Sources : AIE, Cedigaz, Eurelectric, OME, estimations Plan Bleu

- La croissance de la demande d'électricité (comme illustrée avec l'évolution des indices de la figure ci-dessous) en Méditerranée est beaucoup plus forte que la croissance économique, celle de la consommation d'énergie primaire ou de la démographie. C'est plus particulièrement le cas dans les PSEM, où la demande d'électricité et la consommation d'énergie primaire croîtraient plus rapidement que les paramètres économiques et démographiques.

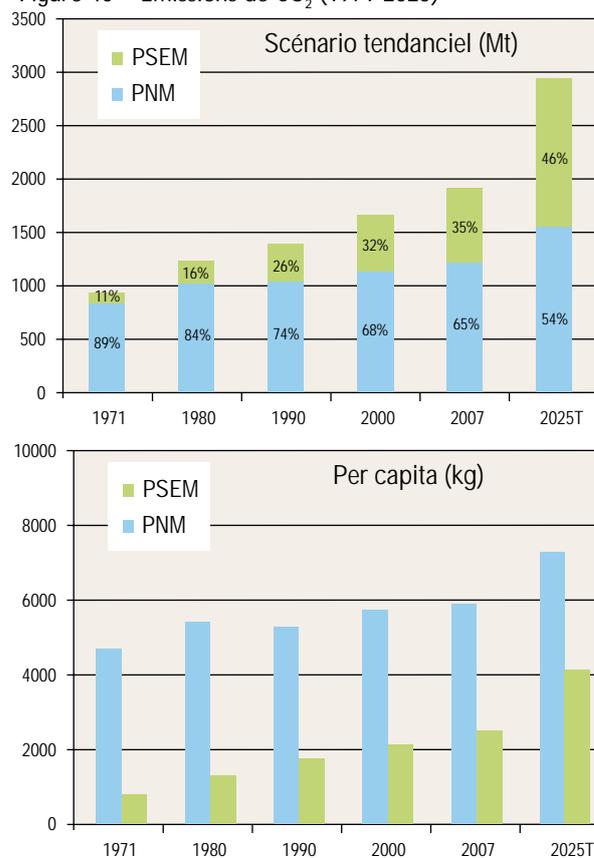
Figure 39 Méditerranée: Evolution des paramètres (1970 = index 100)



- Les énergies fossiles représenteront encore près de 84 % de la demande d'énergie primaire en Méditerranée en 2025. Le pétrole restera la source d'énergie dominante avec 38 % en 2025. Malgré le développement du gaz pour la production d'électricité, la demande de pétrole continuera d'augmenter, ainsi que la demande de carburants dans le secteur des transports. La demande de gaz devrait augmenter fortement, de 251 Mtep en 2007 à 472 Mtep en 2025, soit une croissance annuelle de 3,6 % par an, et représentera 33 % du mix énergétique en Méditerranée. La demande en charbon continuera à croître fortement, de 2,6 % par an en moyenne, pour atteindre 13 % du mix énergétique en 2025. Les énergies renouvelables progresseront timidement avec une croissance annuelle moyenne de 1,8 % par an. En 2025, elles ne représenteront encore que 6,2 % de la demande d'énergie primaire. L'exploitation insuffisante du potentiel d'énergies renouvelables dessine, dans ce scénario de base, un **futur énergétique de la Méditerranée qui demeure quasi essentiellement fondé sur les énergies fossiles**.
- Cette prédominance des énergies fossiles génère des impacts significatifs. Pour les PNM, les émissions de CO₂ de la consommation d'énergie devraient atteindre 1741 Mt d'ici 2025, avec un taux de croissance de 1,1 % par an. En 2025, afin de maintenir le niveau d'émissions de CO₂, dans les PNM, équivalent à 2007 (1370 Mt CO₂), la quantité à sauvegarder serait de 370 Mt CO₂, soit l'équivalent des émissions CO₂ de l'Espagne en 2007. L'ac-

croissement additionnel serait plus important dans les PSEM ; les émissions de CO₂ de la consommation d'énergie dans les PSEM devraient doubler en 2025 (1550 Mt CO₂), avec un taux de croissance de 4,1 % par an.

Pour les PNM, les émissions de CO₂ par habitant (de 6100 kg en 1990 et 6800 kg en 2007) devraient passer à 8440 kg d'ici 2025. Pour les PSEM, les émissions de CO₂ de la consommation d'énergie sont passées de 2020 kg en 1990 à 2895 kg en 2007. Elles devraient atteindre 4760 kg d'ici 2025.

 Figure 40 Emissions de CO₂ (1971-2025)


Sources : AIE (1971-2007), OME, Plan Bleu

Néanmoins, cette situation n'est pas une fatalité et il existe plusieurs options qui permettent de réduire les différentes contraintes; les plus importantes consistent en l'exploitation du potentiel élevé d'efficacité énergétique et la promotion de technologies propres et efficaces ainsi que la promotion de sources d'énergies renouvelables. Le renforcement des interconnexions électriques et l'achèvement prochain de la fermeture de la boucle méditerranéenne permettraient une plus grande croissance des échanges électriques et aideraient à l'exploitation du potentiel des ressources renouvelables dans les PSEM.

Ce sont ces mesures qui ont été traduites et chiffrées dans le **scénario alternatif développé dans la troisième partie de ce rapport**.

Le Scénario alternatif : de l'énergie fossile à l'énergie verte

La région de la Méditerranée dans son ensemble est confrontée, pour les décennies à venir, à d'importants défis énergétiques et climatiques. La demande d'énergie augmentera de façon significative, tandis que les prix des combustibles fossiles suivront probablement une tendance à la hausse. Pour relever ces défis, on considère dans ce scénario, que les pays méditerranéens intensifient leurs efforts pour élaborer des politiques publiques adéquates dans les domaines de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie, des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, avec pour objectif général de découpler la croissance économique de la demande d'énergie.

Le fait que les pays de la rive Nord (pays de l'UE) se soient déjà fixé des objectifs ambitieux pour eux-mêmes après l'approbation du paquet énergie-climat de l'UE, constitue une force motrice en matière de politique internationale de protection du climat pour les PSEM.

Les hypothèses

Les hypothèses retenues pour la construction de ce scénario alternatif de développement durable ont été établies « à dire d'expert », après l'organisation d'un atelier régional. Elles sont basées sur des croissances économiques plus soutenues, supérieures à celles retenues dans le scénario tendanciel, d'1 point pour les PSEM et d'environ +0,3 dans les pays du Nord. En ce qui concerne les PSEM, la croissance moyenne est de 5 % par an contre 4 % dans le scénario tendanciel, alors que celle des pays du Nord, elle est de 2,1 % dans le scénario alternatif contre 1,8 % dans le tendanciel.

Le prix moyen du baril de pétrole retenu est celui de l'hypothèse haute du scénario de référence de l'EIA, soit environ \$150, contre 100 \$ dans le scénario tendanciel.

D'autres éléments sont intégrés à la construction du scénario alternatif.

Les progrès des politiques nationales

- Le développement des énergies renouvelables. L'hypothèse retenue pour le scénario alternatif est

celle d'un développement plus rapide des énergies renouvelables visant à atteindre 10 % du bilan primaire et 40 % de la production électrique au lieu de 6 % du bilan et 19 % de la production électrique dans le cas du scénario tendanciel. Cette hypothèse n'est pas irréalisable car certains pays du Sud méditerranéen ont adopté des mesures ambitieuses qui portent déjà leurs fruits. En Tunisie, cela s'est concrétisé par la baisse de l'intensité énergétique de 2,8 % par an, par une pénétration des énergies renouvelables passée de 0,5 % en 2005 à 1 % en 2007, par des économies d'énergie d'environ 800 ktep et par une réduction des émissions estimées à 2,4 MteCO₂. De nouvelles mesures ont été prises pour porter à 3 % par an la diminution de l'intensité énergétique et à 4 % la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique à l'horizon 2011.

