Vers un scenario énergétique de rupture en Méditerranée ?

Rapport régional
Annexes (en anglais)
Présentation PowerPoint

Plan Bleu
Centre d'Activités Régionales PNUE/PAM

Sophia Antipolis
Juillet 2012

Vers un scenario énergétique de rupture en Méditerranée ?

Houda Ben Jannet Allal et Lisa Guarrera (OME), Ferdinand Costes (Plan Bleu)

Plan Bleu
Centre d'Activités Régionales PNUE/PAM

Sophia Antipolis
Juillet 2012

Publication réalisée sous la direction d'Hugues Ravenel, Directeur du Plan Bleu.

Auteurs
Houda Ben Jannet Allal et Lisa Guarrera (OME), Ferdinand Costes (Plan Bleu)

Relecture
Dominique Legros

Réalisation
Mise en page : Sandra Dulbecco

Cette étude a été financée par le Fonds fiduciaire FEMIP. Ce Fonds, établi en 2004 a été financé - jusqu'à ce jour - par 15 États membres de l'UE et la Commission Européenne dans l'intention de soutenir le développement du secteur privé via le financement d'études et de mesures d'assistance technique, ainsi que par l'apport de capital risque.

Cette étude a bénéficié également du soutien de :

Les analyses et conclusions exprimées dans cette publication sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de la Banque Européenne d'Investissement.

Sommaire

Introduction 5

I. Eléments de construction de scénarios énergétiques méditerranéens 7

1. Modèles 7
1.1. Principales hypothèses de construction des modèles 7
1.2. Limites et réserves 9

2. Tendances énergétiques en Méditerranée : opportunités pour une rupture ? 9
2.1. Une demande énergétique en forte croissance, tirée par les croissances économique et démographique 9
2.2. Un mix énergétique dominé par les hydrocarbures et entré dans l'ère du gaz naturel (2020) 10
2.3. Le secteur électrique continue son expansion 12
2.4. Les énergies renouvelables, un potentiel équivalent à deux plans solaires méditerranéens en 2020 et deux autres entre 2020 et 2030 14
2.5. L'efficacité énergétique, un potentiel important à portée de main et une priorité 15
2.6. Des défis environnementaux accrus 17
2.7. L'intégration de l'évolution climatique 18

II. Propositions d'un scénario de rupture 19

1. Modalités d'élaboration 19

2. Hypothèses 20
2.1. Hypothèses globales 20
2.2. Hypothèses dans le bâtiment 21
2.3. Hypothèses dans les transports 21
2.4. Autres hypothèses 21

3. Résultats et comparaison entre scénarios 21
3.1. Résultats 21

III. Recommandations 34

1. Améliorer les hypothèses des scénarios 34

2. Organiser les remontées d'informations 34

3. Doter les scénarios d'une capacité de simulation 34

4. Evaluer la sensibilité des équilibres énergétiques aux différents scénarios 35

5. Articuler le travail prospectif régional avec les prospectives nationales et locales 35

6. Envisager un scénario de rupture majeur à un horizon plus lointain ? 36

IV. Table des illustrations 37

V. Annexes 38

Introduction

Le Plan Bleu conduit des analyses et des études prospectives à la maille régionale pour aider à construire des visions d'avenir et conforter la décision. Il a ainsi vocation à élaborer des scénarios contrastés sur l'utilisation des ressources et leurs impacts sur l'environnement et le développement. Concernant la question énergétique, le recours accru à l'efficacité énergétique (EE) et le développement des énergies renouvelables (EnR) constituent des paramètres permettant de construire une transition énergétique à forte empreinte locale et faible contenu en carbone.

Différents travaux de prospective ont été réalisés par le Plan Bleu en 2005 et 2009, en particulier dans le cadre de la publication sur l'état de l'environnement en Méditerranée. Une étude spécifique, « Infrastructures et développement énergétique durable en Méditerranée : perspectives 2025 », réalisée en 2009-2010 avec le soutien de l'AFD, a permis d'analyser deux scénarios (référence et alternatif) établis à l'horizon 2025.

L'Observatoire méditerranéen de l'énergie (OME) réalise régulièrement des exercices prospectifs sur l'évolution de la situation énergétique méditerranéenne et par pays. Sa dernière publication sur ce sujet, le *« Mediterranean Energy Perspectives »* (MEP), est parue fin 2011 (la précédente date de 2008). Elle présente les tendances possibles de la situation énergétique sous la forme de deux scénarios à l'horizon 2030 : un scénario conservateur et un scénario proactif. Ces deux scénarios sont considérés comme réalisables au vu des politiques énergétiques conduites dans la région méditerranéenne.

Les perspectives énergétiques des scénarios conservateur (de référence) et proactif du MEP montrent que des marges de manœuvre existent pour réduire les tensions fortes et s'orienter davantage vers une trajectoire énergétique plus soutenable **(voir I)**.

Ceci est particulièrement important dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, dont la croissance de la demande énergétique est la plus soutenue. Concernant les pays du Nord, les engagements pris au titre de l'Union européenne (UE), du type « 20/20/20 » puis « 30/30/30 » représentent des objectifs très ambitieux.

Dans ce contexte, le Plan Bleu et l'OME se sont associés pour définir un scénario dit de rupture, encore plus volontariste que le scénario proactif du MEP **(voir II)**. Le scénario de rupture suppose une mise en œuvre massive des mesures qui sont aujourd'hui les plus techniquement, économiquement et politiquement matures pour une diffusion à grande échelle de l'EE et des EnR, tout en intégrant les opportunités connexes générées : emploi, industrie, aménagement, etc. Les avantages de ce scénario ont été quantifiés et comparés aux scénarios réalisés par l'OME.

Ce travail a été réalisé en plusieurs temps :

- Un premier travail, en 2009 et 2010, a consisté à recenser plusieurs hypothèses dites « de rupture », par secteur, auprès d'un panel d'experts de l'énergie en Méditerranée et à les implémenter dans le modèle MEP 2008 développé par l'OME.
- La publication du MEP 2011 a justifié que ces hypothèses soient implémentées de nouveau afin de disposer de données actualisées permettant de comparer les scénarios récents du MEP (scénarios conservateur et pro actif) et le scénario de rupture.

Les impacts d'une démarche de scénario de rupture (concernant notamment l'évolution du parc de production d'électricité et le développement de la maitrise de la demande dans le bâtiment) ont été repris dans deux études spécifiques sur le bâtiment et l'interaction sur l'emploi et les formations.

Certaines limites de cet exercice sont à souligner, en particulier l'interaction avec le changement climatique qui n'a pas fait l'objet de rétroactions dans le modèle énergétique, ce qui conduit à « occulter » son impact énergétique, en particulier sur la production d'électricité (besoins de climatisation accrus, dessalement).

Des recommandations sont proposées **(voir III)** pour affiner les résultats ainsi que leurs usages. L'élaboration d'hypothèses, par secteur et sous-secteur ainsi que par pays, reste à poursuivre et à améliorer.

Des exercices de reconstitution fine de la demande permettraient également de simuler l'impact des politiques énergétiques.

L'intégration d'un degré de volontarisme supplémentaire, prenant en compte les changements possibles des comportements individuels, les évolutions technologiques, les évolutions possibles en termes de coopération/gouvernance régionale, pourrait constituer une prochaine étape.

La mise à disposition de tels scénarios constitue une source d'informations importante pour éclairer les choix, à l'heure où la question énergétique est abordée de plus en plus de manière collaborative, par exemple au travers de larges projets comme le Plan Solaire Méditerranéen.

I. Eléments de construction de scénarios énergétiques méditerranéens

En 2005, le Plan Bleu a publié un rapport intitulé « Méditerranée - Les perspectives du Plan Bleu sur l'environnement et le développement »[1]. Les scénarios énergétiques tendanciel et alternatif, élaborés à l'horizon 2025 ont été réalisés en 2003/2004 en étroite collaboration avec l'OME.

Le contexte international, européen, méditerranéen et la situation dans les pays méditerranéens ayant fortement évolué, le Plan Bleu et l'OME se sont associés à nouveau à partir de 2009 afin de poursuivre les réflexions sur le futur énergétique de la région Méditerranée, en intégrant ce nouveau contexte dans un scénario alternatif de rupture.

Le travail présenté dans ce rapport consiste à étudier les impacts d'hypothèses fortes de maîtrise de la demande d'énergie et de développement des énergies renouvelables. L'objectif est de mettre en évidence les interactions entre ces hypothèses et les déterminants énergétiques mais aussi les grands paramètres socio-économiques de la zone Méditerranéenne, en particulier des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM).

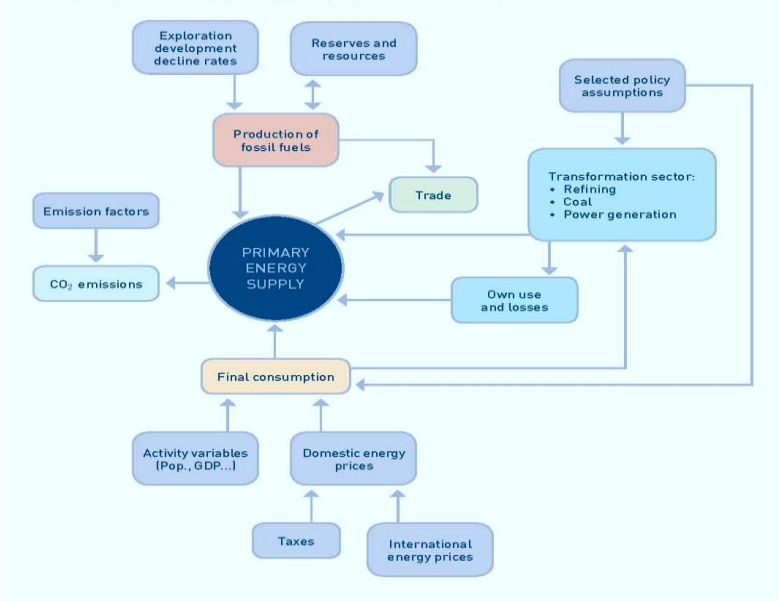
1. Modèles

1.1. Principales hypothèses de construction des modèles

Le modèle OME

Après avoir eu recours à des outils externes pour le travail de prospective énergétique qu'il mène depuis sa création, l'OME a développé un modèle économétrique appelé le MEM (*Mediterranean Energy Model*) qui permet, à partir de variables exogènes et de données historiques, de réaliser des scénarios à long terme. Ce modèle a été élaboré et mis en service en 2008 (voir MEP 2008 pour une présentation et une analyse de ces scénarios). Depuis, le MEM a été mis à jour, amélioré et détaillé, en particulier sur l'introduction des effets de la crise économique. La mouture de 2011 est présentée dans le MEP 2011, publié fin 2011.

Figure 1 - Schéma du modèle OME MEM



Source : OME, 2011

[1] Depuis cette publication, le Plan Bleu a observé l'évolution du contexte énergétique de la région, en particulier sous l'angle de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et des liens avec le changement climatique. En 2006/2007, le Plan Bleu a procédé au suivi du chapitre « énergie » de la Stratégie Méditerranéenne de Développement Durable. En 2007/2008, le Plan Bleu a publié un nouveau rapport intitulé « Changement climatique et énergie en Méditerranée » qui met l'accent à la fois sur les options de réduction des émissions de CO2 grâce aux ER et à l'EE, et sur la vulnérabilité du système énergétique face au changement climatique. Les rapports sont disponibles à : http://www.planbleu.org/publications/energie.html

Le modèle OME est un modèle dit « bottom-up » de demande (cf. histogramme ci-dessus). Ce modèle économétrique repose sur trois variables exogènes. La dernière année de référence pour les données est 2010 et les projections sont à horizon 2030. L'OME a développé deux scénarios : le scénario conservateur (référence) et le scénario proactif (alternatif).

La couverture géographique

La zone « Méditerranée », telle que définie dans le MEP 2011, comporte 24 pays, dont 19 sont modélisés séparément. C'est le cas de l'ensemble des PSEM qui bénéficient de leur propre modèle économétrique. Les résultats pour les PSEM sont présentés selon les blocs suivants : Sud-Ouest (Algérie, Egypte, Lybie, Maroc, Tunisie) et Sud Est (Israël, Jordanie, Liban, Syrie, Territoires palestiniens, Turquie).

Les variables exogènes

Le modèle repose sur les trois variables exogènes suivantes :

- la croissance économique (PIB),
- la population,
- et les prix internationaux des énergies fossiles.

Les données historiques

Pour chaque pays, l'OME a collecté les données historiques auprès de ses membres, des instances nationales et de divers organismes. Les données recueillies concernent l'énergie mais aussi d'autres variables telles que la valeur ajoutée dans certains secteurs (notamment industriel), le parc de véhicules (pour le transport), les équipements et le taux d'équipement (pour le résidentiel), les infrastructures (réseaux existants, raffineries, etc.), les taux d'utilisation, les efficacités, etc.

Les bilans énergétiques de l'OME suivent la nomenclature établie par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) afin que les données et projections soient compatibles et comparables.

Les scénarios OME

Le scénario de référence, dit *scénario conservateur,* prend en compte les tendances passées, les politiques et les projets en cours mais il adopte une approche prudente quant à la mise en place de nouveaux projets, mesures et politiques. Ce scénario ne comprend pas la mise en place de programmes d'efficacité énergétique de grande envergure, ni d'efforts majeurs pour la conservation de l'énergie. Il s'agit d'un scénario relativement pessimiste dans lequel la demande énergétique croit de pair avec la croissance économique et démographique. L'accroissement de la demande en électricité sera assouvi par les énergies primaires conventionnelles et de nouvelles énergies qui seront raisonnablement disponibles dans le futur. Pour le déploiement du nucléaire, ce scénario prend en compte les délais de construction et de mise en route ainsi que les délais inhérents aux contraintes nationales et à l'incertitude qui pèse sur ces projets. Les énergies renouvelables sont déployées dans ce scénario en tenant compte des plans établis par les gouvernements mais à un rythme moins soutenu.

Le scénario alternatif, dit *scénario proactif,* est plus volontariste bien qu'il soit également relativement prudent. Il est basé sur la mise en place de programmes d'efficacité énergétique soutenus et sur une diversification du mix énergétique plus accentuée. Cela se traduit par une part plus importante d'énergies renouvelables dans le mix électrique et en utilisation finale, mais aussi par une introduction relativement plus importante du nucléaire dans un certain nombre de pays du Sud de la Méditerranée. Ce scénario prévoit un déclin du pétrole et du charbon dans la production électrique en faveur d'énergies propre, et la réalisation de tous les objectifs de réduction de le demande et de développement des énergies renouvelables tels qu'ils sont fixés ou envisagés par les pays de la Méditerranée. Ainsi, le scénario proactif prévoit la mise en place rapide des politiques et mesures nécessaires pour réduire l'intensité énergétique et pour développer les énergies renouvelables et le nucléaire.

1.2. Limites et réserves

Un modèle économétrique est en quelque sorte une simplification de la réalité, représentée par des équations économétriques basées sur des données passées et des hypothèses pour le futur. Le meilleur modèle économétrique n'est jamais plus pertinent que les données et hypothèses qui le composent.

Deux facteurs importants limitent donc tout modèle : les données disponibles et les hypothèses futures.

Les données disponibles : dans les PSEM, le niveau de désagrégation par sous-secteur et par source/technologie est essentiel mais malheureusement pas toujours disponible au niveau de désagrégation souhaité. Souvent ceci résulte de l'absence de collecte systématique des données mais aussi de bilans nationaux comparables et exhaustifs. Le problème des ruptures de séries historiques se pose aussi avec des définitions changeantes dans le temps. Ceci découle d'une reclassification et d'un changement de nomenclature pas toujours documenté, ni ajusté. Enfin, certaines séries historiques n'ont parfois tout simplement pas été collectées. Ce manque de recul historique constitue alors un frein à l'exercice de prospective.

Les hypothèses futures : dans le modèle économétrique MEM, trois variables exogènes guident l'ensemble des variables endogènes, à savoir : le PIB, la population et les prix internationaux des énergies fossiles. Ces données sont collectées auprès d'institutions internationales et nationales. Le choix d'une tendance ou d'une autre peut induire des variations très fortes dans les résultats notamment pour la croissance économique. Il y a peu de divergences d'opinion sur les tendances d'évolution de la population. Les prix internationaux jouent de façon modérée sur les tendances. En revanche, la croissance économique est sujette à beaucoup plus de controverses et de révisions, notamment dans le contexte économique actuel.

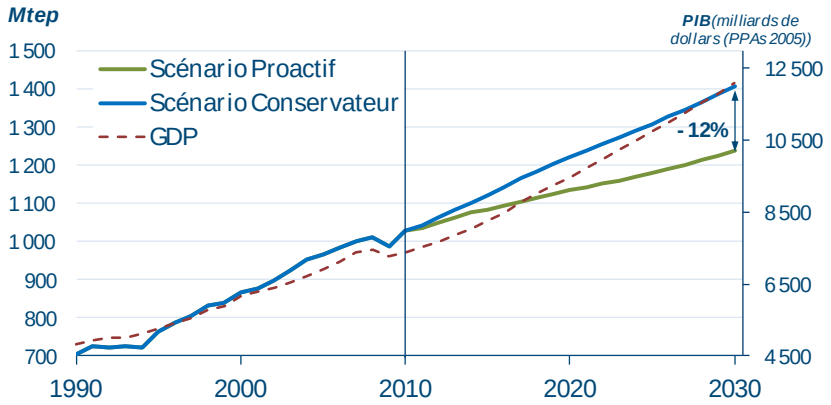
2. Tendances énergétiques en Méditerranée : opportunités pour une rupture ?

2.1. Une demande énergétique en forte croissance, tirée par les croissances économique et démographique

La demande d'énergie primaire en Méditerranéen est naturellement appelée à croître au cours des prochaines années sous l'effet de plusieurs phénomènes. Une forte croissance démographique (1,2 % en moyenne par an au Sud et 0,3 % au Nord entre 2009 et 2030), combinée à un taux d'urbanisation rapide et à d'importants besoins de développement socio-économique constituent les principaux facteurs générant une croissance et une demande nouvelle pour les services et les infrastructures énergétiques. La croissance économique est estimée à 3,9 % en moyenne par an au Sud et 1,9 % au Nord.

Dans le scénario conservateur (OME, 2011), la demande croitrait de plus de 40 % d'ici 2030 pour dépasser les **1 400 Mtep**. Dans le scénario proactif, qui prône une plus grande efficacité énergétique et laisse plus de place aux énergies renouvelables, la demande augmenterait moins vite. En 2030, elle n'augmenterait que de 23 % par rapport à aujourd'hui.

Figure 2 - Évolution de la demande énergétique primaire en Méditerranée (1990-2030)



Source : Base de données OME

À l'instar de la croissance démographique et économique, l'accroissement de la demande énergétique sera plus prononcé dans les pays du Sud de la Méditerranée. La part du Sud dans la consommation régionale passerait ainsi de 34 % en 2009 à 44 ou 47 % en 2030 selon les scénarios.

L'écart en termes de consommation d'énergie par habitant entre le Nord et le Sud se réduit également. **Pour autant, à l'horizon 2030 et selon les scénarios, un habitant d'un PNM consommera en moyenne de 1,7 à 2 fois plus d'énergie qu'un habitant d'un PSM.**

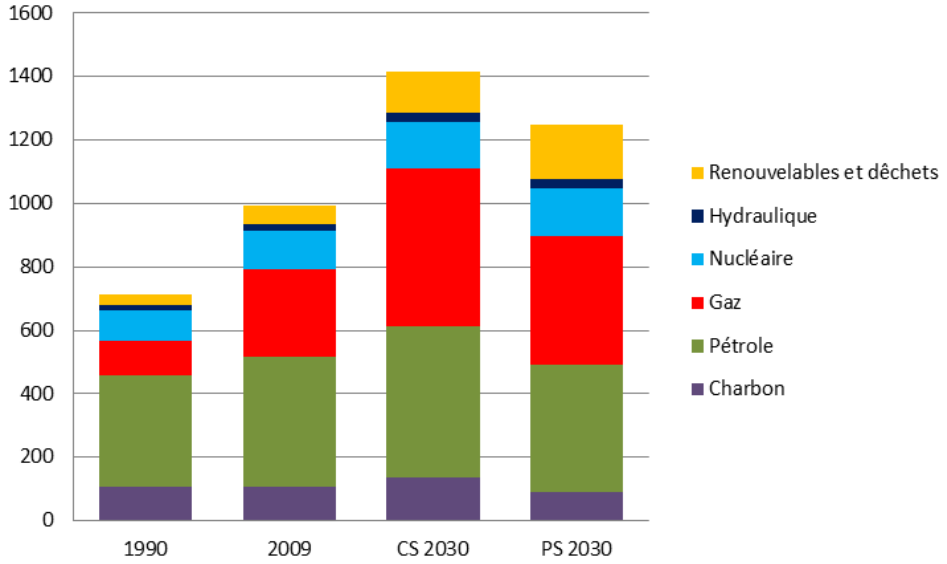
L'analyse des résultats des scénarios du MEP fait ressortir les principaux enseignements suivants :

- Le **mix énergétique** en Méditerranée reste **dominé par les hydrocarbures** et la région entrera dans **l'ère du gaz naturel** à partir de 2020,
- Le **secteur électrique** continuera son expansion,
- Les **énergies renouvelables seront** en pleine croissance : l'équivalent de deux plans solaires méditerranéens en 2020 et deux autres entre 2020 et 2030,
- **L'efficacité énergétique** représente un potentiel important à portée de main et une priorité,
- **Les défis environnementaux** sont accrus (changement climatique, interaction avec la ressource en eau).

2.2. Un mix énergétique dominé par les hydrocarbures et entré dans l'ère du gaz naturel (2020)

Quel que soit le scénario, le mix énergétique en Méditerranée restera fortement dominé par les hydrocarbures. Ils représenteront en effet 79 % de la demande primaire en énergie en 2030. La demande de gaz naturel surpassera celle du pétrole dans les dix prochaines années et certains changements dans le mix énergétique sont attendus, notamment une plus grande contribution des énergies renouvelables. La demande de gaz devrait, de son côté, augmenter de 30 % d'ici 2030 et dépasser ainsi la demande de pétrole. L'Égypte deviendra le plus gros consommateur de gaz de la région d'ici 2030.

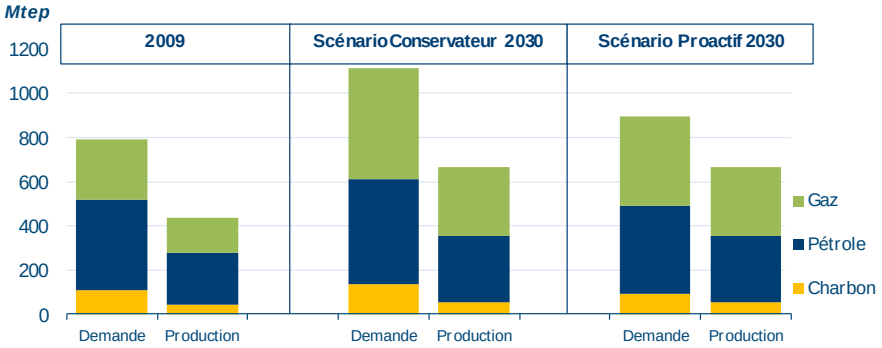
Figure 3 - Perspectives de demande énergétique par source (1990-2030)



Source : Base de données OME.

La production de pétrole brut devrait ralentir après 2020. Globalement, la Méditerranée est un importateur net de pétrole et est appelée à le demeurer dans les vingt prochaines années. La production de gaz, quant à elle, devrait plus que doubler au cours de la même période.

Figure 4 - Prévisions de demande et de production d'hydrocarbures en Méditerranée

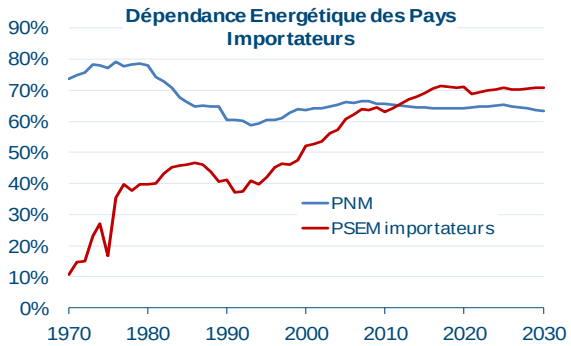


Source : Base de données OME.

La production d'électricité sera toujours le secteur le plus consommateur de gaz, représentant plus de la moitié de la demande totale en 2030. La Méditerranée dans son ensemble restera nette importatrice de gaz.

La dépendance énergétique de l'ensemble de la Méditerranée pourrait ainsi atteindre 40 % d'ici à 2030, ce qui exacerberait les tensions autour de la sécurité d'approvisionnement. Cette dépendance serait d'autant plus marquée pour les pays importateurs (hormis l'Algérie, l'Egypte, la Libye et la Syrie) pour lesquels le taux de dépendance énergétique dans le scénario de référence atteindrait 63 % pour les PNM et 71 % pour les PSEM importateurs (Figure 5).

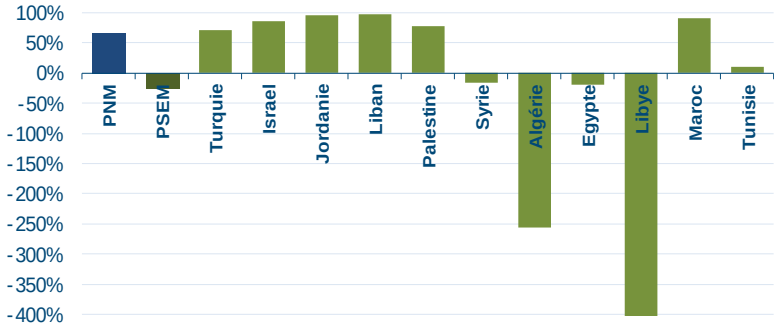
Figure 5 - Dépendance énergétique des pays importateurs de la Méditerranée



Source : Base de données OME.

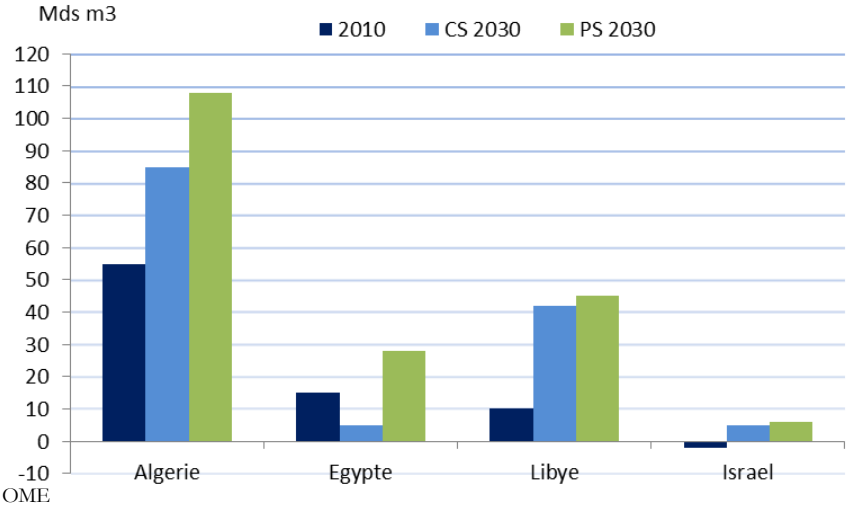
Par rapport au scénario conservateur, le scénario proactif permettrait à la région de réduire de 30 % ses importations d'hydrocarbures et au Sud de la Méditerranée de doubler ses capacités d'exportations d'ici 2030 (Figure 7). Ceci n'est pas négligeable du point de vue de la sécurité des approvisionnements pour les pays importateurs et du point de vue économique pour les pays exportateurs qui bénéficieraient de ressources supplémentaires ainsi que pour les pays importateurs qui généreraient des économies d'importations.

Figure 6 - Dépendance énergétique par pays



Source : Base de données OME

Figure 7 - Potentiel d'exportation de gaz naturel dans les PSEM



Source : Base de données OME

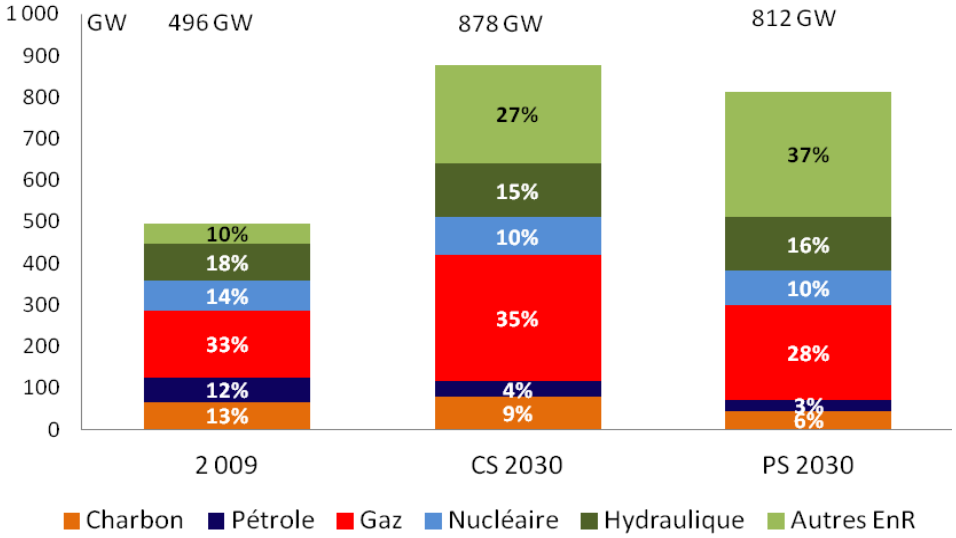
2.3. Le secteur électrique continue son expansion

La production d'électricité occupe une part de plus en plus importante de la demande énergétique totale et cette tendance est appelée à se poursuivre au cours des vingt prochaines années, conséquence de la croissance soutenue de la demande.

La demande en électricité devrait ainsi croître fortement avec une croissance annuelle moyenne d'environ 2,8 % d'ici à 2030, de 5 % au Sud de la Méditerranée. Cette forte croissance se traduira par l'installation de 317 à 383 gigawatts (GW) de nouvelles capacités d'ici 2030 selon les scénarios, dont plus de la moitié sera installée au Sud de la région. Le gaz naturel et les énergies renouvelables constitueront, selon les scénarios, de 62 % à 65 % du mix électrique et de 73 % à 78 %, en incluant l'hydraulique.

Si le gaz naturel est destiné à constituer le combustible privilégié pour la production d'électricité et si les énergies renouvelables (notamment le solaire) sont appelées à se développer, le nucléaire est également envisagé dans le mix de la production d'un certain nombre de pays de la région, en particulier en Turquie et en Égypte pour ce qui concerne les rives Sud et Est. Bien que l'avenir du nucléaire soit incertain dans la région à la suite de l'accident de Fukushima, certains pays du Sud manifestent leur intention d'engager des programmes électronucléaires.

Figure 8 - Structure du parc électrique en Méditerranée 2009-2030 selon les scénarios conservateur et proactif



CS= scénario conservateur PS : scénario proactif
Source : Base de données OME

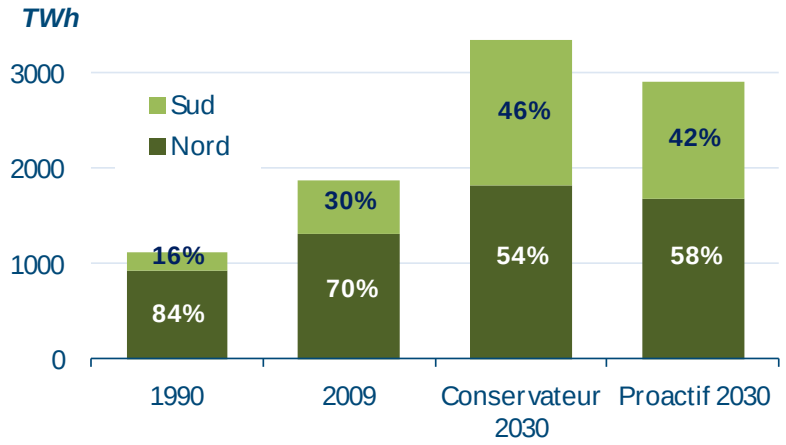
Tableau 1 - Structure du parc électrique dans les pays sud méditerranéens 2009-2030

GW	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Energies renouvelables	TOTAL
2009	19	20	58	0	21	2	120
CS-2030	45	21	161	10	45	40	321
PS-2030	14	15	116	17	45	82	289

Source : OME, MEP 2011

Par rapport au scénario conservateur, le scénario proactif offre un potentiel cumulé d'économie de consommation d'électricité dans la région estimé à 3 800 TWh au cours des vingt prochaines années, soit l'équivalent de 1,4 fois la consommation d'électricité de toute la région en 2030 dans le scénario conservateur ou de la production électrique du Sud de la Méditerranée au cours de ces dix dernières années. Cela se traduira également par une économie de 66 GW de capacité installée. Ces éléments illustrent parfaitement les importants enjeux liés à la maîtrise de la demande d'énergie.

Figure 9 - Production d'électricité en Méditerranée



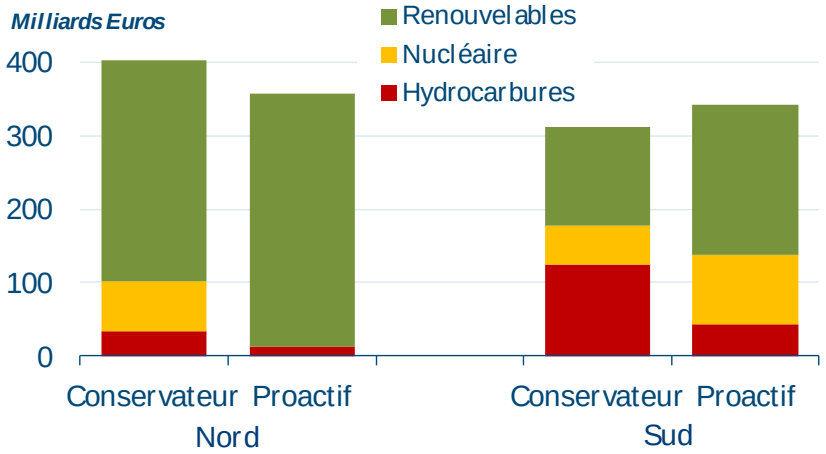
Source : Base de données OME

Pour construire l'ensemble des capacités additionnelles requises par le secteur électrique, l'OME estime que plus de 700 à 715 milliards d'euros d'investissements seront nécessaires d'ici 2030.

Dans le scénario proactif, l'investissement supplémentaire dans les technologies propres au Sud de la Méditerranée pourrait être compensé par les revenus dégagés grâce aux économies de gaz.

Renforcer les interconnections électriques Nord-Sud et Est-Ouest aurait également de multiples effets bénéfiques dans la région.

