

# Quelle transition énergétique pour l'Algérie

Tewfik Hasni

# Préambule

- Il est difficile d'aborder la problématique de transition énergétique, sans risquer d'occulter la véritable cause de la crise systémique que traverse le Monde et la transition économique qui devrait s'amorcer.
- Il est vrai que les tenants du pouvoir de décision dans le Monde savent qu'il ne peut y avoir d'autre solution que celle qui remette en cause, fondamentalement, le modèle actuel de développement. Il est vrai que leur pouvoir est tiré de ce même système de développement.
- Le modèle de développement basé sur la croissance est remis en cause. Le nouveau paradigme qui prévaut est celui de la rareté des ressources et du nécessaire développement durable.

# Le modèle de consommation énergétique Algérien

Il est bon de revenir à la nécessaire vision globale et intégrée de notre développement. Pour cela, nous avons voulu reprendre un scénario résultant d'un modèle de consommation énergétique conçu par L'Agence Spatiale Allemande (DLR) qui est aussi en charge des énergies renouvelables et du nucléaire.

Nous avons pris les termes de référence suivants :

- -Croissance économique 7% par an.
- -Evolution vers une « Economie Verte »
- Nous reprenons les éléments induits par le modèle dans le tableau qui suit.

Dollar \$	2009	2012	2020	2030
PIB(PPA)/hab		7100	11743	23100
PIB global 10 <sup>9</sup> \$		264,1	517	1260
Millions hab	34,4	37	41,6	48
Consomm. Elec/hab				
Consommation globale TWh/an	31,4	37,2	88	250 soit 85 milliards M <sup>3</sup> /an gaz
Détails				
domestique	18,9	22,3	53	150
industriel	3,1	3,7	17,6	75
services	9,4	11,2	17,4	25
Consommation Rationalisée TWh/an			83	143 soit 47 milliards M <sup>3</sup> /an gaz
domestique			40	50
industriel			30	64,3
services			13	28,7

	2009	2012	2020	2030
Produits pétroliers MTEP		12	22	
Besoins gaz				
Sonelgaz	19,2	25,5	51	88
Dont domestique	6,5	7	9	14
Sonatrach+clients	7,2	7,7	9	11
Pétrochimie		3	8	14
S/Total	26,3	36,2	68	113
Export	65	57	65	65
Total	91,3	93,2	133	178