De plus, le potentiel est considérable : le rayonnement solaire est estimé entre 1300 kWh/m²/an sur la côte et 3200 dans le désert saharien. La durée de l'ensoleillement se situe entre 2650 et 3400 h / an. Quant à l'énergie éolienne, de nombreux sites disposent d'un potentiel où la vitesse moyenne du vent dépasse largement les 7 m/s (allant à 11 m/s pour certains sites) et sont susceptibles d'être ex-

Tableau 29. Croissances démographique et économique en Méditerranée

	Population (% par an)		Croissance économique (% par an)		
	1971-2006	2006-2025	1971-2006	2006-2025 (Sc. Tendanciel)	2006-2025 (Sc. Alternatif)
PNM	0,4%	0,2%	2,5%	1,8%	2,1%
SE Med	2,3%	1,1%	4,2%	4,4%	5,4%
SO Med	2,2%	1,2%	4,5%	3,2%	4,2%
PSEM	2,2%	1,2%	4,3%	4,0%	5,0%
TOTAL	1,3%	0,8%	2,8%	2,2%	2,7%

Sources : WDI, OME estimates & questionnaires, Plan Bleu

exploités à grande échelle. L'Égypte jouit ainsi d'une des vitesses moyennes de vent les plus élevées au monde à 11 m/s, ce qui permet d'y exploiter une ferme éolienne 3900 h/an, contre 1900 en Espagne et en Grèce. Certains pays pourraient installer des capacités plus importantes de sources renouvelables, comme l'Égypte 7000 MW, le Maroc 1700 MW (potentiel pouvant aller à 6000 MW), la Turquie 1500 MW (sur 20000 MW), l'Algérie 855 MW, la Syrie 500 MW, la Libye 339 MW, la Tunisie 280 MW (sur 1800 MW), Israël 200 MW et la Palestine 110 MW.

- La réduction des gaspillages et des pollutions : l'extraction et l'exploitation des gisements découverts donnent lieu à des gaspillages et à des émissions atmosphériques considérables, notamment le « torchage » du gaz associé au pétrole, atteignant plus de 147 milliards de m³ en 2007 au niveau mondial (5 % de la production) par les pays producteurs. Des efforts ont été faits par certains pays notamment l'Algérie. Alors que les volumes de gaz associés ont pratiquement triplé ces 30 dernières années, le ratio gaz associé brûlé sur gaz produit est passé de 80 % en 1970 à 13 % en 2002 et à moins de 7 % en 2007. L'élimination complète du brûlage est prévue pour 2012, selon Sonatrach, d'importants progrès pourraient encore être réalisés par l'Égypte et la Libye qui bénéficieront du soutien de l'initiative gérée par le programme GGFR (Global Gas Flaring Reduction) de la Banque mondiale.
- L'amélioration des réseaux de distribution et de transport d'électricité (HT, MT et BT) par la réduction des pertes d'exploitation et la continuité de service. L'acheminement de l'électricité, à plus de 71 millions de clients dans l'ensemble des PSEM via les lignes électriques de transport et de distribution entraîne des pertes sur ces réseaux. Ces pertes de transport et de distribution ont connu une légère amélioration, passant globalement de 16 % en 2000 à 13 % en 2007 des quantités d'électricité brutes disponibles. Le scénario alternatif suppose une réduction des pertes et une amélioration des réseaux de transport et de distribution pour atteindre des niveaux en dessous de 10 % (environ 8 % pour les PNM actuellement).
- Il en va de même pour l'amélioration de la productivité dans la génération d'électricité. La consommation spécifique dans la génération électrique et les quantités de combustibles brûlés ne cessent d'augmenter du fait du faible rendement des centrales thermiques des PSEM, qui est d'environ de 34 %. À titre de comparaison, les rendements des nouveaux cycles combinés à gaz, installés déjà dans quelques PSEM, atteignent 50 % de rendement.

Le développement rapide de la coopération régionale

Ce scénario intègre les initiatives lancées par l'UpM qu'il s'agisse de la convergence des politiques énergétiques nationales des PSEM ou de la mise en place d'un grand plan énergétique (Plan Solaire Méditerranéen) avec comme principal objectif, le développement d'un avenir énergétique durable dans la région méditerranéenne.

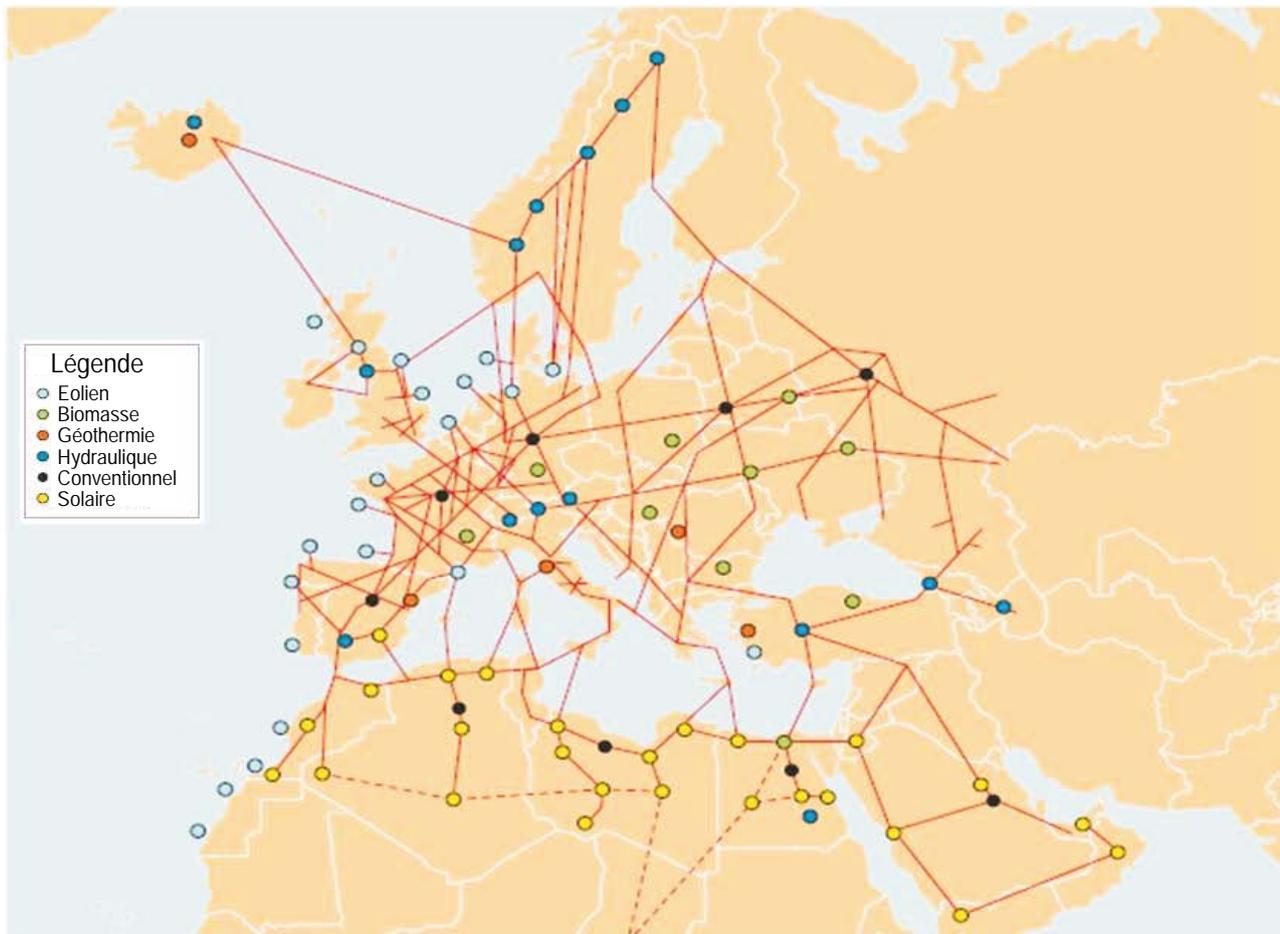
Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) fait partie des projets régionaux retenus dans le partenariat entre les pays riverains de la Méditerranée et l'Union européenne. Les objectifs premiers du PSM sont la construction d'ici 2020, de 20000 MW de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, 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. Une telle réalisation permettrait de valoriser le potentiel en énergies renouvelables des PSEM en s'appuyant sur des technologies performantes et propres.

Le Plan Solaire vise une orientation des investissements permettant d'abord de réduire les consommations, ensuite de consommer au plus proche des lieux de production afin renforcer de façon « propre » les systèmes énergétiques des PSEM.