Figure 10 - Investissements en production électrique



Source : Base de données OME

2.4. Les énergies renouvelables, un potentiel équivalent à deux plans solaires méditerranéens en 2020 et deux autres entre 2020 et 2030

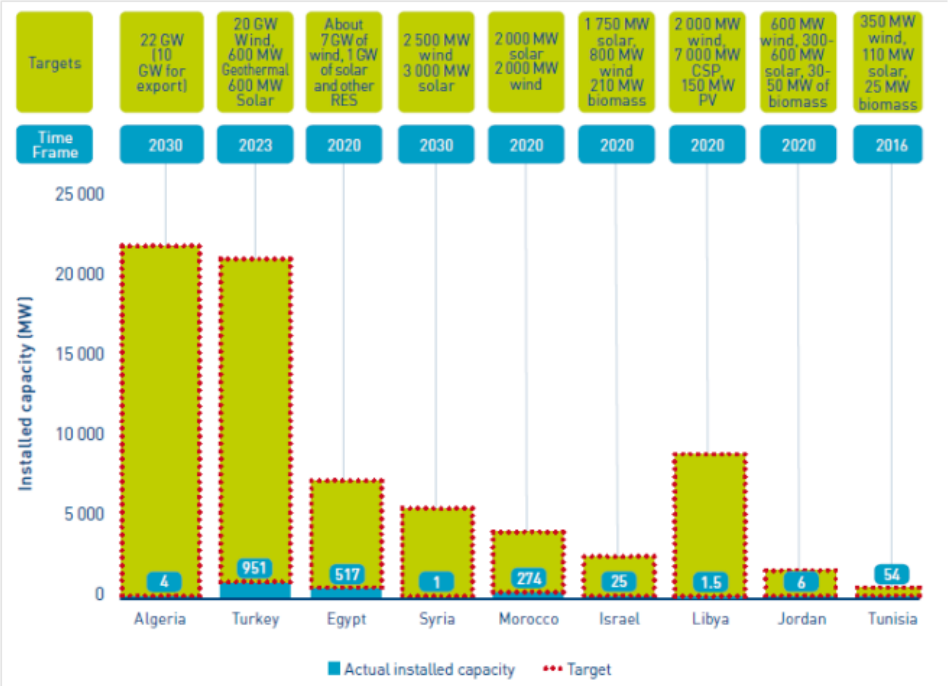
Le potentiel considérable dont dispose la Méditerranée et surtout les PSM est largement reconnu. La Méditerranée est en effet dotée de ressources exceptionnelles en énergies renouvelables, surtout le solaire et l'éolien, en particulier au Sud et à l'Est. Le prix Nobel de physique, Carlo Rubbia, aime à rappeler que, dans le Sahara, il « pleut » chaque année l'équivalent d'un baril de pétrole par mètre carré, sous forme de rayonnement solaire. Plus encore, dans le Sud, l'ensemble des pays affiche l'objectif de développer dès à présent ce potentiel formidable pour contribuer à satisfaire la demande croissante, desserrer les contraintes et favoriser le développement durable.

À l'échelle régionale, le Plan solaire méditerranéen (PSM), lancé en 2008 dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée, a pour objectif d'installer 20 GW de nouvelles capacités d'énergies renouvelables dans les PSEM à l'horizon 2020. Ce plan a permis de renforcer la dynamique et constitue un catalyseur avec, comme conséquence, le lancement de plusieurs plans solaires nationaux ambitieux notamment en Algérie, au Maroc et en Tunisie. La Figure 11 illustre la situation actuelle et les objectifs nationaux en termes d'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique des pays sud méditerranéens.

Les projections à l'horizon 2030 montrent que la part des énergies renouvelables, hydraulique inclus, atteindra 42 % du total des capacités installées dans le scénario conservateur et plus de la moitié dans le scénario proactif. Avec le gaz naturel, les énergies renouvelables constitueront les principales sources de production d'électricité à cet horizon.

Le scénario conservateur se traduit par l'installation de près de 20 GW d'énergies renouvelables (hors hydraulique) d'ici 2020, et 17 GW entre 2020 et 2030, confirmant le caractère réaliste des objectifs du Plan solaire méditerranéen. MEP 2011 montre de surcroit que des politiques plus volontaristes en faveur de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables permettraient de réaliser quatre plans solaires : deux d'ici 2020 et deux entre 2020 et 2030.

Figure 11 - Capacité installée d'énergies renouvelables dans les pays sud méditerranéens : situation actuelle et objectifs nationaux

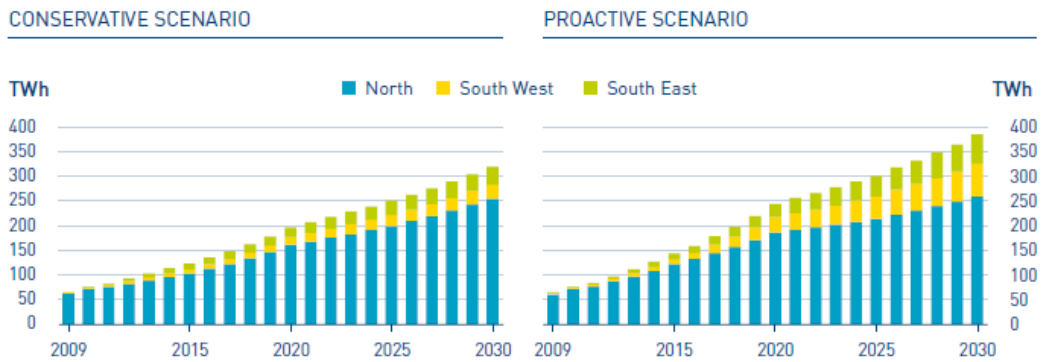


Source : OME, MEP 2011

Les Figure 12, Figure 13 et Figure 14 illustrent les perspectives dans la région pour l'éolien, le solaire à concentration (CSP) et le solaire photovoltaïque (PV) à l'horizon 2030. Parmi les technologies développées,

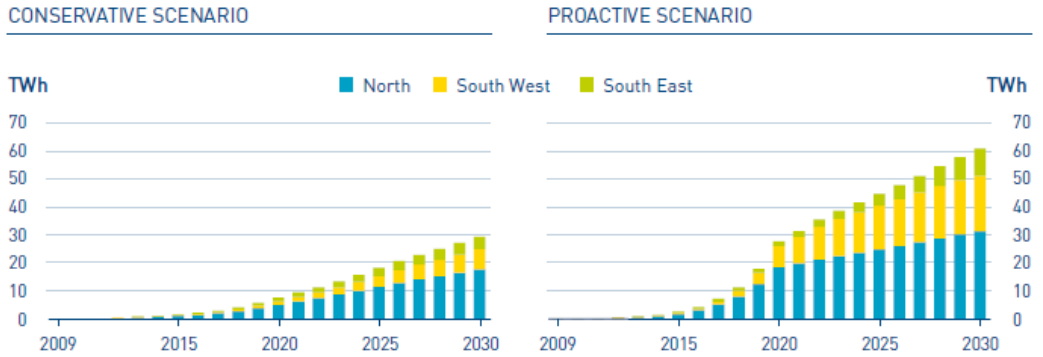
le solaire connaitra la plus forte croissance. Le solaire PV, en particulier, devrait croitre plus vite dans le Sud de la Méditerranée, notamment dans les pays du Sud-ouest.

Figure 12 - Perspectives de développement de l'éolien



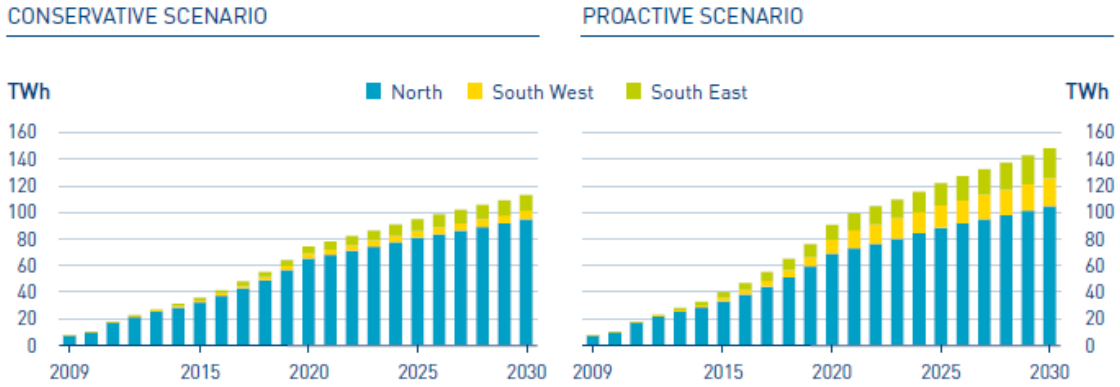
Source : Base de données OME

Figure 13 - Perspectives de développement solaire CSP



Source : Base de données OME

Figure 14 - Perspectives de développement solaire PV

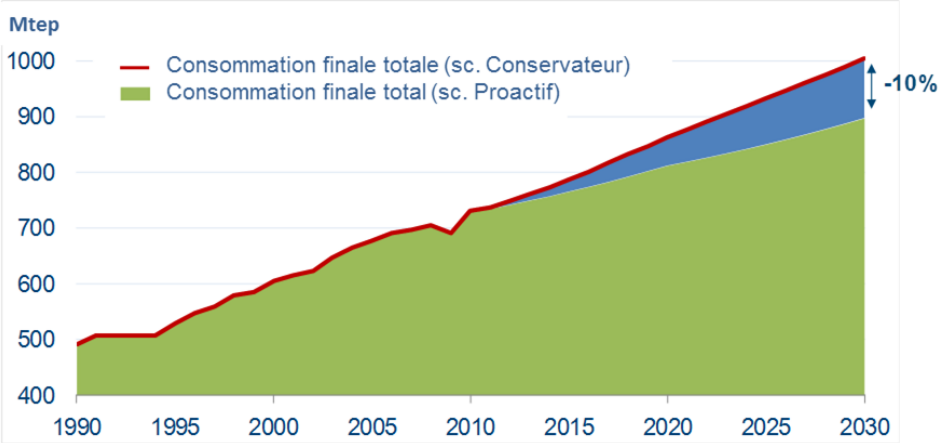


Source : Base de données OME

2.5. L'efficacité énergétique, un potentiel important à portée de main et une priorité

D'après le scénario proactif, 12 % de la demande totale en énergie et 10 % de la consommation finale pourraient être économisés d'ici 2030 dans la région (Figure 15), soit plus de 70 Mtep. Le potentiel cumulé d'économie équivaut à la consommation en énergie de la région toute entière en 2030 ou à la consommation du Sud au cours de ces cinq dernières années.

Figure 15 - Les économies en énergie finale (PSEM 1990-2030)



Source : Base de données OME

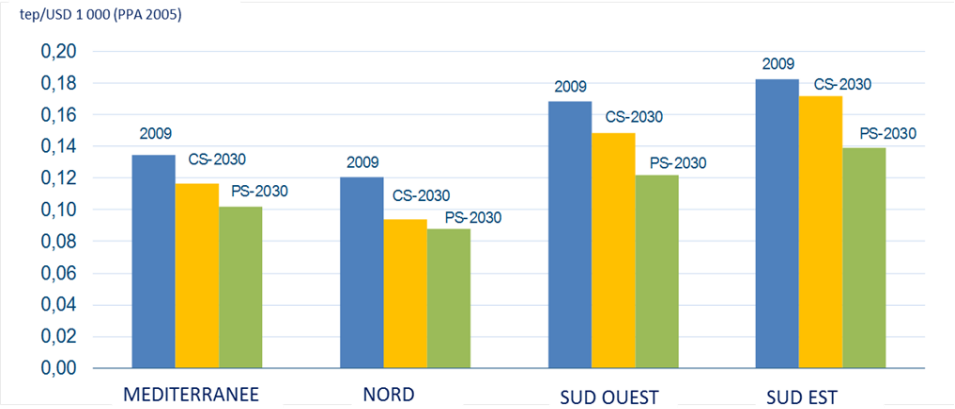
Dans un contexte énergétique marqué à la fois par la nécessité de répondre à une demande croissante et par la diminution à terme de la disponibilité des ressources pétrolières, mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables constituent des enjeux d'avenir et un impératif pour les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée :

- A défaut de mettre en place des politiques ambitieuses de maîtrise de l'énergie, les pays actuellement exportateurs d'énergie, tels que l'Egypte ou l'Algérie, verront leurs capacités d'exportation, et donc de financement de l'activité économique nationale, réduite pour faire face à leur demande interne ;
- Quant aux pays importateurs d'énergie, comme le Liban, le Maroc ou la Tunisie, leur dépendance est amenée à s'accroître et leur facture énergétique risque de s'alourdir du fait de l'importante augmentation des coûts d'approvisionnement liée aux tensions sur les réserves. Les risques sociaux et économiques consécutifs à la hausse des coûts d'approvisionnement et à ses répercussions sur la facture énergétique des pays, des ménages et des entreprises rendent impérative la mise en place d'un contrôle de la demande pour consommer mieux et moins ;
- Plus encore, la crise socio-économique et financière ainsi que les aspirations des populations des PSEM à des conditions de vie meilleures appellent la mise en place de politiques et mesures qui favorisent, dès à présent, l'exploitation de l'important potentiel d'économie d'énergie et qui seront moins coûteux à exploiter que si l'on retarde la prise de décision.(notamment dans le bâtiment, secteur très important consommateur d'énergie présentant un potentiel d'économie estimé à 40 % par plusieurs PSEM)

L'efficacité énergétique s'est progressivement développée dans les PSEM pour devenir l'une des priorités des plans de développement énergétique dans les pays du pourtour méditerranéen. Les cadres réglementaires d'une majorité de PSEM ont considérablement évolué ces cinq dernières années et favorisent aujourd'hui le déploiement de politiques d'économies d'énergie. Mais force est de constater que l'engagement des PSEM en matière d'efficacité énergétique est très différent d'un pays à l'autre. La Tunisie ou la Turquie, par exemple, sont beaucoup plus avancées, alors que les pays producteurs d'énergie tels que la Libye ou l'Égypte le sont moins. On note toutefois que les cadres institutionnels et légaux nécessaires au développement d'un réel marché de la maîtrise de l'énergie sont en progrès, même si certains peuvent être complétés pour être à la fois plus visibles, plus pérennes et plus efficaces.

La Figure 16 présente la situation et les perspectives d'évolution de l'intensité énergétique par sous-région.

Figure 16 - Perspectives de l'intensité énergétique primaire (1990-2030)

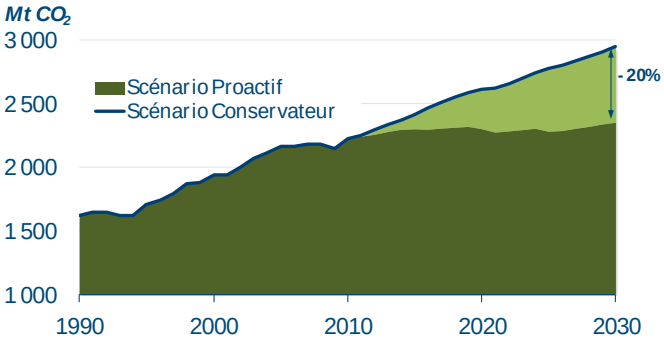


Source : Base de données OME.

2.6. Des défis environnementaux accrus

Dans le scénario conservateur, les émissions de CO_2 de la Méditerranée devraient augmenter de plus de 40 %, atteignant 3 000 Mt en 2030 alors qu'elles n'augmenteraient que de 9 % dans le scénario proactif, soit 600 Mt en moins (Figure 17). Le scénario conservateur n'est donc pas soutenable d'autant que la région est particulièrement vulnérable au changement climatique.

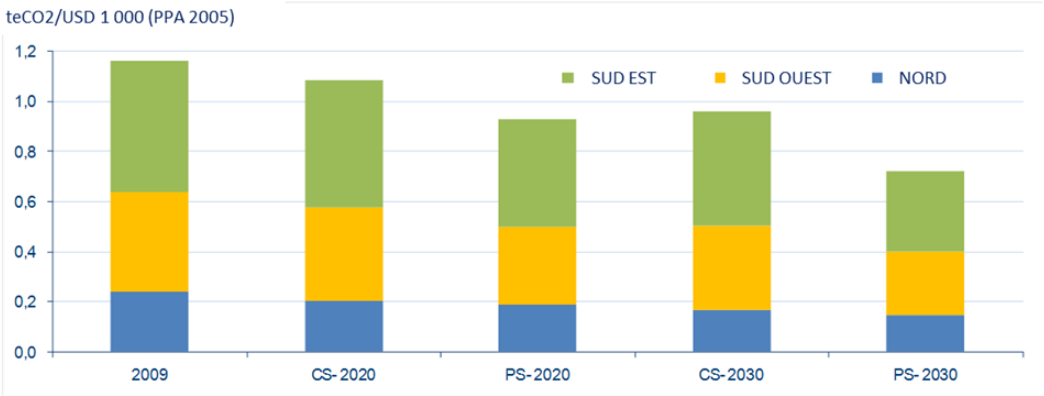
Figure 17 - Émissions de CO_2 en Méditerranée (1990-2030)



Source : Base de données OME.

La Figure 18 illustre les perspectives d'évolution de l'intensité carbone par sous-région. L'intensité carbone est appelée à décroître dans l'ensemble de la région. Bien que la situation varie sensiblement selon les pays, il n'en demeure pas moins que la région est engagée dans la décarbonisation de ses économies dans la quasi-totalité des pays.

Figure 18 - Intensité carbone en Méditerranée (1990-2030)



Source : Base de données OME

2.7. L'intégration de l'évolution climatique

L'évolution du climat dans la zone méditerranéenne sous la contrainte du réchauffement climatique est une hypothèse à prendre en compte dans les scénarios. Plusieurs études sectorielles pointent l'aggravation de la problématique énergétique lorsque des scénarios pessimistes sur l'évolution climatique sont retenus, en particulier sur les interactions eau-énergie, les impacts potentiels liés à la proximité du littoral, la modification des besoins de chauffage et de refroidissement des bâtiments. Les besoins de production électrique issus de projets de dessalement n'ont par ailleurs pas été pris en compte dans les scénarios, ni la variation de productible de l'hydroélectricité découlant des variations climatiques.

La ressource en eau sera une des principales ressources affectées par le changement climatique en Méditerranée. Deux études de cas au Maroc et en Syrie ont mis en évidence l'interaction entre énergie, eau et changement climatique[2].

Concernant la sensibilité des bâtiments au changement climatique, l'étude dédiée a montré « qu'en considérant une augmentation moyenne de 3°C en été et 2°C en hiver durant la vie des logements, […] ceci conduirait à une augmentation de 21 % des besoins de climatisation et une réduction de 6 % des besoins de chauffage. Les besoins d'investissements dans la production d'électricité devraient alors augmenter de 5 % ».

L'intégration d'une boucle de rétroaction climatique dans les modèles (i.e. un recalage des données de sortie en fonction de la sensibilité des données d'entrée au changement climatique) reste donc à conduire de manière plus globale.

[2] « Eau, énergie et changement climatique, prospective pour la République Arabe Syrienne à l'horizon 2030 », M. Kordab, 2011et « Adaptation du système eau-énergie au changement climatique, étude nationale Maroc », M. El Badraoui, M. Berdai, 2011

II. Propositions d'un scénario de rupture

Le scénario de rupture est un scénario davantage volontariste quant à l'intégration de mesures d'efficacité énergétique (EE) et de développement des énergies renouvelables (EnR). Il suppose une mise en œuvre massive des mesures qui sont aujourd'hui les plus techniquement, économiquement et politiquement matures pour une diffusion à grande échelle.

Le scénario de rupture garde les mêmes hypothèses que le scénario proactif pour le Nord et va au-delà pour le Sud, en particulier à partir de 2020.

L'étude du scénario de référence montre qu'une dynamique de diversification de l'offre est en cours, tant au niveau de la construction d'unités classiques neuves (ex. gaz) que de projets d'énergies renouvelables. Le scénario de rupture s'appuie sur une amplification de cette dynamique ainsi que sur la pénétration et la mise en œuvre effective de mesures d'efficacité énergétique, en particulier dans les transports et le bâtiment. Il s'agit d'un exercice théorique, les déterminants structurels pour sa réussite étant en grande partie à chercher dans les politiques d'aménagement des territoires, notamment urbains, les choix de politiques économiques et industrielles des Etats, etc.

Les objectifs d'un tel scénario de rupture, à mettre en correspondance avec ceux du paquet énergie des pays de l'Union européenne de 20/20/20 à l'horizon 2020, visent pour les pays de la Méditerranée **environ les 30/30/30 d'ici 2030 (accroître l'efficacité énergétique de près de 30 %, faire passer la part des EnR à près du quart du mix énergétique et réduire les émissions CO_2 de plus de 30 % d'ici 2030).**

1. Modalités d'élaboration

Les perspectives énergétiques des scénarios de référence et proactif du MEP montrent que des marges de manœuvre sont encore possibles afin de réduire les tensions fortes et de s'orienter davantage vers une trajectoire énergétique plus soutenable.

En effet, un scénario de rupture qui favoriserait une meilleure efficacité énergétique - donc des besoins moins importants - cumulée au déploiement des énergies renouvelables s'avère fondamental pour soulager les tensions autour de la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les années à venir et notamment après 2020. Néanmoins, au vu des délais nécessaires à la mise en place de nouvelles technologies et aux effets des politiques et mesures, l'essentiel des retombées d'un scénario de rupture ne peut être envisagé qu'entre 2020 et 2030.

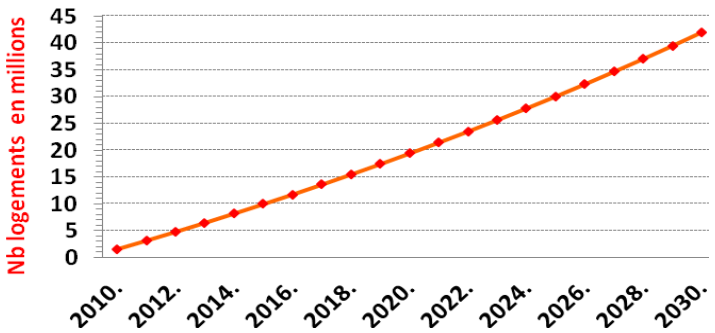
Comme souligné précédemment, la demande en électricité devrait croître fortement. Cette forte croissance engendrerait l'adjonction de plus de 320 gigawatts de capacités supplémentaires d'ici à 2030, pour un coût supérieur à 700 milliards d'euros, dont plus de la moitié devrait être installée dans les PSEM. Une meilleure gestion énergétique permettrait de juguler la croissance de la demande notamment dans les secteurs à croissance forte, comme les bâtiments.

Gros consommateurs énergétiques actuels et futurs, les secteurs des transports et des bâtiments sont déterminants. En effet la croissance attendue dans ces secteurs, couplée à leurs forts potentiels énergivores, en font des secteurs cruciaux des politiques énergétiques. Les économies d'énergies et le recours aux énergies renouvelables dans ces secteurs auront un impact fort sur les tendances futures.

Comme illustré dans la Figure 19, dans les PSEM notamment, le nombre de nouveaux logements à construire dépasse les 40 millions d'ici 2030. Il est beaucoup plus aisé et moins coûteux de réaliser des économies d'énergie sur les constructions neuves, en appliquant dès la conception des mesures d'efficacité énergétiques intégrées, que dans l'existant (même si ce dernier nécessitera un plan d'actions particulier). Le scénario de rupture a ainsi été conçu autour de ces constats en intégrant les avancées techniques et technologiques déjà existantes et accessibles. L'application de ces hypothèses sectorielles, en particulier dans le bâtiment, a été étudiée en détail dans l'étude du Plan Bleu « Energie, bâtiment et changement climatique en Méditerranée ».

Par ailleurs le potentiel d'intégration des énergies renouvelables ne concerne pas uniquement le secteur électrique. Même si la plupart des politiques d'énergies renouvelables visent la production électrique, il existe un fort potentiel sous-exploité (en utilisant directement les énergies renouvelables en consommation finale), comme les chauffe-eau solaires.

Figure 19 - Projection du nombre de nouveaux logements dans les PSEM (2010-2030)



Source : Plan Bleu

Un scénario de rupture permet donc de disposer de données pour évaluer les bénéfices de la diffusion de technologies existantes et de mesures applicables dès aujourd'hui (facture énergétique, dépendance, emploi) même sans nouvelles avancées technologiques. Il ne s'agit donc pas à proprement parler d'un scénario de rupture technologique.

2. Hypothèses

2.1. Hypothèses globales

Du fait des politiques et mesures déjà mises en place dans les pays du Nord de la Méditerranée et prises en compte dans le scénario proactif, le scénario de rupture repose sur les mêmes hypothèses que celles retenues dans le scénario proactif pour ces pays. Par ailleurs, sur la rive Nord, les perspectives de croissance, et donc de demande, sont limitées du fait de la maturité de la plupart de ces économies.

En revanche, le scénario de rupture va bien au-delà du scénario proactif pour les PSEM, en particulier à partir de 2020. Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- Des baisses d'intensités énergétiques telles que préconisées par la SMDD (entre -1 % à -2 % par an) ;
- Une mobilisation du potentiel des EnR dans les PSEM plus forte que celle retenue dans le scénario de référence, avec notamment l'introduction significative des EnR en consommation finale. Pour chaque pays et chaque secteur, le potentiel est analysé individuellement. Les taux de pénétration des EnR retenus sont résumés dans le Tableau 2.

Tableau 2 - Hypothèses de pénétration des EnR

Part des EnR	SCENARIO DE RUPTURE					
	Méditerranée		PSEM		PNM	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Part de EnR dans la Demande d'Energie Primaire	15%	18%	10%	14%	17%	21%
Part de EnR dans la Production Electrique	31%	37%	22%	30%	35%	42%
Part de EnR dans la Consommation d'Energie Finale	9%	10%	7%	9%	9%	10%

Source : OME.

Par ailleurs, le potentiel d'économies d'énergie a été pris en compte pour chaque secteur. Deux secteurs sont apparus comme cruciaux : le bâtiment et les transports. Le scénario de rupture se base sur l'exploitation des données du Plan Bleu sur les consommations spécifiques pour le secteur de l'industrie, des transports et du logement.

2.2. Hypothèses dans le bâtiment

Le scénario de rupture prend en compte un potentiel d'économie d'énergie dans les bâtiments de près de 40 % pour les PSEM sur les bâtiments neufs, par rapport au scénario de référence, et de 10 à 15 % pour l'ancien.

Ce scénario de rupture se base en effet sur les prévisions d'un doublement du parc de logements d'ici 2030 dans les PSEM.

Par ailleurs le scénario de rupture table sur une maîtrise de la demande accentuée dans les appareils ménagers mais aussi en termes de comportement et de normes de construction des nouveaux logements et des nouveaux appareils.

2.3. Hypothèses dans les transports

Dans le secteur des transports, très peu flexible en termes de substitution énergétique, un réel potentiel existe pour la mise en place de politiques et mesures ciblées d'efficacité énergétique, notamment sur les véhicules particuliers et publics. Le scénario de rupture se base sur plusieurs études techniques et aboutit à un potentiel d'économie d'énergie de 15 % pour les PSEM. Ce potentiel reflète le recours à des technologies plus efficaces ainsi qu'une organisation des transports pensée de manière globale et plus efficace, par exemple dans le cadre de la construction de villes nouvelles au Sud et du développement associé des transports collectifs. Il prend en compte par ailleurs une plus grande pénétration des énergies autres que le pétrole telles que le gaz, l'électricité et les biocarburants.

Parmi les hypothèses retenues pour le secteur du transport :

- La contribution des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) dans la réduction de la consommation des transports est de 16 % ;
- Une tonne.km effectuée par le mode ferroviaire consomme un tiers de l'énergie par rapport au mode routier (estimation ANME, Tunisie) ;
- Un voy.km effectué par un mode collectif consomme un tiers de l'énergie par rapport au mode individuel (estimation ANME, Tunisie).

2.4. Autres hypothèses

Par ailleurs, le scénario de rupture prend en compte la mise en place de normes plus strictes dans les secteurs de l'industrie et des services. Ces normes et mesures sont calées sur celles mises en œuvre dans les pays de l'UE. Enfin, l'énergie nucléaire n'est pas intégrée dans le mix énergétique des pays du Sud à l'horizon 2030.

Ce scénario développe ainsi une tendance énergétique basée exclusivement sur les EnR et les économies d'énergie.

3. Résultats et comparaison entre scénarios

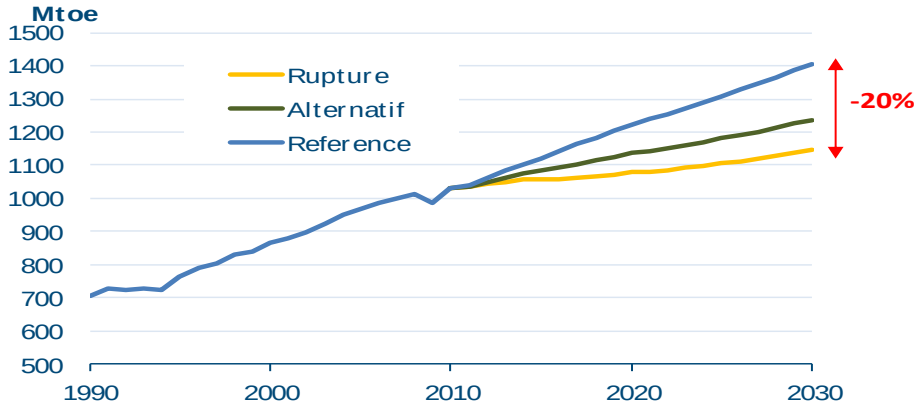
3.1. Résultats

3.1.1. La demande énergétique dans le scénario de rupture

Demande d'énergie primaire en Méditerranée comparée par scénario

Dans le scénario de référence, la demande d'énergie en Méditerranée devrait croitre autour de 1,7 % par an de 2009-2030, pour atteindre plus de 1 400 Mtep en 2030 contre moins de 1 000 Mtep en 2009, soit une croissance totale attendue de plus de 40 %. Cette tendance est clairement insoutenable. Le scénario proactif, en introduisant plus d'EnR et les prémisses d'économies d'énergie, aboutirait à une croissance de plus de 25 % d'ici 2030 (Figure 20).

Figure 20 - Demande d'énergie primaire en Méditerranée par scénario



Source : Base de données OME.

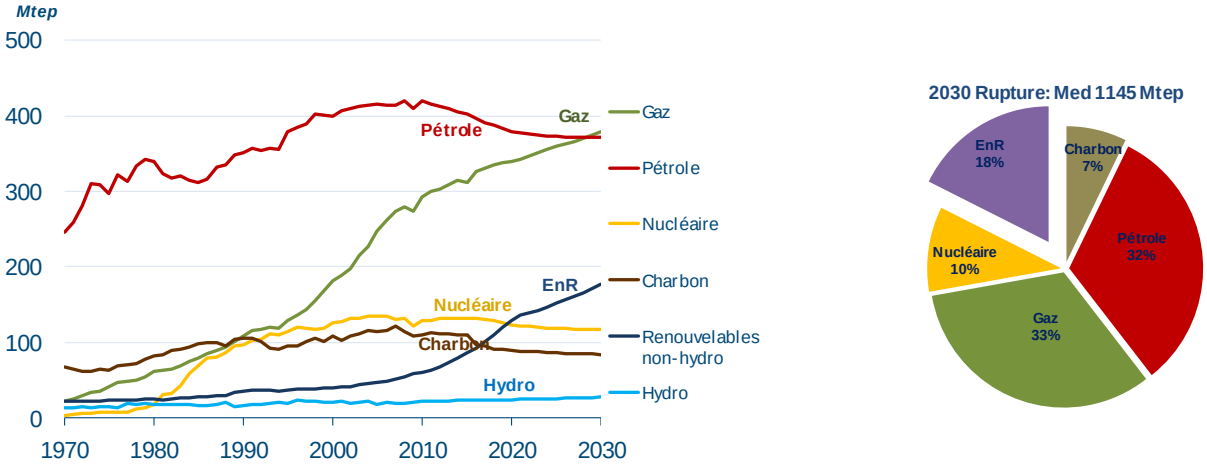
Le **scénario de rupture** ne permettrait pas de juguler la demande en énergie ; toutefois il aboutirait, en 2030, à une diminution de la demande de plus de 20 % par rapport au scénario de référence. Ainsi, la demande énergétique totale en Méditerranée croitrait de 0,7 % par an (moins que la croissance démographique) pour atteindre **1 145 Mtep, soit moins de 16 % d'augmentation dans les 20 prochaines années.**

La demande d'énergie primaire dans le scénario de rupture par source

Bien que la demande augmente de près de 16 % dans le scénario de rupture, les trajectoires par source d'énergie sont très différentes. En effet, même si le mix énergétique reste très carboné en 2030 (plus de 70 % de la demande primaire en énergie), les énergies renouvelables (hors hydraulique) deviendraient la troisième source d'énergie après le gaz et le pétrole, devançant le charbon et le nucléaire. En 2030, l'ensemble des EnR (y compris l'hydraulique) représenteraient plus de 18 % du mix énergétique, loin devant le charbon (7 %) et le nucléaire (10 %).

Hormis le gaz, dont la croissance attendue frôlerait les 1,4 % par an, la demande de charbon et de pétrole décroitrait de -1,4 % et -0,5 % respectivement alors que la demande en énergies renouvelables (hors hydraulique) augmenterait de plus de 5,5 % par an d'ici à 2030.

Figure 21 - Demande d'énergie primaire en Méditerranée par source dans le scénario de rupture



Source : Base de données OME.

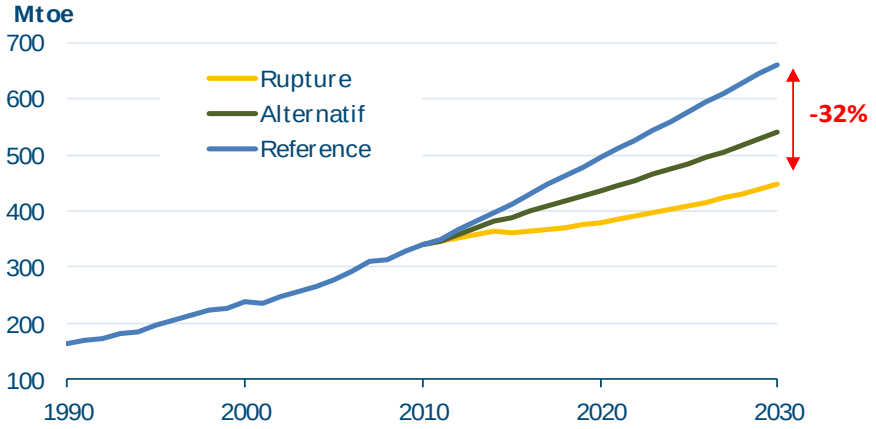
La mise en place d'un scénario de rupture permettrait de réaliser **une économie cumulée de 2.8 Gtep d'ici à 2030**, par rapport au scénario de référence, et de favoriser l'introduction et le développement des EnR au détriment des énergies fossiles. Rapportée à la facture énergétique économisée par les

consommateurs (et notamment les ménages), cette économie d'énergie représenterait une économie de l'ordre de 1 500 Mds €[3] cumulés d'ici 2030.

La demande d'énergie primaire dans le scénario de rupture pour les PSEM

Pour les PSEM, la tendance serait encore plus marquée avec plus de 32 % d'économie d'énergie par rapport au scénario de référence. La demande énergétique atteindrait 447 Mtep en 2030 contre 661 Mtep dans le scénario de référence, soit une économie de 214 Mtep en 2030 et **une économie cumulée de 2,3 Gtep** (soit l'équivalent de plus de 7 ans de consommation) sur 20 ans (voir Figure 22).

Figure 22 - Demande d'énergie primaire dans les PSEM par scénario



Source : Base de données OME

3.1.2. Demande d'énergie par secteur dans les PSEM

Dans le scénario de référence, la demande d'énergie dans les PSEM devrait croitre autour de 3,4 % par an de 2009-2030, soit 661 Mtep en 2030, contre 3,7 % entre 1990-2009 et 1,5 % dans le scénario de rupture. Les économies d'énergie réalisées atteindraient plus de 32 % avec de grandes disparités selon les secteurs.

Le secteur de la transformation – essentiellement la transformation électrique – verrait sa consommation baisser de plus de 50 % par rapport au scénario de référence. Ces économies d'énergies substantielles sont dues à deux effets cumulés : les économies d'énergie dans la consommation électrique mais aussi les efforts liés à la **réduction des pertes** (pertes de transformation et de distribution sur les réseaux).

Les seconds secteurs les plus économes seraient les secteurs résidentiel et tertiaire dans lesquels les économies d'énergie sont plus aisées à quantifier et à mettre en œuvre, par exemple dans les **bâtiments** à construire dans les années à venir dans les PSEM et pour les normes des appareils électriques. Ainsi, en 2030, la consommation résidentielle devrait être réduite de 30 % dans le scénario de rupture par rapport au scénario de référence. Cela représente une économie de 39 Mtep en 2030. Dans le secteur tertiaire, les économies d'énergie avoisineraient également les 30 %, représentant une économie de près de 23 Mtep en 2030.