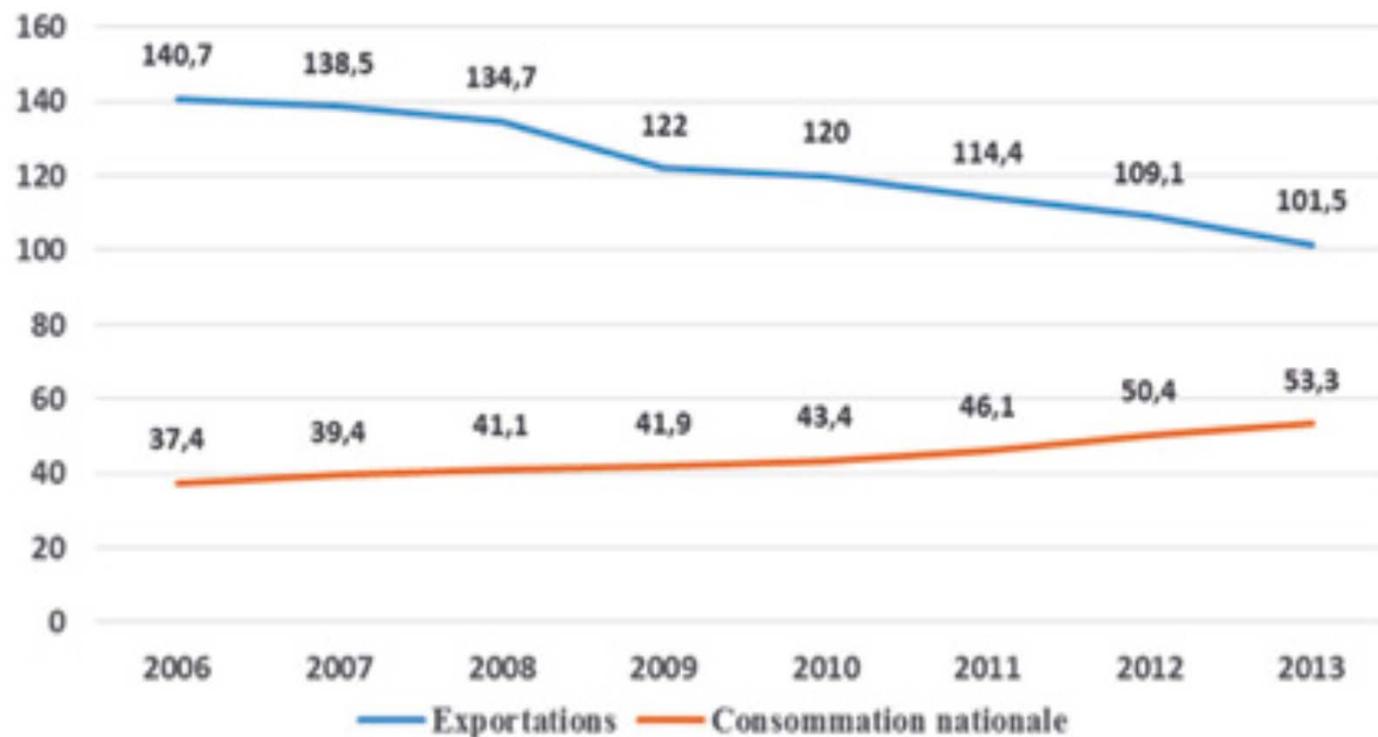
# Production - Consommation

## Algérie : exportations-consommation d'énergie primaire

Data : Sonatrach en Mtep

© Gilles Bonafi - Tewfik Hasni

IEMEP



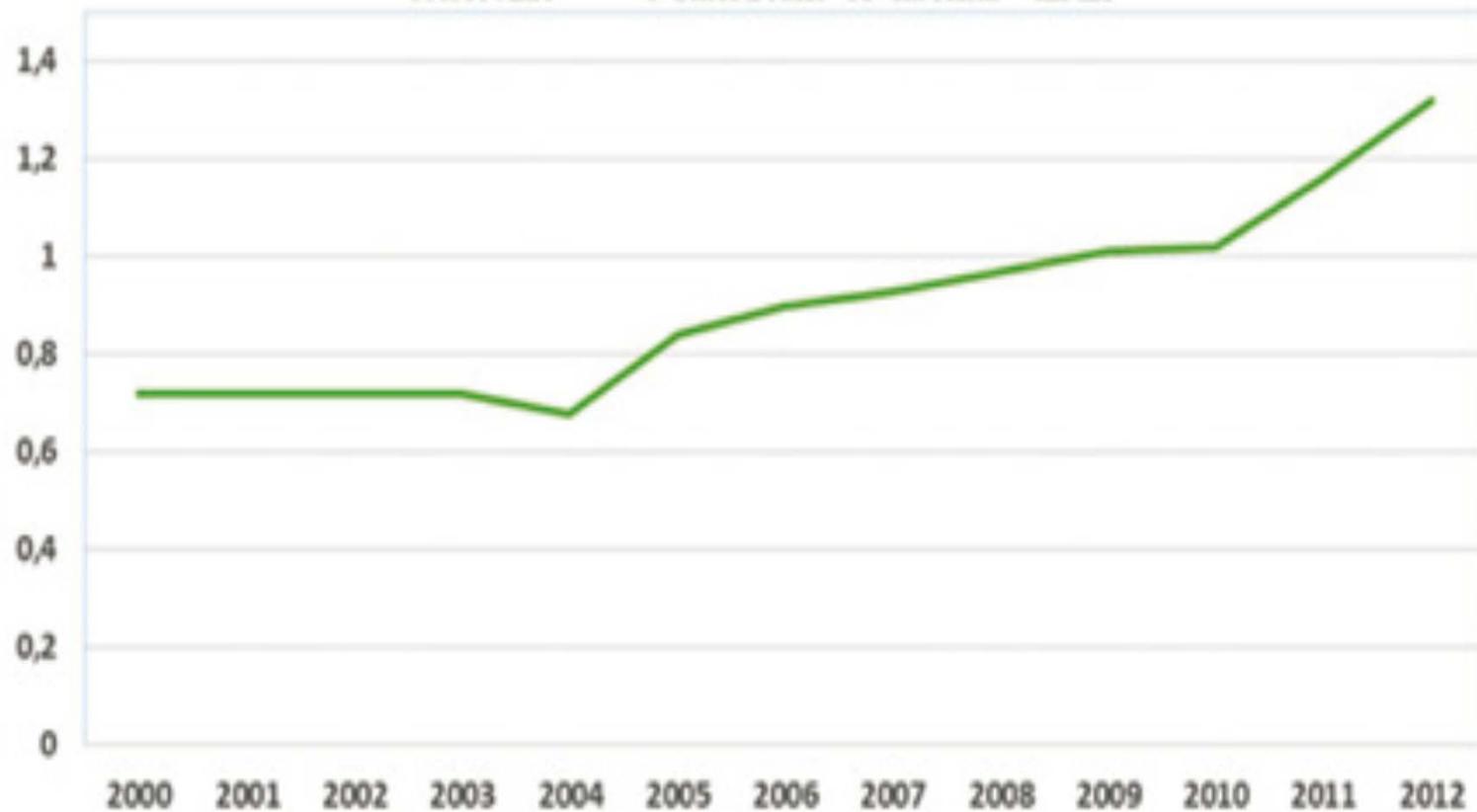
# Consommation gaz



## Evolution de la consommation algérienne de gaz naturel

2000-2012 billions cubic feet

Source : EIA © Gilles Bonafi - Tewfik Hasni IEMEP



# Synthèse du tableau

- Nous constatons que les consommations de gaz sur le marché national, ceci sur la base du scénario « laissez-faire » atteindraient 68 milliards M<sub>3</sub>/an en 2020 et 113 milliards M<sub>3</sub>/an en 2030 dont 32 milliards M<sub>3</sub>/an en 2020 et 85 milliards M<sub>3</sub>/an en 2030 pour la génération électrique.
- Une rationalisation par la réduction du gaspillage actuel permettrait d'envisager une réduction de la consommation électrique et réduire ainsi la consommation gaz pour la génération électrique à 60 milliards M<sub>3</sub>/an, y compris les besoins de la croissance économique à 7<sup>0</sup>/an.

# COMPARAISON DES FILIERES Solaire thermique, Gaz de schiste et nucléaire

	Réserves	Production	Cout Explorat ion	Cout Développement	Cout environnemental	Cout abandon	Cout Production électricité
Solaire thermique	Infini	170 000 TWh/an soit 57 000 10 <sup>9</sup> M <sup>3</sup> /an	nul	nul	Au contraire Bonus credit carbone	nul	En Hybride 30%gaz <10cts\$/KWh Constant puis se réduit après amortissement
Gaz de schiste	20 000 10 <sup>9</sup> M <sup>3</sup>	200 puits/an 4 10 <sup>9</sup> M <sup>3</sup> /an	?	200 X20 10 <sup>6</sup> \$ 4 10 <sup>9</sup> \$	Impact environnemental Trop grand	4 10 <sup>9</sup> \$	>10cts\$/KWh pour un prix de production du gaz de 12\$/MMBTU, ceci sur 5 ans Ce prix ira en augmentant
Nucléaire	29 000 T Uranium Cela représente pour 2X1000 MW 25 ou 50 ans ?	1000 MW ou 2000 MW soit 7 à 14 TWh/an	?	40 Milliards\$	Impact environnemental connu	30 milliards\$	10cts\$/KWh