La directive européenne 2009/28 relative aux énergies renouvelables, approuvée par le Parlement européen le 17 décembre 2008⁵, prévoit la prise en compte de projets conjoints entre États membres et pays tiers au titre des objectifs établis par chaque État membre. Cette directive permet aux États membres d'associer leurs régimes d'aides nationaux à ceux d'autres États de la Communauté, mais aussi l'importation « physique » d'électricité verte en provenance de pays tiers, comptabilisable dans l'objectif national du paquet énergie. Son article 9 (voir extrait du texte en annexe) permet la prise en compte d'électricité produite dans le cadre du PSM par les pays de la rive Sud, et exportée vers les pays de la rive Nord. Toutefois, les importations « virtuelles » (investissements dans les énergies renouvelables dans des pays tiers) ne peuvent être comptabilisées au titre des objectifs fixés par la directive. Le transfert statistique (l'échange de crédits renouvelables entre pays excédentaires et déficitaires) se limite aux États membres. Dans le cadre de notre scénario alternatif, on suppose que toutes ces

⁵ Résolution législative du Parlement européen du 17 décembre 2008 sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (COM(2008)0019 – C6-0046/2008 – 2008/0016(COD))

Figure 41 Vision d'un grand réseau électrique UE-MENA, via des câbles CCHT



Sources : TREC , Concept Desertec EU-MENA (www.desertec.org)

questions devraient évoluer pour permettre que l'exportation de cette électricité verte d'un PSEM vers un pays de l'Europe puisse se réaliser aussi de manière virtuelle. Il n'est pas nécessaire d'acheminer le kWh vert d'un pays exportateur vers un pays importateur.

Selon une étude sur le PSM et les conditions de son succès, publiée en mai 2009, par l'Inspection Générale des Finances (IGF) et le Conseil Général de l'industrie, de l'Energie et des Technologies, la réalisation du PSM nécessitera des financements significatifs, entre 38 à 46 Mds €. D'autres experts chargés d'une étude par la Commission européenne estiment le coût à 80 Mds€.

Les évolutions technologiques

Le transport d'électricité sur de très grandes distances est très couteux en investissement et en pertes en ligne. Mais les technologies de transport à courant continu ont aussi beaucoup évolué. Il est aujourd'hui possible de transporter de grandes quantités d'électricité sur des distances longues à travers des lignes d'interconnexion

en courant continu CCHT (HVDC, High Voltage Direct Current). Des améliorations de cette technologie sont prévues à moyen terme, en termes de coût et de performance. La technologie CA est adaptée pour les lignes d'interconnexion de moins de 50 km. Les câbles CCHT deviennent moins chers et plus performants pour les distances au-delà de 60 km.

En ce qui concerne le pourtour méditerranéen, il existe de nombreux projets pour lesquels les câbles à courant continu et les stations dos à dos auraient un rôle à jouer. Les stations dos à dos seront probablement la solution à préconiser pour lever les problèmes techniques que posent actuellement la mise en service de l'interconnexion Libye-Tunisie (construction achevée depuis 2003 mais dont la mise en service attend le feu vert de l'Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité -UCTE⁶).

6 L'UCTE vise en premier lieu le développement de la coordination technique entre les opérateurs de transport d'électricité, en particulier dans le but de favoriser une exploitation sûre des réseaux européens interconnectés, principalement par l'adoption de règles communes concernant la conduite en

La technologie CCHT est de plus en plus importante pour la stabilisation des grands réseaux d'électricité, surtout si on incorpore de plus en plus de ressources fluctuantes (comme l'éolien). L'option CCHT sur de longues distances contribue considérablement à augmenter les effets compensatoires entre sources d'énergie locales et lointaines.

La Commission européenne a annoncé la mise à jour de l'étude MedRing. A court terme, il s'agit de réaliser une continuité électrique permanente entre les différents systèmes aujourd'hui indépendants autour de la Méditerranée. A moyen long terme il serait nécessaire de faire aboutir la construction de projets de lignes d'exportation de l'électricité verte avec des lignes CCHT (horizon 2020/2025).

Les résultats comparés des deux scénarios (tendanciel et alternatif)

Dans le tableau 30 sont comparés les résultats principaux, par pays, des deux scénarios tendanciel et alternatif, à savoir ceux relatifs à la demande d'éner-

gie, à celle d'électricité et aux niveaux des émissions de CO₂. Ces résultats sont analysés dans le rapport, d'une façon plus détaillée, en faisant ressortir tous les enjeux et les bénéfices liés à ce scénario durable.

La consommation d'énergie est réduite de 20 % pour l'ensemble de la Méditerranée à l'horizon 2025 alors que celle de l'électricité le serait de 23 %. Les réductions varient selon les pays de -1 % à -28 %, et celles de l'électricité de -1 % à -45 % alors que les émissions de CO₂ sont réduites de 25 %. Plus de la moitié des réductions que ce soit en énergie ou en émissions CO₂ se passent dans les PSEM ; la part des PSEM est encore plus importante (près du 2/3) quand il s'agit de la réduction dans la consommation d'électricité.

En valeurs absolues, les réductions totales sont de 287 Mtep de la consommation d'énergie pour l'ensemble Méditerranée (dont 149 Mtep pour les PSEM) ; une réduction totale de 690 TWh de la consommation d'électricité pour l'ensemble Méditerranée (dont 432 TWh pour les PSEM) ; et une réduction totale de 808 Mt CO₂ pour l'ensemble Méditerranée (dont 418 Mt CO₂ pour les PSEM).

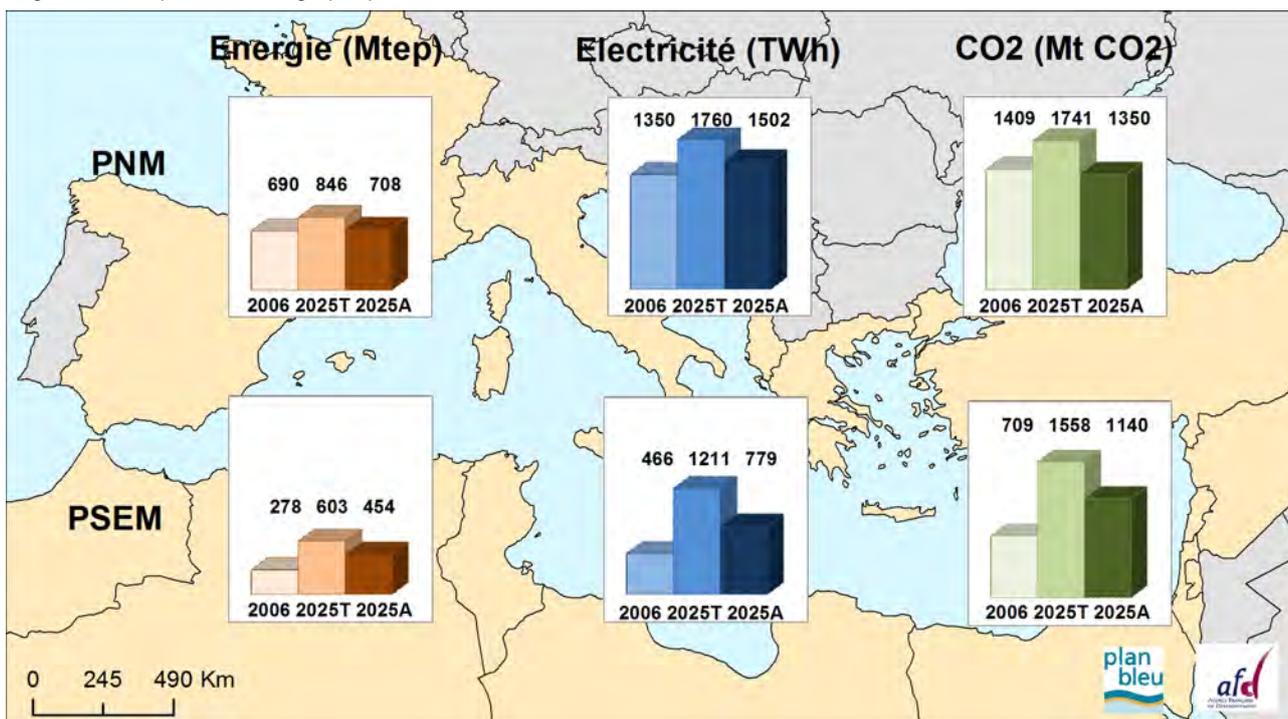
Tableau 30 Synthèse des principaux résultats par pays

	ENERGIE 2025 (Mtep)			Emissions CO ₂ 2025 (Mt CO ₂)			ELECTRICITE 2025 (TWh)		
	2007	Tendanciel	Alternatif	2007	Tendanciel	Alternatif	2007	Tendanciel	Alternatif
Espagne	144	188	154	329	405	341	300	399	352
France	264	314	280	400	489	389	564	687	649
Italie	178	242	183	463	576	393	308	452	322
Grèce	32	45	40	99	125	104	63	106	78
Malte	1	2	1	3	4	4	2	5	3
Chypre	2	4	4	10	10	10	5	6	5
Slovénie	7	7	7	14	14	14	15	16	15
Croatie	9	15	12	20	35	27	12	26	16
Bosnie H.	6	7	4	15	19	10	12	15	14
Serbie & M.	16	20	20	51	58	54	37	41	40
Albanie	2	3	3	5	6	5	3	8	8
Turquie	100	261	189	246	715	506	192	537	363
Syrie	20	39	30	47	97	73	39	70	50
Liban	4	11	9	15	27	21	10	19	12
Israël	22	34	26	63	100	73	54	92	52
Aut. Pal.	1	2	2	2	6	5	0,2	8	7
Egypte	67	118	91	151	278	209	125	248	153
Libye	18	31	23	48	75	55	26	50	27
Tunisie	9	18	15	20	45	32	15	43	26
Algérie	37	67	52	82	159	122	37	96	53
Maroc	14	28	17	35	57	43	23	55	36
PNM	662	846	708	1409	1741	1350	1321	1760	1502
PSEM	292	603	454	709	1558	1140	519	1211	779
Med.	953	1449	1162	2118	3299	2490	1840	2971	2281

Source : Plan Bleu

temps réel des systèmes électriques, les règles et dispositifs de protection...L'UCTE travaille actuellement à élargir son réseau à des pays proches dans le but de favoriser leur interconnexion, comme ceux avec les pays méditerranéens.