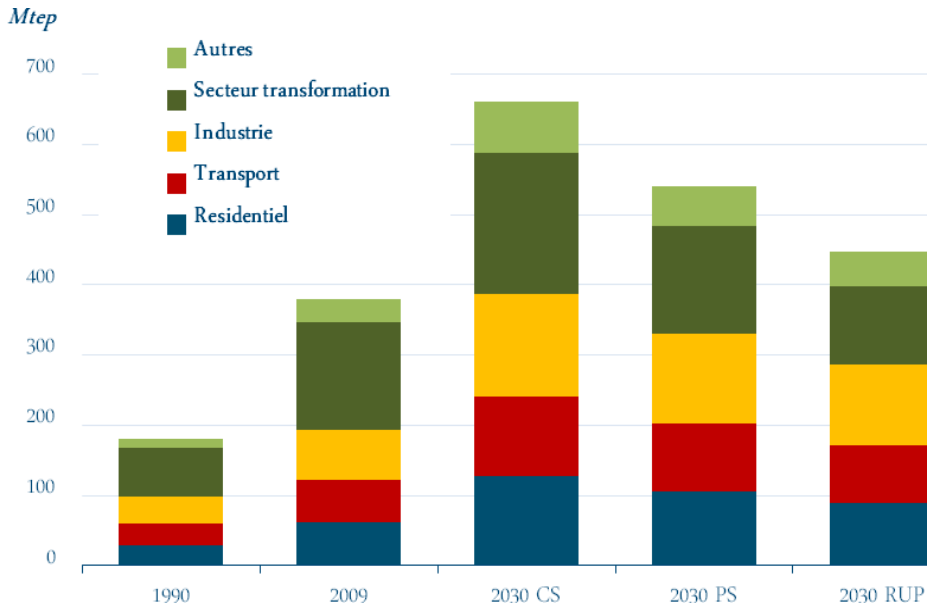
La demande d'énergie des secteurs des **transports et de l'industrie** pourrait être réduite d'environ un quart (27 % pour les transports et 22 % pour l'industrie) :

- Le secteur des transports nécessite de nombreux efforts en termes de politiques et mesures énergétiques et sociétales pour le transport particulier (véhicules plus performants) mais aussi dans la conception des villes nouvelles et de l'organisation des transports publiques ;
- Pour les industries, la majorité des efforts se concentre sur les industries lourdes par le biais de normes et technologies plus propres et plus efficaces.

[3] L'évaluation approximative de l'économie financière générée par l'économie d'énergie peut être effectuée en se rapportant à la valeur monétaire des 2,8 Gtep avec une hypothèse constante de 100 US $/baril. Une évaluation plus fine avec une actualisation de l'évolution du cours du pétrole et des taux d'actualisation des économies permettrait d'affiner cette estimation.

Les économies d'énergie réalisées pour ces deux secteurs avoisineraient donc les 63 Mtep en 2030 pour l'ensemble des PSEM.

Figure 23 - Demande d'énergie par secteur dans les PSEM par scénario



Source : Base de données OME

Consommation énergétique finale par source dans les PSEM

Actuellement la consommation finale atteint 226 Mtep dans ces pays. Elle devrait presque doubler d'ici 2030 dans le scénario de référence, pour atteindre 438 Mtep. Le scénario de rupture permettrait des économies d'énergie de près de 23 %, réduisant la consommation à 336 Mtep en 2030, soit 102 Mtep d'économies.

Les disparités entre sources d'énergies sont très fortes puisque les EnR augmentent substantiellement (plus de 60 % d'augmentation par rapport au scénario de référence), alors que les combustibles fossiles et la demande électrique baissent considérablement.

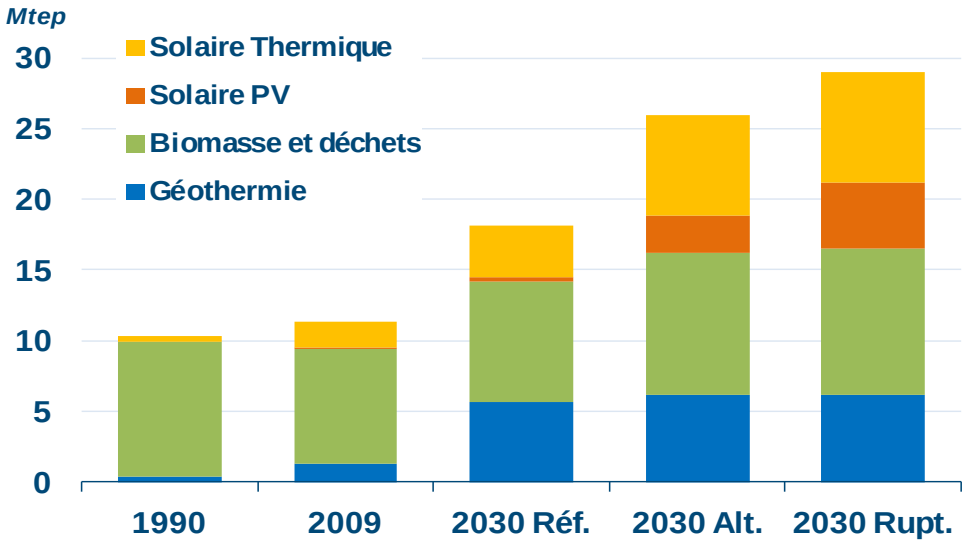
En effet, le scénario de rupture permettrait d'économiser près de 30 % des combustibles fossiles. Cette demande pourrait être réduite de près de 100 Mtep en 2030 dans les PSEM.

Les économies sur la demande électrique seraient aussi substantielles, avec plus de 35 % d'économies réalisées, permettant d'économiser près de 40 Mtep.

Ces économies réalisées sur la demande fossile et électrique seraient dues aux effets cumulés d'une meilleure efficacité énergétique mais aussi à la substitution des énergies fossile et électrique par les énergies renouvelables, notamment le solaire.

Actuellement, l'utilisation finale du solaire thermique, notamment des panneaux solaires thermiques, reste limitée alors que le potentiel dans les PSEM est très important. Cette technologie, rentable et performante, peut être développée plus avant. La demande solaire thermique pourrait quadrupler par rapport au niveau actuel et doubler par rapport au scénario de référence en 2030, pour atteindre 8 Mtep.

Figure 24 - Détails des EnR dans la consommation finale par scénario dans les PSEM



Source : Base de données OME

Le **photovoltaïque** est actuellement quasi inexistant dans les PSEM en utilisation finale directe (moins de 0,2 Mtep en 2009). Dans le scénario de référence, cette demande progresserait peu atteignant 0,3 Mtep en 2030. Le scénario de rupture favorise et encourage l'utilisation finale du photovoltaïque compte tenu du potentiel d'ensoleillement important dans les PSEM et de la baisse régulière des coûts de cette technologie. La demande de photovoltaïque serait multipliée par 17 en 2030 dans le scénario de rupture par rapport au scénario de référence, atteignant 5 Mtep pour l'ensemble des PSEM (voir graphe ci-dessus). Le recours à la **biomasse** et notamment aux déchets serait aussi favorisé dans le scénario de rupture, leur demande atteignant 10 Mtep en 2030 dans les PSEM.

Demande d'énergie dans le secteur résidentiel

Le secteur résidentiel dans les PSEM offre un potentiel d'économies d'énergie de près de 40 Mtep à l'horizon 2030, soit -30 % par rapport au scénario de référence. L'essentiel de ces économies sera réalisé dans le bâtiment pour de nouvelles constructions. Ces économies reposent sur l'hypothèse que les 42 millions de logement additionnels qui devront être construits d'ici 2030 dans ces pays bénéficieront d'une efficacité énergétique optimale – soit environ 40 % d'économie par rapport aux constructions existantes.

Cinq hypothèses de rupture, spécifiques au secteur du bâtiment neuf formel, ont été développées dans le cadre de l'étude « Energie, bâtiment et changement climatique en Méditerranée », 2010. Elles ont été intégrées avec les taux de pénétration suivants :

Tableau 3 - Hypothèses d'efficacité énergétique pour le volet bâtiment du scénario de rupture

	Résidentiel existant			Résidentiel neuf		
Mesures diffusées à grande échelle	**2010**	**2020**	**2030**	**2010**	**2020**	**2030**
Généralisation des enveloppes efficaces pour les nouveaux bâtiments				13 %	50 %	80 %
Rénovation thermique des bâtiments existants	1 %	10 %	30 %			
Eclairage efficace	20 %	100 %	100 %	20 %	100 %	100 %
Diffusion des appareils électroménagers, chauffage et climatiseurs efficaces	10 %	50 %	100 %	10 %	50 %	100 %
Diffusion des chauffe-eau solaires	7 %	20 %	30 %	5 %	25 %	35 %

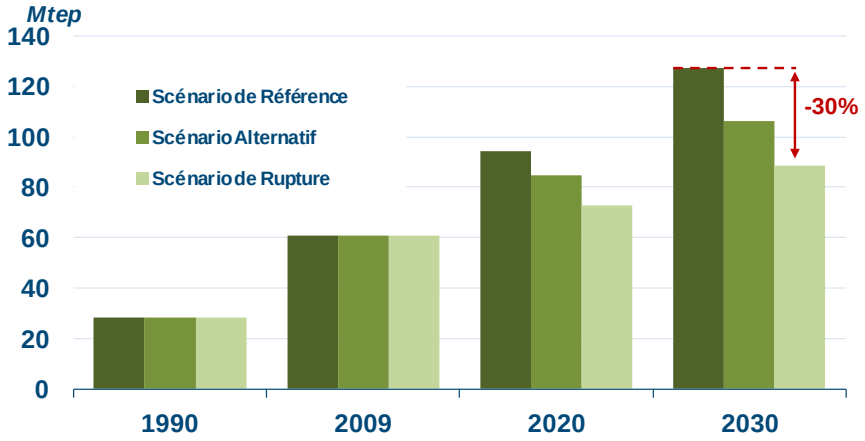
Source : D'après les hypothèses retenues par le groupe d'experts de l'étude Plan Bleu

L'efficacité de chaque mesure est adaptée en fonction de la zone climatique où elle s'applique.

Par ailleurs, de nombreux efforts sont aussi pris en compte pour les bâtiments anciens, mais dans une moindre mesure. Le secteur résidentiel existant bénéficie aussi d'une amélioration de l'efficacité énergétique. Le scénario de rupture repose également sur le fait que les **appareils ménagers** sont soumis à des normes plus strictes et s'alignent sur les normes européennes, notamment pour les produits électroménagers très énergivores tels que machines à laver, congélateurs et air conditionné, mais aussi pour le petit matériel. Ceci a une incidence forte sur la demande électrique en particulier.

La demande en énergie des PSEM augmenterait donc de 45 % par rapport au niveau actuel, soit la moitié de l'augmentation prévue dans le scénario de référence.

Figure 25 - Demande d'énergie dans le résidentiel par scénario dans les PSEM

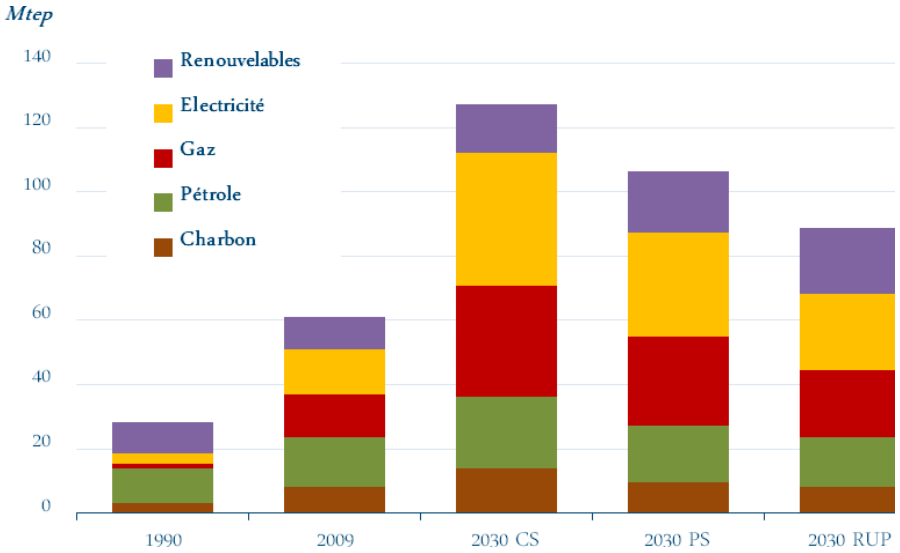


Source : Base de données OME

Les perspectives seraient d'autant plus contrastées dans une analyse par source d'énergie que les EnR se substitueraient aux énergies fossiles en partie. Les combustibles fossiles diminueraient de plus de 26 Mtep et l'électricité de -18 Mtep, par rapport au scénario de référence, alors que les EnR augmenteraient de plus de 5 Mtep en 2030 (Figure 26).

Parmi les EnR, l'accent serait mis sur le développement du solaire thermique qui passerait de 1,6 Mtep en 2009 à plus de 5,6 Mtep en 2030 (soit plus de 2,4 Mtep de plus que le scénario de référence). Le scénario de rupture s'appuie également sur le développement du photovoltaïque en utilisation directe finale chez les particuliers. Le solaire photovoltaïque dépasserait les 2,8 Mtep en 2030, contre 0,15 Mtep actuellement (soit 2,5 Mtep de plus que dans le scénario de référence).

Figure 26 - Demande d'énergie dans le résidentiel par source et scénario dans les PSEM

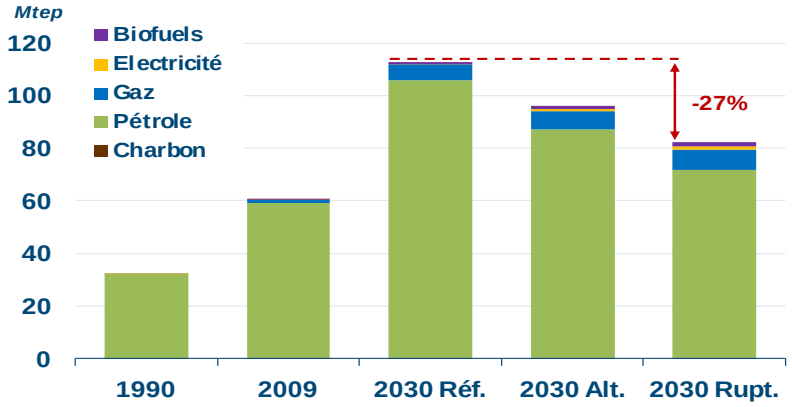


Source : Base de données OME.

Demande d'énergie dans les transports pour les PSEM

Alors que dans le scénario de référence la demande dans les transports doublerait presque d'ici 2030 dans les PSEM (environ 90 % d'augmentation attendue), dans le scénario de rupture elle augmenterait mais dans une bien moindre mesure (36 %), ce qui reste significatif mais permet de réaliser des économies d'énergie de plus de 27 %.

Figure 27 - Demande d'énergie dans le secteur des transports par source et par scénario



Source : Base de données OME

Ces estimations d'économies d'énergie globales sont à mettre en relation avec la demande par source d'énergie (Figure 27). La demande de pétrole augmenterait de 21 % et une certaine substitution se produirait vers le gaz et l'électrique grâce à un plus grand nombre de voitures roulant au gaz et à l'électrique et un recours accru aux transports publics. Ceci se traduirait par une augmentation de la demande de gaz dans le scénario de rupture (multipliée par 8 par rapport à 2009) et par une augmentation du transport électrique (multiplié par 5). Les biocarburants se développeraient également (dans la limite des ressources naturelles dont disposent les pays), amenant ainsi la demande de biocarburant à plus de 2 Mtep en 2030.

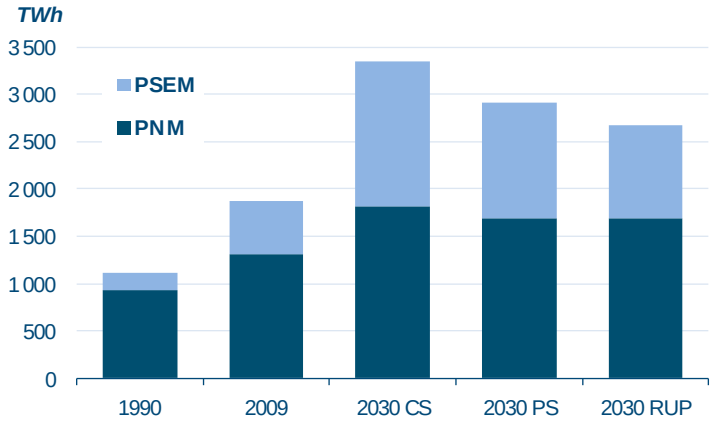
En 2030, dans les PSEM, la demande d'énergie dans le secteur des transports atteindrait donc 82 Mtep dans le scénario de rupture contre 118 Mtep dans le scénario de référence, soit 36 Mtep d'économies.

3.1.3. Electricité dans les PSEM

Production d'électricité

Dans le scénario de référence, la production d'électricité devrait doubler d'ici 2030 pour répondre à la demande des pays de la Méditerranée. Dans le cas des PSEM, où la demande électrique croitrait de plus de 5 % par an, cette production devrait tripler, atteignant plus de 1 534 TWh en 2030 (Figure 28).

Figure 28 - Production d'électricité par région et scénario



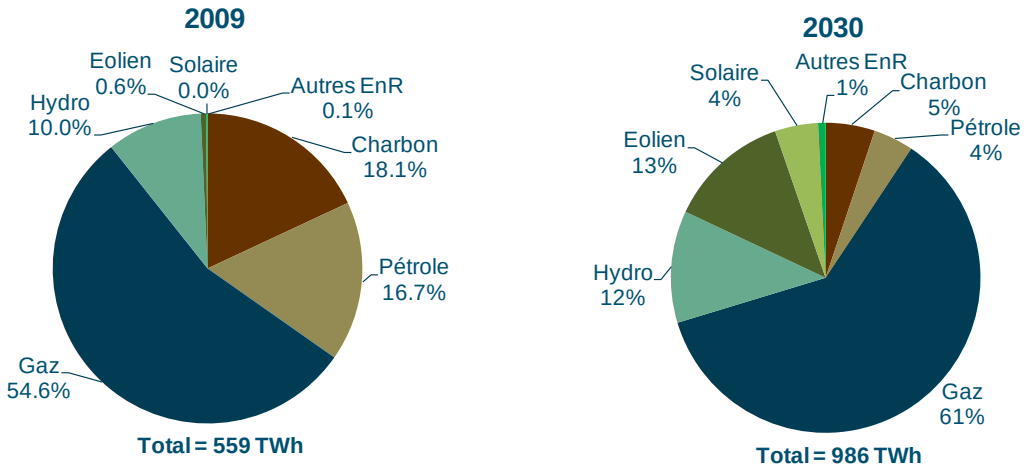
Source : Base de données OME

Le recours aux économies d'énergie dans les secteurs les plus énergivores en électricité, notamment le secteur résidentiel et les services, permettrait de diminuer les besoins en électricité dans un scénario de rupture. Cet effort serait renforcé par une réduction des pertes dans la production et une amélioration des performances des réseaux de distribution. Les effets cumulés de la réduction des pertes et d'une efficacité énergétique accrue dans le scénario de rupture permettraient de **réduire la production électrique des PSEM de près de 36 % en 2030 par rapport au scénario de référence.**

Toutefois, dans le scénario de rupture, malgré de substantielles économies, la production électrique devrait presque doubler dans les PSEM d'ici 2030, engendrant **des besoins d'investissements conséquents dans le secteur électrique.**

Par ailleurs, le recours accru aux EnR dans le scénario de rupture permettrait de limiter les énergies fossiles, qui ne représenteraient plus que 70 % du total de la production électrique en 2030, contre 90 % en 2009. **Le gaz** se substituerait partiellement au charbon et au pétrole. En 2030, la part du gaz serait supérieure à 61 % (contre 54,6 % en 2009), la part cumulée du charbon et du pétrole dans le mix électrique passant de près de 35 % à 9 % d'ici 2030.

Figure 29 - Production d'électricité dans les PSEM par source, scénario de rupture (2009 et 2030)



Source : Base de données OME.

L'électricité serait ainsi produite à plus de 30 % par les EnR. L'éolien supplanterait les autres EnR, représentant à lui seul plus de 13 % du mix électrique en 2030, contre moins de 1 % actuellement. **Plus des deux tiers de la production éolienne des PSEM serait concentrée dans deux pays : la Turquie et l'Egypte**.

Capacités de production électrique installées

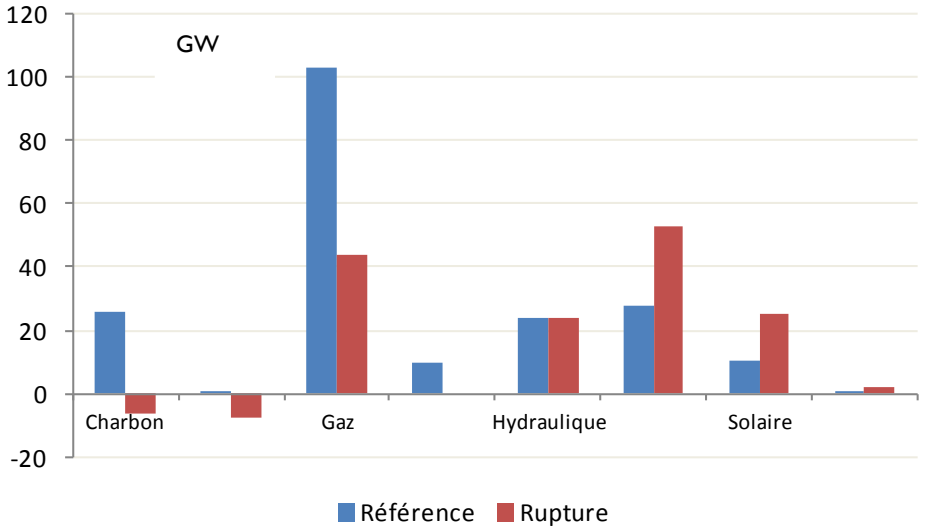
Pour satisfaire la demande électrique, les capacités électriques installées devront augmenter substantiellement. La capacité actuelle pour l'ensemble de la Méditerranée avoisine les 500 GW, dont plus des deux tiers sont installés dans les PNM. D'ici 2030, les capacités devraient augmenter de 60 % dans le scénario de référence pour atteindre 878 GW, soit 382 GW à installer au cours des 20 prochaines années, dont 200 GW dans les PSEM (Tableau 4).

Tableau 4 - Capacité électrique installée par source et scénario (GW)

	2009	2030 CS	2030 PS	2030 Rupture
Energies Fossiles	287	420	300	282
Nucléaire	71	91	82	64
EnR	138	368	431	431
Total	**496**	**878**	**812**	**777**
PNM	*376*	*557*	*523*	*523*
PSEM	*120*	*321*	*289*	*253*

Source : OME.

Figure 30 - Capacités de production électriques additionnelles d'ici 2030 (GW)

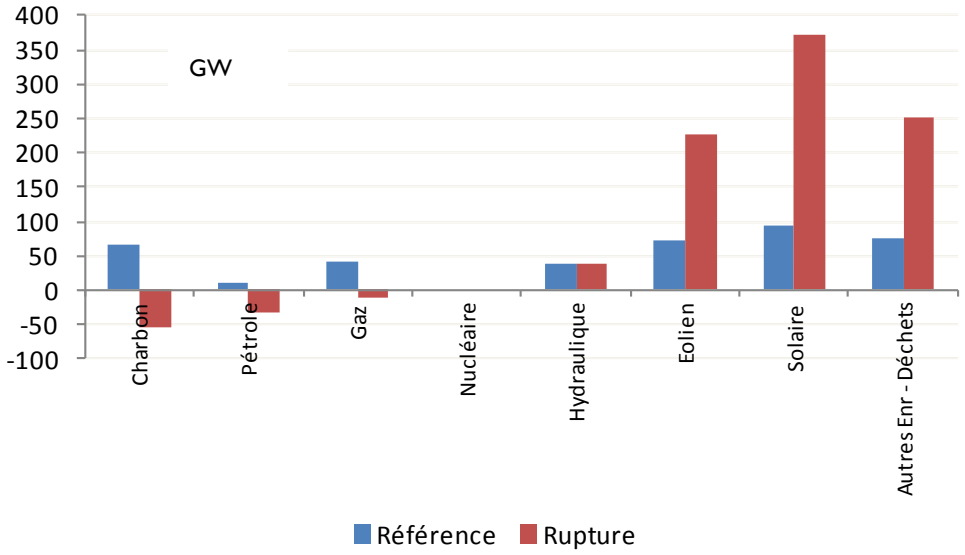


Source : OME.

Le scénario de rupture permettrait d'économiser plus de 100 GW au total et 68 GW dans les PSEM. **Il permettrait de réduire les besoins en capacité additionnelle de près de 34 % en 2030 par rapport au scénario de référence**. Toutefois, à l'instar de la production électrique, les capacités électriques installées au sud de la Méditerranée devraient plus que doubler d'ici 2030 pour satisfaire les besoins. 253 GW devront être installés en 2030 pour subvenir à la demande électrique, soit un supplément de **133 GW dans les PSEM**.

L'évolution par technologie est plus contrastée. Si dans le scénario de référence les capacités en énergie fossiles augmentent de plus de 133 GW (soit près de 35 % des capacités additionnelles), le scénario de rupture permettrait une baisse des capacités en centrales thermiques au profit des EnR (de 287 GW thermiques en 2009 à 282 GW en 2030 pour la Méditerranée). Dans le scénario de rupture, **les EnR représenteraient donc plus de 55 % du parc électrique installé en Méditerranée en 2030.**

Figure 31 - Augmentation des capacités entre 2009 et 2030 par scénario

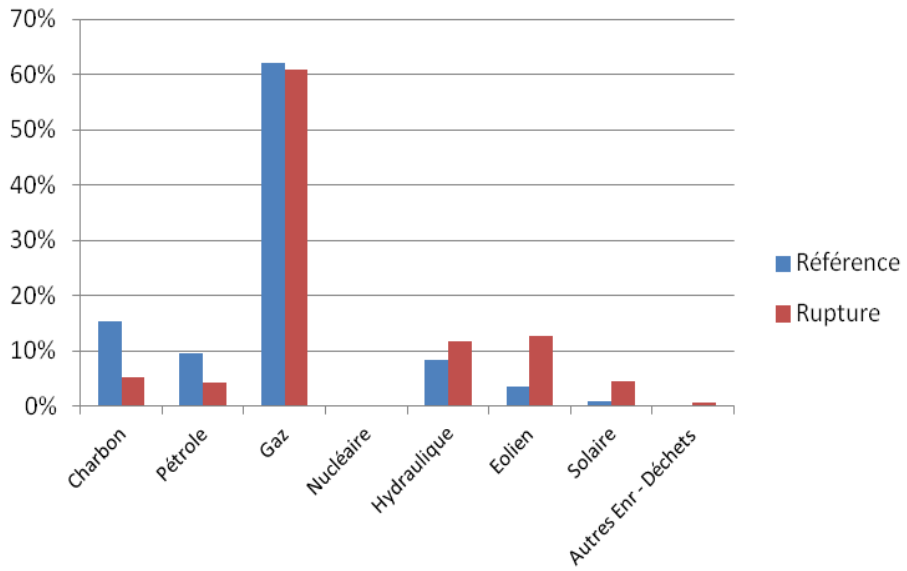


Source : OME.

Dans les PSEM, les besoins en capacité thermique continueront à croitre quel que soit le scénario, mais dans une moindre mesure pour le scénario de rupture. 30 GW de capacité thermique supplémentaire seraient nécessaires dans les PSEM d'ici 2030, contre 130 GW dans le scénario de référence. Le parc

électrique des PSEM en 2030 serait de ce fait composé pour près de 50 % par des centrales EnR, contre 26 % dans le scénario de référence.

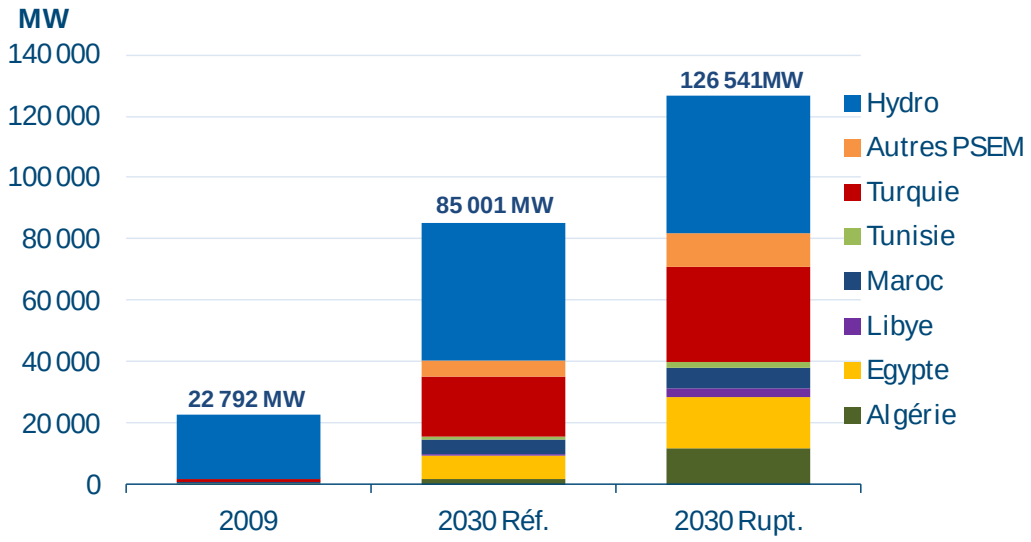
Figure 32 - Part dans le mix électrique par filière et par scénario à l'horizon 2030



Source : OME

Les capacités EnR dans les PSEM devraient plus que quintupler d'ici 2030 dans le scénario de rupture, atteignant plus de 126 GW en 2030, contre 85 GW seulement dans le scénario de référence. **La Turquie, l'Egypte et l'Algérie ont les plus forts potentiels de centrales EnR** (hydraulique exclus) parmi ces pays. A elles trois, elles représenteraient près de la moitié des capacités EnR installées en 2030 (Figure 33).

Figure 33 - Capacités EnR installées dans les PSEM par pays

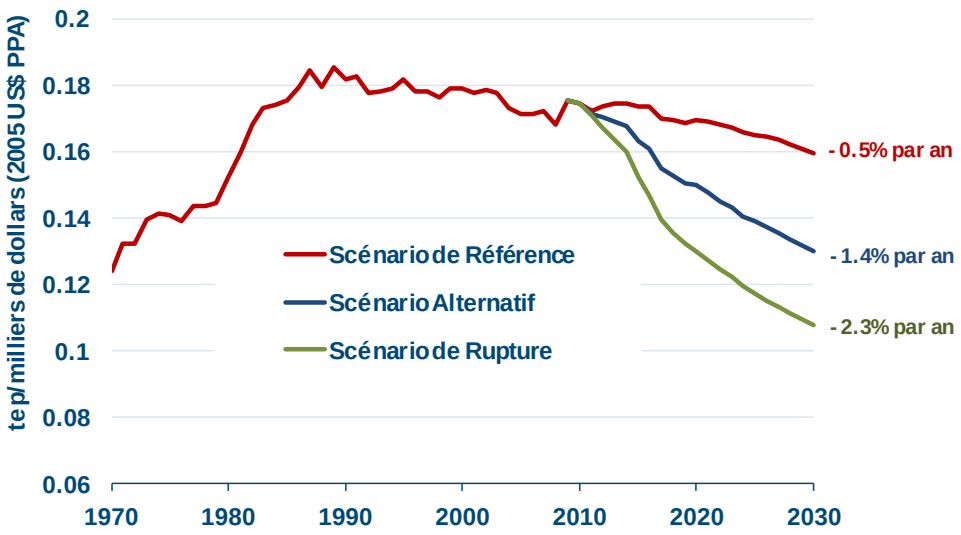


Source : Base de données OME.

3.1.4. Intensité énergétique

L'intensité énergétique, soit la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de PIB supplémentaire, serait ainsi réduite dans tous les scénarios et pour l'ensemble des pays de la Méditerranée, mais de façon plus marquée dans le scénario de rupture pour les PSEM. Elle serait ramenée au-dessous du niveau des années 70.

Figure 34 - Intensité énergétique par scénario dans les PSEM

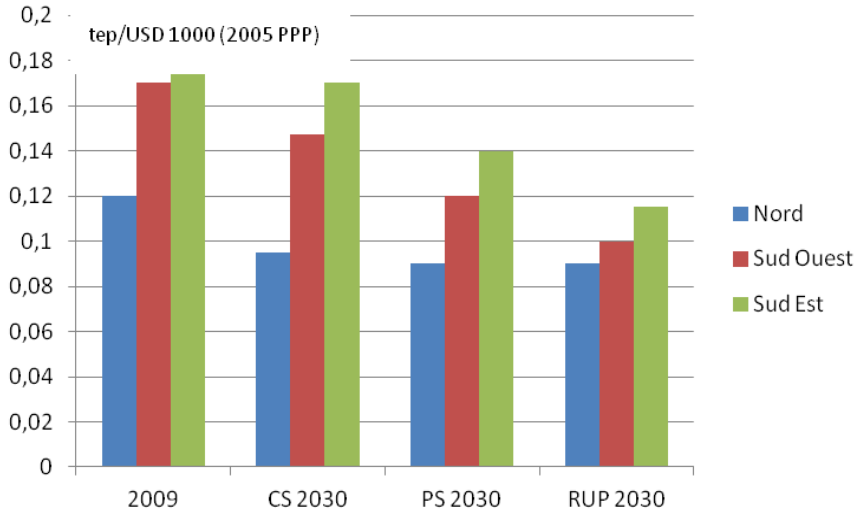


Source : Base de données OME.

Jusqu'aux années 90, l'intensité énergétique des PSEM était en nette croissance, c'est à dire que la demande énergétique augmentait plus rapidement que la croissance économique. Depuis le tournant des années 90, la tendance est à la baisse, mais une baisse timide, en dent de scie. Le scénario de référence ne permettrait pas d'accélérer significativement cette tendance, avec une baisse -0,5 % par an en moyenne.

L'intensité énergétique des PSEM dans le scénario de rupture reflète la réalisation du potentiel des économies d'énergie sur la demande dans les différents secteurs. L'intensité énergétique diminuerait de plus de 2,3 % par an en moyenne jusque 2030, soit presque cinq fois plus vite que dans le scénario de référence. La Figure 35 illustre les disparités entre les sous-régions, avec néanmoins une tendance au rattrapage du Nord par le Sud.

Figure 35 - Intensité énergétique par scénario et par sous-région

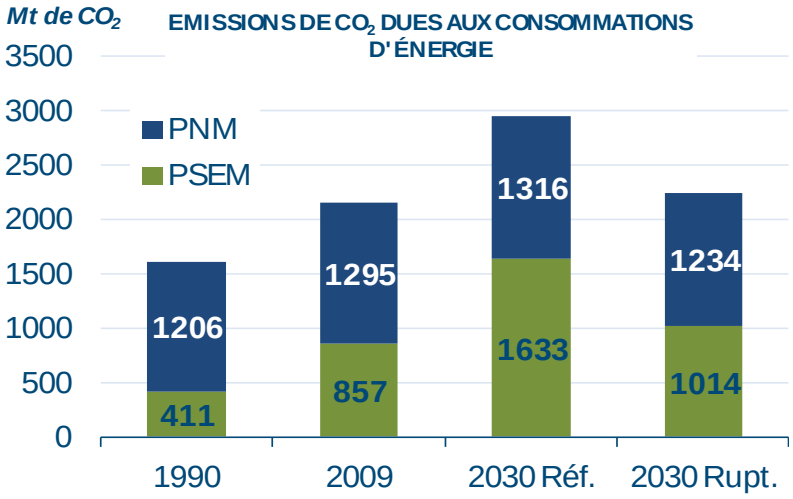


Source : Base de données OME.