## Synthèse des coûts par filière pour un investissement de 2 000 MW sur 50 ans

10 <sup>9</sup> US\$	Recherche	Développement	Abandon Source primaire	Génération électrique	démant élément	Total	Observations
Solaire thermique	nul	nul	nul	8	2	10	Le cout d'investissement a été estimé par Sonelgaz à plus de 5000\$/KW, les derniers couts constatés par le monde le situent à moins de 4000\$/KW
Gaz de schiste	?	20	20	3	1,5	44,5	Selon l'expert d'Anadarko, la durée de vie d'un forage serait de 5 ans. Le cout d'abandon serait équivalent au cout de forage. Le cout de l'eau n'est pas évalué.
Nucléaire	?	26	?	14	14	54	Le programme similaire aux Emirats a été évalué à 40 milliards \$. Nous n'avons fait que le reprendre

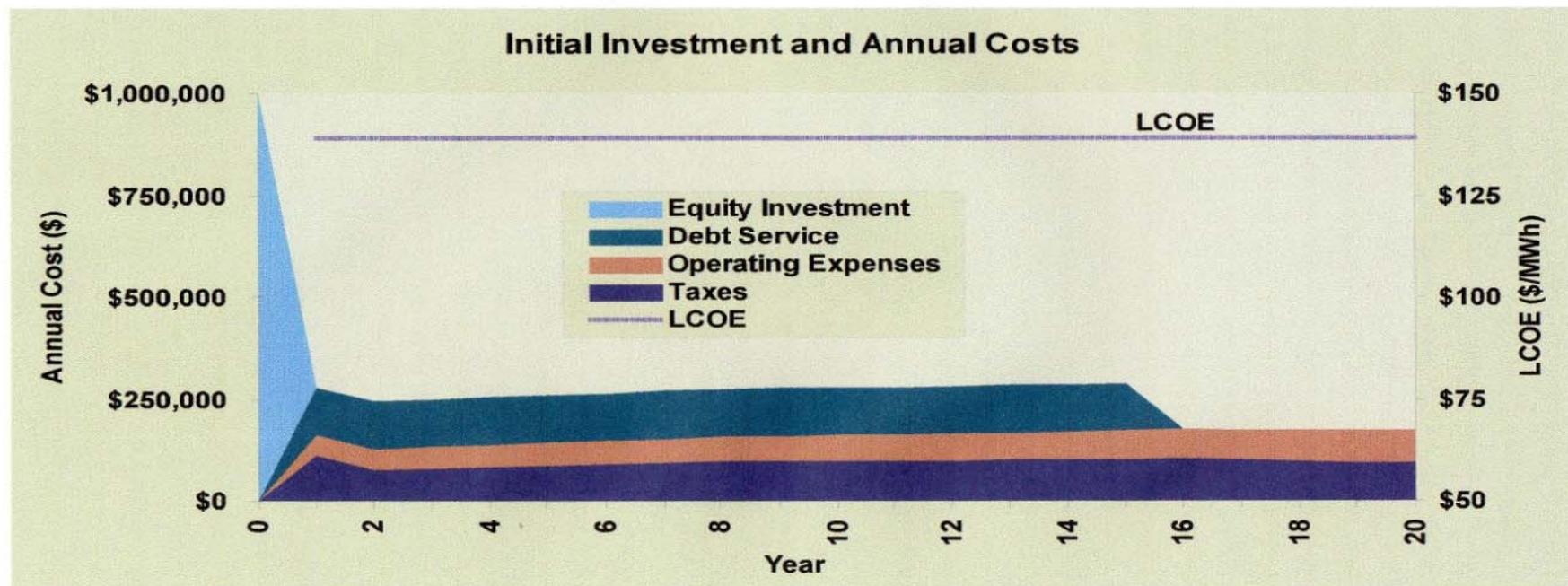
# Cout moyen sur 25 ans de l'électricité:LCOE

BUILDING A WORLD OF DIFFERENCE<sup>®</sup>

 BLACK & VEATCH

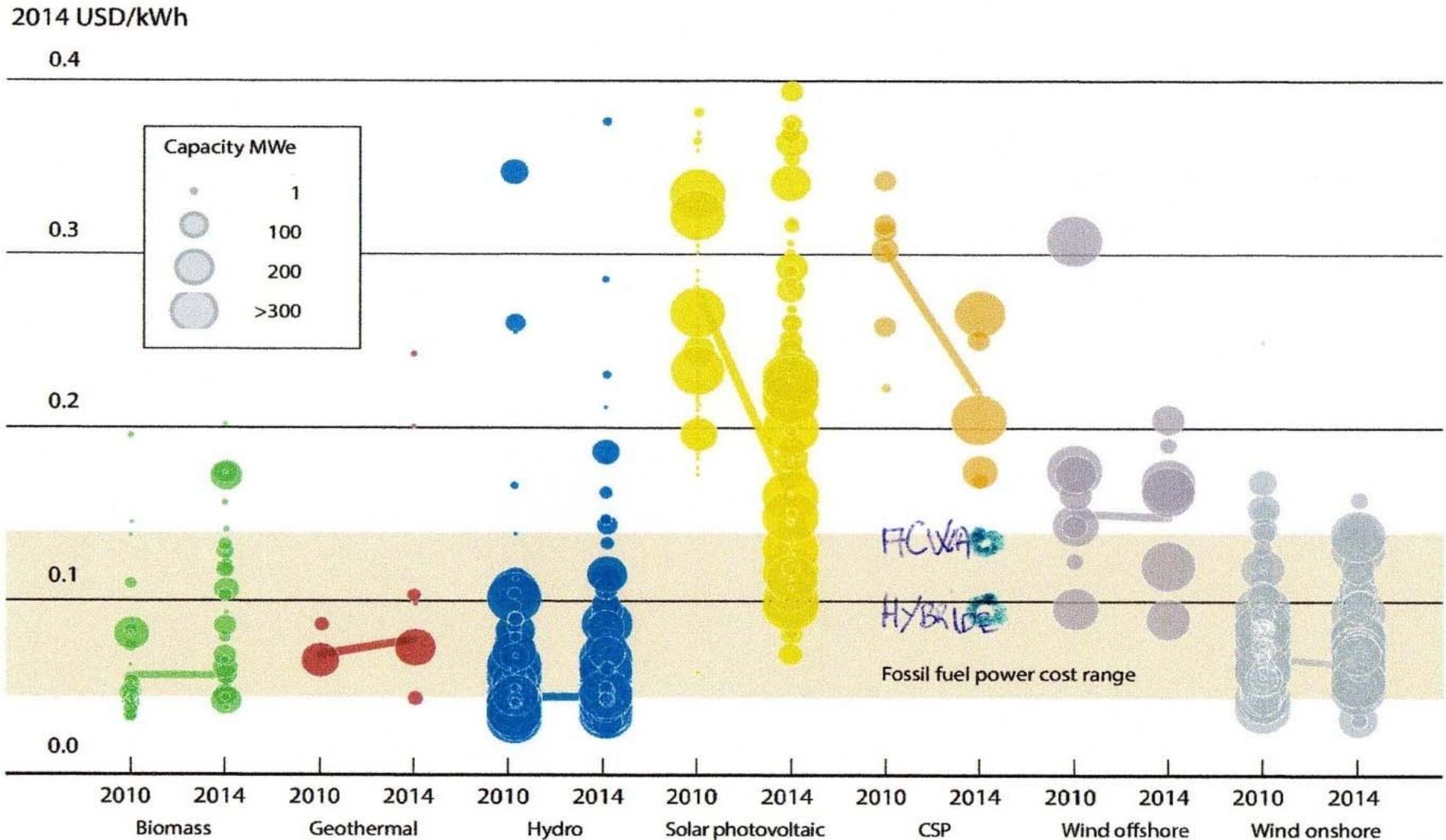
## What is LCOE?