Figure 42 Représentation graphique des résultats des scénarios Tendanciel (T) et Alternatif (A)



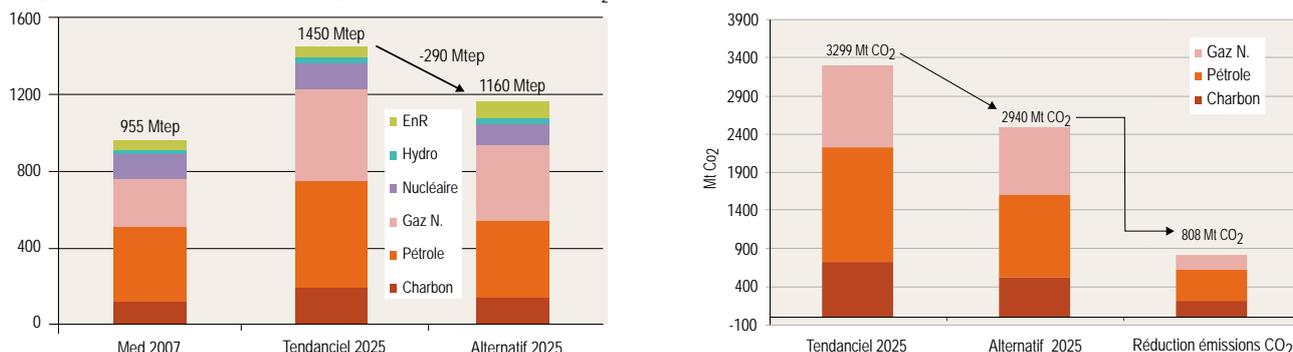
Sources : Plan Bleu, AFD

En effet, à l’horizon 2025, la demande d’énergie primaire serait abaissée à près de 1160 Mtep dans le scénario alternatif contre 1450 Mtep dans le scénario tendanciel. La demande d’électricité ne serait que de 2281 TWh dans le scénario alternatif par rapport à 2970 TWh dans le scénario tendanciel.

Le détail de ces réductions montre que, toutes les sources fossiles seraient touchées par des baisses dans leurs secteurs de consommation respectifs, particulièrement le charbon, le pétrole et le gaz naturel dans le secteur de la production d’électricité, mais aussi le pétrole dans tous ses usages (résidentiel, transports et industries) et le gaz naturel dans le secteur industriel et résidentiel.

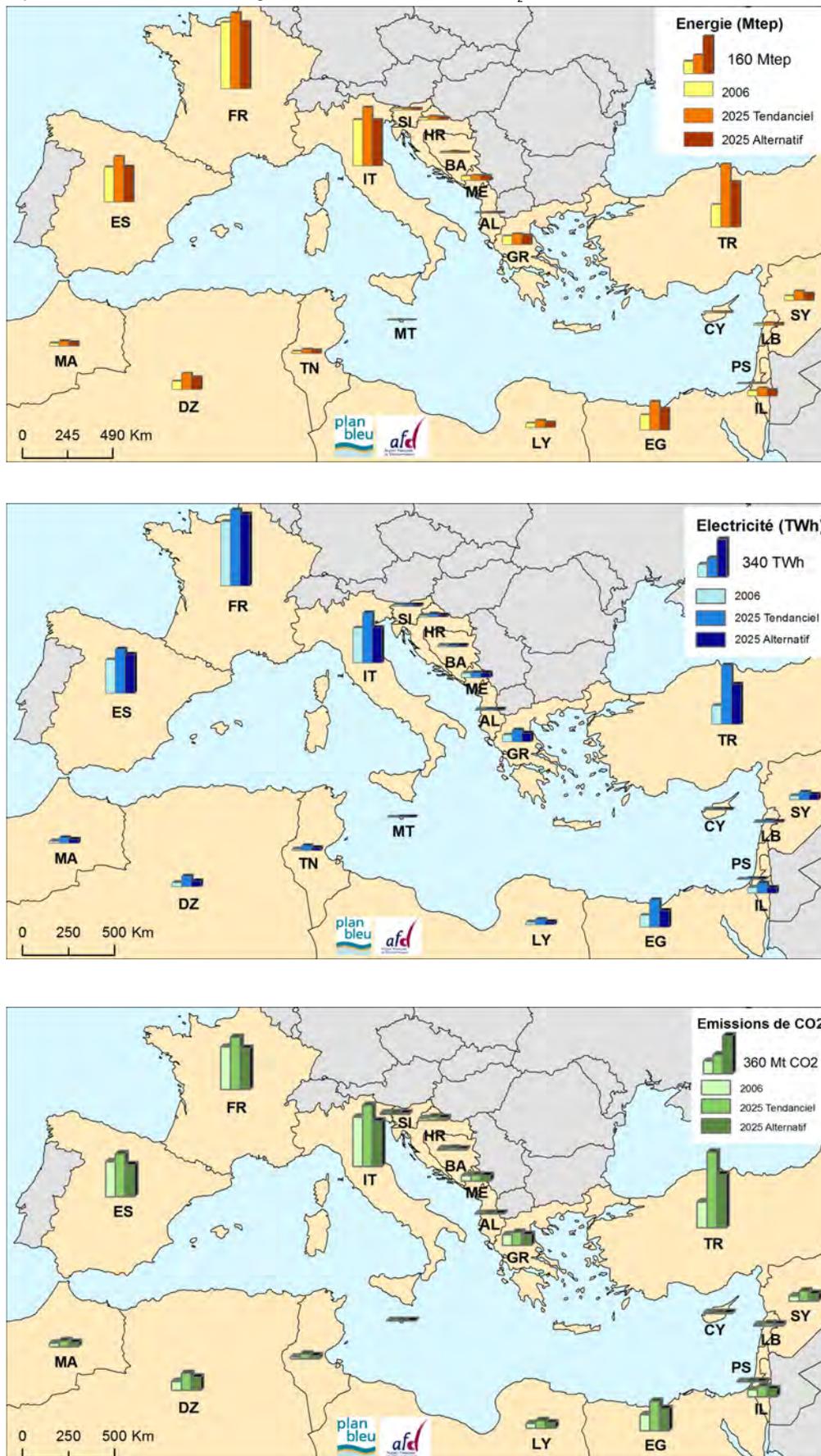
Dans le scénario alternatif, la part du pétrole serait de 35 % (au lieu de 38 % scénario de base) qui, appliquée à une demande totale réduite, conduirait à une stabilisation de la demande en pétrole en 2025 par rapport à son niveau de 2007, alors que le scénario de base prévoit une augmentation de 43 % de la demande en pétrole entre 2007 et 2025 (+167 Mtep). En outre, il permet une économie plus de 100 milliards de m³ sur la demande de gaz naturel par rapport au scénario de base, soit plus du tiers de la demande actuelle, limitant d’autant les importations en hydrocarbures, leur transport et les risques environnementaux associés. Quant au charbon, une économie de près de 54 Mtep serait réalisée, même si sa part restera inchangée environ 12 %.