3.1.5. Emissions de CO_2

Les effets cumulés d'une réduction de la demande énergétique par rapport au scénario de référence et d'une diversification accrue du mix énergétiques en faveur des EnR conduiraient à une forte diminution des émissions de CO_2 dans le scénario de rupture – d'un quart à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence. **Au total, près de 1 000 Mt de CO_2 pourraient être épargnées** par la mise en œuvre du scénario de rupture dans la Méditerranée. Les PNM seraient ainsi, en 2030, proches de leur niveau de 1990.

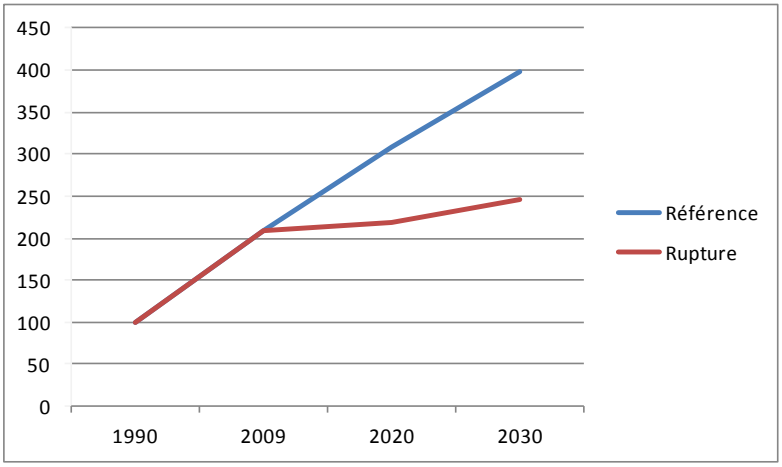
Figure 36 - Emissions de CO_2 par région et par scénario – Méditerranée



Source : Base de données OME

Dans les PSEM, les émissions de CO_2 doubleraient dans le scénario de référence alors qu'elles n'augmenteraient que de 18 % dans le scénario de rupture, pour atteindre 1 014 Mt de CO_2 en 2030, contre 1 633 Mt dans le scénario de référence (Figure 37). Le bilan carbone, bien qu'en augmentation, limiterait la production de CO_2 supplémentaire à moins de 160 Mt en 2030 par rapport aux niveaux actuels.

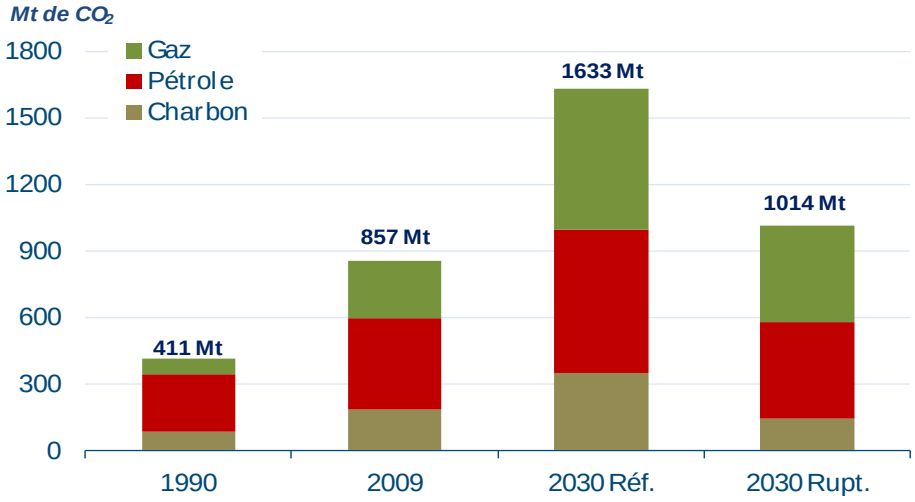
Figure 37 - PSEM : Evolutions des émissions de CO_2 par scénario 1990-2030 (base 100 en 1990)



Source : OME.

Quel que soit le scénario, le gaz est appelé à devenir le principal émetteur de CO_2 parmi les énergies fossiles dans les PSEM - représentant environ 40 % des émissions de CO_2 à l'horizon 2030. Toutefois, la contribution du pétrole resterait presque identique au niveau actuel alors que les émissions dues au charbon baisseraient de plus de 21 % en 2030.

Figure 38 - Emissions de CO_2 par source et par scénario dans les PSEM



Source : Base de données OME.

La Figure 39 confirme la tendance de décarbonisation des économies de la région avec des disparités relativement importantes. L'écart entre le Nord et le Sud demeure important, même dans le scénario de rupture, en particulier entre le Nord et le Sud Est.

Figure 39 - Intensité carbone par sous-région

Source : Base de données OME.

III. Recommandations

1. Améliorer les hypothèses des scénarios

Les **hypothèses suivantes** ont été retenues :

- Application homogène des hypothèses sectorielles pour l'ensemble de la région, en particulier dans le secteur du bâtiment et des transports ;
- Non prise en compte de l'impact du changement climatique, notamment sur la production hydraulique et la courbe de charge de la demande d'électricité (effet de pointe dû à la climatisation) ainsi que sur l'interaction eau-énergie, notamment pour les besoins énergétiques liés au dessalement.

Ces hypothèses ont vocation à être affinées grâce au recueil des avis de différents partenaires nationaux et régionaux. Une consultation et un suivi pérennes sont à formaliser en s'appuyant notamment sur les réseaux de partenaires existants, tant du côté de l'OME que du Plan Bleu. Ceci constituera une première étape pour un suivi pérennisé et organisé des remontées d'informations nécessaires à l'actualisation d'un scénario énergétique de rupture.

2. Organiser les remontées d'informations

Le niveau de désagrégation des données par secteur et sous-secteur est un élément clé de la finesse des modélisations. La connaissance précise par site consommateur permet également de reconstituer la demande de secteurs spécifiques comme le tourisme. Ce travail important nécessite des données de contexte actuellement quasi-inexistantes, en particulier dans les PSEM. La finesse des modélisations dépendra donc de l'existence de processus de remontées d'informations plus larges. Dans l'UE, ce type de démarche est désormais encadré par voie de directive (directive 2007/2/CE INSPIRE).

La modélisation énergétique nécessitera donc des données contextuelles détaillées et précises ainsi qu'une connaissance des déterminants de la demande, par secteur et au niveau des interactions entre les secteurs.

Cette **remontée d'informations** pourrait être établie à partir de :

- La constitution d'un réseau organisé des producteurs des données nécessaires à la prospective énergétique, au niveau des Etats et au niveau sectoriel. Ceci passera par la désignation de producteurs de données source liés à l'énergie. Le cas échéant, les organisations institutionnelles ad hoc devront être développées (soutien méthodologique à l'organisme en charge de l'intégration des informations, formation, etc.). Cette démarche sera à conduire en lien avec le suivi des indicateurs d'efficacité énergétique, qui nécessitera la collecte et l'actualisation de données communes à celles pour la prospective.
- La prise en compte de l'hétérogénéité de la structure de la demande énergétique par pays et par secteur : type d'urbanisation, de logement, d'industrie, d'agriculture, etc.
- De modélisations plus précises permettant de mieux connaître les déterminants de la demande, notamment dans des secteurs et usages à fort potentiel d'économies d'énergie : tourisme, développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), etc. Des méthodologies existent et devraient être partagées.

La mise en réseau des différentes structures productrices d'informations au sein d'un système d'information régional constitue un objectif plus ambitieux qui pourrait être évoqué dans le cadre des travaux sur la coopération statistique régionale.

3. Doter les scénarios d'une capacité de simulation

Un des objectifs des scénarios de prospective énergétique est de mettre en évidence la sensibilité des grands paramètres à certaines hypothèses d'entrée. Les conditions de réalisation de ces hypothèses dépendent ensuite d'actions relevant tant de la sphère publique (règlementation, soutien financier, etc.) que privée

(organisations des filières professionnelles, modifications des pratiques de consommation et des comportements des consommateurs).

Ceci nécessite que les outils développés aient une capacité de simulation. Cette simulation pourra être sectorielle, en particulier pour les secteurs prioritaires que sont les bâtiments et les transports. Elle devient alors un outil d'aide à la décision pour les politiques publiques et les investissements en infrastructures.

Des modules d'optimisation, selon différents critères (CO_2, prix, impact emploi, etc.) pourraient aussi être couplés afin de réaliser des exercices sous contraintes (et le cas échéant dans le respect de certains objectifs). Plusieurs options d'interventions pourraient être testées et comparées en fonction des critères retenus.

4. Evaluer la sensibilité des équilibres énergétiques aux différents scénarios

La comparaison des résultats entre les 3 scénarios met en évidence des différences très importantes au niveau des bilans énergétiques possibles. Ces différences ont un impact sur :

- Les infrastructures de production d'électricité, notamment avec l'avènement des énergies renouvelables dont la localisation sera potentiellement différente des installations de production classique existantes. Ceci va nécessiter le développement et l'aménagement des réseaux de transport d'électricité, au niveau du transport et de la distribution, dans le cas d'un déploiement diffus des productions EnR ;
- La sollicitation des interconnexions électriques entre les pays, qui reste à étudier plus finement, notamment dans les PSEM ;
- La possibilité d'utiliser les EnR et l'EE pour une meilleure gestion de la charge électrique, et en particulier les effets de pointe.

Concernant spécifiquement l'efficacité énergétique, des économies de fonctionnement seront possibles dans le cadre de nouveaux modèles économiques les incitant plus fortement. A facture énergétique identique, il y a donc un intérêt pour les pays à mettre en place des modalités de redistribution entre soutien à la production et soutien aux économies d'énergie.

La **mobilisation des ressources locales renouvelables** conduit à la création de richesse pour l'ensemble des PSEM. Des stratégies différenciées entre les pays producteurs et importateurs vont se mettre en place :

- Augmentation de la valeur de la rente pour les pays exportateurs d'hydrocarbures ;
- Exploitation d'une nouvelle ressource pour les pays importateurs pouvant contribuer à un renforcement de l'autonomie énergétique et à une capacité d'exportation.

Ce point reste à étudier spécifiquement afin d'évaluer l'interaction entre le déploiement de l'EE et des Enr, et l'évolution des ressources fossiles et de leurs usages.

Enfin l'introduction des Enr et de l'EE, du fait de la nouveauté des technologies mobilisées, aura, selon le degré d'industrialisation locale, des conséquences sur les infrastructures industrielles et logistiques des pays, ainsi que sur la création d'emplois.

5. Articuler le travail prospectif régional avec les prospectives nationales et locales

Les prospectives énergétiques à l'échelle locale se développent tant dans les PNM que dans les PSEM, souvent dans le cadre d'exercices de planification (urbanisme, aménagement du territoire, développement économique, etc.).

Les questions énergétiques (et plus largement climatiques) sont de plus en plus intégrés dans ces exercices. Des évaluations dédiées, par exemple sur le gisement local en ressource renouvelable, sont également effectuées. Dans les PNM ceci est largement encadré par des textes nationaux (par exemple les Plans climat énergie territoriaux en France).

La réalisation de ces exercices, en général sous maîtrise d'ouvrage d'une autorité locale, doit s'appuyer sur des méthodologies homogènes avec les autres exercices nationaux, voire régionaux. Dans les PSEM, le transfert et l'adaptation de ces méthodologies est à poursuivre.

Les résultats des prospectives énergétiques locales pourront alors alimenter, selon un schéma bottom-up, les prospectives nationales puis régionales. Elles permettront de constituer des références par typologie de territoire et par secteur.

Les travaux de prospective régionale devront être mis en relation avec certains exercices pour apporter méthodes et interprétation mais aussi pour observer, à l'échelle locale, les besoins en terme de prospective.

6. Envisager un scénario de rupture majeur à un horizon plus lointain ?

Les hypothèses de rupture retenues dans les travaux effectués sont très ambitieuses. Elles visent une amélioration majeure des systèmes énergétiques existants dans les pays. La réalisation de ce scénario est cependant réaliste du point de vue des techniques utilisées. Dans une démarche plus anticipatrice, une rupture technologique pourrait aussi être envisagée en simulant le déploiement de nouvelles sources d'énergie (hydrogène par exemple), de nouveaux modes de gestion (réseaux électriques intelligents, stockage d'énergie) et les modèles économiques associés. Cette approche pourrait être testée en s'appuyant sur des études de cas précises (notamment en milieu urbain), à un horizon plus lointain que 2030.

IV. Table des illustrations

Figure 1 - Schéma du modèle OME MEM....7
Figure 2 - Évolution de la demande énergétique primaire en Méditerranée (1990-2030)....9
Figure 3 - Perspectives de demande énergétique par source (1990-2030)....10
Figure 4 - Prévisions de demande et de production d'hydrocarbures en Méditerranée....11
Figure 5 - Dépendance énergétique des pays importateurs de la Méditerranée....11
Figure 6 - Dépendance énergétique par pays....11
Figure 7 - Potentiel d'exportation de gaz naturel dans les PSEM....12
Figure 8 - Structure du parc électrique en Méditerranée 2009-2030 selon les scénarios conservateur et proactif....12
Figure 9 - Production d'électricité en Méditerranée....13
Figure 10 - Investissements en production électrique....13
Figure 11 - Capacité installée d'énergies renouvelables dans les pays sud méditerranéens : situation actuelle et objectifs nationaux....14
Figure 12 - Perspectives de développement de l'éolien....15
Figure 13 - Perspectives de développement solaire CSP....15
Figure 14 - Perspectives de développement solaire PV....15
Figure 15 - Les économies en énergie finale (PSEM 1990-2030)....16
Figure 16 - Perspectives de l'intensité énergétique primaire (1990-2030)....17
Figure 17 - Émissions de CO_2 en Méditerranée (1990-2030)....17
Figure 18 - Intensité carbone en Méditerranée (1990-2030)....17
Figure 19 - Projection du nombre de nouveaux logements dans les PSEM (2010-2030)....20
Figure 20 - Demande d'énergie primaire en Méditerranée par scénario....22
Figure 21 - Demande d'énergie primaire en Méditerranée par source dans le scénario de rupture....22
Figure 22 - Demande d'énergie primaire dans les PSEM par scénario....23
Figure 23 - Demande d'énergie par secteur dans les PSEM par scénario....24
Figure 24 - Détails des EnR dans la consommation finale par scénario dans les PSEM....25
Figure 25 - Demande d'énergie dans le résidentiel par scénario dans les PSEM....26
Figure 26 - Demande d'énergie dans le résidentiel par source et scénario dans les PSEM....26
Figure 27 - Demande d'énergie dans le secteur des transports par source et par scénario....27
Figure 28 - Production d'électricité par région et scénario....27
Figure 29 - Production d'électricité dans les PSEM par source, scénario de rupture (2009 et 2030)....28
Figure 30 - Capacités de production électriques additionnelles d'ici 2030 (GW)....29
Figure 31 - Augmentation des capacités entre 2009 et 2030 par scénario....29
Figure 32 - Part dans le mix électrique par filière et par scénario à l'horizon 2030....30
Figure 33 - Capacités EnR installées dans les PSEM par pays....30
Figure 34 - Intensité énergétique par scénario dans les PSEM....31
Figure 35 - Intensité énergétique par scénario et par sous-région....31
Figure 36 - Emissions de CO_2 par région et par scénario – Méditerranée....32
Figure 37 - PSEM : Evolutions des émissions de CO_2 par scénario 1990-2030 (base 100 en 1990)....32
Figure 38 - Emissions de CO_2 par source et par scénario dans les PSEM....33
Figure 39 - Intensité carbone par sous-région....33

Tableau 1 - Structure du parc électrique dans les pays sud méditerranéens 2009-2030....13
Tableau 2 - Hypothèses de pénétration des EnR....20
Tableau 3 - Hypothèses d'efficacité énergétique pour le volet bâtiment du scénario de rupture....25
Tableau 4 - Capacité électrique installée par source et scénario (GW)....28

V. Annexes

Tables de sortie des scénarios conservateur, proactif et rupture : MED, Sud, Sud Ouest, Sud Est

TOTAL MEDITERRANEAN - CONSERVATIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**706**	**988**	**1 222**	**1 406**	**1,8%**	**1,7%**
Coal	106	108	126	137	0,1%	1,1%
Oil	351	410	446	475	0,8%	0,7%
Gas	108	274	409	500	5%	2,9%
Nuclear	97	122	133	146	1,2%	0,8%
Hydro	16	21	24	27	1,4%	1,3%
Wind	0,001	5,7	17	28	57,6%	7,8%
Solar	0,6	3,2	13	19	9,4%	8,9%
Other Renewables & Waste	35	49	63	82	1,9%	2,5%
Electricity Plants (input)	**-251**	**-396**	**-510**	**-612**	**2,4%**	**2,1%**
Coal	-62	-73	-80	-88	0,9%	0,9%
Oil	-48	-41	-29	-29	-0,9%	-1,7%
Gas	-22	-120	-199	-250	9,2%	3,6%
Nuclear	-97	-122	-133	-146	1,2%	0,8%
Hydro	-16	-21	-24	-27	1,4%	1,3%
Renewables & Waste	-4,6	-20	-44	-73	8,1%	6,4%
Other Transformation & Losses	**-68**	**-80**	**-94**	**-101**	**0,9%**	**1,1%**
Total Final Consumption	**492**	**691**	**864**	**1 004**	**1,8%**	**1,8%**
Coal	29	27	38	41	-0,4%	2%
Oil	277	341	387	421	1,1%	1%
Gas	74	140	190	228	3,4%	2,4%
Electricity	78	136	188	242	2,9%	2,8%
Heat	1,6	9,9	12	16	10,1%	2,2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,5	2,6	6	9	8,7%	5,9%
Other Renewables & Waste	30	34	42	48	0,6%	1,6%
Transport	**140**	**202**	**254**	**288**	**2%**	**1,7%**
Coal	0,02	0,0378	0,04	0,04	3,1%	0,1%
Oil	138	194	237	266	1,8%	1,5%
Gas	0,2	1,7	4	7	11%	6,6%
Electricity	1,9	2,6	3	4	1,7%	1,8%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables & Waste	0	4,3	10	12	-	5%
Residential	**112**	**167**	**217**	**255**	**2,1%**	**2%**
Coal	5,8	9	14	15	2,4%	2,5%
Oil	38	35	40	41	-0,4%	0,7%
Gas	20	52	68	81	5,1%	2,1%
Electricity	22	45	63	82	3,8%	3%
Heat	0,6	0,7	1,2	1,4	0,6%	3,1%
Renewables & Waste	25	24	31	35	-0,09%	1,8%
Industry	**177**	**212**	**269**	**315**	**1%**	**1,9%**
Coal	22	17	22	25	-1,2%	1,9%
Oil	75	73	71	72	-0,1%	-0,04%
Gas	39	61	92	112	2,4%	3%
Electricity	36	49	71	90	1,7%	2,9%
Heat	0,4	5,6	7	10	15,3%	2,6%
Renewables & Waste	5,6	6,5	6	6	0,8%	-0,1%
Other Consumption	**63**	**110**	**123**	**146**	**3%**	**1,3%**
Coal	2,1	1	2	1	-3,9%	-0,1%
Oil	26	40	39	43	2,2%	0,4%
Gas	15	25	25	28	2,7%	0,6%
Electricity	19	40	51	66	4%	2,5%
Heat	0,6	3,7	4	5	10,3%	1,2%
Renewables & Waste	0,5	1,6	2	3	6,8%	2,8%
Electricity OUTPUT - TWh	**1 112**	**1 873**	**2 642**	**3 353**	**2,8%**	**2,8%**
Coal	248	296	345	424	0,9%	1,7%
Oil	205	171	133	136	-1%	-1,1%
Gas	97	619	1 058	1 398	10,2%	4%
Nuclear	373	448	489	541	1%	0,9%
Hydro	182	241	285	322	1,5%	1,4%
Wind	0,02	64	197	320	52,9%	8%
Solar	0,6	7,7	79	123	14,6%	14,1%
Other Renewables & Waste	6,4	26	57	89	7,7%	5,9%
Installed Capacity - MW		**495 525**	**703 466**	**878 150**	**-**	**2,8%**
Coal		66 755	67 167	78 214	-	0,8%
Oil		57 144	38 114	38 237	-	-1,9%
Gas		162 719	247 677	303 457	-	3%
Nuclear		70 889	75 543	90 529	-	1,2%
Hydro		90 612	111 894	129 391	-	1,7%
Wind		35 172	95 595	140 313	-	6,8%
Solar		5 730	56 337	80 804	-	13%
Other Renewables & Waste		6 503	11 138	17 205	-	4,7%
CO_2 Emissions (Mt)	**1 617**	**2 151**	**2 615**	**2 948**	**1,5%**	**1,5%**
Coal	409	435	510	564	0,3%	1,2%
Oil	968	1 107	1 203	1 289	0,7%	0,7%
Gas	237	598	888	1 081	5%	2,9%
Other	3,6	10,9	14	15	6%	1,4%
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	4 840,1	7 261,5	9 483	12 083	2,2%	2,5%
Population (millions)	399,23	492,15	545,5	582,4	1,1%	0,8%

TOTAL MEDITERRANEAN - PROACTIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**706**	**988**	**1 136**	**1 238**	**1,8%**	**1,1%**
Coal	106	108	101	92	0,1%	-0,8%
Oil	351	410	398	398	0,8%	-0,1%
Gas	108	274	367	408	5,0%	1,9%
Nuclear	97	122	125	150	1,2%	1,0%
Hydro	15,9	20,7	24	27	1,4%	1,3%
Wind	0	5,7	22	33	57,6%	8,8%
Solar	0,6	3	21	34	9,4%	11,8%
Other Renewables & Waste	35	49,3	87	106	1,9%	3,7%
Electricity Plants (input)	**-251**	**-396**	**-469**	**-526**	**2,4%**	**1,4%**
Coal	-61,8	-73	-60	-49	0,9%	-1,9%
Oil	-48	-41	-22	-17	-0,9%	-4,2%
Gas	-22	-120	-173	-188	9%	2%
Nuclear	-97	-122	-125	-150	1,2%	1,0%
Hydro	-15,9	-20,7	-24	-27	1,4%	1,3%
Renewables	-4,56	-19,8	-66	-95	8,1%	7,8%
Other Transformation&losses	**-68**	**-80**	**-85**	**-89**	**0,9%**	**0,5%**
Total Final Consumption	**492**	**691**	**812**	**897**	**1,8%**	**1,3%**
Coal	29,5	27	34	36	-0,4%	1,3%
Oil	277	341	351	359	1,1%	0,2%
Gas	74	140	177	201	3,4%	1,8%
Electricity	78	136	174	208	2,9%	2,0%
Heat	2	9,9	12	16	10,1%	2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,5	3	13	20	8,7%	10%
Other Renewables & Waste	30,2	34,0	51	58	0,6%	2,6%
Transport	**140**	**202**	**236**	**258**	**2,0%**	**1,2%**
Coal	0,021	0,04	0,04	0,04	3%	0,1%
Oil	138	194	215	228	1,8%	0,8%
Gas	0,23	1,7	4	8	11,2%	7,3%
Electricity	1,9	2,6	3,7	4,9	1,7%	3,1%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	4,30	12,8	17,3	-	6,9%
Residential	**112**	**167**	**204**	**226**	**2,1%**	**1,5%**
Coal	5,8	9,0	10	10	2,4%	0,7%
Oil	38	35	34	31	-0,4%	-0,6%
Gas	20,3	52	62	68	5,1%	1,3%
Electricity	22,2	45	57	68	3,8%	2%
Heat	1	1	1	1	0,6%	3,3%
Renewables	24,7	24,3	38	47	-0,1%	3,2%
Industry	**177**	**212**	**257**	**287**	**1,0%**	**1,5%**
Coal	21,6	17,2	21	24	-1,2%	1,7%
Oil	75	73	66	64	-0,1%	-0,6%
Gas	38,8	61	88	102	2,4%	2,5%
Electricity	35,7	49	67	79	1,7%	2,3%
Heat	0	5,6	7	10	15,3%	3%
Renewables	5,6	6	7	8	0,8%	0,9%
Other Consumption	**63**	**110**	**116**	**126**	**3,0%**	**0,6%**
Coal	2	1	2	1	-3,9%	-
Oil	26,2	40	36	36	2,2%	-0,5%
Gas	15,1	25,0	22	24	3%	-0,3%
Electricity	18,7	39,6	46	56	4,0%	1,6%
Heat	1	4	4	4	10,3%	1,0%
Renewables	0,5	1,6	6	6	7%	6,2%
Electricity OUTPUT - TWh	**1 112**	**1 873**	**2 454**	**2 913**	**2,8%**	**2,1%**
Coal	248	296	247	217	0,9%	-1,5%
Oil	205	171	98	78	-1,0%	-3,7%
Gas	97	619	929	1 061	10%	2,6%
Nuclear	373	448	458	560	1,0%	1,1%
Hydro	182	241	285	323	1,5%	1,4%
Wind	0,020	63,7	244	385	52,9%	8,9%
Solar	1	7,69	99	161	14,6%	15,6%
Other Renewables & Waste	6,4	26,4	93	128	7,7%	7,8%
Installed Capacity - MW		**495 525**	**697 592**	**812 074**	**-**	**2,4%**
Coal		66 755	55 631	44 906	-	-1,9%
Oil		57 144	30 061	25 587	-	-3,8%
Gas		162 719	221 563	229 506	-	1,7%
Nuclear		70 889	73 482	81 518	-	0,7%
Hydro		90 612	112 467	130 228	-	1,7%
Wind		35 172	117 572	170 437	-	7,8%
Solar		5 730	68 712	102 379	-	14,7%
Other Renewables & Waste		6 503	18 104	27 513	-	7,1%
CO_2 Emissions (Mt)	**1 617**	**2 151**	**2 301**	**2 352**	**1,5%**	**0,4%**
Coal	409	435	407	374	0,3%	-0,7%
Oil	968	1 107	1 072	1 077	0,7%	0%
Gas	237	598	799	881	5,0%	1,9%
Other	4	11	22	20	6,0%	2,9%
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	4 840	7 262	9 483	12 083	2,2%	2,5%
Population (millions)	399	492	546	582	1,1%	0,8%

TOTAL MEDITERRANEAN - RUPTURE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**706**	**988**	**1078**	**1145**	**1,8%**	**0,7%**
Coal	106	108	89	84	0,1%	-1,2%
Oil	351	410	379	372	0,8%	-0,5%
Gas	108	274	340	379	5,0%	1,6%
Nuclear	97	122	123	117	1,2%	-0,2%
Hydro	16	21	24	27	1,4%	1,3%
Wind	0	6	22	33	57,6%	8,8%
Solar	1	3	23	37	9,4%	12,3%
Other Renewables & Waste	35	49	88	106	1,9%	3,7%
Electricity Plants (input)	**-251**	**-396**	**-439**	**-471**	**2,4%**	**0,8%**
Coal	-62	-73	-50	-44	0,9%	-2,4%
Oil	-48	-41	-20	-14	-0,9%	-5,0%
Gas	-22	-120	-156	-173	9%	2%
Nuclear	-97	-122	-123	-117	1,2%	-0,2%
Hydro	-16	-21	-24	-27	1,4%	1,3%
Renewables	-5	-20	-66	-95	8,1%	7,7%
Other Transformation&losses	**-68**	**-80**	**-82**	**-84**	**0,9%**	**0,2%**
Total Final Consumption	**492**	**691**	**775**	**844**	**1,8%**	**1,0%**
Coal	29	27	31	33	-0,4%	0,9%
Oil	277	341	334	336	1,1%	-0,1%
Gas	74	140	167	188	3,4%	1,4%
Electricity	78	136	164	191	2,9%	1,6%
Heat	2	10	12	16	10,1%	2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	1	3	15	23	8,7%	11%
Other Renewables & Waste	30	34	52	58	0,6%	2,6%
Transport	**140**	**202**	**226**	**244**	**2,0%**	**0,9%**
Coal	0	0	0	0	3%	-0,4%
Oil	138	194	205	212	1,8%	0,4%
Gas	0	2	5	9	11,2%	7,9%
Electricity	2	3	4	5	1,7%	3,2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	4	13	18	-	7,0%
Residential	**112**	**167**	**192**	**209**	**2,1%**	**1,1%**
Coal	6	9	9	9	2,4%	0,0%
Oil	38	35	32	29	-0,4%	-0,9%
Gas	20	52	57	61	5,1%	0,8%
Electricity	22	45	53	60	3,8%	1%
Heat	1	1	1	1	0,6%	3,3%
Renewables	25	24	39	48	-0,1%	3,3%
Industry	**177**	**212**	**246**	**273**	**1,0%**	**1,2%**
Coal	22	17	20	23	-1,2%	1,3%
Oil	75	73	63	62	-0,1%	-0,8%
Gas	39	61	84	96	2,4%	2,2%
Electricity	36	49	64	75	1,7%	2,0%
Heat	0	6	7	10	15,3%	3%
Renewables	6	6	8	8	0,8%	1,2%
Other Consumption	**63**	**110**	**111**	**119**	**3,0%**	**0,4%**
Coal	2	1	2	1	-3,9%	-
Oil	26	40	34	33	2,2%	-0,9%
Gas	15	25	21	22	3%	-0,6%
Electricity	19	40	43	51	4,0%	1,2%
Heat	1	4	4	4	10,3%	1,0%
Renewables	0	2	7	8	7%	7,6%
Electricity OUTPUT - TWh	**1112**	**1873**	**2310**	**2672**	**2,8%**	**1,7%**
Coal	248	296	205	188	0,9%	-2,1%
Oil	205	171	92	63	-1,0%	-4,6%
Gas	97	619	842	990	10%	2,3%
Nuclear	373	448	450	434	1,0%	-0,2%
Hydro	182	241	285	323	1,5%	1,4%
Wind	0	64	244	385	52,9%	8,9%
Solar	1	8	99	161	14,6%	15,6%
Other Renewables & Waste	6	26	93	128	7,7%	7,8%
Installed Capacity - MW		**495525**	**673381**	**776890**	**-**	**2,2%**
Coal		66755	49643	43039	-	-2,1%
Oil		57144	28840	23094	-	-4,2%
Gas		162719	205593	215782	-	1,4%
Nuclear		70889	72449	64418	-	-0,5%
Hydro		90612	112467	130228	-	1,7%
Wind		35172	117572	170437	-	7,8%
Solar		5730	68712	102379	-	14,7%
Other Renewables & Waste		6503	18104	27513	-	7,1%
CO_2 Emissions (Mt)	**1617**	**2151**	**2135**	**2181**	**1,5%**	**0,1%**
Coal	409	435	355	339	0,3%	-1,2%
Oil	968	1107	1019	1003	0,7%	0%
Gas	237	598	739	818	5,0%	1,5%
Other	4	11	22	20	6,0%	2,9%
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	4840	7262	9483	12083	2,2%	2,5%
Population (millions)	399	492	546	582	1,1%	0,8%

NORTH MED - CONSERVATIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**541**	**660**	**728**	**745**	**1%**	**0,6%**
Coal	84	64	63	55	-1,4%	-0,7%
Oil	254	262	261	248	0,2%	-0,3%
Gas	76	155	190	208	3,8%	1,4%
Nuclear	97	122	133	127	1,2%	0,2%
Hydro	12	15	16	17	1,1%	0,4%
Wind	0,001	5,3	14	22	57,1%	7%
Solar	0,1	1,3	9	14	12,3%	12%
Other Renewables & Waste	25	39	51	65	2,5%	2,4%
Electricity Plants (input)	**-209**	**-278**	**-316**	**-334**	**1,5%**	**0,9%**
Coal	-53	-49	-45	-39	-0,5%	-1%
Oil	-32	-19	-9	-6	-2,8%	-5,3%
Gas	-10	-54	-74	-84	9,5%	2,1%
Nuclear	-97	-122	-133	-127	1,2%	0,2%
Hydro	-12	-15	-16	-17	1,1%	0,4%
Renewables	-4,5	-19	-39	-62	7,9%	5,8%
Other Transformation&losses	**-41**	**-45**	**-49**	**-46**	**0,5%**	**0,1%**
Total Final Consumption	**379**	**465**	**522**	**543**	**1,1%**	**0,7%**
Coal	21	9,8	12,4	11,1	-3,9%	0,6%
Oil	206	227	235	230	0,5%	0,1%
Gas	64	98	112	120	2,3%	1%
Electricity	66	97	117	131	2%	1,4%
Heat	1,6	8,9	11	14	9,5%	2,2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,1	0,7	3	5	11%	9,9%
Other Renewables & Waste	20	25	31	33	1%	1,5%
Transport	**108**	**142**	**169**	**175**	**1,4%**	**1%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	106	134	156	160	1,3%	0,8%
Gas	0,21	0,78	0,8	0,8	7,2%	0,3%
Electricity	1,81	2,38	2,9	3,3	1,5%	1,6%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	4,3	9	11	-	4,8%
Residential	**83**	**106**	**122**	**128**	**1,2%**	**0,9%**
Coal	2,78	0,97	1,2	1,1	-5,4%	0,5%
Oil	27	20	21	18	-1,7%	-0,3%
Gas	19	39	44	46	3,9%	0,8%
Electricity	19	31	37	41	2,6%	1,3%
Heat	0,6	0,7	1,2	1,4	0,6%	3,1%
Renewables	15	14	19	20	-0,2%	1,6%
Industry	**138**	**140**	**158**	**168**	**0,05%**	**0,9%**
Coal	16	7,8	9	9	-3,7%	0,7%
Oil	55	51	44	40	-0,3%	-1,2%
Gas	32	36	48	52	0,6%	1,8%
Electricity	30	35	46	54	0,8%	2,1%
Heat	0,4	4,5	6	8	14%	2,7%
Renewables	5	5,5	5	5	0,4%	-0,7%
Other Consumption	**50**	**78**	**72**	**73**	**2,4%**	**-0,3%**
Coal	2,1	1	2	1	-3,9%	-0,1%
Oil	18	21	14	11	0,7%	-2,9%
Gas	13	22	19	20	2,9%	-0,4%
Electricity	16	29	31	33	3,3%	0,7%
Heat	0,6	3,7	4	5	10,3%	1,2%
Renewables	0,4	1,2	1,6	2,2	6,2%	2,9%
Electricity OUTPUT - TWh	**933**	**1 314**	**1 628**	**1 818**	**1,8%**	**1,6%**
Coal	215	195	188	172	-0,5%	-0,6%
Oil	146	78	37	26	-3,3%	-5,1%
Gas	48	314	428	501	10,4%	2,2%
Nuclear	373	448	489	470	1%	0,2%
Hydro	144	185	200	207	1,3%	0,5%
Wind	0,02	61	161	255	52,9%	7,1%
Solar	0,6	7,6	70	104	14,5%	13,3%
Other Renewables & Waste	6	26	55	84	7,6%	5,8%
Installed Capacity - MW		**375 612**	**489 781**	**557 030**	**-**	**1,9%**
Coal		47 802	40 361	33 689	-	-1,7%
Oil		37 136	19 548	17 490	-	-3,5%
Gas		104 560	134 244	142 211	-	1,5%
Nuclear		70 889	75 543	80 929	-	0,6%
Hydro		69 624	79 744	84 844	-	0,9%
Wind		33 552	78 787	111 273	-	5,9%
Solar		5 706	50 983	70 385	-	12,7%
Other Renewables & Waste		6 344	10 570	16 210	-	4,6%
CO_2 Emissions (Mt)	**1 206**	**1 295**	**1 349**	**1 316**	**0,4%**	**0,1%**
Coal	324	251	245	216	-1,3%	-0,7%
Oil	709	695	682	645	-0,1%	-0,4%
Gas	170	338	408	440	3,7%	1,3%
Other	3,6	10,9	14	15	6%	1,4%
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	3 932,3	5 387,8	6 565	7 936	1,7%	1,9%
Population (millions)	201,4	216,3	225,2	228,4	0,4%	0,3%