- **Levelized Cost of Energy (LCOE)** is the **constant unit cost** (per kWh or MWh) of a payment stream that has the same **present value** as the total cost of building and operating a generating plant over its life.



# Le cout comparé de l'électricité pour les énergies fossiles et les ENR

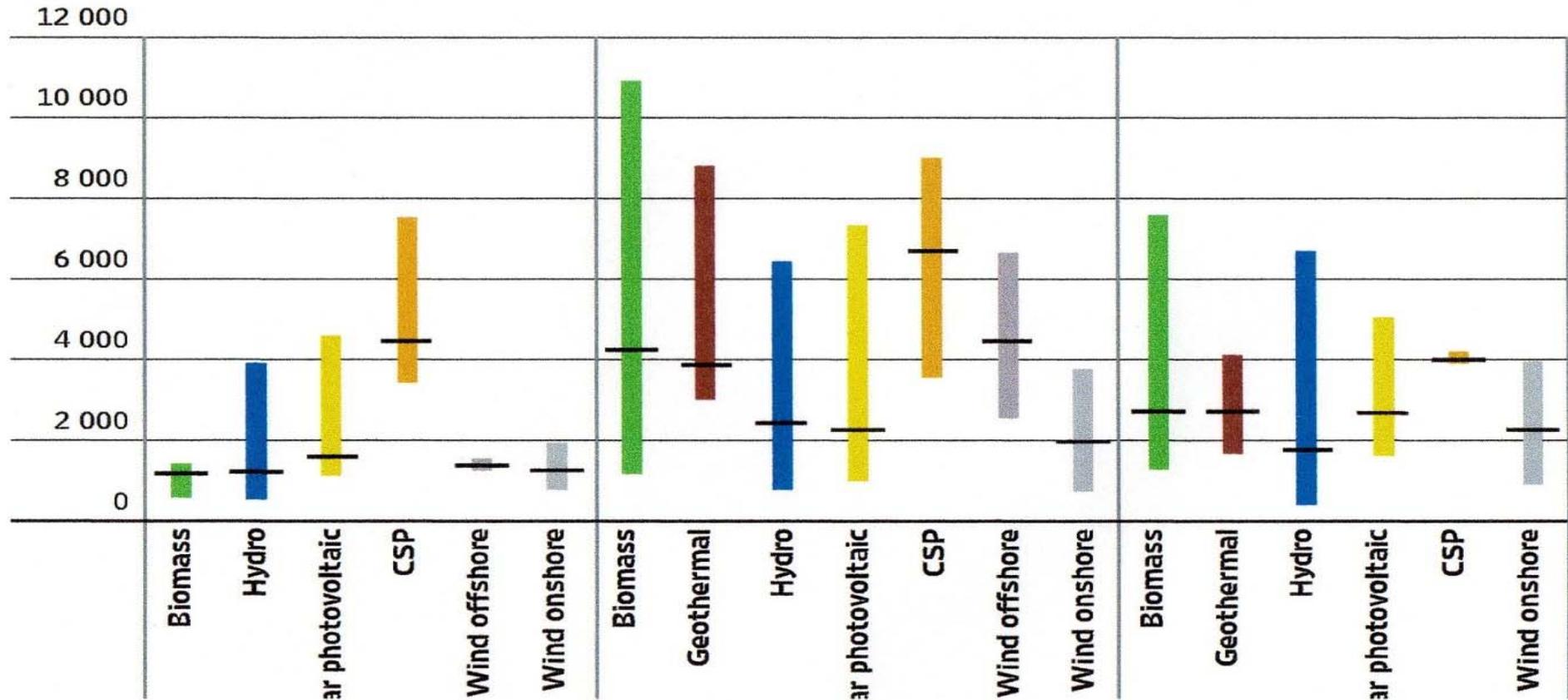
FIGURE 1 THE LEVELLED COST OF ELECTRICITY FROM VARYING SCALE RENEWABLE TECHNOLOGIES, 2010 AND 2014



# Coût EPC par région des ENR

FIGURE E.S. 4: TYPICAL RANGES AND WEIGHTED AVERAGES FOR THE TOTAL INSTALLED COSTS OF UTILITY-SCALE RENEWABLE POWER GENERATION TECHNOLOGIES BY REGION, 2013/2014