Figure 43 La demande d’énergie et les émissions de CO₂ dans les deux scénarios



Sources : Plan Bleu, OME

Figure 44 Comparaison des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO₂) des 2 scénarios



Sources : Plan Bleu, AFD

Tableau 31 Consommation d'énergie primaire par source dans les deux scénarios (en Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Hydro	ENR	Total	%Charbon	%Gaz	%Pétrole	%ER+Hydro
Med 2007	119	391	251	130	18	47	955	12%	26%	41%	6,8%
Tendanciel 2025	190	558	474	140	30	55	1449	13%	33%	39%	6%
Alternatif 2025	135	404	392	115	30	83	1162	12%	34%	36%	10%
Economies réalisables	54	154	82	25	0	-27	287				

Sources : Plan Bleu, OME

Tableau 32 Production d'électricité par source dans les deux scénarios (en TWh)

	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Hydro	ENR	Total	%Gaz	%Pétrole	%ER+Hydro
Med 2007	337	170	571	501	204	64	1847	31%	9%	15%
Tendanciel 2025	469	109	1258	573	345	217	2971	42%	4%	19%
Alternatif 2025	221	38	669	468	345	541	2281	29%	2%	39%
Economies réalisables	248	72	589	105	0	-324	690			

Sources : Plan Bleu, OME

Dans les PSEM, le scénario alternatif suppose le déploiement de l'ensemble des capacités de production d'électricité à base de renouvelables (non inclus l'hydroélectricité) de l'ordre de 35000 MW pour une production de 100 TWh (hors hydroélectricité).

L'économie totale d'énergie réalisable par ce scénario alternatif pourrait, dans l'ensemble du bassin méditerranéen, atteindre près de 290 Mtep/an en 2025, équivalant environ aux 2/3 de l'accroissement prévisible des demandes entre 2007 et 2025. Environ 52 % de ce gisement concerne les PSEM et 48 %, les PNM. La figure suivante compare la structure d'approvisionnement énergétique des deux scénarios en 2025.

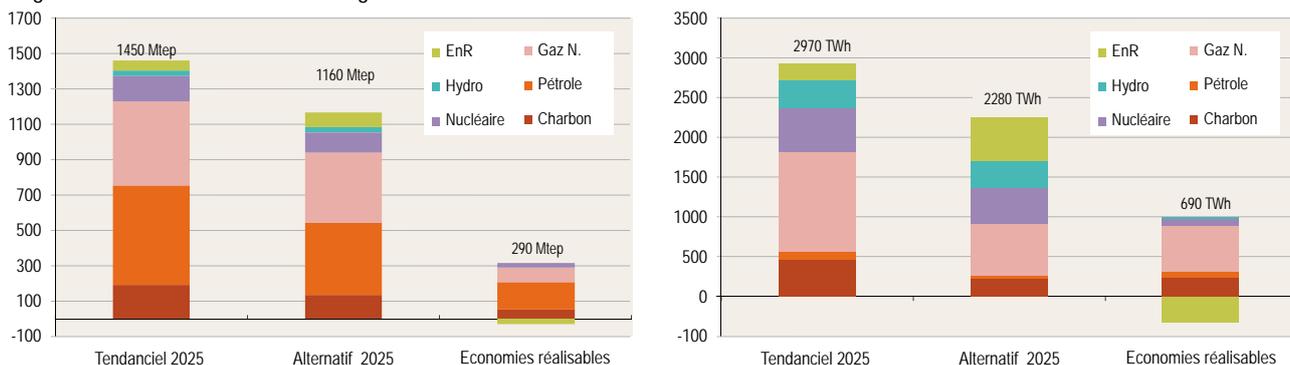
Ce scénario ferait baisser de 10 points l'indice de dépendance moyen des pays méditerranéens par rapport au scénario de base en 2025. Globalement, pour l'ensemble du bassin, il passerait de 59 % à 64 % entre 2006 et 2025, alors qu'il atteindrait moins 55 % dans le scénario alternatif en 2025.

Il permettrait également de réaliser de très substantielles économies financières. En supposant l'exploitation linéaire du gisement d'économies sur les 20 ans

à venir, la quantité cumulée d'économies en énergie primaire serait d'environ 3600 Mtep sur l'ensemble des pays méditerranéens, soit l'équivalent de plus de 850 milliards de dollars (au prix moyen de 280 \$/tep, correspondant au prix de 40\$ le baril de pétrole). A titre de comparaison, le coût du projet du Plan Solaire Méditerranéen, qui vise le déploiement de 20000 MW d'énergie renouvelables, est estimé entre 38 à 46 Mds€. Certes, cette valeur est très approximative et il faut lui soustraire les coûts de mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande en énergie mais ceux-ci sont, généralement, bien moindres. Il reste qu'en baissant le coût des services énergétiques, ce scénario révèle un potentiel de croissance économique important.

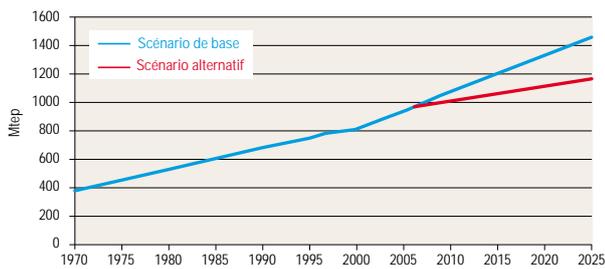
Dans le cas de ce scénario alternatif avec une politique énergétique plus volontariste, une promotion de technologies efficaces, des mesures d'économies d'énergie et une plus grande pénétration des énergies renouvelables, l'intensité énergétique pourrait diminuer pour la région méditerranéenne à -1,8 % en moyenne par an (correspondant à -1,9 % pour les PNM et 2,5 % pour les PSEM).

Figure 45 Les économies d'énergie et d'électricité



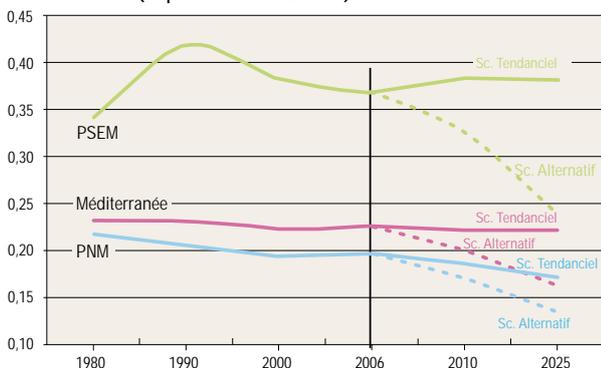
Sources : Plan Bleu, OME

Figure 46 Consommation d'énergie selon les deux scénarios



Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Figure 47 Intensité Energétique en Méditerranée (tep/1000 PIB \$2000)



Sources : AIE, OME, Plan Bleu

Les bénéfices du scénario alternatif

- L'impact en termes d'emplois est difficile à évaluer. Le Plan Bleu va lancer en 2010 une étude sur "Energie, développement durable en Méditerranée et impact sur l'emploi", similaire à celle déjà réalisée sur les pays de l'UE à l'horizon 2030⁷. Toutefois, quelques pays des PSEM, comme la Tunisie ou le Maroc, ont tenté d'estimer les retombées en termes d'emplois d'un passage à des objectifs plus ambitieux d'énergies renouvelables dans leur bilan énergétique national.
- Les impacts environnementaux d'un tel scénario seraient considérablement atténués. Les émissions GES en 2025 seraient réduites de 25 % par rapport au scénario de base, tant au nord (-22 %) qu'au sud (-27 %), soit 808 Mt d'émissions de CO₂ évitées en 2025, correspondant à 38 % des émissions actuelles. La contribution des pays méditerranéens aux émissions mondiales de CO₂ en 2025 serait de moins de 7 % (au lieu de 9 % selon le scénario de base) et permettrait aux 4 pays UE-Med de se

⁷ 'Impact sur l'emploi du changement climatique et des mesures de réduction des émissions de CO₂ dans l'UE à l'horizon 2030', une approche prospective des impacts sur l'emploi saisi d'un point de vue sectoriel et territorial.

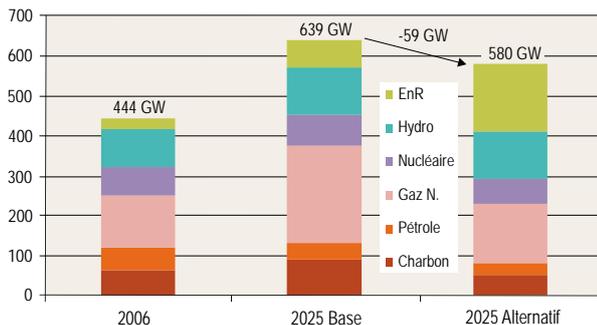
rapprocher de leurs engagements dans le protocole de Kyoto. Cela contribuerait également à une amélioration de la qualité de l'air dans les villes.