NORTH MED - PROACTIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**541**	**660**	**699**	**698**	**1%**	**0,3%**
Coal	84	64	57	50	-1,4%	-1,2%
Oil	254	262	236	219	0,2%	-0,9%
Gas	76	155	173	180	3,8%	0,7%
Nuclear	97	122	123	117	1,2%	-0,2%
Hydro	12,4	15,4	16	17	1,1%	0,4%
Wind	0,001	5,3	17	22	57,1%	7,1%
Solar	0,1	1,3	15	20	12,3%	14%
Other Renewables & Waste	25	39	72	84	2,5%	3,7%
Electricity Plants (input)	**-209**	**-278**	**-304**	**-315**	**1,5%**	**0,6%**
Coal	-53	-49	-39	-34	-0,5%	-1,7%
Oil	-32	-19	-7	-5	-2,8%	-6,3%
Gas	-10	-54	-64	-67	9,5%	1%
Nuclear	-97	-122	-123	-117	1,2%	-0,2%
Hydro	-12	-15	-16	-17	1,1%	0,4%
Renewables	-4,5	-19	-56	-75	7,9%	6,7%
Other Transformation&losses	**-41**	**-45**	**-45**	**-43**	**0,5%**	**-0,2%**
Total Final Consumption	**379**	**465**	**502**	**508**	**1,1%**	**0,4%**
Coal	21	9,8	12	11	-3,9%	0,6%
Oil	206	227	216	204	0,5%	-0,5%
Gas	64	98	105	108	2,3%	0,5%
Electricity	66	97	111	119	2%	1%
Heat	1,6	8,9	11	14	9,5%	2,3%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,1	0,7	8	10	11%	13,8%
Other Renewables & Waste	20	25	40	42	1%	2,5%
Transport	**108**	**142**	**158**	**161**	**1,4%**	**0,6%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	106	134	142	140	1,3%	0,2%
Gas	0,2	0,8	0,8	0,8	7,2%	0,3%
Electricity	1,8	2,4	3	4	1,5%	2,4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	4,3	12	16	-	6,5%
Residential	**83**	**106**	**119**	**120**	**1,2%**	**0,6%**
Coal	2,8	1,0	1	1	-5,4%	-0,2%
Oil	27	20	17	14	-1,7%	-1,7%
Gas	19	39	39	40	3,9%	0,2%
Electricity	19	31	34	36	2,6%	0,8%
Heat	0,6	0,7	1,2	1,4	0,6%	3,3%
Renewables	15	14	26	27	-0,2%	3,1%
Industry	**138**	**140**	**155**	**158**	**0,05%**	**0,6%**
Coal	16	7,8	9	9	-3,7%	0,8%
Oil	55	51	42	38	-0,3%	-1,5%
Gas	32	36	48	50	0,6%	1,6%
Electricity	30	35	44	48	0,8%	1,6%
Heat	0,4	4,5	6	9	14%	3,1%
Renewables	5	5,5	5	4	0,4%	-0,9%
Other Consumption	**50**	**78**	**71**	**68**	**2,4%**	**-0,61%**
Coal	2,1	1	1,9	0,9	-3,9%	-0,5%
Oil	18	21	15	12	0,7%	-2,7%
Gas	13	22	17	17	2,9%	-1,2%
Electricity	16	29	29	30	3,3%	0,2%
Heat	0,6	3,7	4	4	10,3%	1%
Renewables	0,4	1,2	5	4	6,2%	5,5%
Electricity OUTPUT - TWh	**933**	**1 314**	**1 558**	**1 686**	**1,8%**	**1,2%**
Coal	215	195	159	137	-0,5%	-1,7%
Oil	146	78	30	22	-3,3%	-5,8%
Gas	48	314	366	389	10,4%	1%
Nuclear	373	448	450	434	1%	-0,2%
Hydro	144	185	201	208	1,3%	0,6%
Wind	0,02	61	187	260	52,9%	7,2%
Solar	0,6	7,6	77	116	14,5%	13,8%
Other Renewables & Waste	6,3	26	89	121	7,6%	7,7%
Installed Capacity - MW		**375 612**	**486 315**	**523 486**	**-**	**1,6%**
Coal		47 802	38 521	30 593	-	-2,1%
Oil		37 136	12 989	10 730	-	-5,7%
Gas		104 560	118 759	113 729	-	0,4%
Nuclear		70 889	72 449	64 418	-	-0,5%
Hydro		69 624	80 317	85 681	-	1%
Wind		33 552	90 017	115 690	-	6,1%
Solar		5 706	56 275	77 135	-	13,2%
Other Renewables & Waste		6 344	16 989	25 510	-	6,9%
CO_2 Emissions (Mt)	**1 206**	**1 295**	**1 234**	**1 167**	**0,4%**	**-0,5%**
Coal	324	251	223	195	-1,3%	-1,2%
Oil	709	695	616	573	-0,1%	-0,9%
Gas	170	338	372	380	3,7%	0,5%
Other	3,6	10,9	22	20	6%	2,9%
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	3 932,3	5 387,8	6 565	7 936	1,7%	1,9%
Population (millions)	201,4	216,3	225,3	228,4	0,4%	0,3%

SOUTH MED - CONSERVATIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**165**	**328**	**494**	**661**	**3,7%**	**3,4%**
Coal	22	44	63	82	3,7%	3%
Oil	97	147	185	227	2,2%	2,1%
Gas	32	118	219	293	7,2%	4,4%
Nuclear	0	0	0	19	-	-
Hydro	3,5	5,3	8	11	2,2%	3,3%
Wind	0	0,3	3	6	-	14,1%
Solar	0,4	2	4	5	8,1%	5%
Other Renewables & Waste	10	9,9	12	18	-0,1%	2,8%
Electricity Plants (input)	**-41**	**-118**	**-195**	**-278**	**5,7%**	**4,2%**
Coal	-8,6	-25	-36	-49	5,7%	3,3%
Oil	-16	-22	-20	-22	1,7%	0,1%
Gas	-13	-66	-126	-167	9%	4,5%
Nuclear	0	0	0	-19	-	-
Hydro	-3,5	-5,3	-8	-11	2,2%	3,3%
Renewables	-0,1	-0,8	-5	-10	13,8%	13,0%
Other Transformation&losses	**-27**	**-35**	**-45**	**-55**	**1,4%**	**2,2%**
Total Final Consumption	**112**	**226**	**342**	**461**	**3,8%**	**3,5%**
Coal	8,6	18	25	30	3,8%	2,6%
Oil	71	115	152	192	2,6%	2,5%
Gas	10	42	78	108	7,6%	4,6%
Electricity	12	39	72	111	6,3%	5%
Heat	0	1,1	1	2	-	2,2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	2	3	4	8,1%	3,4%
Other Renewables & Waste	9,9	9,4	11	14	-0,3%	2%
Transport	**32**	**61**	**85**	**113**	**3,4%**	**3%**
Coal	0,02	0,04	0,04	0,04	5%	0,1%
Oil	32	59	81	106	3,3%	2,8%
Gas	0,02	0,9	3	6	22,2%	9%
Electricity	0,1	0,2	0,3	0,4	6,5%	3,3%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	0,3	0,7	-	22,8%
Residential	**28**	**61**	**94**	**127**	**4,1%**	**3,6%**
Coal	3	8,1	13	14	5,3%	2,6%
Oil	11	16	19	22	1,9%	1,7%
Gas	1,3	13	25	35	12,9%	4,7%
Electricity	3,4	14	26	41	7,8%	5,2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	9,7	9,8	12	15	0,1%	2%
Industry	**38**	**72**	**111**	**147**	**3,4%**	**3,5%**
Coal	5,6	9,4	13	16	2,8%	2,7%
Oil	20	21	27	32	0,4%	1,9%
Gas	6,7	25	44	60	7,1%	4,3%
Electricity	5,7	14	24	36	4,9%	4,5%
Heat	0	1,1	1	2	-	2,2%
Renewables	0,5	1	1	2	3,6%	2,5%
Other Consumption	**13**	**33**	**51**	**73**	**4,8%**	**3,9%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	8	18	25	31	4,6%	2,6%
Gas	2,4	2,9	6	8	1%	4,9%
Electricity	3,1	10,7	21	33	6,8%	5,5%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,09	0,4	0,6	0,7	9%	2,4%
Electricity OUTPUT - TWh	**179**	**559**	**1 014**	**1 534**	**6,2%**	**4,9%**
Coal	32	101	156	252	6,1%	4,4%
Oil	59	93	96	110	2,4%	0,8%
Gas	50	305	630	898	10%	5,3%
Nuclear	0	0	0	71	-	-
Hydro	38	56	85	115	2,1%	3,5%
Wind	0,001	3,1	35	65	52,8%	15,5%
Solar	0	0,04	9	18	-	33,4%
Other Renewables & Waste	0,08	0,8	2	5	12,7%	9,2%
Installed Capacity - MW		**119 913**	**213 685**	**321 119**	**-**	**4,8%**
Coal		18 953	26 805	44 526	-	4,2%
Oil		20 008	18 566	20 747	-	0,2%
Gas		58 160	113 433	161 245	-	5%
Nuclear		0	0	9 600	-	-
Hydro		20 988	32 150	44 547	-	3,6%
Wind		1 620	16 808	29 041	-	14,7%
Solar		25	5 354	10 419	-	33,3%
Other Renewables & Waste		159	568	995	-	9,1%
CO_2 Emissions (Mt)	**411**	**857**	**1 266**	**1 632**	**3,9%**	**3,1%**
Coal	85	184	265	347	4,2%	3,1%
Oil	259	413	521	644	2,5%	2,1%
Gas	67	260	480	641	7,4%	4,4%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	907,8	1 873,7	2 918	4 147	3,9%	3,9%
Population (millions)	197,83	275,86	320,2	354	1,8%	1,2%

SOUTH MED - PROACTIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**165**	**328**	**437**	**540**	**3,7%**	**2,4%**
Coal	22	44	44	42	3,7%	-0,2%
Oil	97	147	162	179	2,2%	0,9%
Gas	32	118	194	228	7,2%	3,2%
Nuclear	0	0	2	33	-	-
Hydro	3,5	5,3	8	11	2,2%	3,3%
Wind	0	0,3	5	11	-	17,7%
Solar	0,4	2	7	14	8,1%	9,7%
Other Renewables & Waste	10	9,9	15	22	-0,1%	3,9%
Electricity Plants (input)	**-41**	**-118**	**-164**	**-211**	**5,7%**	**2,8%**
Coal	-8,6	-25	-20	-15	5,7%	-2,4%
Oil	-16	-22	-15	-12	1,7%	-2,9%
Gas	-13	-66	-109	-121	9%	3%
Nuclear	0	0	-2	-33	-	-
Hydro	-3,5	-5,3	-8	-11	2,2%	3,3%
Renewables	-0,07	-0,8	-10	-20	13,8%	16,6%
Other Transformation&losses	**-27**	**-35**	**-41**	**-46**	**1,4%**	**1,3%**
Total Final Consumption	**112**	**226**	**310**	**389**	**3,8%**	**2,6%**
Coal	8,6	18	21	25	3,8%	1,6%
Oil	71	115	135	155	2,6%	1,4%
Gas	10	42	72	93	7,6%	3,9%
Electricity	12	39	63	89	6,3%	3,9%
Heat	0	1,1	1	2	-	2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	2	5	10	8,1%	8%
Other Renewables & Waste	9,9	9,4	12	16	-0,3%	2,6%
Transport	**32**	**61**	**78**	**96**	**3,4%**	**2,2%**
Coal	0,015	0,04	0,04	0,04	5%	0,1%
Oil	32	59	73	87	3,3%	1,9%
Gas	0,02	0,9	4	7	22,2%	9,8%
Electricity	0,1	0,2	0,6	0,9	6,5%	7,6%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	0,7	1,2	-	26,2%
Residential	**28**	**61**	**85**	**106**	**4,1%**	**2,7%**
Coal	3,0	8,1	9	9	5,3%	0,8%
Oil	11	16	17	18	1,9%	0,6%
Gas	1,3	13	23	28	12,9%	3,6%
Electricity	3,4	14	23	32	7,8%	4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	9,7	9,8	13	19	0,1%	3,2%
Industry	**38**	**72**	**102**	**129**	**3,4%**	**2,8%**
Coal	5,6	9,4	12	15	2,8%	2,3%
Oil	20	21	24	27	0,4%	1,1%
Gas	6,7	25	40	52	7,1%	3,6%
Electricity	5,7	14	22	30	4,9%	3,7%
Heat	0	1,1	1	2	-	2%
Renewables	0,5	1	2	3	3,6%	5,9%
Other Consumption	**13**	**33**	**45**	**57**	**4,8%**	**2,7%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	7,9	18	21	24	4,6%	1,2%
Gas	2,4	2,9	5	6	1%	3,9%
Electricity	3,1	10,7	17	25	6,8%	4,2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,1	0,4	1	2	9%	7,8%
Electricity OUTPUT - TWh	**179**	**559**	**897**	**1 229**	**6,2%**	**3,8%**
Coal	32	101	87	78	6,1%	-1,2%
Oil	59	93	68	56	2,4%	-2,4%
Gas	50	305	564	674	10%	3,8%
Nuclear	0	0	8	126	-	-
Hydro	38	56	85	115	2,1%	3,5%
Wind	0,001	3,1	58	125	52,8%	19,2%
Solar	0	0,04	22	44	-	39,1%
Other Renewables & Waste	0,1	0,8	6	10	12,7%	13,1%
Installed Capacity - MW		**119 913**	**211 818**	**288 567**	**-**	**4,3%**
Coal		18 953	17 110	13 906	-	-1,5%
Oil		20 008	17 073	14 857	-	-1,4%
Gas		58 160	103 345	116 162	-	3,3%
Nuclear		0	1 033	17 100	-	-
Hydro		20 988	32 150	44 547	-	3,6%
Wind		1 620	27 554	54 747	-	18,3%
Solar		25	12 437	25 244	-	39,1%
Other Renewables & Waste		159	1 115	2 003	-	12,8%
CO_2 Emissions (Mt)	**411**	**857**	**1 067**	**1 184**	**3,9%**	**1,6%**
Coal	85	184	183	178	4,2%	-0,2%
Oil	259	413	456	505	2,5%	1%
Gas	67	260	428	502	7,4%	3,2%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	907,8	1 873,7	2 918	4 147	3,9%	3,9%
Population (millions)	197,83	275,86	320,2	354	1,8%	1,2%

SOUTH MED - RUPTURE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**165**	**328**	**379**	**447**	**3,7%**	**1,5%**
Coal	22	44	32	34	3,7%	-1,2%
Oil	97	147	143	152	2,2%	0,2%
Gas	32	118	167	199	7,2%	2,5%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	3,5	5,3	8	11	2,2%	3,3%
Wind	0	0,3	5	11	-	17,7%
Solar	0,4	2	9	17	8,1%	10,9%
Other Renewables & Waste	10	9,9	15	22	-0,1%	3,9%
Electricity Plants (input)	**-41**	**-118**	**-134**	**-156**	**5,7%**	**1,3%**
Coal	-8,6	-25	-10	-10	5,7%	-4,3%
Oil	-16	-22	-14	-9	1,7%	-4,1%
Gas	-13	-66	-92	-106	9%	2%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	-3,5	-5,3	-8	-11	2,2%	3,3%
Renewables	-0,07	-0,8	-10	-20	13,8%	16,5%
Other Transformation&losses	**-27**	**-35**	**-37**	**-41**	**1,4%**	**0,7%**
Total Final Consumption	**112**	**226**	**273**	**336**	**3,8%**	**1,9%**
Coal	8,6	18	19	22	3,8%	1,1%
Oil	71	115	118	132	2,6%	0,7%
Gas	10	42	62	79	7,6%	3,1%
Electricity	12	39	53	72	6,3%	2,9%
Heat	0	1,1	1	1	-	1%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	2	7	13	8,1%	10%
Other Renewables & Waste	9,9	9,4	12	17	-0,3%	2,7%
Transport	**32**	**61**	**68**	**82**	**3,4%**	**1,5%**
Coal	0,015	0,04	0,03	0,03	5%	-0,4%
Oil	32	59	62	72	3,3%	0,9%
Gas	0,02	0,9	4	8	22,2%	10,5%
Electricity	0,1	0,2	0,7	1,1	6,5%	8,3%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	1,0	1,5	-	27,7%
Residential	**28**	**61**	**73**	**89**	**4,1%**	**1,8%**
Coal	3,0	8,1	8	8	5,3%	0,1%
Oil	11	16	15	15	1,9%	-0,1%
Gas	1,3	13	18	21	12,9%	2,2%
Electricity	3,4	14	18	24	7,8%	2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	9,7	9,8	14	20	0,1%	3,5%
Industry	**38**	**72**	**92**	**115**	**3,4%**	**2,3%**
Coal	5,6	9,4	11	14	2,8%	1,8%
Oil	20	21	22	24	0,4%	0,6%
Gas	6,7	25	36	46	7,1%	3,0%
Electricity	5,7	14	20	26	4,9%	2,9%
Heat	0	1,1	1	1	-	1%
Renewables	0,5	1	2	4	3,6%	6,6%
Other Consumption	**13**	**33**	**40**	**50**	**4,8%**	**2,1%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	7,9	18	19	21	4,6%	0,6%
Gas	2,4	2,9	4	5	1%	2,5%
Electricity	3,1	10,7	15	21	6,8%	3,2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,1	0,4	2	4	9%	11,1%
Electricity OUTPUT - TWh	**179**	**559**	**752**	**986**	**6,2%**	**2,7%**
Coal	32	101	46	51	6,1%	-3,2%
Oil	59	93	61	41	2,4%	-3,8%
Gas	50	305	476	601	10%	3,3%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	38	56	85	115	2,1%	3,5%
Wind	0,001	3,1	58	125	52,8%	19,2%
Solar	0	0,04	22	44	-	39,1%
Other Renewables & Waste	0,1	0,8	5	8	12,7%	11,5%
Installed Capacity - MW		**119 913**	**187 066**	**253 404**	**-**	**3,6%**
Coal		18 953	11 123	12 446	-	-2,0%
Oil		20 008	15 852	12 364	-	-2,3%
Gas		58 160	86 834	102 053	-	2,7%
Nuclear		0	0	0	-	-
Hydro		20 988	32 150	44 547	-	3,6%
Wind		1 620	27 554	54 747	-	18,3%
Solar		25	12 437	25 244	-	39,1%
Other Renewables & Waste		159	1 115	2 003	-	12,8%
CO_2 Emissions (Mt)	**411**	**857**	**902**	**1 014**	**3,9%**	**0,8%**
Coal	85	184	132	144	4,2%	-1,1%
Oil	259	413	403	431	2,5%	0%
Gas	67	260	367	439	7,4%	2,5%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	908	1 874	2 918	4 147	3,9%	3,9%
Population (millions)	198	276	320	354	1,8%	1,2%

SOUTH WEST MED - CONSERVATIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**163**	**247**	**327**	**3,7%**	**3,4%**
Coal	2,8	5	8	8	3,1%	2,5%
Oil	49	78	99	122	2,5%	2,2%
Gas	27	74	132	179	5,4%	4,3%
Nuclear	0	0	0	7	-	-
Hydro	1,2	1,9	2	2	2,3%	0,8%
Wind	0	0,2	1	2	-	12,3%
Solar	0,001	0,06	0,5	0,9	24%	13,6%
Other Renewables & Waste	2,2	3,2	4	5	2%	2,1%
Electricity Plants (input)	**-21**	**-55**	**-89**	**-123**	**5,1%**	**3,9%**
Coal	-0,7	-2,5	-5	-5	7%	3,7%
Oil	-8,9	-11,9	-10	-10	1,5%	-0,7%
Gas	-9,9	-39	-70	-95	7,4%	4,3%
Nuclear	0	0	0	-7	-	-
Hydro	-1,2	-1,9	-2	-2	2,3%	0,8%
Renewables	0	-0,2	-2	-3	-	13,4%
Other Transformation&losses	**-17**	**-23**	**-30**	**-35**	**1,7%**	**1,9%**
Total Final Consumption	**52**	**106**	**164**	**221**	**3,9%**	**3,5%**
Coal	1,1	1,6	2	2	2,1%	1,7%
Oil	34	58	79	101	2,9%	2,7%
Gas	8,9	26	49	69	5,8%	4,8%
Electricity	5,7	18	30	42	6,1%	4,3%
Heat	0	0	0	0	-	-
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,001	0,06	0,2	0,3	24%	7,8%
Other Renewables & Waste	2,2	3,2	4	5	2%	2,1%
Transport	**15**	**32**	**48**	**68**	**4,1%**	**3,7%**
Coal	0	0	0	0	-	0,1%
Oil	15	31	44	61	4%	3,3%
Gas	0,02	0,7	3	5	20,6%	10%
Electricity	0,03	0,1	0,2	0,3	8,5%	3%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0	0,3	0,6	-	-
Residential	**11**	**27**	**43**	**59**	**5,1%**	**3,8%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	6	11,5	15	17	3,5%	2%
Gas	1,3	6,2	13	20	8,8%	5,6%
Electricity	1,7	7	13	19	7,7%	4,8%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	1,7	2,4	3	3	1,8%	1,5%
Industry	**21**	**37**	**56**	**71**	**3,1%**	**3,2%**
Coal	1,1	1,5	2	2	2%	1,7%
Oil	10,5	11,1	13	16	0,3%	1,7%
Gas	6	17	30	39	5,7%	3,9%
Electricity	2,5	5,8	10	13	4,6%	3,9%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,5	0,9	1	1	2,9%	2,2%
Other Consumption	**5,7**	**10,8**	**17**	**23**	**3,4%**	**3,7%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	2,6	4,6	6	7	3%	2,2%
Gas	1,6	1,6	3	5	0,1%	5,7%
Electricity	1,5	4,6	7	11	6%	4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0	0	0	-	-
Electricity OUTPUT - TWh	**84**	**244**	**429**	**596**	**5,8%**	**4,3%**
Coal	1,8	11	22	23	9,8%	3,7%
Oil	34	48	47	47	1,8%	-0,1%
Gas	37	167	322	444	8,3%	4,8%
Nuclear	0	0	0	28	-	-
Hydro	11	16	18	19	1,9%	0,7%
Wind	0	1,6	15	29	-	14,8%
Solar	0	0,02	4	7	-	31,7%
Other Renewables & Waste	0	0	0	0	-	-
Installed Capacity - MW		**51 585**	**92 228**	**127 988**	**-**	**4,4%**
Coal		1 785	2 489	3 446	-	3,2%
Oil		9 712	8 119	7 892	-	-1%
Gas		34 230	66 976	92 036	-	4,8%
Nuclear		0	0	3 500	-	-
Hydro		5 029	5 330	5 457	-	0,4%
Wind		817	6 987	11 955	-	13,6%
Solar		11,6	2 327	3 702	-	31,6%
Other Renewables & Waste		0	0	0	-	-
CO_2 Emissions (Mt)	**197**	**384**	**574**	**741**	**3,6%**	**3,2%**
Coal	8,5	15,8	25	27	3,3%	2,6%
Oil	132	215	276	345	2,6%	2,3%
Gas	57	154	272	369	5,4%	4,3%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	457,9	968,9	1 559	2 209	4%	4%
Population (millions)	117,11	161,51	187,6	207,1	1,7%	1,2%

SOUTH WEST MED - PROACTIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**163**	**217**	**269**	**3,7%**	**2,4%**
Coal	3	5	5	5	3,1%	-0,3%
Oil	49	78	85	96	2,5%	1,0%
Gas	27	74	114	134	5,4%	2,8%
Nuclear	0	0	2	12	-	-
Hydro	1,2	1,9	2	2	2,3%	0,8%
Wind	0	0,2	3	6	-	16,9%
Solar	0,0	0	3	7	24,0%	25,4%
Other Renewables & Waste	2	3,2	5	6	2,0%	3,3%
Electricity Plants (input)	**-21**	**-55**	**-74**	**-93**	**5,1%**	**2,5%**
Coal	-0,7	-3	-2	-2	7,0%	-1,2%
Oil	-9	-12	-6	-4	1,5%	-4,9%
Gas	-10	-39	-58	-64	7%	2%
Nuclear	0	0	-2	-12	-	-
Hydro	-1,2	-1,9	-2	-2	2,3%	0,8%
Renewables	0,00	-0,2	-4	-8	-	18,6%
Other Transformation&losses	**-17**	**-23**	**-27**	**-29**	**1,7%**	**1,1%**
Total Final Consumption	**52**	**106**	**149**	**188**	**3,9%**	**2,8%**
Coal	1,1	2	2	2	2,1%	1,0%
Oil	34	58	70	82	2,9%	1,7%
Gas	9	26	44	58	5,8%	3,9%
Electricity	6	18	27	35	6,1%	3,4%
Heat	0	0,0	0	0	-	-
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,0	0	2	5	24,0%	24%
Other Renewables & Waste	2,2	3,2	5	6	2,0%	3,1%
Transport	**15**	**32**	**43**	**58**	**4,1%**	**2,9%**
Coal	0,000	0,04	0,04	0,04	-	0,1%
Oil	15	31	39	50	4,0%	2,3%
Gas	0,02	0,7	3	6	20,6%	10,8%
Electricity	0,0	0,1	0,5	0,8	8,5%	8,1%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,00	0,5	0,9	-	-
Residential	**11**	**27**	**39**	**49**	**5,1%**	**2,9%**
Coal	0,0	0,0	0	0	-	-
Oil	6	12	13	14	3,5%	0,8%
Gas	1,3	6	11	14	8,8%	4,1%
Electricity	1,7	7	11	15	7,7%	4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	1,7	2,4	4	6	1,8%	4,6%
Industry	**21**	**37**	**51**	**62**	**3,1%**	**2,5%**
Coal	1,1	1,5	2	2	2,0%	1,0%
Oil	11	11	12	14	0,3%	1,0%
Gas	6,0	17	27	33	5,7%	3,1%
Electricity	2,5	6	9	11	4,6%	2,9%
Heat	0	0,0	0	0	-	-
Renewables	0,5	1	2	3	2,9%	5,9%
Other Consumption	**6**	**11**	**15**	**20**	**3,4%**	**2,9%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	2,6	5	5	6	3,0%	1,1%
Gas	1,6	1,6	3	4	0%	4,5%
Electricity	1,5	4,6	7	9	6,0%	3,1%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,0	0,0	0	1	-	-
Electricity OUTPUT - TWh	**84**	**244**	**378**	**489**	**5,8%**	**3,4%**
Coal	2	11	9	8	9,8%	-1,2%
Oil	34	48	25	16	1,8%	-5,2%
Gas	37	167	277	310	8%	3,0%
Nuclear	0	0	8	47	-	-
Hydro	11	16	18	19	1,9%	0,7%
Wind	0,000	1,6	31	67	-	19,4%
Solar	0	0,02	10	22	-	39,3%
Other Renewables & Waste	0,0	0,0	0	0	-	-
Installed Capacity - MW		**51 585**	**96 119**	**119 584**	**-**	**4,1%**
Coal		1 785	2 213	1 441	-	-1,0%
Oil		9 712	7 829	6 693	-	-1,8%
Gas		34 230	59 558	60 146	-	2,7%
Nuclear		0	1 033	6 000	-	-
Hydro		5 029	5 330	5 457	-	0,4%
Wind		817	13 986	27 007	-	18,1%
Solar		12	5 944	12 240	-	39,3%
Other Renewables & Waste		0	225	600	-	-
CO_2 Emissions (Mt)	**197**	**384**	**485**	**562**	**3,6%**	**1,8%**
Coal	8	16	14	15	3,3%	-0,3%
Oil	132	215	237	271	2,6%	1%
Gas	57	154	234	276	5,4%	2,8%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	458	969	1 559	2 209	4,0%	4,0%
Population (millions)	117	162	188	207	1,7%	1,2%

SOUTH WEST MED - RUPTURE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**163**	**190**	**224**	**3,7%**	**1,5%**
Coal	3	5	4	4	3,1%	-0,5%
Oil	49	78	75	82	2,5%	0,2%
Gas	27	74	96	113	5,4%	2,0%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	1,2	1,9	2	2	2,3%	0,8%
Wind	0	0,2	3	6	-	16,9%
Solar	0,0	0	4	10	24,0%	27,7%
Other Renewables & Waste	2	3,2	5	6	2,0%	3,2%
Electricity Plants (input)	**-21**	**-55**	**-61**	**-69**	**5,1%**	**1,0%**
Coal	-0,7	-3	-2	-2	7,0%	-1,2%
Oil	-9	-12	-6	-4	1,5%	-4,9%
Gas	-10	-39	-47	-53	7%	1%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	-1,2	-1,9	-2	-2	2,3%	0,8%
Renewables	0,00	-0,2	-4	-8	-	18,4%
Other Transformation&losses	**-17**	**-23**	**-25**	**-26**	**1,7%**	**0,6%**
Total Final Consumption	**52**	**106**	**131**	**163**	**3,9%**	**2,0%**
Coal	1,1	2	2	2	2,1%	0,5%
Oil	34	58	60	69	2,9%	0,8%
Gas	9	26	38	50	5,8%	3,1%
Electricity	6	18	22	28	6,1%	2,3%
Heat	0	0,0	0	0	-	-
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,0	0	4	8	24,0%	26%
Other Renewables & Waste	2,2	3,2	5	6	2,0%	3,2%
Transport	**15**	**32**	**38**	**49**	**4,1%**	**2,1%**
Coal	0,000	0,04	0,03	0,03	-	-0,4%
Oil	15	31	33	40	4,0%	1,3%
Gas	0,02	0,7	4	7	20,6%	11,3%
Electricity	0,0	0,1	0,5	0,9	8,5%	8,8%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,00	0,6	1,0	-	-
Residential	**11**	**27**	**33**	**41**	**5,1%**	**2,0%**
Coal	0,0	0,0	0	0	-	-
Oil	6	12	11	12	3,5%	0,1%
Gas	1,3	6	9	11	8,8%	2,6%
Electricity	1,7	7	9	11	7,7%	2%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	1,7	2,4	4	7	1,8%	5,5%
Industry	**21**	**37**	**46**	**56**	**3,1%**	**2,0%**
Coal	1,1	1,5	2	2	2,0%	0,5%
Oil	11	11	11	12	0,3%	0,5%
Gas	6,0	17	24	29	5,7%	2,4%
Electricity	2,5	6	8	9	4,6%	2,3%
Heat	0	0,0	0	0	-	-
Renewables	0,5	1	2	3	2,9%	6,6%
Other Consumption	**6**	**11**	**13**	**17**	**3,4%**	**2,2%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	2,6	5	5	5	3,0%	0,3%
Gas	1,6	1,6	2	3	0%	3,0%
Electricity	1,5	4,6	5	7	6,0%	1,8%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,0	0,0	1	3	-	-
Electricity OUTPUT - TWh	**84**	**244**	**317**	**389**	**5,8%**	**2,3%**
Coal	2	11	9	8	9,8%	-1,2%
Oil	34	48	25	16	1,8%	-5,2%
Gas	37	167	223	257	8%	2,1%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	11	16	18	19	1,9%	0,7%
Wind	0,000	1,6	31	67	-	19,4%
Solar	0	0,02	10	22	-	39,3%
Other Renewables & Waste	0,0	0,0	0	0	-	-
Installed Capacity - MW		**51 585**	**84 353**	**103 225**	**-**	**3,4%**
Coal		1 785	2 213	1 441	-	-1,0%
Oil		9 712	7 829	6 693	-	-1,8%
Gas		34 230	48 825	49 786	-	1,8%
Nuclear		0	0	0	-	-
Hydro		5 029	5 330	5 457	-	0,4%
Wind		817	13 986	27 007	-	18,1%
Solar		12	5 944	12 240	-	39,3%
Other Renewables & Waste		0	225	600	-	-
CO_2 Emissions (Mt)	**197**	**384**	**421**	**478**	**3,6%**	**1,0%**
Coal	8	16	14	14	3,3%	-0,5%
Oil	132	215	209	230	2,6%	0%
Gas	57	154	198	234	5,4%	2,0%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	458	969	1 559	2 209	4,0%	4,0%
Population (millions)	117	162	188	207	1,7%	1,2%

SOUTH EAST MED - CONSERVATIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				Average Annual Growth	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**165**	**247**	**333**	**3,7%**	**3,4%**
Coal	19	39	55	74	3,8%	3,1%
Oil	48	70	86	105	1,9%	2%
Gas	4	44	87	114	13%	4,6%
Nuclear	0	0	0	11	-	-
Hydro	2,3	3,4	6	8	2,2%	4,3%
Wind	0	0,1	2	3	-	16,2%
Solar	0,4	1,9	3	5	7,9%	4,3%
Other Renewables & Waste	7,7	6,6	8	13	-0,8%	3,1%
Electricity Plants (input)	**-20**	**-63**	**-105**	**-155**	**6,2%**	**4,4%**
Coal	-7,9	-22	-30	-44	5,6%	3,3%
Oil	-7	-9,8	-10	-12	1,8%	1%
Gas	-2,8	-27	-56	-72	12,7%	4,8%
Nuclear	0	0	0	-11	-	-
Hydro	-2,3	-3,4	-6	-8	2,2%	4,3%
Renewables	-0,1	-0,6	-4	-7	12%	12,8%
Other Transformation&losses	**-10**	**-12**	**-15**	**-20**	**0,8%**	**2,6%**
Total Final Consumption	**60**	**119**	**178**	**240**	**3,6%**	**3,4%**
Coal	8	16	23	28	4%	2,7%
Oil	37	57	73	90	2,3%	2,2%
Gas	1,5	16	29	39	13,1%	4,4%
Electricity	6,6	22	41	68	6,6%	5,6%
Heat	0	1,1	1	2	-	2,2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	1,9	3	4	7,9%	3,1%
Other Renewables & Waste	7,7	6,1	7	9	-1,2%	2%
Transport	**17**	**29**	**37**	**45**	**2,7%**	**2,2%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	17	29	37	45	2,7%	2,2%
Gas	0	0,2	0,3	0,3	-	1,9%
Electricity	0,03	0,06	0,09	0,1	3,4%	4,1%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	0,04	0,07	-	10,1%
Residential	**18**	**34**	**51**	**68**	**3,5%**	**3,4%**
Coal	3	8,1	13	14	5,3%	2,6%
Oil	5	4,2	5	5	-0,9%	0,8%
Gas	0,1	6,9	12	15	29,4%	3,7%
Electricity	1,7	7,2	13	23	7,9%	5,6%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	8	7,4	9	12	-0,4%	2,2%
Industry	**18**	**35**	**55**	**76**	**3,6%**	**3,8%**
Coal	4,5	7,9	11	14	3%	2,8%
Oil	9,3	10	13	16	0,5%	2,2%
Gas	0,7	7,3	15	21	13,3%	5,1%
Electricity	3,3	8,5	15	23	5,1%	4,9%
Heat	0	1,1	1	2	-	2,2%
Renewables	0,01	0,1	0,2	0,3	15,8%	4,1%
Other Consumption	**8**	**22**	**35**	**50**	**5,6%**	**4,1%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	5,3	14	19	24	5,2%	2,7%
Gas	0,8	1,2	2	3	2,5%	3,7%
Electricity	1,6	6,1	13	22	7,5%	6,4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,1	0,4	0,6	0,7	9%	2,4%
Electricity OUTPUT - TWh	**95**	**316**	**584**	**939**	**6,5%**	**5,3%**
Coal	31	90	134	228	5,8%	4,5%
Oil	25	45	49	64	3,2%	1,6%
Gas	13	138	308	454	13,2%	5,8%
Nuclear	0	0	0	44	-	-
Hydro	26	40	66	97	2,2%	4,3%
Wind	0,001	1,5	20	36	47%	16,3%
Solar	0	0,02	5	12	-	34,6%
Other Renewables & Waste	0,1	0,8	2	5	12,7%	9,2%
Installed Capacity - MW		**68 328**	**121 457**	**193 131**	**-**	**5,1%**
Coal		17 168	24 316	41 080	-	4,2%
Oil		10 296	10 447	12 855	-	1,1%
Gas		23 930	46 457	69 209	-	5,2%
Nuclear		0	0	6 100	-	-
Hydro		15 959	26 821	39 090	-	4,4%
Wind		803	9 821	17 085	-	15,7%
Solar		13	3 027	6 716	-	34,6%
Other Renewables & Waste		159	568	995	-	9,1%
CO_2 Emissions (Mt)	**214**	**472**	**692**	**891**	**4,2%**	**3,1%**
Coal	76	168	239	320	4,2%	3,1%
Oil	128	198	245	299	2,3%	2%
Gas	10	106	208	272	13,2%	4,6%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	449,9	904,8	1 359	1 938	3,7%	3,7%
Population (millions)	80,73	114,35	132,6	146,8	1,8%	1,2%