2014 USD/kW



# Cout du financement

**TABLE 1.1: ASSUMPTIONS FOR THE CALCULATION OF THE LEVELISED COST OF ELECTRICITY NOT DERIVED FROM PROJECT DATA**

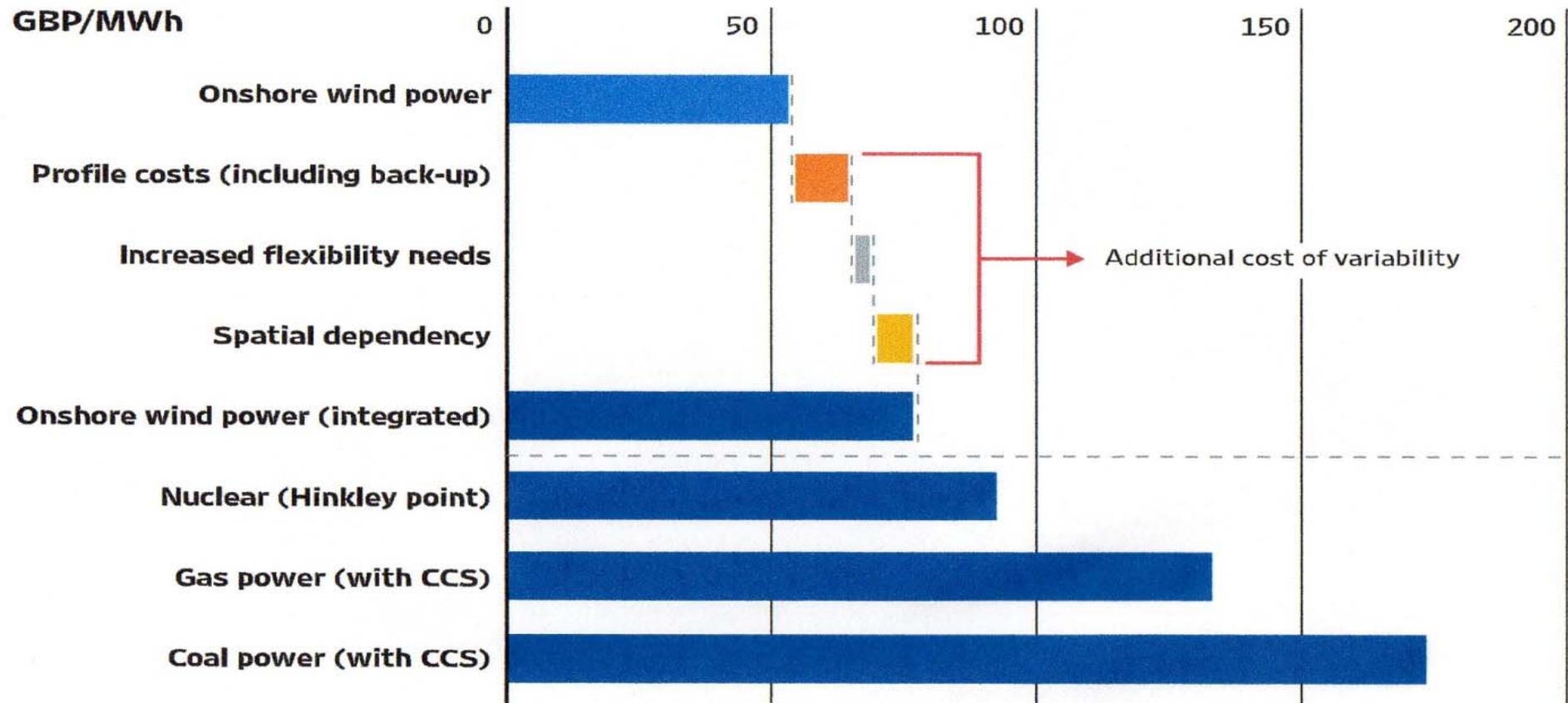
	Economic life	Weighted average cost of capital, real	
		OECD and China	Rest of the world
<b>Wind power</b>	25	7.5%	10%
<b>Solar PV</b>	25		
<b>CSP</b>	25		
<b>Hydropower</b>	30		
<b>Biomass for power</b>	20		
<b>Geothermal</b>	25		

regulatory and economic policies tend to reduce the perceived risk of renewable energy projects, and 10% in the rest of the world.<sup>6</sup> These assumptions

may have a lower risk premium than the market average, but the inverse is also possible, depending on the market. Researchers have compiled a set of

# Comparaison du LCOE des différentes filières énergétiques

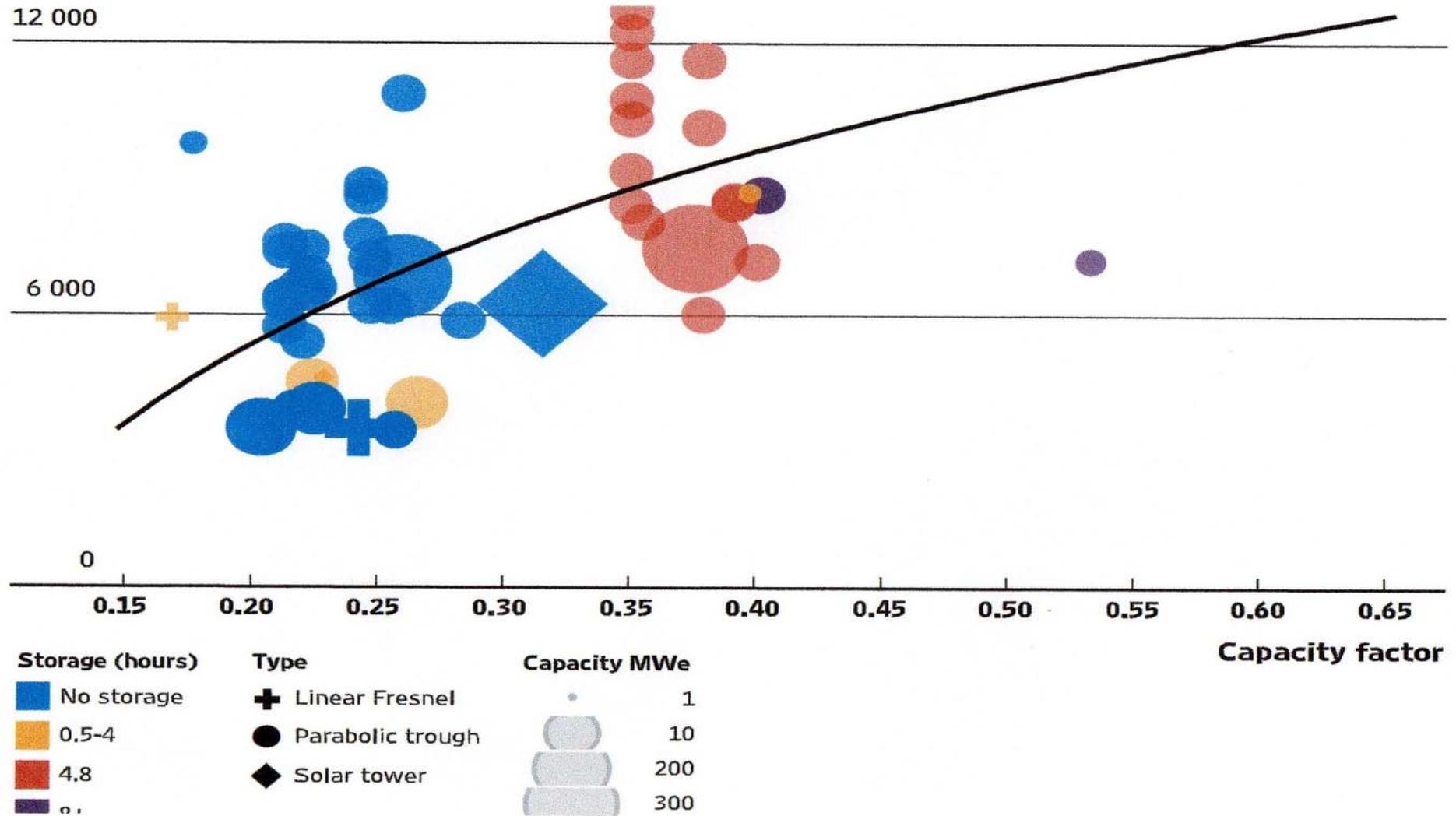
FIGURE 2.10: THE LCOE OF ONSHORE WIND INCLUDING INTEGRATION COSTS, NUCLEAR AND GAS-FIRED POWER PLANTS WITH CCS