- De nombreuses infrastructures d'approvisionnements énergétiques pourraient être évitées (ou différées) et leurs impacts et risques environnementaux associés, réduits d'autant. Ainsi, dans ce scénario optimiste mais pas utopique, il est calculé que l'on pourrait éviter, d'ici 2025 :

1. **la construction de 117 centrales électriques thermiques d'une capacité unitaire de 500 MW, soit près de 59 GW au total**, différence due à la baisse de la demande d'électricité engendrée par des mesures d'efficacité énergétique. Une autre partie de centrales thermiques qui ne seraient pas construites pourrait être remplacée par la construction de plusieurs centrales renouvelables supplémentaires (éolienne, PV et biomasse) d'une capacité de 102 GW, celles-ci viendraient en plus de la capacité installée en énergies renouvelables, estimée dans le scénario tendanciel. La capacité totale installée d'EnR atteindrait 170 GW (hors hydro) et représenterait 29 % de la capacité globale (contre 6 % en 2006 et 11 % en 2025 scénario de base). La production d'électricité correspondante serait, à plus de 36 %, produite à partir des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et biomasse) contre 19 % dans le scénario de base. Dans ce scénario où on suppose des politiques énergétiques à forte pénétration des sources renouvelables dans la génération électrique, **la part des PSEM atteindrait 35 GW contre 14 GW dans le scénario de base, correspondant à plus de 13,4 % de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et biomasse) contre 3,4 % dans le scénario de base**. La part des PNM atteindrait 135 GW contre 54 GW dans le scénario de base, correspondant à plus de 30 % de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et biomasse) contre 10 % dans le scénario de base.
2. **l'évitement d'encombrement** de la circulation/navigation en Méditerranée, avec tout ce que cela comporte comme risques d'accidents et de pollution marine, par une réduction appréciable du nombre navires (tankers, méthaniers et charbonniers) en rotation ou en transit en Méditerranée (voir partie dans le second rapport consacré au transport maritime).
3. **l'économie de la réalisation de plusieurs oléoducs et/ou de tankers** d'une capacité totale

de 154 Mt/an, de gazoducs et/ou de méthaniers d'une capacité globale d'environ une centaine de milliards de m³/an, et également de navires charbonniers équivalant à plus de 54 Mt de charbon d'importations évitées. Ceci contribuerait à ne pas accentuer l'état des niveaux d'émissions de CO₂ et de pollution en Méditerranée.

Figure 48 Capacité installée pour la production d'électricité dans les deux scénarios (GW)



Sources : OME, Plan Bleu

Ces ordres de grandeurs n'ont évidemment aucune valeur prédictive. Ils illustrent simplement de manière quantitative les bénéfices potentiels de stratégies alternatives susceptibles de réduire la vulnérabilité des pays aux risques géopolitiques, socio-économiques et environnementaux.

Seules les énergies renouvelables minimisent les risques d'accroissement de la dépendance énergétique et l'impact sur le réchauffement climatique sans présenter de risques technologiques nouveaux. En Méditerranée, leur potentiel est énorme et sous-exploité alors qu'il pourrait considérablement (et à moindre coût dans de nombreux cas) améliorer les conditions de vie de millions de personnes, particulièrement en zone rurale. Pour certains pays (Maroc, Tunisie), les sources renouvelables sont déjà au service de l'électrification.

Compte tenu de la forte inertie des systèmes énergétiques et de l'irréversibilité de certaines infrastructures, les choix d'aujourd'hui sont décisifs. Pour faire face à ce défi et accélérer la transition énergétique vers des modes d'approvisionnements plus durables, les marges de manœuvre existent et sont déjà explorées par certains des pays méditerranéens. Les pays les plus avancés dans cette transition investissent dans l'avenir et seront à moyen terme gagnants au triple point de vue économique, social et environnemental, tout en bénéficiant d'une avance technologique.

Conclusions et enseignements

Les éléments chiffrés fournis tant par le scénario tendanciel que par le scénario alternatif suffisent à donner la mesure des enjeux et des efforts à accomplir, pour ouvrir la voie d'un avenir énergétique plus durable en Méditerranée. Selon le scénario alternatif, les gisements d'économies sont significatifs : plus de la moitié des demandes supplémentaires d'énergie et des émissions de CO₂ escomptées entre 2007 et 2025 dans le scénario de base pourraient être évitées.

Pourtant, en dépit de certains progrès et de la fixation d'objectifs ambitieux par de nombreux pays PSEM, qui prennent exemple sur les mesures retenues dans le "Paquet Climat-Energie¹" de l'UE en 2007, le bénéfice des stratégies énergétiques durables n'est pas encore bien perçu. Les actions ne sont pas à la hauteur des enjeux et se heurtent à des obstacles d'ordre plus institutionnel et culturel que technique.

La transition vers une part plus grande d'énergies renouvelables, vers une meilleure efficacité énergétique pourrait être accélérée par des politiques publiques plus actives, plus fortes favorisant une combinaison délicate entre maîtrise de la demande et approvisionnement énergétique diversifié, moins polluant et moins cher. De telles stratégies requièrent de la persévérance et de la volonté mais aussi une capitalisation des savoirs. Au-delà des politiques nationales, la coopération méditerranéenne est ainsi appelée à jouer un rôle majeur.

A défaut de recommandations, il est possible de passer en revue les principes et les éléments techniques, institutionnels, nationaux et régionaux susceptibles de favoriser l'efficacité des politiques publiques énergétiques.

A l'échelle régionale

Tous les pays méditerranéens ne sont pas au même niveau de prise de conscience et d'action. Sans une complémentarité bien comprise entre les pays les plus avancés et les moins avancés, l'écart technologique et institutionnel pourrait se creuser aussi dans le domaine énergétique et les efforts se disperser.

¹ Le Paquet Energie Climat a pour objectif de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020, d'augmenter de 20% l'efficacité énergétique et de porter à 20% la part des énergies renouvelables. Il vise aussi le développement de l'utilisation des biocarburants dont la part devrait atteindre 10%. Le paquet propose aussi la création d'un cadre légal pour les technologies de capture et de stockage du carbone. Particulièrement, des plans devront être définis en fonction de trois secteurs énergivores : électricité, chauffage et climatisation, et transports. La réduction des émissions sera portée à 30% à l'horizon 2020 si un nouvel accord mondial est conclu sur le changement climatique à Copenhague en Décembre 2009.

Cette complémentarité passe d'abord par le renforcement des interconnexions électriques et l'achèvement de la fermeture de la boucle méditerranéenne, favorisant ainsi une plus grande croissance des échanges électriques et l'exploitation du potentiel des ressources renouvelables dans les PSEM, à travers le déploiement du projet du Plan Solaire Méditerranéen par exemple.

Le développement des échanges énergétiques dans la région ainsi que le développement socio-économique des PSEM vont rendre nécessaire et possible la mise en œuvre de nombreux projets d'infrastructures énergétiques. Si l'on ne peut jeter les bases d'une "gouvernance régionale", il est toutefois possible de dégager un certain nombre de principes stratégiques qui pourraient être adoptés collectivement par les pays méditerranéens :

- améliorer la coordination entre les différents programmes et initiatives, comme le Programme pour les énergies renouvelables (MEDREP), la plate-forme de Rome sur l'Energie Méditerranéenne (REMEP), la politique énergétique euro-méditerranéenne. L'Union pour la Méditerranée (UpM), avec ses projets du Plan Solaire Méditerranéen associé aux 4 Plans d'Actions Immédiats, pourrait constituer la plateforme d'une coopération dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique offrant ainsi de réelles possibilités de synergies à bénéfices réciproques sur des voies de développement plus durable pour la région.
- Cette plateforme pourrait être chargée d'élaborer et de faire adopter un schéma directeur à long terme des autoroutes énergétiques à travers la Méditerranée. Ce plan directeur comporterait toutes les voies actuelles de transport d'énergie ainsi que les axes futurs envisagés après avoir effectué un choix entre les diverses options et en prenant en compte les objectifs de développement durable. Ce plan devrait être concerté puis accepté sur un plan régional et s'imposer à tous les partenaires de la région. Les financements des projets et les moyens technologiques seraient attribués en fonction de ce plan.
- En règle générale, les contrats de vente/achat de gaz ne prennent pas en compte les objectifs de développement durable, en dehors des obligations légales. Les compagnies ne sont tenues que par les conditions techniques de faisabilité des projets et par les clauses économiques et commerciales. Aucun des partenaires n'est naturellement disposé

à prendre à sa charge des surcoûts, même pour préserver l'environnement. Cette plateforme de coopération régionale pourrait avoir pour objectif de veiller à une meilleure intégration des enjeux environnementaux et sociaux dans les contrats commerciaux sur des bases susceptibles d'éviter toute distorsion de concurrence.