SOUTH EAST MED - PROACTIVE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**165**	**220**	**271**	**3,7%**	**2,4%**
Coal	19	39	39	38	3,8%	-0,2%
Oil	48	70	77	82	1,9%	0,8%
Gas	4	44	81	94	13,0%	3,7%
Nuclear	0	0	0	21	-	-
Hydro	2,3	3,4	6	8	2,2%	4,3%
Wind	0	0,1	2	5	-	18,9%
Solar	0,4	2	4	7	7,9%	6,3%
Other Renewables & Waste	8	6,6	11	16	-0,8%	4,2%
Electricity Plants (input)	**-20**	**-63**	**-90**	**-118**	**6,2%**	**3,1%**
Coal	-7,9	-22	-18	-13	5,6%	-2,5%
Oil	-7	-10	-9	-8	1,8%	-1,2%
Gas	-3	-27	-51	-56	13%	4%
Nuclear	0	0	0	-21	-	-
Hydro	-2,3	-3,4	-6	-8	2,2%	4,3%
Renewables	-0,07	-0,6	-7	-12	12,0%	15,6%
Other Transformation&losses	**-10**	**-12**	**-13**	**-16**	**0,8%**	**1,5%**
Total Final Consumption	**60**	**119**	**161**	**200**	**3,6%**	**2,5%**
Coal	7,5	16	20	23	4,0%	1,7%
Oil	37	57	66	73	2,3%	1,2%
Gas	2	16	28	35	13,1%	3,9%
Electricity	7	22	36	54	6,6%	4,4%
Heat	0	1,1	1	2	-	2%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	2	3	5	7,9%	5%
Other Renewables & Waste	7,7	6,1	7	10	-1,2%	2,4%
Transport	**17**	**29**	**34**	**39**	**2,7%**	**1,4%**
Coal	0,015	0,00	0,00	0,00	-100%	-
Oil	17	29	34	38	2,7%	1,3%
Gas	0,00	0,2	0	0	-	1,9%
Electricity	0,0	0,1	0,1	0,2	3,4%	6,1%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	0,3	0,3	-	18,4%
Residential	**18**	**34**	**46**	**57**	**3,5%**	**2,5%**
Coal	3,0	8,1	9	9	5,3%	0,8%
Oil	5	4	4	4	-0,9%	-0,1%
Gas	0,1	7	12	14	29,4%	3,2%
Electricity	1,7	7	12	17	7,9%	4%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	8,0	7,4	9	13	-0,4%	2,7%
Industry	**18**	**35**	**51**	**67**	**3,6%**	**3,1%**
Coal	4,5	7,9	10	13	3,0%	2,5%
Oil	9	10	12	13	0,5%	1,2%
Gas	0,7	7	13	19	13,3%	4,6%
Electricity	3,3	8	14	20	5,1%	4,1%
Heat	0	1,1	1	2	-	2%
Renewables	0,0	0	0	0	15,8%	5,6%
Other Consumption	**8**	**22**	**30**	**38**	**5,6%**	**2,7%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	5,3	14	16	18	5,2%	1,2%
Gas	0,8	1,2	2	2	3%	3,0%
Electricity	1,6	6,1	11	17	7,5%	4,9%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,1	0,4	1	1	9%	4,6%
Electricity OUTPUT - TWh	**95**	**316**	**518**	**738**	**6,5%**	**4,1%**
Coal	31	90	79	71	5,8%	-1,1%
Oil	25	45	43	40	3,2%	-0,6%
Gas	13	138	286	363	13%	4,7%
Nuclear	0	0	0	79	-	-
Hydro	26	40	66	97	2,2%	4,3%
Wind	0,001	1,5	27	58	47,0%	19,0%
Solar	0	0,02	11	23	-	38,9%
Other Renewables & Waste	0,1	0,8	5	8	12,7%	11,5%
Installed Capacity - MW		**68 328**	**115 158**	**169 004**	**-**	**4,4%**
Coal		17 168	14 897	12 871	-	-1,4%
Oil		10 296	9 244	8 164	-	-1,1%
Gas		23 930	43 246	55 631	-	4,1%
Nuclear		0	0	11 100	-	-
Hydro		15 959	26 821	39 090	-	4,4%
Wind		803	13 568	27 740	-	18,4%
Solar		13	6 493	13 004	-	38,9%
Other Renewables & Waste		159	890	1 403	-	10,9%
CO_2 Emissions (Mt)	**214**	**472**	**582**	**623**	**4,2%**	**1,3%**
Coal	76	168	170	164	4,2%	-0,1%
Oil	128	198	219	234	2,3%	1%
Gas	10	106	193	225	13,2%	3,6%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	450	905	1 359	1 938	3,7%	3,7%
Population (millions)	81	114	133	147	1,8%	1,2%

SOUTH EAST MED - RUPTURE SCENARIO

	Energy Demand (Mtoe)				*Average Annual Growth*	
	1990	2009	2020	2030	1990-2009	2009-2030
TPES	**82**	**165**	**189**	**223**	**3,7%**	**1,4%**
Coal	19	39	27	30	3,8%	-1,3%
Oil	48	70	68	70	1,9%	0,1%
Gas	4	44	70	86	13,0%	3,2%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	2,3	3,4	6	8	2,2%	4,3%
Wind	0	0,1	2	5	-	18,9%
Solar	0,4	2	4	7	7,9%	6,6%
Other Renewables & Waste	8	6,6	11	16	-0,8%	4,2%
Electricity Plants (input)	**-20**	**-63**	**-73**	**-87**	**6,2%**	**1,6%**
Coal	-7,9	-22	-8	-8	5,6%	-4,8%
Oil	-7	-10	-8	-5	1,8%	-3,2%
Gas	-3	-27	-45	-53	13%	3%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	-2,3	-3,4	-6	-8	2,2%	4,3%
Renewables	-0,07	-0,6	-7	-12	12,0%	15,6%
Other Transformation&losses	**-10**	**-12**	**-12**	**-14**	**0,8%**	**0,9%**
Total Final Consumption	**60**	**119**	**142**	**173**	**3,6%**	**1,8%**
Coal	7,5	16	17	20	4,0%	1,1%
Oil	37	57	58	63	2,3%	0,5%
Gas	2	16	24	30	13,1%	3,1%
Electricity	7	22	31	43	6,6%	3,3%
Heat	0	1,1	1	1	-	1%
Wind	0	0	0	0	-	-
Solar	0,4	2	3	5	7,9%	5%
Other Renewables & Waste	7,7	6,1	7	10	-1,2%	2,5%
Transport	**17**	**29**	**30**	**33**	**2,7%**	**0,7%**
Coal	0,015	0,00	0,00	0,00	-100%	-
Oil	17	29	29	32	2,7%	0,5%
Gas	0,00	0,2	0	1	-	6,0%
Electricity	0,0	0,1	0,1	0,2	3,4%	6,8%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0	0,01	0,4	0,5	-	20,9%
Residential	**18**	**34**	**40**	**48**	**3,5%**	**1,6%**
Coal	3,0	8,1	8	8	5,3%	0,1%
Oil	5	4	4	4	-0,9%	-0,5%
Gas	0,1	7	9	10	29,4%	1,9%
Electricity	1,7	7	9	12	7,9%	3%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	8,0	7,4	9	13	-0,4%	2,7%
Industry	**18**	**35**	**46**	**59**	**3,6%**	**2,5%**
Coal	4,5	7,9	9	12	3,0%	2,0%
Oil	9	10	11	12	0,5%	0,6%
Gas	0,7	7	12	17	13,3%	4,1%
Electricity	3,3	8	12	17	5,1%	3,3%
Heat	0	1,1	1	1	-	1%
Renewables	0,0	0	0	0	15,8%	6,4%
Other Consumption	**8**	**22**	**26**	**33**	**5,6%**	**2,1%**
Coal	0	0	0	0	-	-
Oil	5,3	14	14	16	5,2%	0,7%
Gas	0,8	1,2	2	2	3%	1,9%
Electricity	1,6	6,1	9	14	7,5%	4,0%
Heat	0	0	0	0	-	-
Renewables	0,1	0,4	1	1	9%	6,0%
Electricity OUTPUT - TWh	**95**	**316**	**435**	**597**	**6,5%**	**3,1%**
Coal	31	90	37	42	5,8%	-3,5%
Oil	25	45	37	26	3,2%	-2,7%
Gas	13	138	252	344	13%	4,4%
Nuclear	0	0	0	0	-	-
Hydro	26	40	66	97	2,2%	4,3%
Wind	0,001	1,5	27	58	47,0%	19,0%
Solar	0	0,02	11	23	-	38,9%
Other Renewables & Waste	0,1	0,8	5	8	12,7%	11,5%
Installed Capacity - MW		**68 328**	**102 713**	**150 180**	**-**	**3,8%**
Coal		17 168	8 909	11 004	-	-2,1%
Oil		10 296	8 023	5 671	-	-2,8%
Gas		23 930	38 009	52 267	-	3,8%
Nuclear		0	0	0	-	-
Hydro		15 959	26 821	39 090	-	4,4%
Wind		803	13 568	27 740	-	18,4%
Solar		13	6 493	13 004	-	38,9%
Other Renewables & Waste		159	890	1 403	-	10,9%
CO_2 Emissions (Mt)	**214**	**472**	**480**	**536**	**4,2%**	**0,6%**
Coal	76	168	118	130	4,2%	-1,2%
Oil	128	198	194	201	2,3%	0%
Gas	10	106	169	205	13,2%	3,2%
Other	0	0	0	0	-	-
Indicators						
GDP (billion 2005 USD using PPP)	450	905	1 359	1 938	3,7%	3,7%
Population (millions)	81	114	133	147	1,8%	1,2%

Les prospectives énergétiques à l'horizon 2030 en Méditerranée: vers un scénario de rupture

Juin 2012

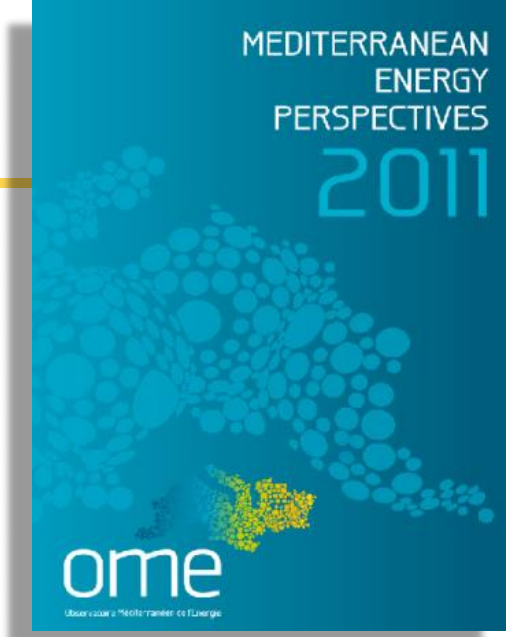
Déroulé de la présentation

- **Contexte**
- **« *Mediterranean Energy Perspectives* »:**
  - **MEP 2008 et MEP2011**
- **Du besoin d'aller au-delà: un scénario de rupture**
- **Résultats comparés entre les scénarios**

Contexte

- Coopération OME-Plan Bleu
- Nombreux objectifs EnR et EE dans les pays et à la maille régionale
- S'appuyer sur les travaux de modélisation de l'OME pour tester plusieurs scénarios
  - 2009-2010 : Atelier d'experts des rives Nord et Sud, Plan Bleu/OME
  - 2011-2012 : MEP 2011 et nouvelles hypothèses EnR/EE

LE MEP 2011



Description:

- **Couverture Géographique:**
  24 pays de la Méditerranée;
- **Sources des données:**
  - **membres OME, sources nationales et internationales;**
- **Année de référence = année 2009;**
- **Model In-house : économétrique, variables externes basées sur le PIB, la population et les prix internationaux;**
- **Projection basée sur les projets et objectifs existants et/ou déjà en cours;**
- **Bottom-up model. Désagrégation par sous-secteur et par source d'énergie.**

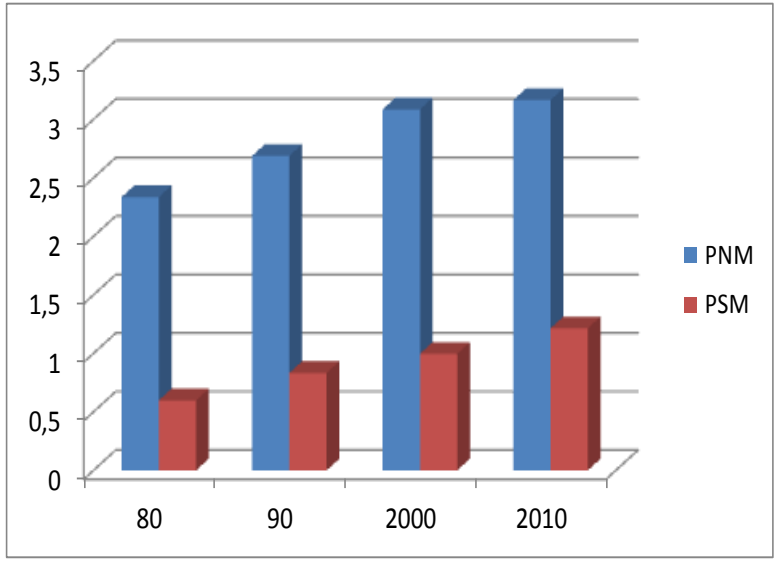
Couverture Géographique

- Pays Nord Méditerranéens (PNM)
- Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM)

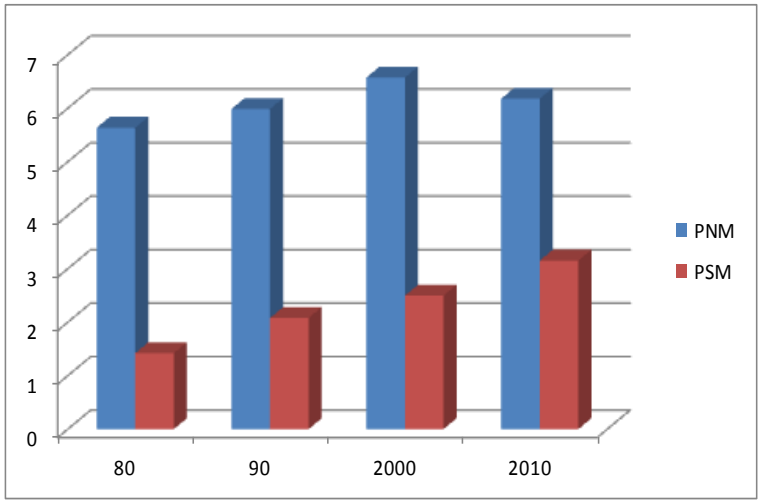
Les PSEM incluent : Algérie, Egypte, Israël, Jordanie, Liban, Libye, Maroc, Palestine, Tunisie, Turquie, et Syrie.

Disparités, interdépendance et « convergence »

TPES / hab (tep/hab)

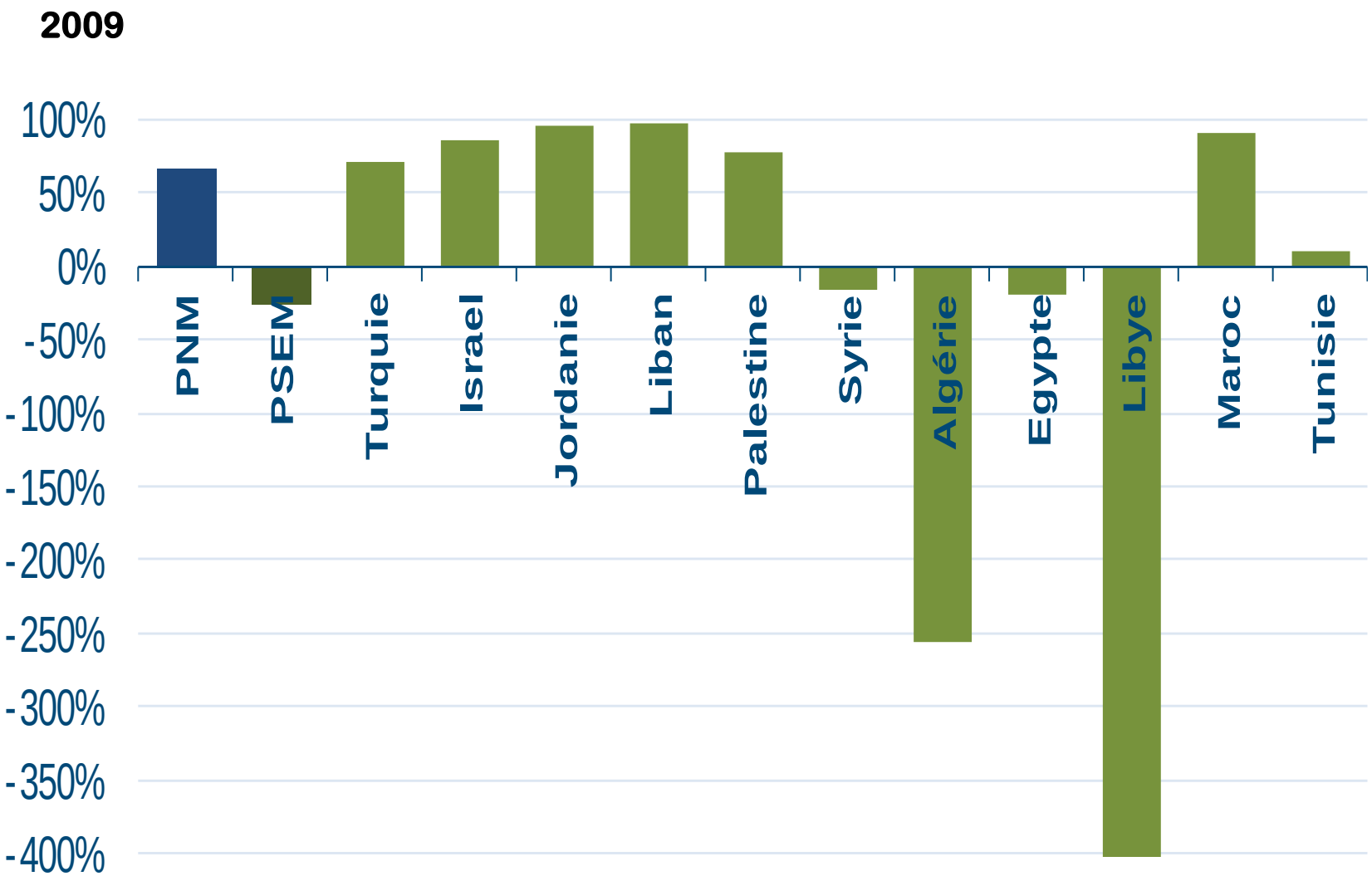


CO_2 / hab (tCO_2/hab)



Source: OME - MEP2011

Une forte dépendance énergétique

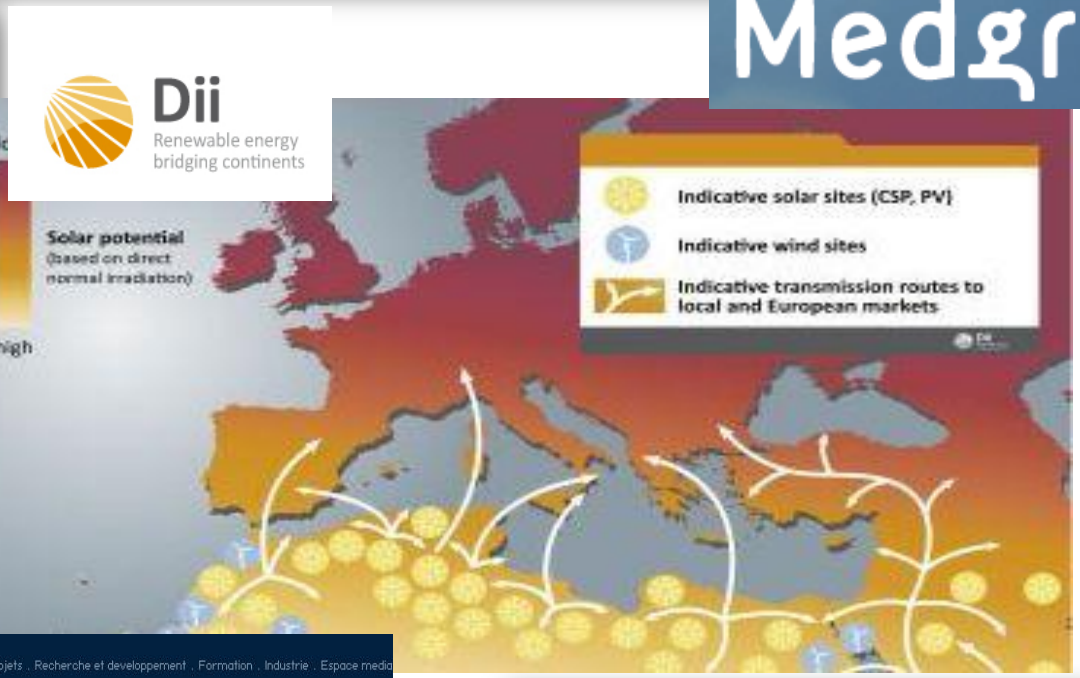


Source: OME

L'heure des choix

- **Des besoins galopants;**
- **Un potentiel d'économie d'énergie considérable;**
- **Des programmes EnR ambitieux**
  - **Mais le tout encore contraint**

Les EnR : des programmes ambitieux



ome

PNUE

PAM

plan bleu

Les EnR : des programmes ambitieux

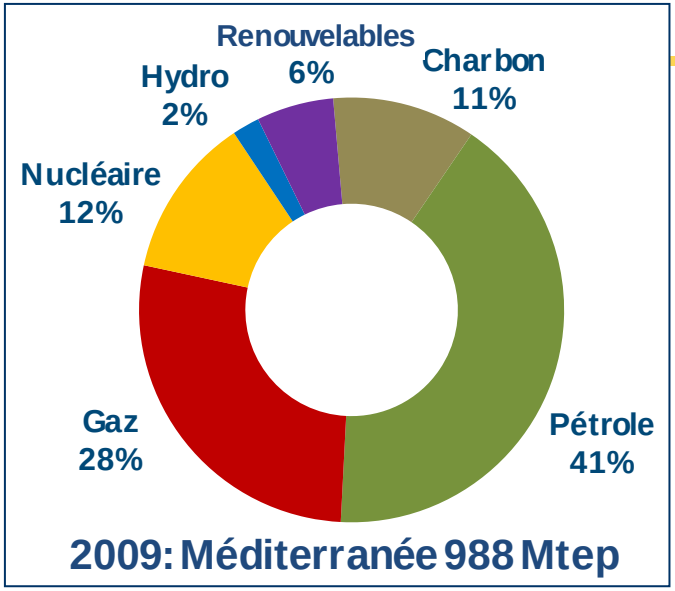
Pays	Capacité Photovoltaïque (PV) installée (2009)	Objectifs Photovoltaïque (PV)	Objectifs Solaire à concentration (CSP)
Algérie	3 MWc	800 MWc d'ici 2020 3 000 MWc d'ici 2030	1 200 MW d'ici 2020 7 000 MW d'ici 2030
Egypte	10 MWc		1 000 MWc d'ici 2020 (est.)
Tunisie	2 MWc	15 MWc intégré au bâti 0,5 MWc pour éclairage public et autres projets	100 MW d'ici 2016
Israël	20 MWc	15-30 MWc d'ici 2020	250 MW
Jordanie	1 MWc	300-600 MW d'ici 2020	
Libye	1,5 MWc	150 MWc	7 000 MW
Maroc	10 MWc	2 000 MW (principalement CSP)	

Le scénario de référence (MEP 2011)

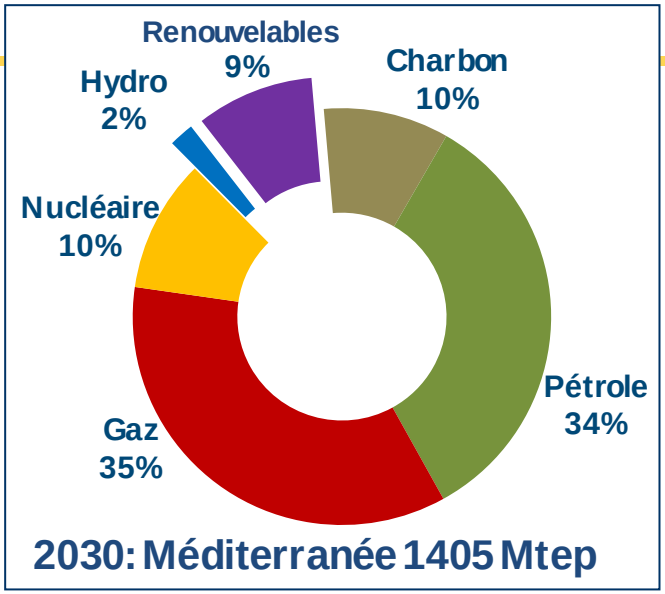
Le scénario de référence est un scénario conservateur:

- **Continuité des tendances actuelles;**
- **Tendances passées, politiques et mesures actuelles et projets en cours;**
- **Toutefois il est prudent quand aux projets et mesures annoncées:**
  - **Pas de projets renouvelables à grande échelle,**
  - **Pas d'efforts particuliers pour des économies d'énergie de grande ampleur,**
  - **Taux de réalisation plus modéré des plans,**
  - **Les besoins électriques seront couverts prioritairement par les fuels usuels.**

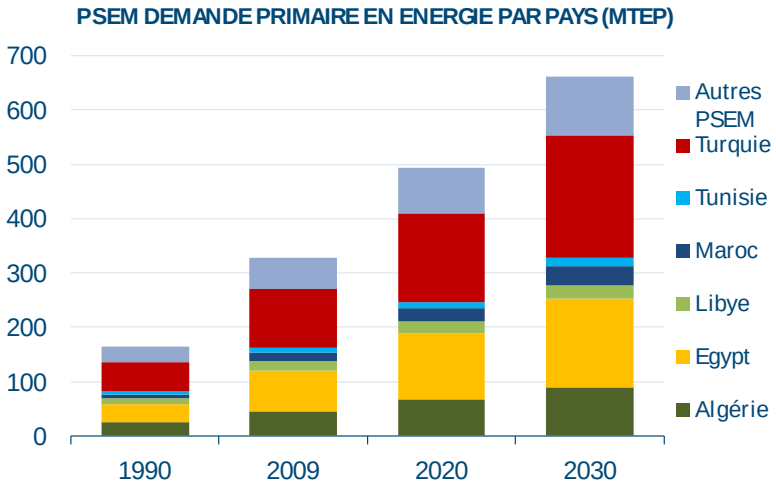
Part des énergies renouvelables dans la demande énergétique primaire (%)



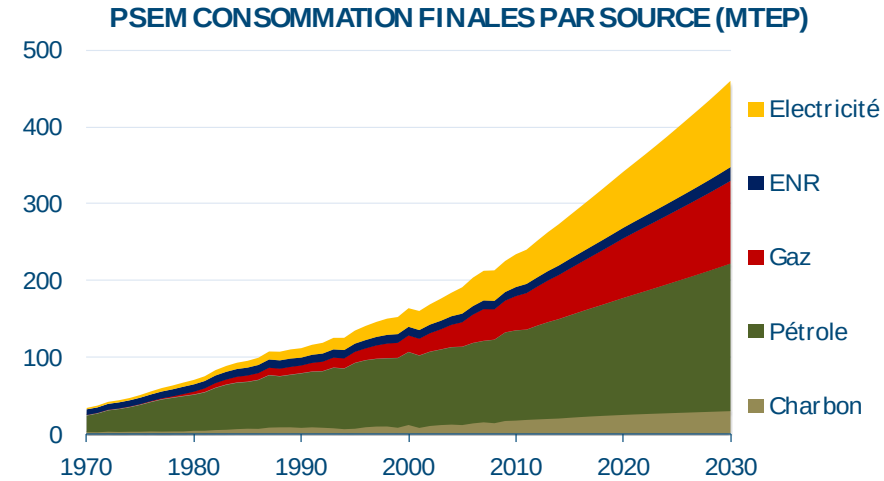
Source: OME



Source: OME



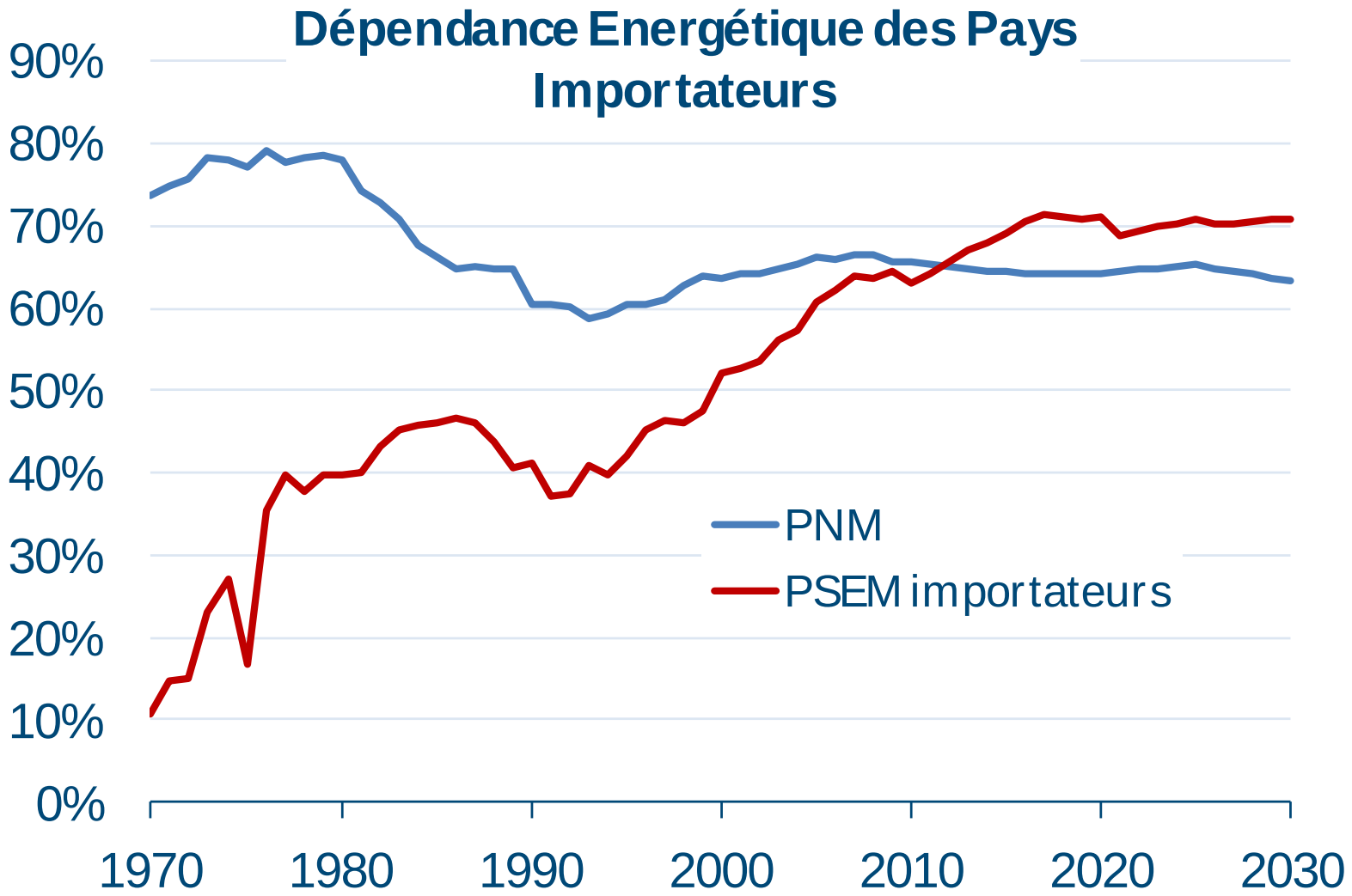
Source: OME



Source: OME

Forte croissance de la demande d'énergie dans les PSEM, nécessité de stratégies de ME et politiques EE

Une forte dépendance énergétique

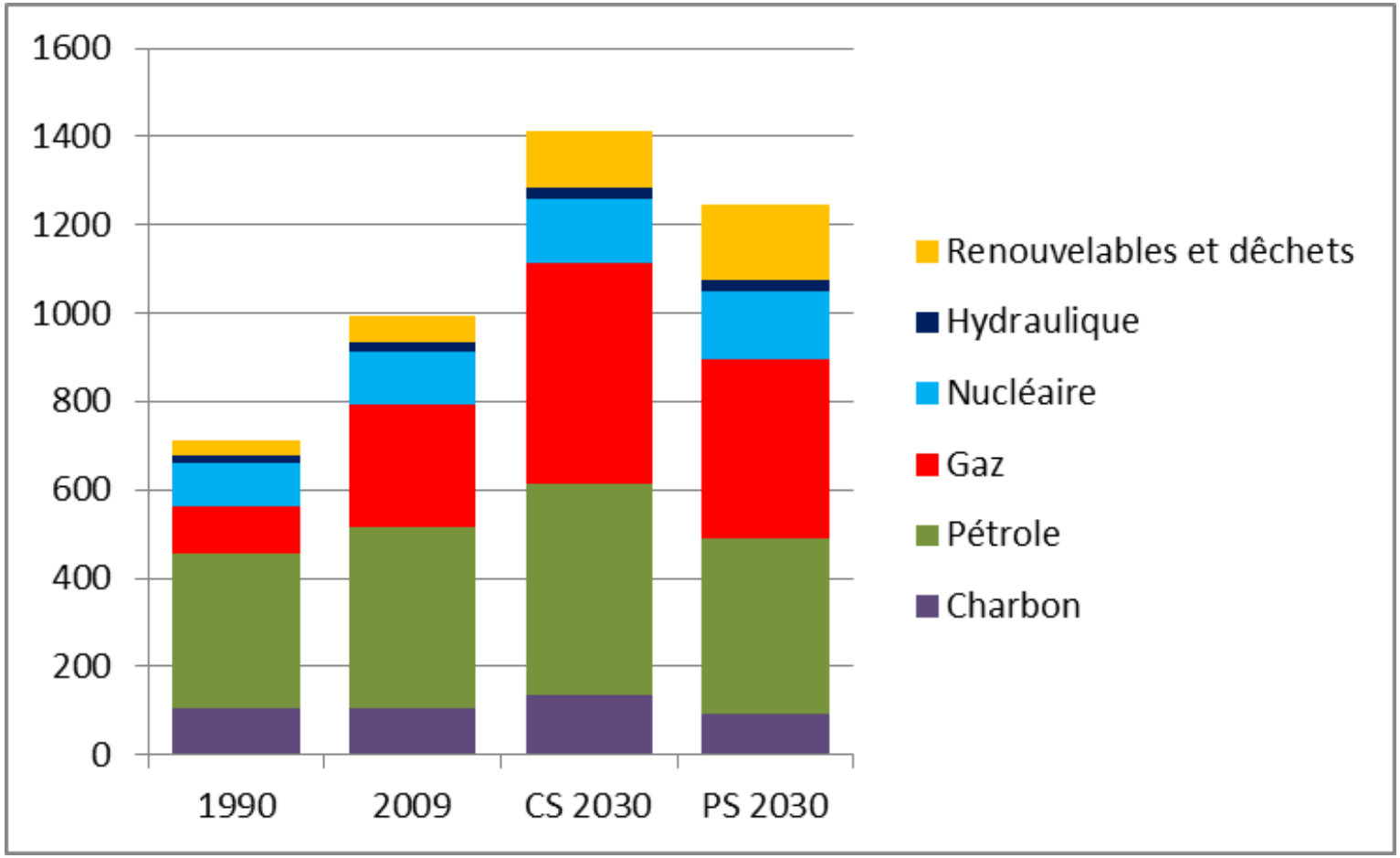


Source: OME

Le scénario alternatif (MEP 2011)