Sources: Grubb (1991), Hamidi et al. (2011) and Hirth et al. 2015.

Note: Generation cost data is based on the UK Department of Energy and Climate (DECC) calculator for low carbon scenarios (assumed

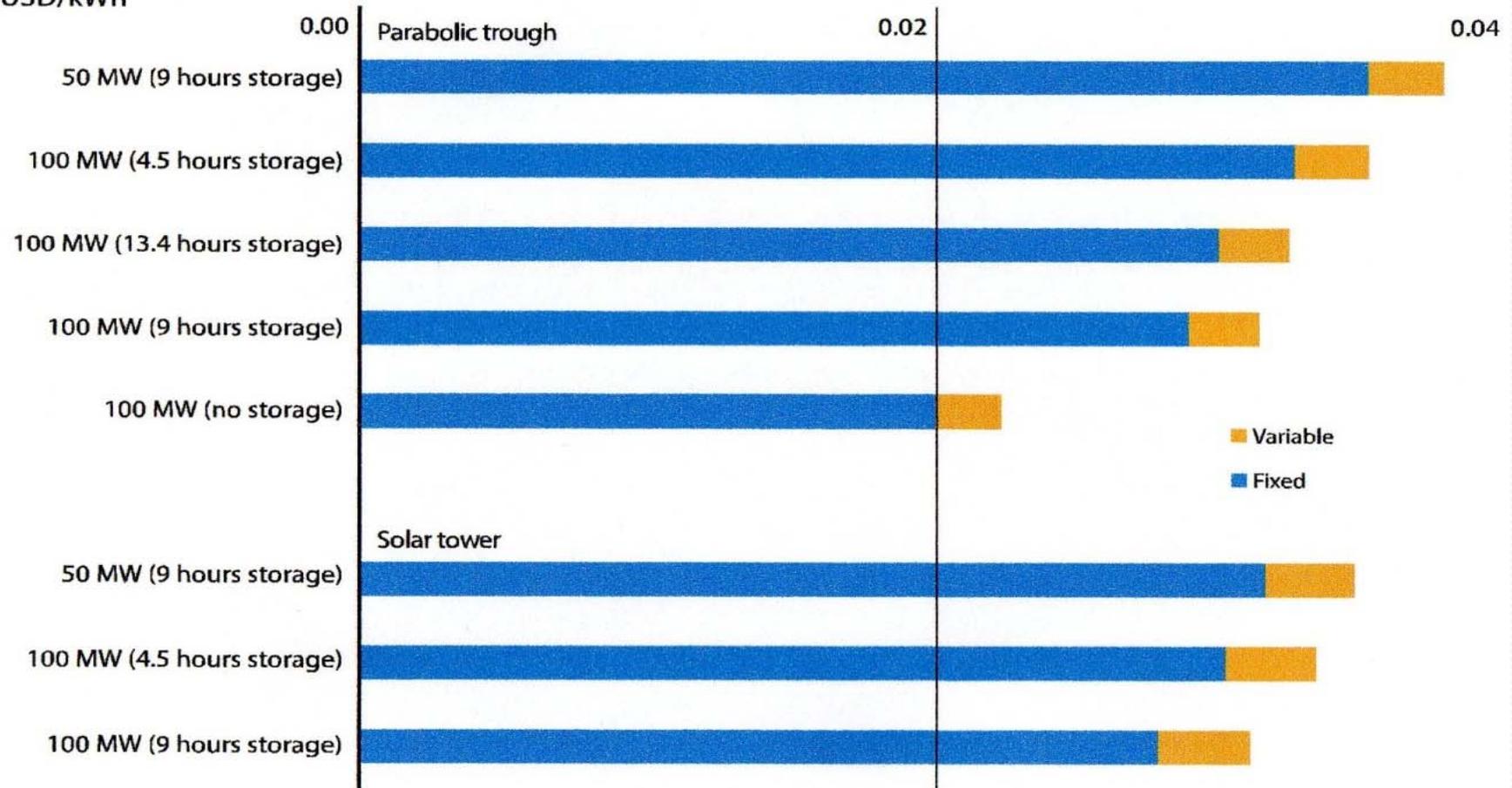
# Cout du stockage



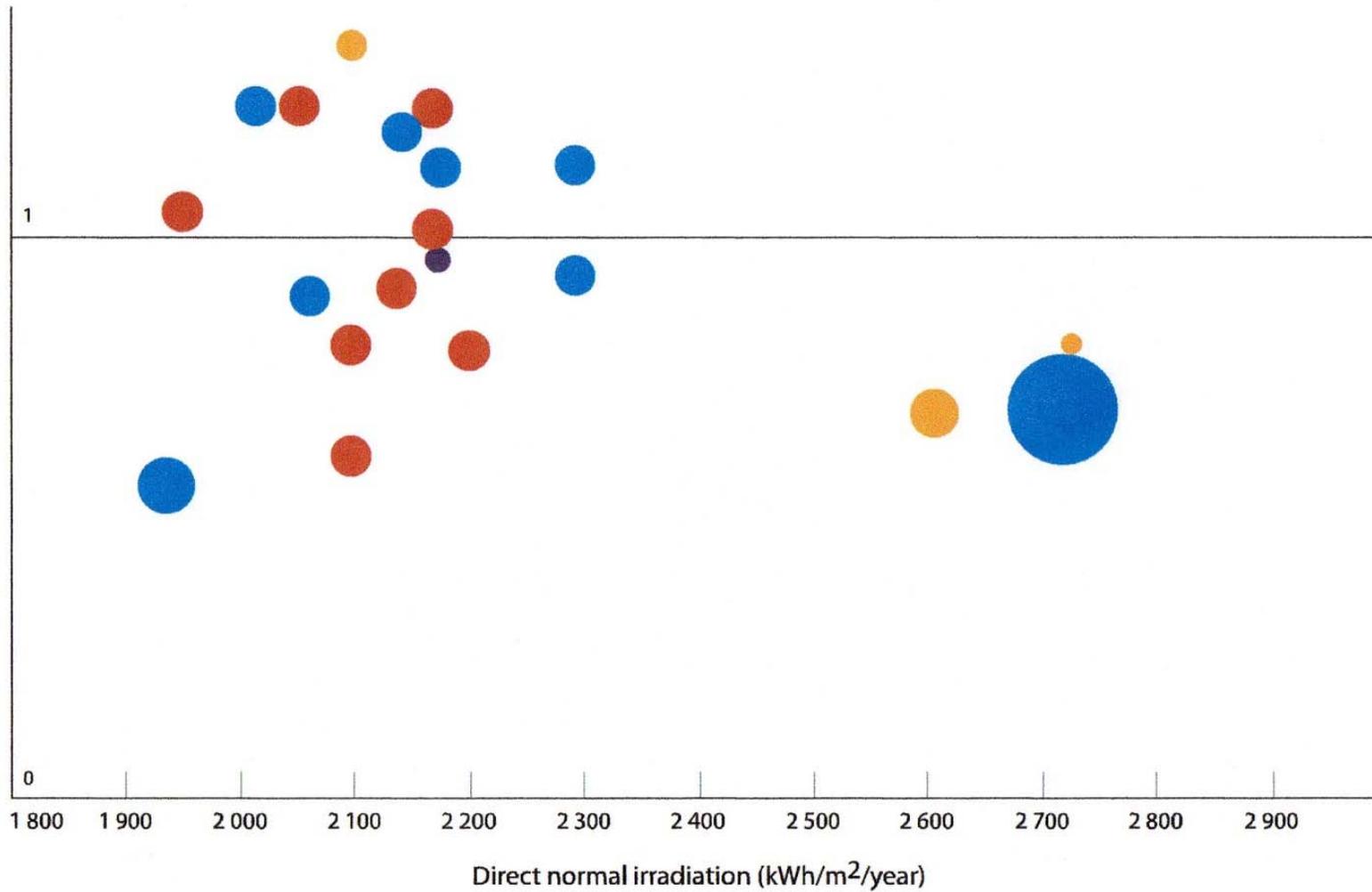
# Coût d'exploitation

FIGURE 6.4: OPERATIONS AND MAINTENANCE COSTS FOR PARABOLIC TROUGH AND SOLAR TOWER CSP PLANTS

2014 USD/kWh



# Impact de l'irradiation solaire sur les couts



# Les avantages comparatifs

- La synthèse des différentes évaluations précédentes fait apparaître que:
  1. Le taux d'irradiation au Sud nous donnent 80% de gain par rapport au Sud de l'Europe, il est aussi plus avantageux que celui du Maroc.
  2. Le cout d'exploitation donne un avantage à l'hybride CSP avec 2,15cts\$/KWh par rapport à la Tour solaire avec 2,5cts\$/KWh soit 14%. Les couts fixes pour l'hybride sont de 2cts£/KWh soit 93%
  3. Le cout de stockage ramène le cout d'investissement à près de 9000\$/KW pour 4000\$/KW pour le CSP hybride, soit plus du double.
  4. Cout de financement proche de 4% pour nous et ACWA est déterminant comparé au 10 à 17% du reste du Monde .
  5. Le LCOE de moins de 10cts\$/KWh en gestion normalisée en partenariat est donc réaliste.

# Le financement

- La synthèse des besoins de financement des trois filières: Energies Renouvelables (ENR), le gaz de schiste et le nucléaire donnerait en se basant sur 2000 MW de capacité (soit l'équivalent de 4 milliards M<sub>3</sub>/an) correspondant au programme nucléaire sur 50 ans.
- Le cout d'investissement pour la recherche, le développement et les centrales génération électrique donnerait:
  - Le gaz de schiste : 2 milliards\$+ (renouvelés tous les 5 ans=20milliards\$) plus autant pour le cout d'abandon des puits, 1500\$/KW d'investissement soit 3 Milliards\$ et enfin 1,5 milliards \$ pour le démantèlement soit le tout= 44 Milliards \$
  - Le nucléaire: 54 Milliards\$ (cout du programme Emiratis de capacité équivalente), le cout d'enrichissement de l'uranium n'est pas maîtrisé
  - Le solaire thermique : 10 milliards\$, il n'y a ni cout de recherche ni cout de développement et charges variables les plus réduites de loin inférieures à l'enrichissement d'uranium et à l'exploitation des centrales nucléaires.