- Trois principes de prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux peuvent être posés :
 - En ce qui concerne l'électricité, l'option la plus raisonnable est de consommer l'électricité à proximité de son lieu de production de façon à minimiser le transport, l'empreinte environnementale associée aux infrastructures et les pertes en ligne. Comme cela n'est pas toujours possible, il existe un équilibre à trouver entre la part « centralisée » du système énergétique et la part « décentralisée »,
 - il faut choisir la solution du transport de l'énergie fossile la moins émettrice de CO₂ ; à cette fin, il convient systématiquement d'établir un bilan énergétique et un bilan carbone ainsi qu'un bilan économique et financier des infrastructures,
 - il convient d'adopter la démarche suivante en matière de projets d'infrastructures : (1) Saturer les installations et infrastructures existantes, (2) ensuite procéder à leur extension, (3) enfin envisager de nouveaux sites et tracés,
- Dernier élément de portée régionale : améliorer la coopération méditerranéenne dans la mise en œuvre de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique et des mécanismes de flexibilité post- Kyoto et orienter vers la région les investissements visant la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

les ONG et les médias par exemple. Encourager les mécanismes économiques, tels que les certificats d'énergies renouvelables,

- Mettre en vigueur des dispositifs de contrôle appropriés faisant obligation aux propriétaires et/ou exploitants des infrastructures de publier de manière périodique des bilans détaillés et des rapports précis et transparents sur leurs performances techniques et commerciales et sur la prise en compte des impacts environnementaux.
- Développer des actions de formation, comme c'est le cas de certains PSEM, avec la création récente de l'IMER (institut Méditerranée des Energies Renouvelables) en Tunisie et le projet de création d'une école sur les EnR en Algérie.
- « Donner l'exemple » en améliorant l'intégration des EnR et du renforcement de l'EE dans les administrations, les établissements publics et les collectivités locales :
 - généralisation des lampes à basse consommation (LBC).
 - généralisation des systèmes solaires de production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau solaires) dans les établissements hospitaliers, internats, cités universitaires, établissements scolaires, centres sociaux et centres pénitenciers.
 - intégration de l'EE dans les standards de construction, et des EnR dans les secteurs résidentiel, industriel et agricole : production d'électricité par EnR, pompage par les petits aérogénérateurs...

A l'échelle nationale

Pour lever les barrières et les obstacles au développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, un ensemble d'actions et de mesures pourraient être intégré dans les politiques nationales.

- Fixer dans les stratégies nationales et locales des objectifs chiffrés, plus ambitieux, d'URE et d'EnR ; réduire de 2 à 3 % par an l'intensité énergétique par unité de PIB et viser au moins 10 % de la demande totale en énergie en provenance des EnR.
- Inciter les acteurs économiques, les autorités locales et les consommateurs à adopter des comportements durables en matière d'économie d'énergie grâce à une politique des prix, à des subventions ciblées, à des incitations fiscales et à des campagnes de sensibilisation du public soutenues par

Encadré méthodologique

La couverture géographique porte sur 22 pays méditerranéens.

Les sources de données sont issues de l'Agence Internationale de l'Énergie (publications AIE, pour les pays OCDE en Juillet 2009 et pour les pays non-OCDE en Septembre 2009) ainsi que des statistiques récentes issues du projet Medstat (pour les années 2003 à 2007) auquel le Plan Bleu a participé.

L'examen rétrospectif des bilans énergétiques des pays méditerranéens se déclinant, par source d'énergie, par secteur et sous-secteur, a permis d'avoir une division claire de la répartition de l'offre et des consommations sectorielles d'énergie. Cette répartition est analysée par pays, à travers l'évolution du bilan énergétique de chaque pays :

- L'offre d'énergie (production/importations/exportations)
- La transformation de l'énergie (raffineries/ centrales électriques/liquéfaction)
- Les consommations propres et les pertes de distribution dans les réseaux
- Les consommations finales par source d'énergie, par secteur et sous-secteur (industries, transports, résidentiel/tertiaire).

En ce qui concerne les projections, les calculs sont faits via un modèle économétrique développé sur tableur Excel et qui prend en compte les variables externes basées sur le PIB, la population et les prix internationaux. Les projections dans le scénario tendanciel intègrent les projets énergétiques existants et en cours, et les objectifs de pénétration des énergies renouvelables (offre) et d'économies d'énergie (demande) affichés par les pays. Ces données ont été collectées par l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), et par des enquêtes menées par MedReg (Association des Régulateurs Méditerranéens) et sont fournies dans les annexes listées dans ce rapport. La formulation de la demande d'énergie primaire est donnée par la relation suivante : $CENER = k \times (Pop) \times (PIB)^e$ où CENER consommation d'énergie primaire; et e élasticité-revenu (=taux de croissance CENER/taux de croissance PIB).

En ce qui concerne le scénario alternatif, les hypothèses pour les PNM s'alignent sur les objectifs de réduction correspondant à ceux du paquet énergie-climat de l'UE 20/20/20. Les objectifs des PSEM varient de 5 % à 13 % selon les pays d'énergies renouvelables dans le bilan d'énergie primaire, et de 15 % à 40 % d'électricité renouvelable, les amène à une intégration de projets d'EnR au-delà de ceux listés dans le Plan Solaire Méditerranéen (35000 MW hors hydro dans les PSEM au lieu des 20 000 MW du PSM), des économies d'énergie de 25 % grâce à une forte pénétration des technologies performantes dans l'ensemble des secteurs finaux, particulièrement au niveau des Industries Grosses Consommatrices d'Énergie (IGCE), du résidentiel (bâtiment, électroménagers, sensibilisation en termes de comportement...), des transports (véhicules plus propres, et switch aux transports en commun), du secteur de la production d'électricité, ainsi que des améliorations dans les réseaux de distribution (optimisant les pertes). A titre d'exemple, le potentiel d'économie dans quelques industries en Egypte comparativement au standard international sont données dans le tableau ci-dessous :

	Conso. spécifique énergie en Egypte <i>kg fioul/tonne produit</i>	Conso. spécifique d'énergie international <i>kg fioul/tonne produit</i>	% Potentiel Economies
Acier	950	100-350	25
Ciment	200	100-120	50
Plastiques	350	180-600	25
Caoutchouc	1000	305-610	25
Amoniac/engrais	1654	740-850	25
Papier	1000	480	40
Verre	620	120-190	45
Aluminium	4460	3375	32

Source : Projet Med-ENEC, Egypte rapport 2006

Calculs des émissions de CO₂ : l'équation de Kaya permet de relier les émissions de gaz à effet de serre et les autres paramètres, économie, intensité énergétique, population...

$$CO_2 = \frac{CO_2}{TEP} * \frac{TEP}{PIB} * \frac{PIB}{POP} * POP$$

Par souci de simplification, pour les estimations des émissions CO₂ dues aux consommations d'énergie, on a utilisé l'équation simplifiée suivante :

$$CO_2 = \frac{CO_2}{TEP} * TEP$$

Le contenu en gaz carbonique de chaque combustible, utilisé pour les estimations des émissions de CO₂ dues aux consommations d'énergie, sont des moyennes (de source AIE).

Combustibles	Charbon	Pétrole	Gaz Naturel
tCO ₂ /tep	3,80	2,70	2,26

Références

- ANME (Tunisie), Ayadi Benaissa, DG de l'ANME, Plan Solaire Tunisien, Atelier Plan Bleu/Ceram, 2009
- Barcelona Energy Forum, Groupe de Travail sur les Energies Renouvelables, IEMed 2009
- CREG (Algérie), PIN Gaz 2009-2018, Programme Indicatif d'Approvisionnement du Marché National en Gaz, 2009
- CREG (Algérie), PIN Electricité 2008-2017, Programme Indicatif des Besoins en Moyens de Production d'Electricité, 2008
- CDER (Maroc), Plan Marocain de l'Energie Solaire, Novembre 2009
- MedReg, Ad-Hoc Group on Environment, RES and Energy efficiency, Task force on Pros and Cons of Support mechanisms to promote Energy Efficiency, November 2008.
- Données statistiques: sources AIE Edition 2009 (pays OCDE Juillet 2009 et pays non-OCDE Septembre 2009), Medstat, OME et rapports d'activités de compagnies énergétiques nationales.
- Eurobserv'er (2008), Etat des énergies renouvelables en Europe.
- OME (2008a), Mediterranean Energy Perspectives.
- OME (2008b), Les perspectives énergétiques dans le Bassin Méditerranéen, étude réalisée pour le compte du Plan Bleu.
- OME (2006), Les perspectives énergétiques dans le Bassin Méditerranéen, étude réalisée pour le compte du Plan Bleu.
- OME (2007), Energy Corridors, European Union and Neighbouring countries (Encouraged), étude sur les routes réalisées pour la Commission Européenne (http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/energy_corridors_en.pdf)
- Plan Bleu (2009), Le secteur énergétique dans le Bassin Méditerranéen: situation et prospective 2025, Les Notes du Plan Bleu, n°13.
- Plan Bleu, BEI (2008a), Changement climatique et énergie en Méditerranée.
- Plan Bleu (2008b), Les perspectives du Plan Bleu sur le développement durable en Méditerranée.
- Plan Bleu (2008c), L'efficacité énergétique et les énergies renouvelables au cœur des solutions, Les Notes du Plan Bleu, n°10.
- Plan Bleu, H. Boyé (2008d), Eau, énergie, dessalement et changement climatique en Méditerranée.
- Plan Bleu (2006), Economies d'énergie et énergies renouvelables en Méditerranée : un potentiel sous-exploité, Les Notes du Plan Bleu, n°3.
- Plan Bleu, g. benoit et a. comeau (2005), Méditerranée, les perspectives du Plan Bleu sur l'environnement et le développement, éditions de l'Aube, Paris.