- **Approche PROACTIVE**
- **Le Scénario Alternatif dit « Proactif » est basé sur la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique ambitieux et d'une plus grande diversification du mix énergétique.**
- **Il inclut:**
  - **Plus de renouvelables pour le production d'électricité, en ligne avec les programmes et objectifs des pays**
  - **Plus de renouvelables dans la consommation finale, notamment en solaire thermique,**
  - **L'apparition du nucléaire après 2020 dans certains pays du Sud,**
  - **Moins de pétrole et de charbon dans le mix électrique,**
  - **La mise en œuvre de politiques et mesures pour réduire l'intensité énergétique.**

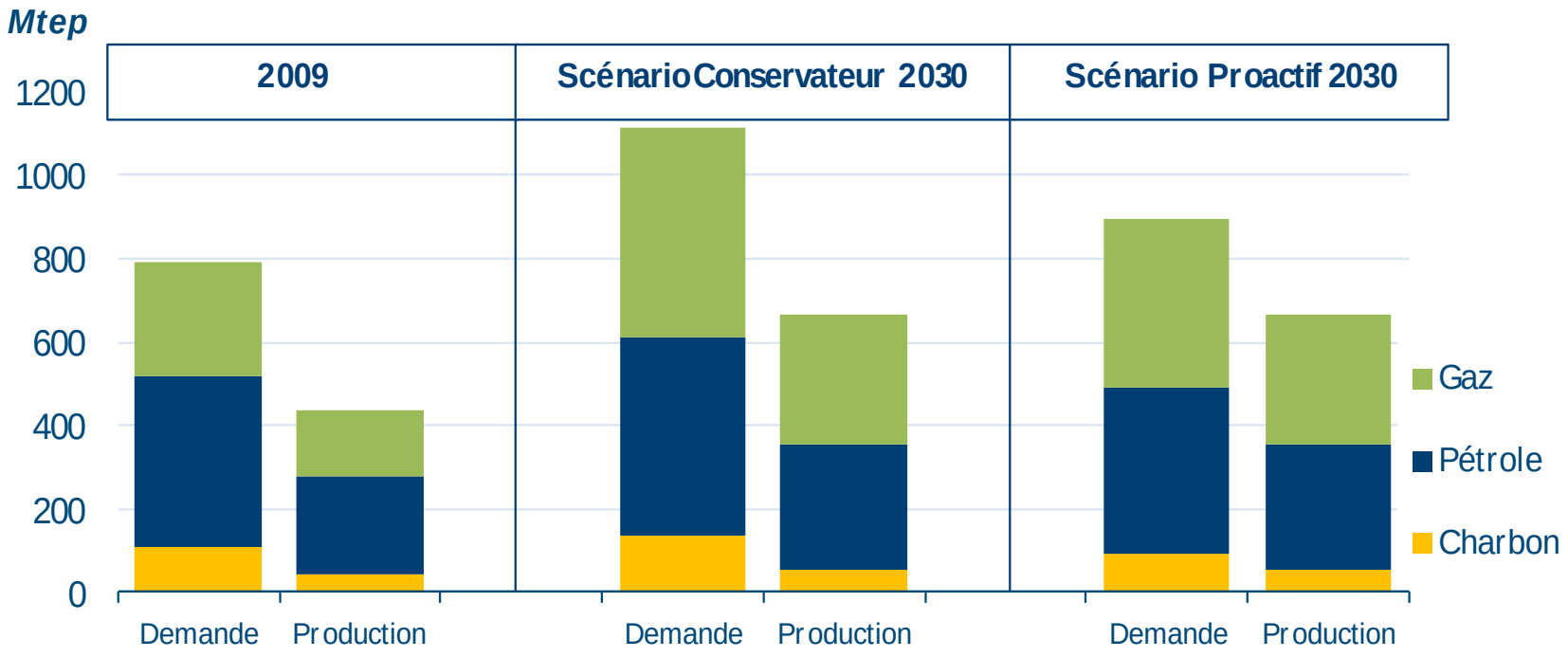
Résultats: l'ère du gaz naturel



Source: OME, 2011, MEP 2011

Contraintes quelque peu desserrées

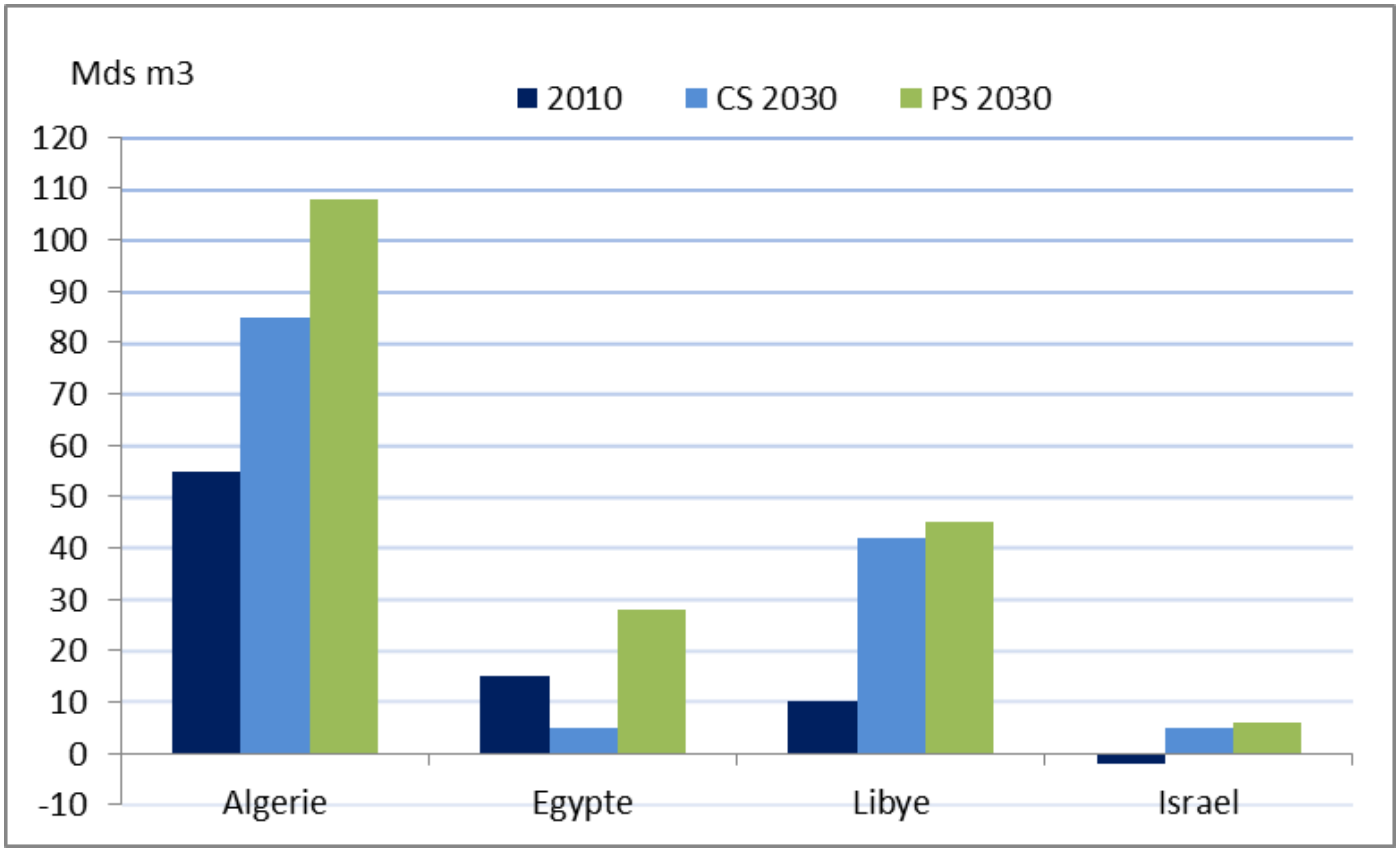
Demande et production en énergies fossiles en Méditerranée



Source: OME, 2011, MEP 2011

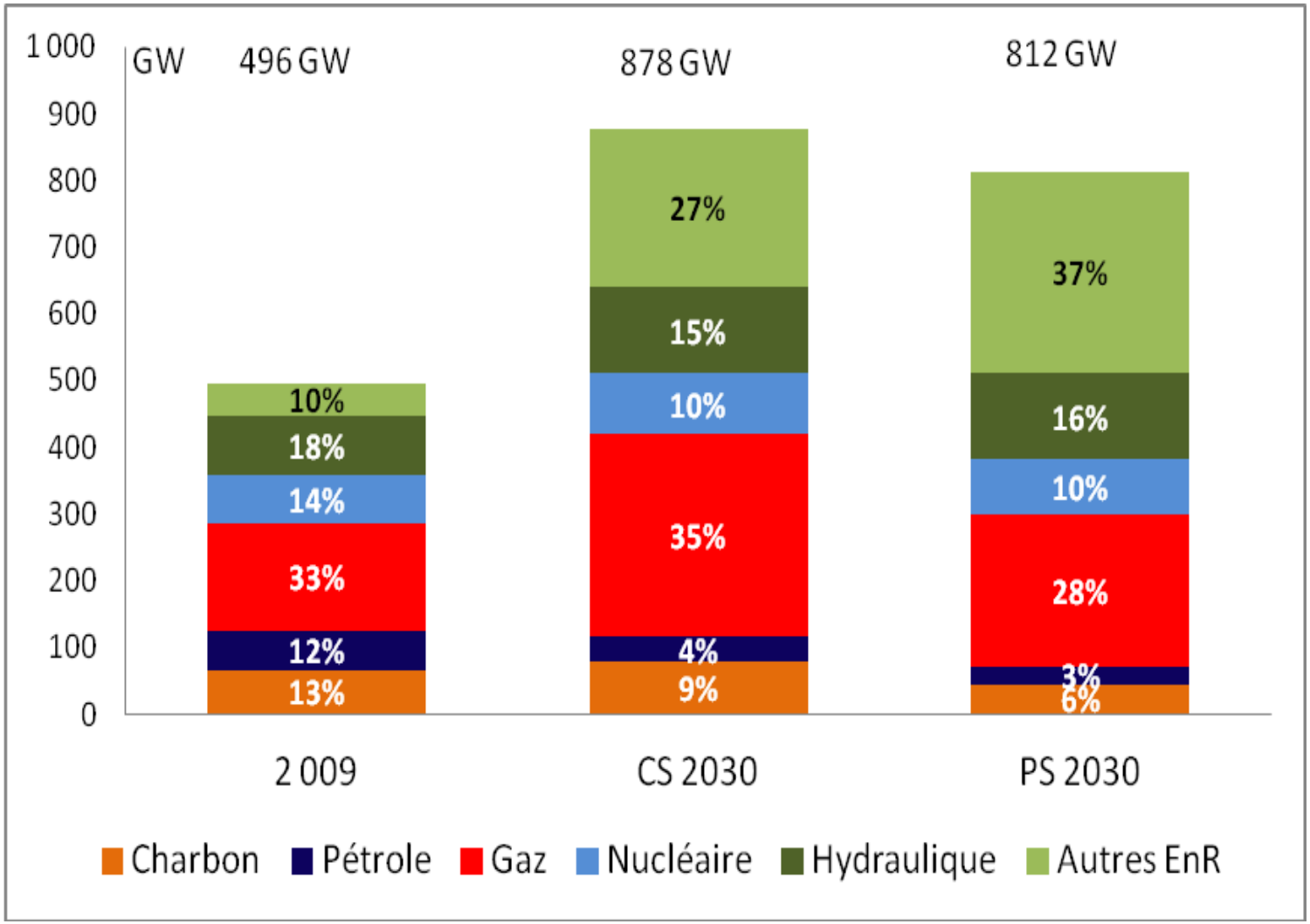
Meilleures perspectives

Un potentiel d'exportation en gaz renforcé



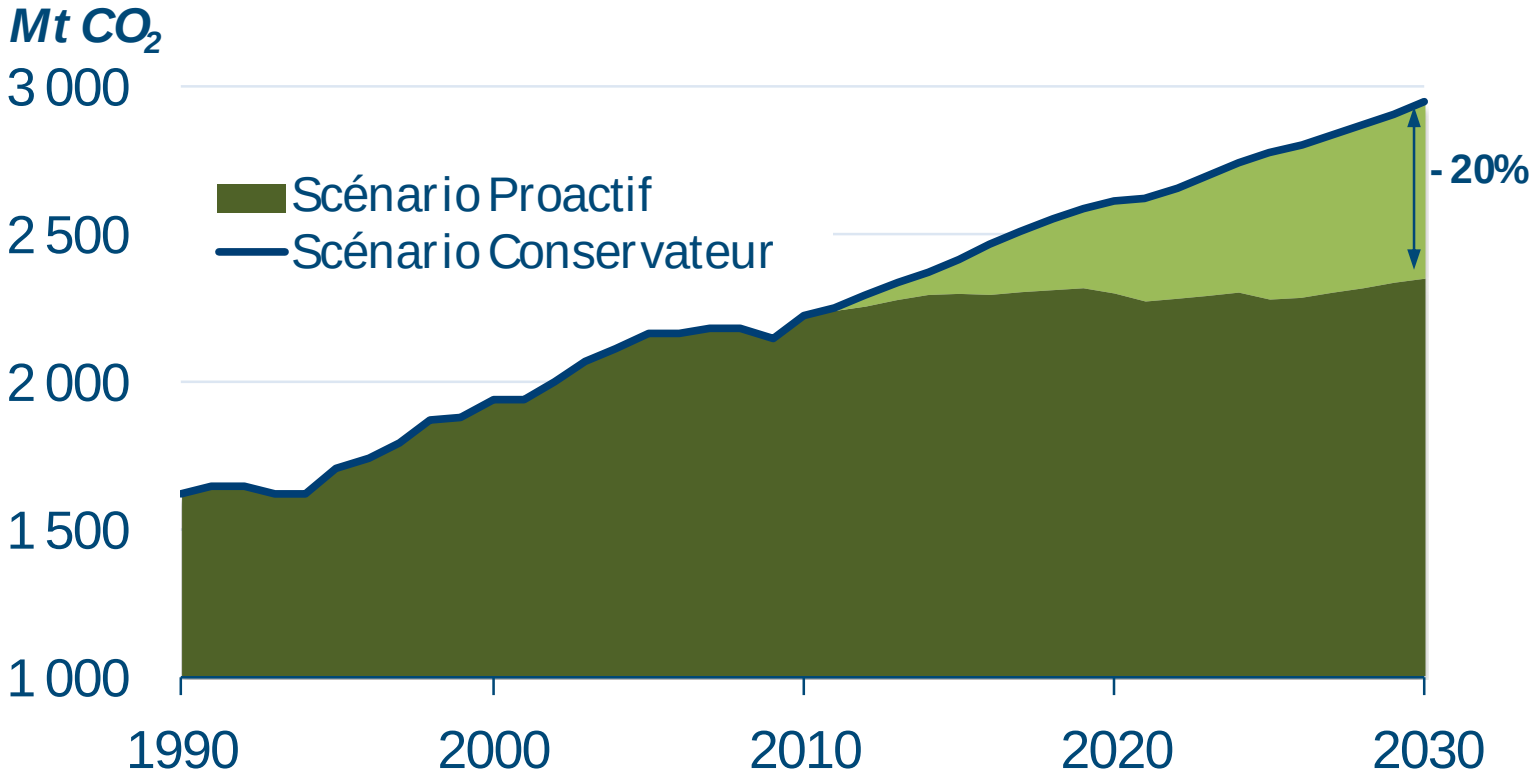
Source: OME, 2011, MEP 2011

Electricité: l'ère des EnR en plus du gaz



Source: OME, 2011, MEP 2011

Emissions de CO_2 : mieux mais loin du compte



Source: OME, 2011, MEP 2011

+40% de croissance SR (3000Mt) en 2030.
+9% "seulement" SA (une économie de 600 Mt).

Vers un scénario plus ambitieux : scénario de rupture

Créer un scénario contrasté qui réduit les tensions fortes et permet de s'orienter vers une trajectoire plus soutenable

- **l'approvisionnement énergétique de la Méditerranée reste très carboné avec plus de 80% de la demande d'énergie basé sur les hydrocarbures.**
- **lien avec la sécurité d'approvisionnement.**
- **les secteurs des transports et des bâtiments sont cruciaux.**
- **intégration des énergies renouvelables pas uniquement vers le secteur électrique .**
- **mobiliser le potentiel d'économie d'énergie important dans toute la région.**

L'analyse entre scénario de référence et proactif montre

- **l'essentiel pour aller plus loin ne peut être envisagé qu'entre 2020 et 2030.**
- **un scénario de rupture pour faire ressortir les bénéfices (facture énergétique, dépendance, emplois…).**

Le Scénario de rupture: hypothèses

- **Hypothèses globales:**
  - **Mêmes hypothèses que le scénario proactif pour le Nord**
  - **au-delà pour le Sud en particulier <u>à partir de 2020</u>**
  - **des baisses d'intensités énergétiques telles que celles préconisées par la SMDD (entre -1% à -2% par an)**

- **Mettre à profit le potentiel des EnR dans les PSEM pour une pénétration plus forte par rapport au scénario de référence**

Part des EnR	SCENARIO DE RUPTURE					
	Méditerranée		PSEM		PNM	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Part de EnR dans la Demande d'Energie Primaire	15%	18%	10%	14%	17%	21%
Part de EnR dans la Production Electrique	31%	37%	22%	30%	35%	42%
Part de EnR dans la Consommation d'Energie Finale	9%	10%	7%	9%	9%	10%

Le Scénario de rupture: hypothèses

- **Dans le bâtiment:**
  - **Un potentiel <u>d'économie d'énergie dans les bâtiments de près de 40%</u> pour les PSEM par rapport au scénario de référence ;**
  - **Un doublement du parc logements d'ici 2030;**
  - **Maîtrise de la demande accentuée dans les appareils ménagers mais aussi en terme de comportement et de normes de construction des nouveaux logements.**

Le Scénario de rupture: hypothèses

- **Dans les transports**
  - **Un potentiel d'économie d'énergie de <u>15% pour les PSEM</u> (basé sur des technologies plus efficaces et plus de transport collectif);**
    - **La contribution des NTIC dans la réduction de la consommation des transports est de 16%**
    - **Une tonne.km effectuée par le mode ferroviaire consomme 1/3 par rapport à celle effectuée par le mode routier (estimation ANME)**
    - **Un voy.km effectué par le mode collectif consomme 1/3 par rapport à celui effectué par le mode individuel (estimation ANME)**

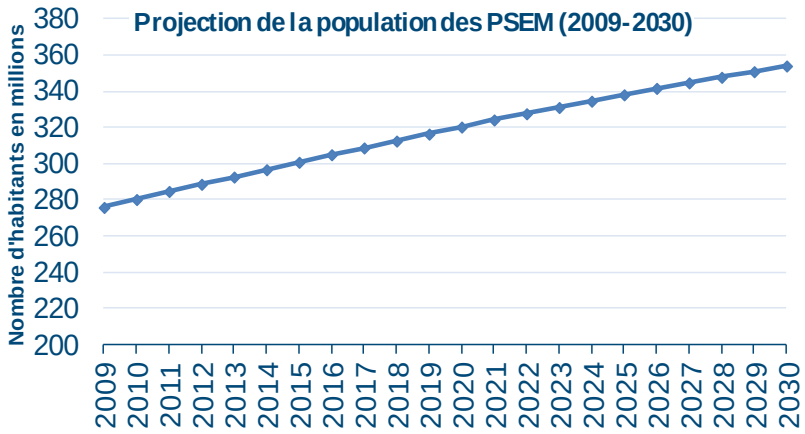
Le Scénario de rupture: hypothèses

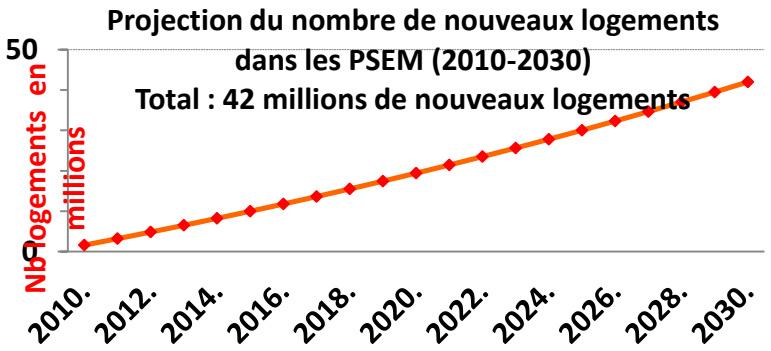
- **Industrie et services: normes plus strictes.**

- **Exploitation des données du Plan Bleu sur les consommations spécifiques pour le secteur de l'industrie, les transports et les logements.**

- **Pas de nucléaire dans les pays du Sud à l'horizon 2030.**

Croissance démographique et logements

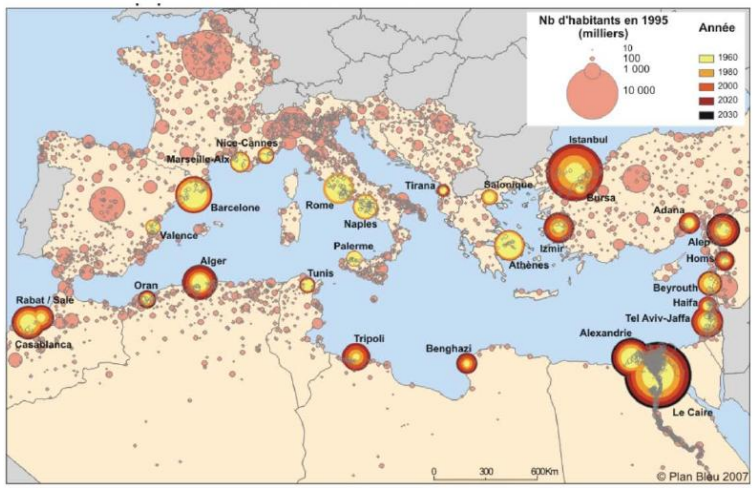




	Population (en millions)				Nb logements (milliers)	
	2007	2030	% /an	% /an	2007	2030
			1971-2007	2007-2030		
Turquie	73	92	2,0%	1,0%	23550	38528
Algérie	34	45	2,4%	1,2%	5460	11182
Egypte	80	104	2,2%	1,1%	19338	27387
Libye	6	8	3,1%	1,4%	919	1760
Maroc	31	39	2,0%	1,1%	4748	7904
Tunisie	10	13	1,9%	0,9%	2494	3188
Israel	7	9	2,4%	1,1%	2087	3053
Palestine*	4	7		2,8%	480	1220
Jordanie	6	9	3,6%	1,8%	1199	2516
Liban	4	5	1,4%	0,8%	889	2463
Syrie	21	29	3,2%	1,6%	3989	7917
PSEM	**275**	**361**	**2,3%**	**1,2%**	**65152**	**107118**

Source : Plan Bleu ''Energie et bâtiment en Méditerranée : étude régionale 2010''

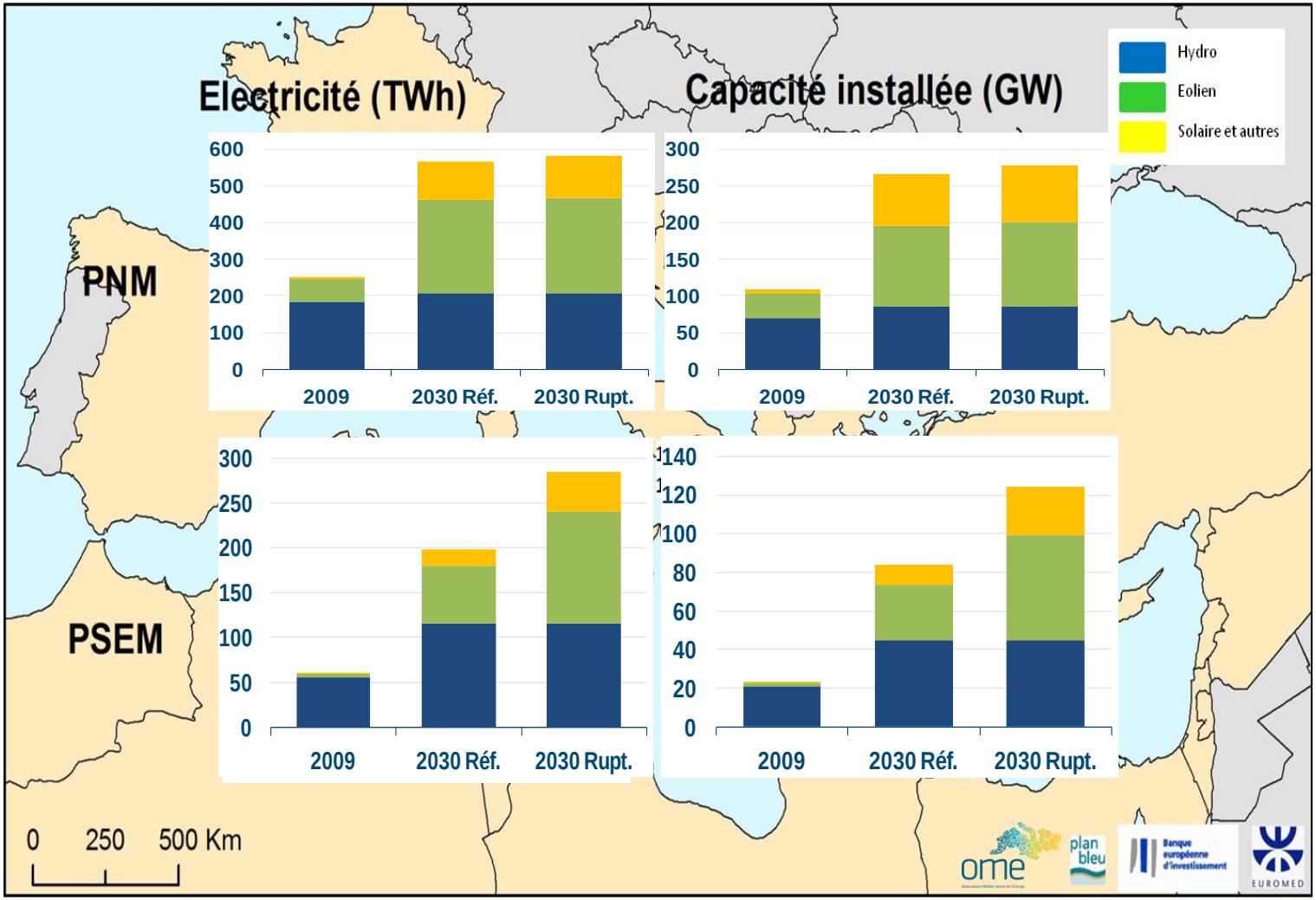
Evolution des villes des pays méditerranéens- Projections 2030



Presque un doublement du nombre de logements entre 2007 et 2030
Près de 42 millions de logements additionnels en 2030 dans les PSEM

Production d'électricité EnR en Méditerranée
Le scénario de rupture : plus qu'un triplement

(de 138 à 431 GW EnR)

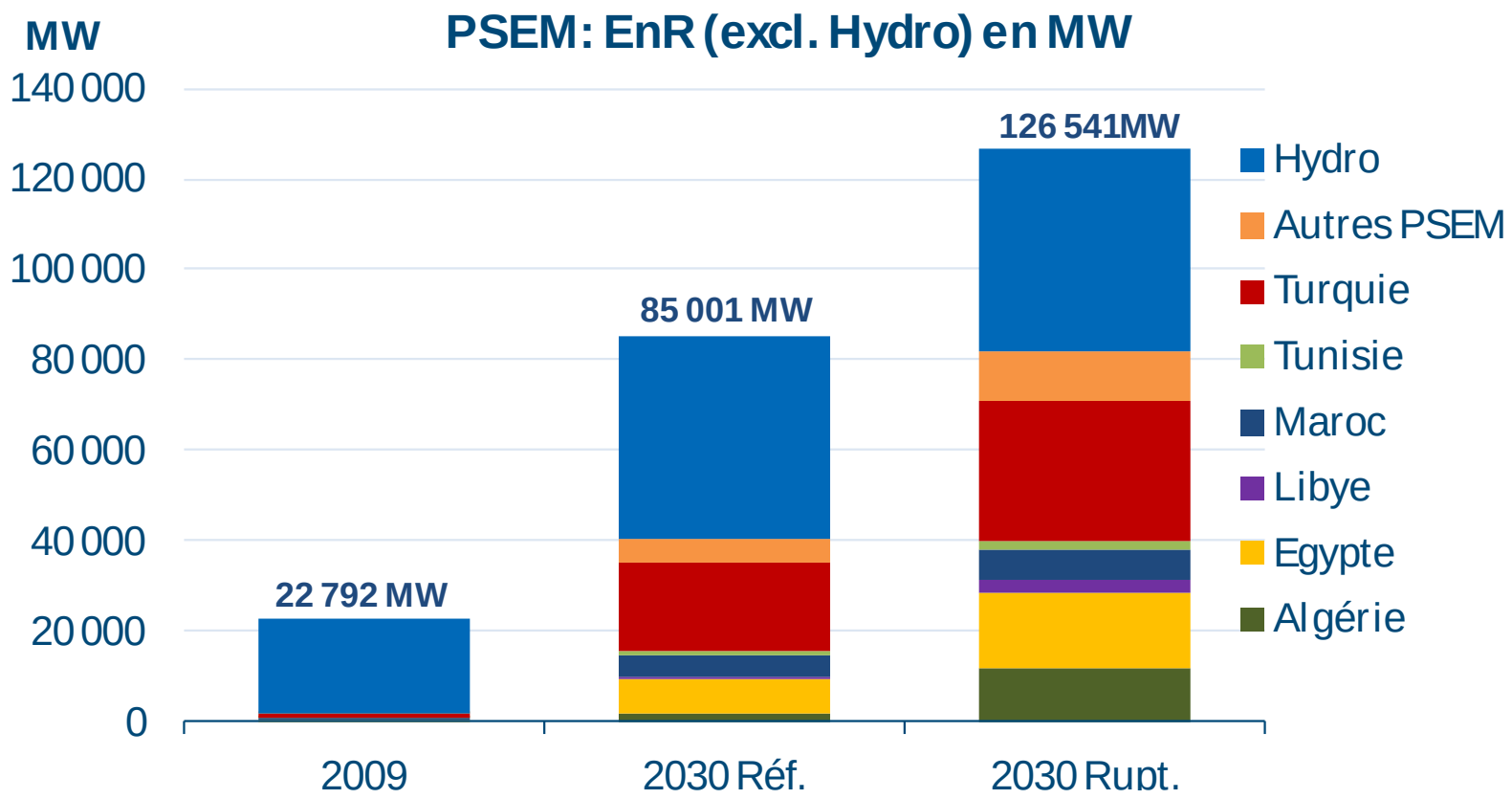


Source : OME, Plan Bleu, 2012

Pour les PSEM, un facteur 6

(de 23 à 127 GW EnR)

Capacités additionnelles EnR PSEM 2030
2 à 4 PSM selon le scénario



En 2030, Selon le scénario Référence ou Rupture :

Solaire de 10 000 à 25 000 MW

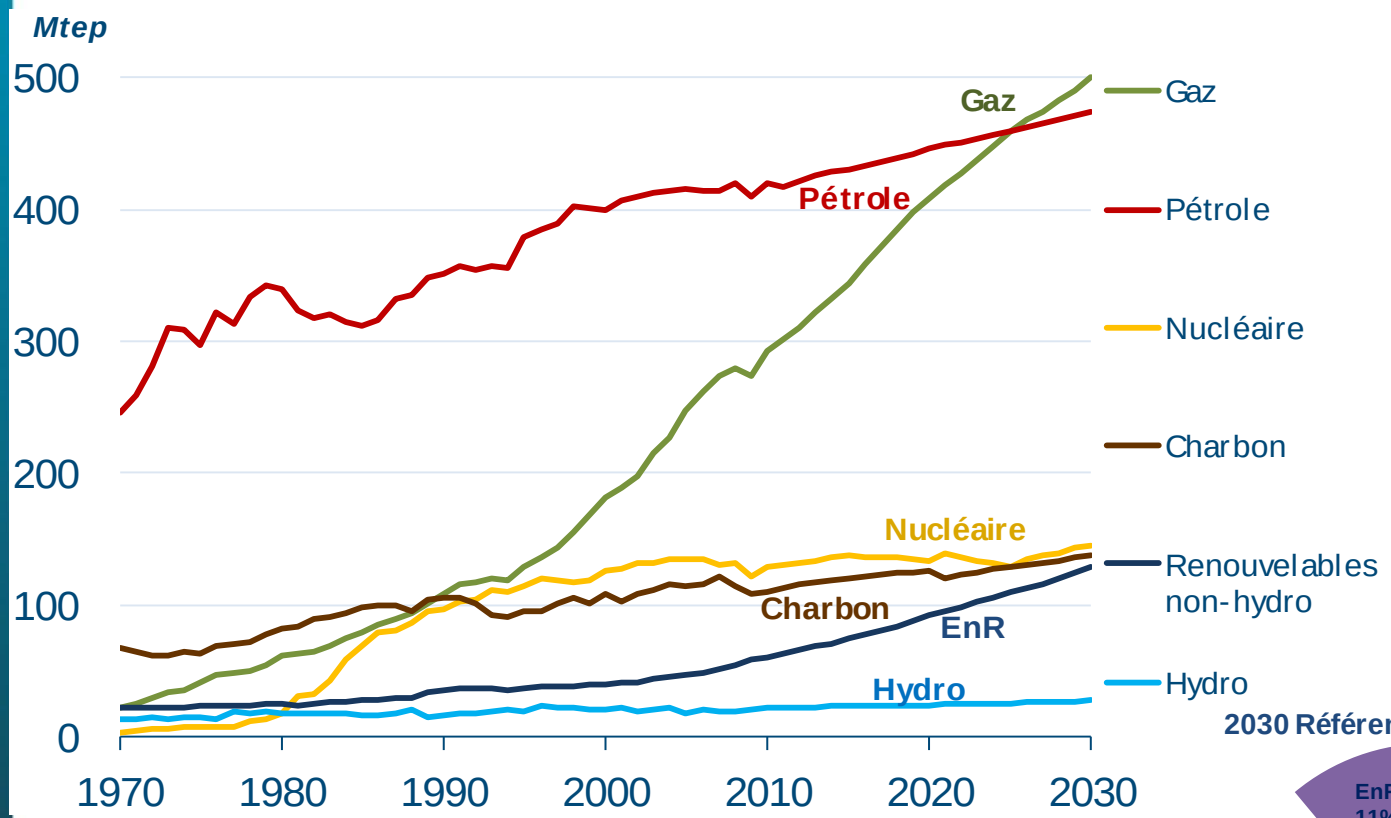
Eolien de 29 000 à 55 000 MW

Source : OME, Plan Bleu, 2012

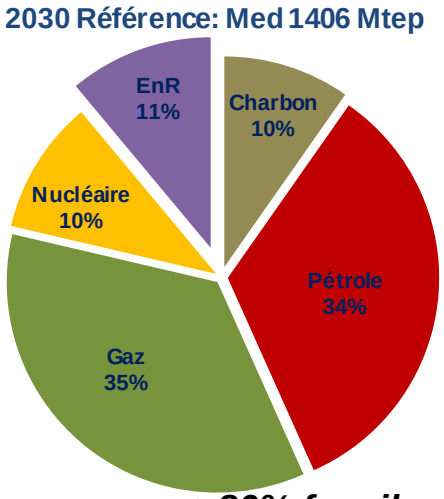
(de 2 à 82 GW EnR hors hydro) ***(de 23 à 127 GW EnR)***

QUELQUES RÉSULTATS COMPARÉS ENTRE LES 3 SCÉNARIOS

Scénario de Référence : Demande d'énergie en Méditerranée



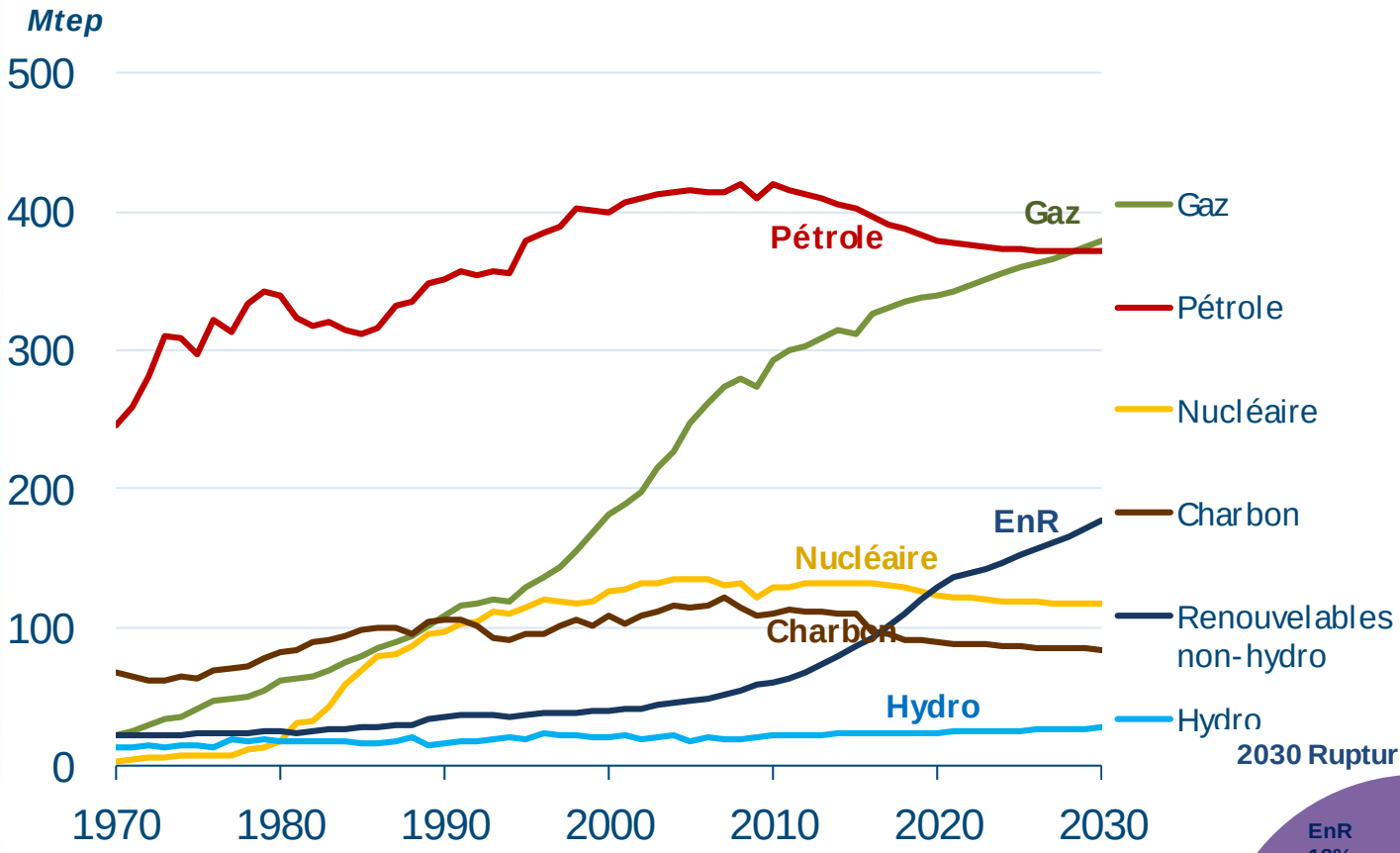
Source : OME



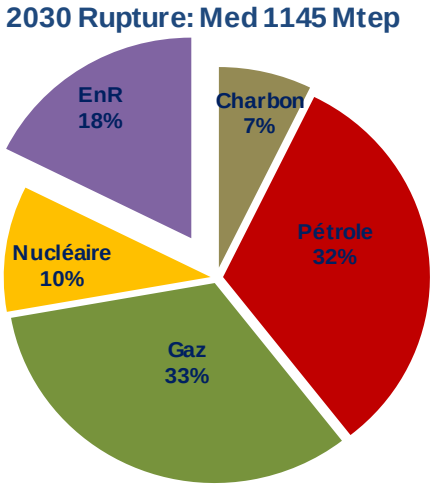
>80% fossile

La demande d'énergie en Méditerranée devrait croitre de plus de 40% entre 2009 et 2030 pour atteindre 1406 Mtep en 2030.
Dans le Scénario de Référence, les hydrocarbures continueront à dominer largement le mix énergétique, >80%.

Scénario de Rupture : Demande d'énergie en Méditerranée

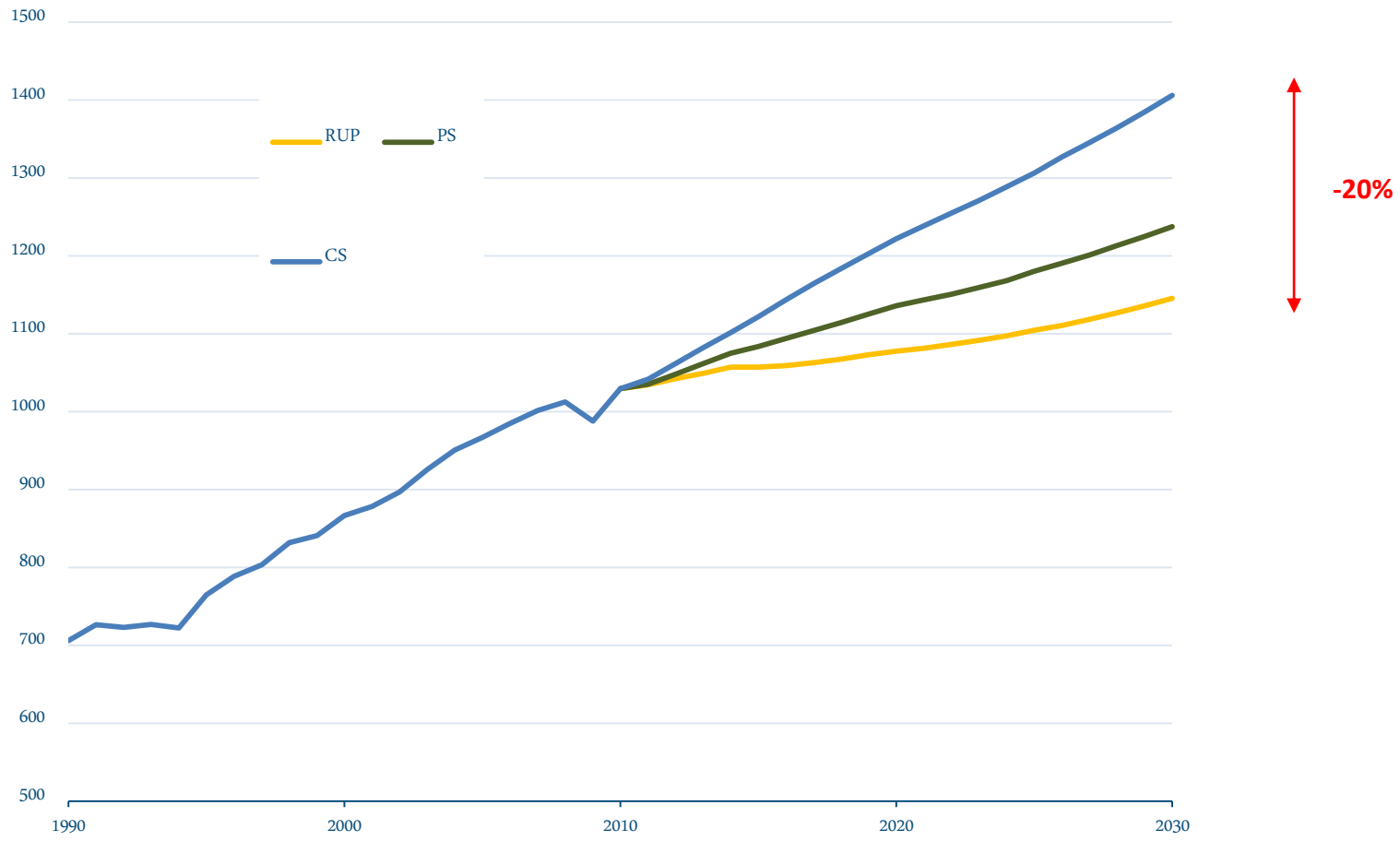


Source : OME, Plan Bleu, 2012



La demande d'énergie en Méditerranée devrait croître de 16%, entre 2009 et 2030, de l'ordre de 1145 Mtep en 2030.
Dans le Scénario de Rupture, les EnR représenteraient > 18% et les hydrocarbures représenteraient 72% dans le mix énergétique.

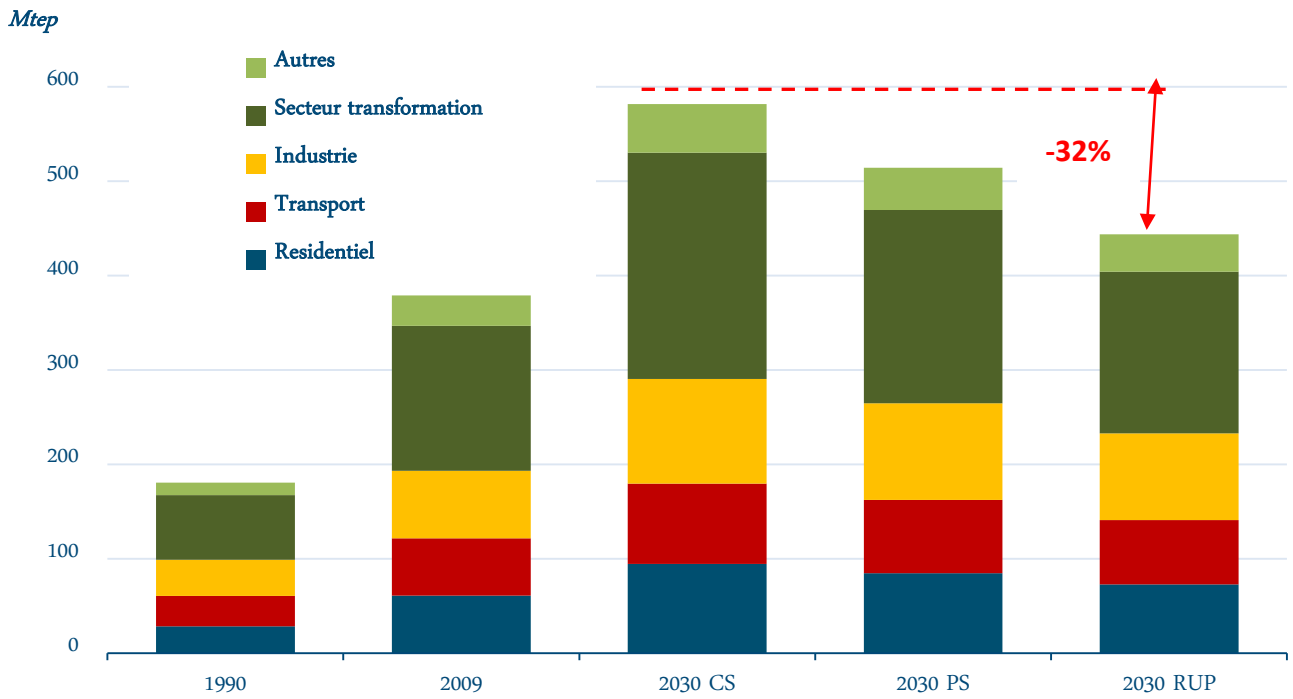
Demande d'énergie en Méditerranée selon les scénarios



Source : OME, Plan Bleu, 2012

Une économie cumulée de 2.8 Gtep

PSEM : Structure de la demande d'énergie primaire par secteur selon les 3 scénarios

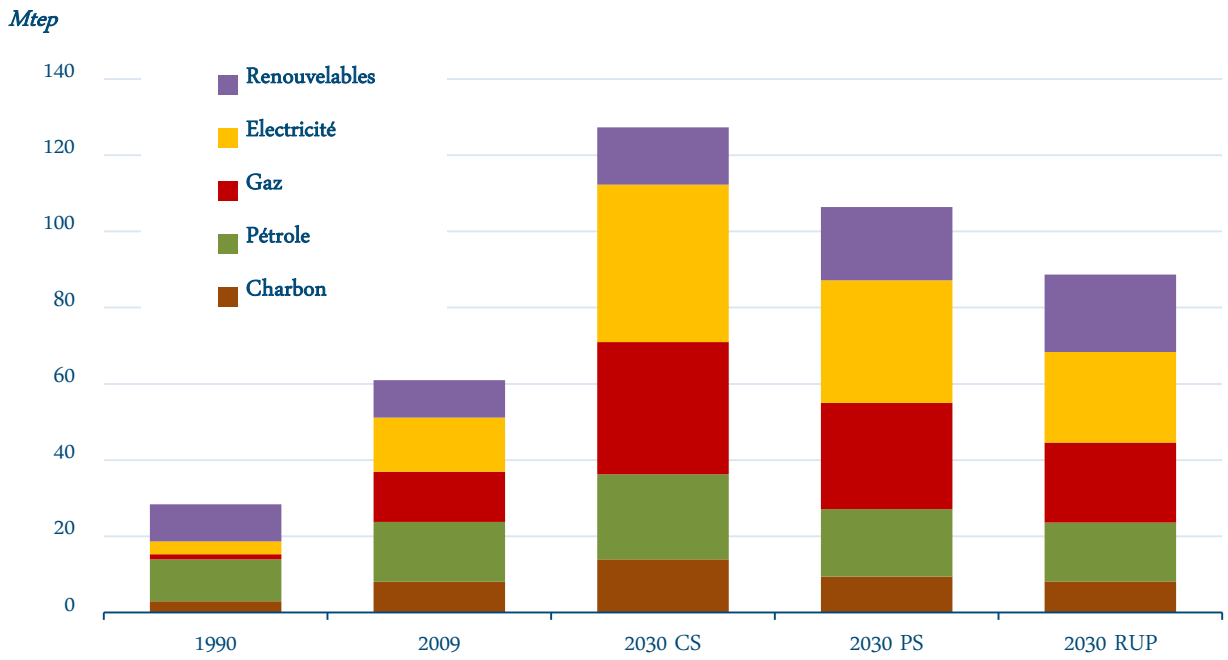


Source : OME, Plan Bleu, 2012

Scénario Référence : la demande d'énergie dans les PSEM devrait croitre autour de 3,4% par an de 2009-2030, soit 661 Mtep en 2030 contre 3,7% entre 1990-2009.

En 2030, elle devrait être réduite de -32% pour le scénario de Rupture comparé au SR; Cela représente une économie de 214 Mtep en 2030 et une économie cumulée de 2.3 Gtep (+ de 7 ans de consommation).

Bâtiment PSEM : Demande Energie dans le Résidentiel par source selon les 3 scénarios

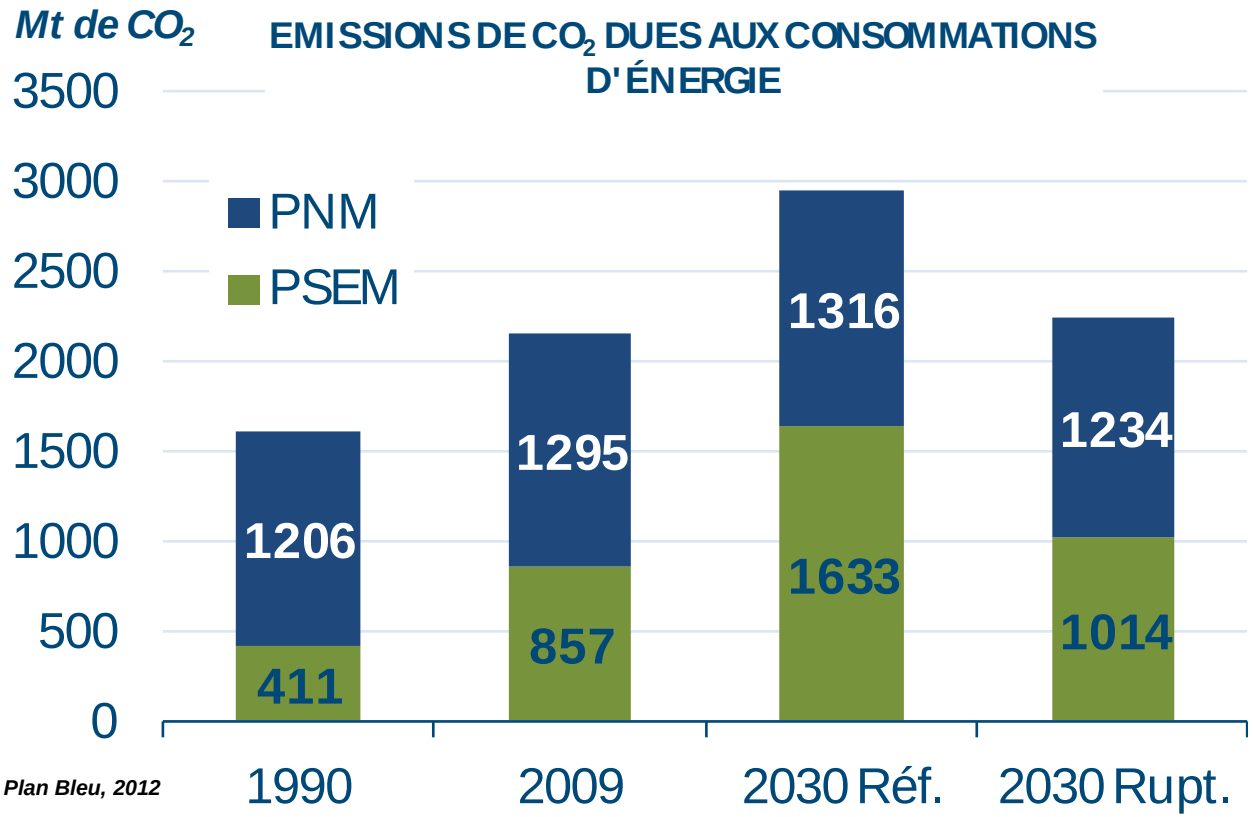


Source : OME, Plan Bleu, 2012

En 2030, la consommation résidentielle devrait être réduite de -30% pour le Scénario de Rupture comparée au SR; Cela représente une économie de 39 Mtep en 2030.

Potentiel d'économies d'énergies de près de 40 Mtep à 2030, soit -30% par rapport au Référence : -26 Mtep de combustibles fossiles et -18 Mtep d'électricité et augmentation de +5 Mtep d'EnR.

PSEM : émissions de CO2 selon les scénarios



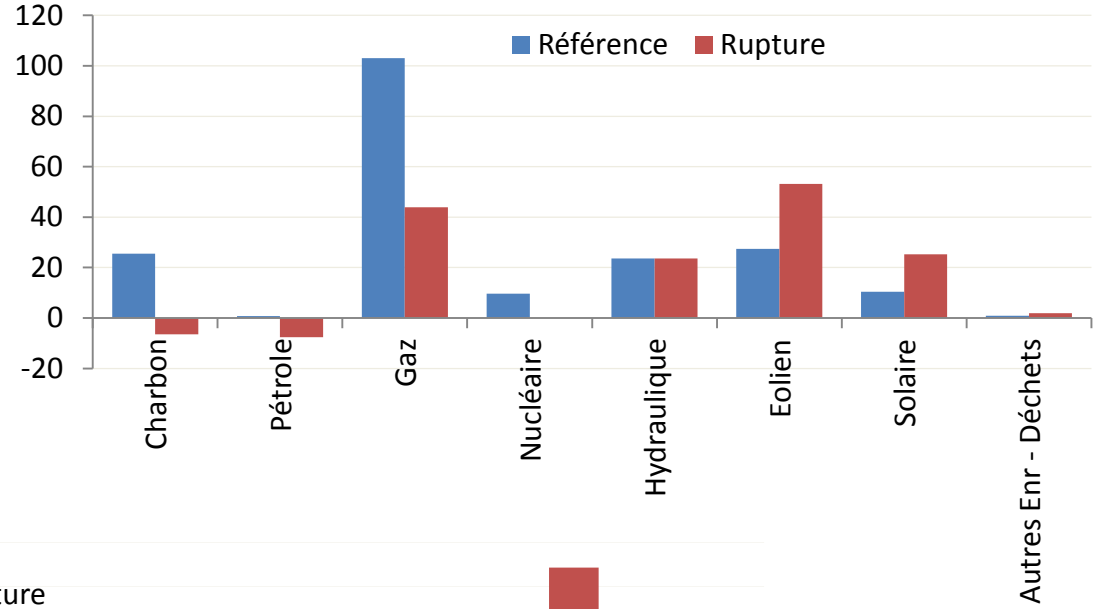
Source : OME, Plan Bleu, 2012

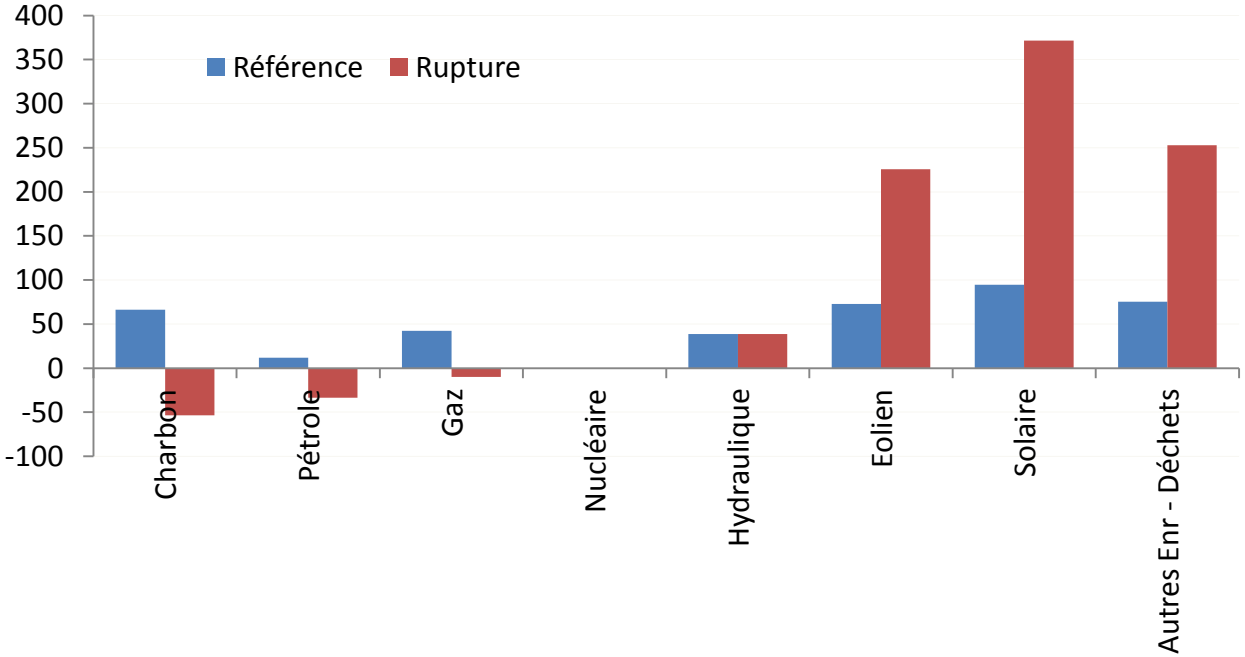
Les émissions de CO2 seront en conséquence fortement diminuées dans le Scenario de Rupture – d'un tiers à H.2030 par rapport au Sc. Référence.

Les émissions de CO2 doubleront dans le scénario de référence. Elles n'augmenteront que de +18% dans le scénario de Rupture

PSEM: parc de production électrique

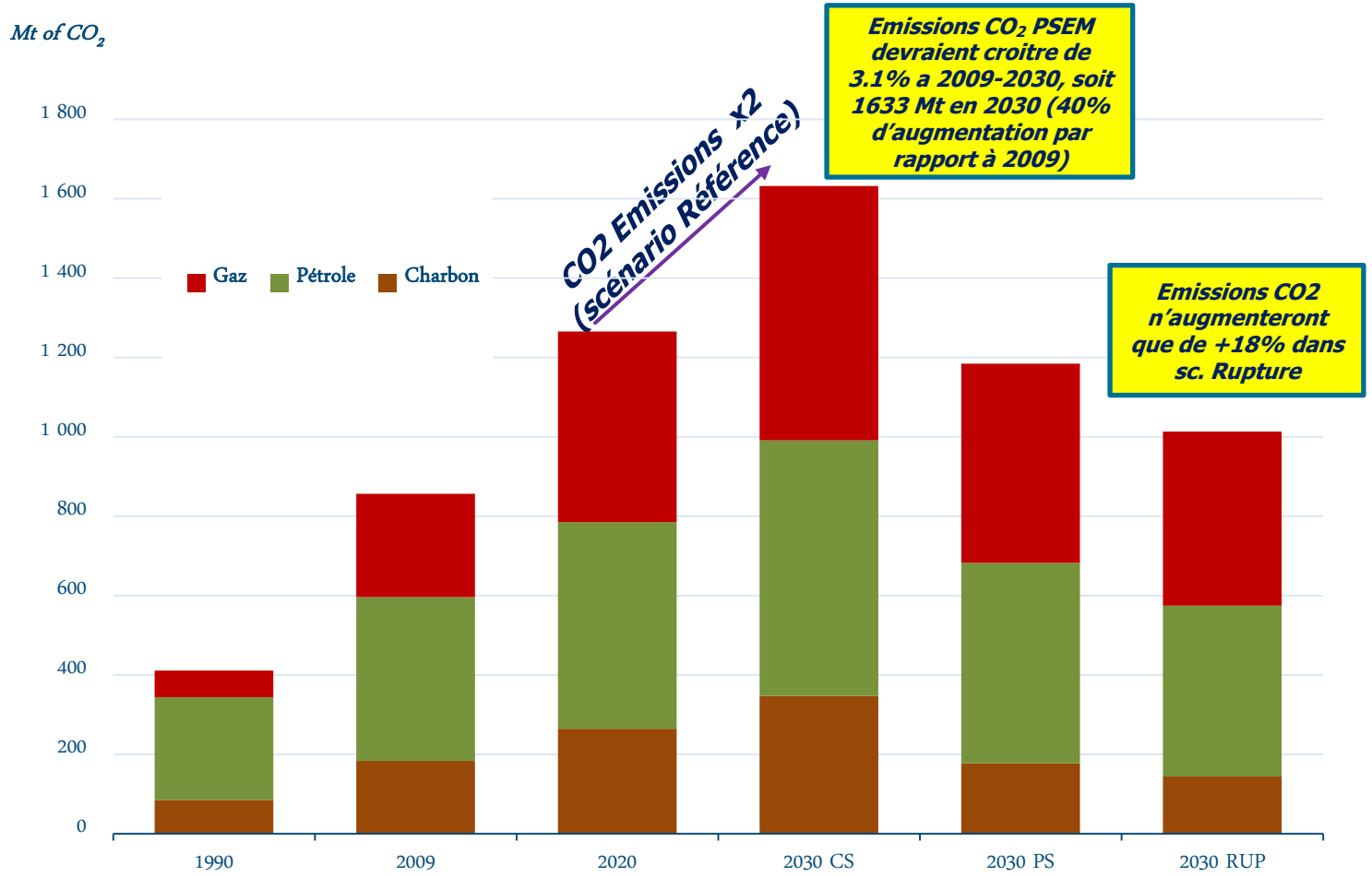
Capacités de production électriques additionnelles d'ici 2030 (GW)





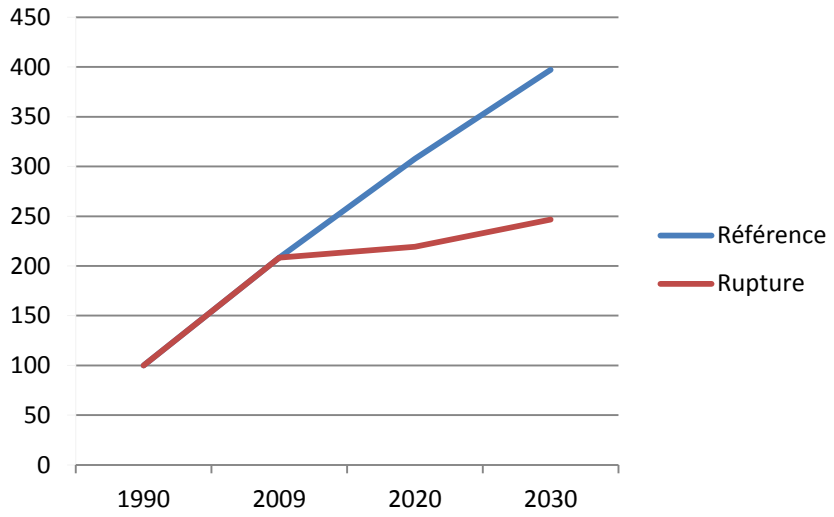
Augmentation des capacités entre 2009 et 2030 par scénario

PSEM : émissions de CO2 selon les scénarios



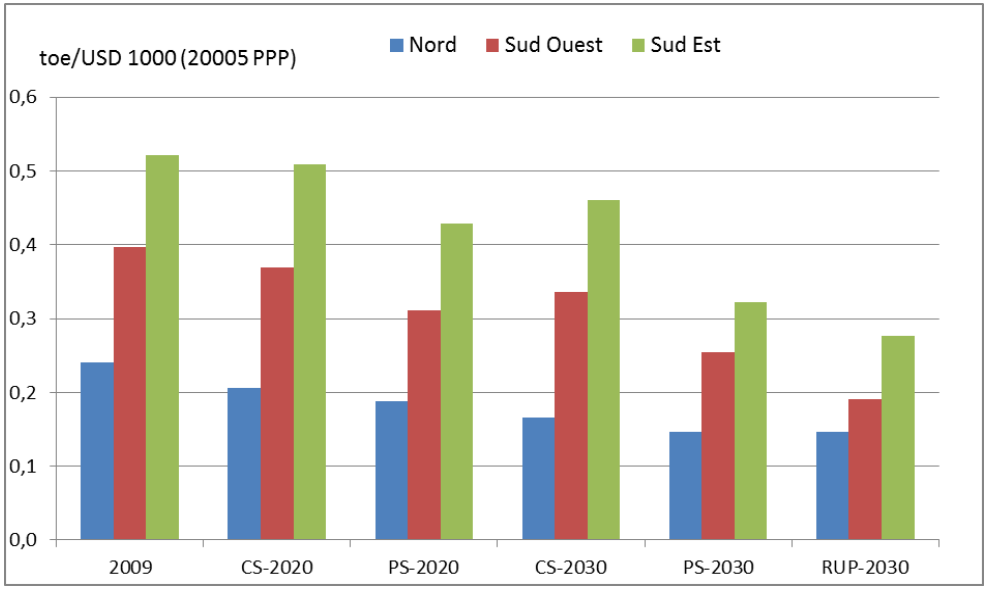
Source : OME, Plan Bleu, 2012

PSEM : émissions de CO2 selon les scénarios



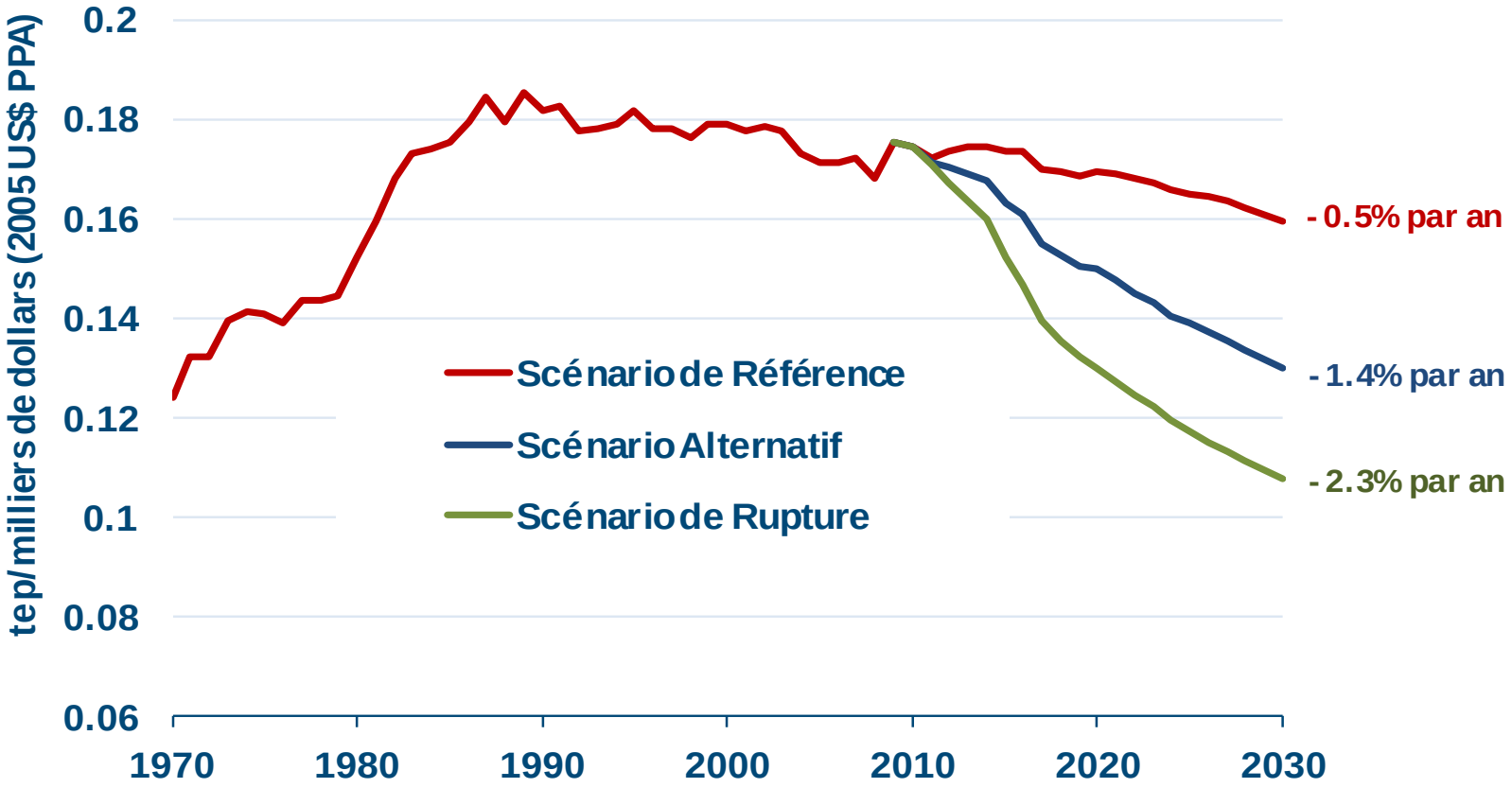
PSEM : évolutions des émissions de CO_2 par scénario 1990-2030 (base 100 en 1990)

Intensité carbone par sous-région



Source : OME, Plan Bleu, 2012

Intensité Energétique dans les PSEM



Source : OME, Plan Bleu, 2012

L'intensité énergétique serait ainsi réduite dans tous les Scénarios mais de façon très marquée dans le scénario de Rupture – au dessous de du niveau des années 70.

Recommandations

- Améliorer les hypothèses des scénarios
- Organiser les remontées d'informations
- Doter les scénarios d'une capacité de simulation
- Evaluer la sensibilité des équilibres énergétiques aux différents scénarios
- Articuler le travail prospectif régional avec les prospectives nationales et locales
- Envisager un scénario de rupture majeur à un horizon plus lointain ?