Liste des annexes

Les annexes listées ci-dessous sont disponibles sur le site du Plan Bleu à l'adresse www.planbleu.org :

Annexe 1 : Infrastructures énergétiques en Méditerranée

Annexe 2 : Données détaillées par pays

- Annexe 2a : Données et statistiques, par pays
- Annexe 2b : Résultats scénarios, données détaillées par pays

Annexe 3 : Extrait de la directive européenne sur les énergies renouvelables

Annexe 4 : Liste des projets énergétiques dans les pays méditerranéens

Annexe 5 : Les progrès réalisés dans les câbles CCHT

Annexe 6 : La comptabilité énergétique et les énergies renouvelables

Annexe 7 : Objectifs dans les pays méditerranéens ENR et EE

Annexe 8 : Estimation du coût du plan solaire méditerranéen.

Table des illustrations

Figures

Figure 1	Consommation d'énergie primaire en Méditerranée en 2007 (par région)	9
Figure 2	Evolution de consommation d'énergie primaire en Méditerranée par source (Mtep).....	9
Figure 3	Structure de la consommation d'énergie primaire en Méditerranée, par Source	10
Figure 4	Demande d'électricité en Méditerranée.....	11
Figure 5	Production d'électricité dans les PSEM (par sources d'énergie).....	11
Figure 6	Production d'électricité dans les PNM (par sources d'énergie)	12
Figure 7	Consommation finale de l'énergie en Méditerranée (par secteur et par source)	13
Figure 8	Consommation finale de l'énergie dans les PNM (par source et par secteur)	13
Figure 9	Consommation Finale de l'énergie dans les PSEM (par secteur et par source)	13
Figure 10	Intensité énergétique en Méditerranée.....	14
Figure 11	Potentiel des économies d'énergie grâce à la baisse de l'intensité énergétique	15
Figure 12	Carte des radiations directes annuelles en 2002	16
Figure 13	Carte des vitesses moyennes du vent en 2003.....	17
Figure 14	Les énergies renouvelables en Méditerranée.....	18
Figure 15	Production d'énergie primaire (en Mtep)	18
Figure 16	Infrastructures Energétiques en Méditerranée (routes maritimes et pipelines)	19
Figure 17	Infrastructures gazières en Méditerranée.....	20
Figure 18	Les interconnexions électriques en Méditerranée	20
Figure 19	Les projets de liaisons électriques directes (câbles CCHT)	21
Figure 22	Echanges d'électricité en-Méditerranée en 2007 (en GWh)	22
Figure 20	Approvisionnements pétroliers en Méditerranée (2006).....	22
Figure 21	Approvisionnements Gaziers en Méditerranée (2007).....	22
Figure 23	Demande d'énergie et d'électricité par source en Méditerranée (en Mtep)	25
Figure 24	Démographie en Méditerranée	26
Figure 25	Prévisions de prix du pétrole brut.....	26
Figure 26	Evolution de la demande d'énergie primaire (en Mtep).....	28
Figure 27	Structure de la consommation d'énergie par source en Méditerranée (2007 et 2025)	29
Figure 29	Les sources EnR et Hydro dans les PSEM et les PNM (Mep & %).....	31
Figure 28	Les sources EnR et Hydro en Méditerranée (Mtep et %).....	31
Figure 30	Dépendance pétrolière et gazière des pays importateurs méditerranéens	32
Figure 31	Dépendance énergétique globale des pays importateurs méditerranéens.....	32
Figure 32	Evolution de la production d'électricité en Méditerranée (TWh)	34
Figure 33	Structure de la production d'électricité par source en Méditerranée (2007 et 2025)	34
Figure 34	Capacité installée de production électrique dans les PSEM.....	35
Figure 36	Combustibles à l'entrée des centrales électriques dans les PSEM (en Mtep)	36
Figure 35	Combustibles à l'entrée des centrales électriques en Méditerranée (en Mtep)	36
Figure 37	Potentiel des exportations des hydrocarbures par PSEM	37
Figure 38	Echanges intra-méditerranéens d'énergie, Horizon 2025 (en Mtep).....	37
Figure 39	Méditerranée: Evolution des paramètres (1970 = index 100)	38
Figure 40	Emissions de CO ₂ (1971-2025)	38
Figure 41	Vision d'un grand réseau électrique UE-MENA, via des câbles CCHT	41
Figure 42	Représentation graphique des résultats des scénarios Tendanciel (T) et Alternatif (A)	43
Figure 43	La demande d'énergie et les émissions de CO ₂ dans les deux scénarios	43
Figure 44	Comparaison des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO ₂) des 2 scénarios	44
Figure 45	Les économies d'énergie et d'électricité	45
Figure 46	Consommation d'énergie selon les deux scénarios	46
Figure 47	Intensité Energétique en Méditerranée (tep/1000 PIB \$2000)	46
Figure 48	Capacité installée pour la production d'électricité dans les deux scénarios (GW)	47

Tableaux

Tableau 1	Evolution de la production d'électricité (par source, 1971-2007).....	10
Tableau 2	Parc installé de centrales électriques en Méditerranée en 2006 (GW).....	12
Tableau 3	Evolution de l'intensité énergétique en Méditerranée (1980 à 2006).....	14
Tableau 4	Réserves et production de pétrole et de gaz en Méditerranée (2007).....	16
Tableau 5	Renouvelables : Capacités de production d'électricité en 2007.....	17
Tableau 6	Investissements et projets en Méditerranée.....	24
Tableau 7	Croissance économique en Méditerranée.....	26
Tableau 8	PIB per capita.....	26
Tableau 9	Les objectifs des pays méditerranéens par pays.....	27
Tableau 10	Consommations d'énergie primaire en Méditerranée (Horizon 2025).....	29
Tableau 11	Consommation de charbon en Méditerranée (Horizon 2025).....	29
Tableau 12	Consommation de pétrole en Méditerranée (Horizon 2025).....	30
Tableau 13	Consommation de gaz naturel en Méditerranée (Horizon 2025).....	30
Tableau 14	Production d'énergie nucléaire (Horizon 2025).....	30
Tableau 15	Consommation d'énergies renouvelables (Horizon 2025).....	30
Tableau 16	Les quantités nettes importées en Méditerranée (en Mtep).....	31
Tableau 17	Evolution de la dépendance énergétique en %.....	32
Tableau 18	Production d'énergie primaire et Importations nettes (en Mtep).....	33
Tableau 19	Consommation d'électricité Per capita (en kWh).....	33
Tableau 20	Production d'électricité en Méditerranée (Horizon 2025).....	33
Tableau 21	Production d'électricité charbonnière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh).....	35
Tableau 22	Production d'électricité pétrolière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh).....	35
Tableau 23	Production d'électricité gazière en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh).....	35
Tableau 24	Production d'hydroélectricité en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh).....	35
Tableau 25	Production d'électricité renouvelable en Méditerranée, Horizon 2025 (en TWh).....	35
Tableau 26	Parc installé de centrales électriques en Méditerranée en 2025 (GW).....	36
Tableau 27	Combustibles à l'entrée des centrales (Mtep).....	36
Tableau 28	Echanges intra-méditerranéens (Electricité, Pétrole et Gaz).....	37
Tableau 29	Croissances démographique et économique en Méditerranée.....	39
Tableau 30	Synthèse des principaux résultats par pays.....	42
Tableau 31	Consommation d'énergie primaire par source dans les deux scénarios (en Mtep).....	45
Tableau 32	Production d'électricité par source dans les deux scénarios (en TWh).....	45

Encadré

Encadré méthodologique.....	50
-----------------------------	----

Plan Bleu pour l'Environnement et le Développement en Méditerranée
15 rue Beethoven, Sophia Antipolis, 06560 Valbonne, France
+33 (0)4 92 38 71 30 - www.planbleu.org