Les crédits accordés par l'Etat sont conséquents:

Gaz de schiste : 300 milliards \$

Nucléaire : aucune information

ENR: 60 Milliards \$ pour 11000 MW soit 1,1 milliards \$ pour 2000 MW

## Le scénario « Economie Verte »

10 <sup>9</sup> M <sup>3</sup>	2009	2012	2020	2030	
Consommation gaz Sonatrach et clients	7,2	7,7	8	8	8
Sonelgaz	19,2	25,5	37	40	30
Pétrochimie et engrais		3	8	14	14
Total marché national	26,337	36,2	53	62	52
Export	65	57	25 + 20 sol -hyb	16	26+60sol-hy
Total extraction	91,337	93,2	78	78	78

- Le scénario « Economie Verte » permettrait une conservation des réserves existantes jusqu'en 2050.
- Les nouvelles découvertes seront destinées à assurer les besoins des générations futures après cette échéance.
- Il faut garantir une durée de vie des réserves existantes pour une période de 40 ans, cela définira le seuil maximum d'extraction du gaz. Il est estimé sur la base des réserves actuelles à 78 milliards M<sup>3</sup>/an (voire le tableau). L'arbitrage se fera après la satisfaction de la consommation interne qui doit être régulée pour éliminer le gaspillage. L'arbitrage déterminera les quantités possibles à l'export. Dans ce scénario, elles sont évaluées à 60 milliards M<sup>3</sup>/an. Nous avons fait par contre l'arbitrage sur la consommation interne. On s'aperçoit qu'il est impossible à réaliser sur le modèle énergétique actuel basé fondamentalement sur le gaz. Il faudrait faire la transition énergétique rapidement vers l'électricité solaire pour les besoins électriques. Il faudrait de même pour l'export s'intégrer dans la stratégie de transition énergétique Européenne qui prévoit la part de l'électricité augmenter de 80% d'ici à 2040. Pour l'export, il faudrait aussi négocier la part de marché de l'électricité européen, dans lequel nous pouvons faire le swap de plus de 60 milliards M<sup>3</sup>/an par de l'électricité d'hybrides solaire-gaz dont 70% serait solaire thermique.

# La nécessaire rationalisation dans la consommation énergétique

- La rationalisation dans la consommation de gaz doit commencé par Sonatrach sachant que les anciennes unités de liquéfaction autoconsomment près de 18% de Gaz.
- Le même effort doit être fait par Sonelgaz pour réduire aussi dans la génération électrique la consommation de gaz., d'abord en améliorant les performances et en recourant rapidement aux énergies renouvelables pour accélérer la transition énergétique.
- Le même effort sur le marché national. Il faut arrêter le développement du gaz. Il faut suivre la tendance mondiale qui se dessine. Le domestique doit être orienté vers le tout électrique. Nous réglerions ainsi les problèmes sécuritaires liés à l'utilisation du gaz et du GPL. Cela nous permettra aussi d'économiser 5 milliards M<sup>3</sup>/an de gaz (voir tableau). Cela impliquera de compenser la consommation gazière principalement pour le chauffage par de l'électricité soit une capacité de 2500 MW De capacités électriques à ajouter.

# Les véritables défis du marché électrique algérien

Il faudrait cependant orienter Sonelgaz pour l'adapter à sa nouvelle mission. Un marché électrique de 300 TWh ne peut être conçu et géré comme l'existant. La réduction du gaspillage et pertes nécessitera de passer aux compteurs intelligents (Smart Grid). Le réseau de distribution comme de transport devront évoluer par l'utilisation de courant continu dans certains cas. Demain le transport se fera par des câbles supra conducteurs. Les réseaux de distribution aussi pour augmenter les capacités des réseaux desservants les grands centres urbains. Nous aurons en faisant cela arrêter notre programme de transition énergétique.

# Le mix énergétique

- Le gaz de schiste sera appelé à jouer son rôle après 2030-2040, cela nous laisse le temps pour préparer la maîtrise technologique permettant une récupération respectueuse de l'environnement et économiquement acceptable.
- Il est vrai aussi que les autres énergies renouvelables auront leur rôle. Le marché desservi par le réseau de transport électrique sera approvisionné par des hybrides solaire-gaz (70%-30%), ceci pour plusieurs raisons. La première est que l'hybride comme le gaz assure une disponibilité de l'électricité suffisante aux exigences du marché. Ce n'est pas le cas pour les autres énergies intermittentes comme l'éolien ou le solaire sans stockage. Le solaire hybride a un rendement supérieur au photovoltaïque. Au contraire le photovoltaïque perd du rendement pour des grandes températures comme au Sud.. Le photovoltaïque et l'éolien auront des marchés hors réseau, comme le grand Sud. Cependant pour le photovoltaïque, l'évolution technologique fait ressortir une nouvelle avancée, le CPV : le photovoltaïque à concentration qui permet des rendements évalués aujourd'hui à 30% contre 12% pour le photovoltaïque comme celui en développement chez nous.

# Le Financement (suite)

- Il faut préciser que le financement des ENR reste suspendu à l'arrêté ministériel définissant les tarifs de rachat d'électricité.
- Il fallait permettre à la société de développement en charge des ENR de poursuivre sa mission sachant que la concrétisation du projet de Hassi R'Mel confirmait que c'était un acteur déterminant.
- Le mode de financement accepté dans la mesure où il est attendu que les partenaires étrangers financent la moitié du programme national, est en contradiction avec le refus du prêt concessionnel de 160 Millions \$ accordé par la Banque Mondiale suite à la requête de NEAL pour le financement du reste de programme solaire hybride de NEAL.
- Il y a lieu aussi de développer une Bourse de l'électricité verte liée à celle des crédits carbone pour le Maghreb, ceci dans le cadre des relations 5+5. Elle devrait être localisée à Alger.

Nous récupérerons ainsi une partie de nos besoins en financement et ceci réduira la contribution algérienne d'aides aux ENR.

# Détails du scénario Economie Verte

## Horizon 2030

Mix Energetique	Objectifs			Besoins Gaz MILLIARDS M <sub>3</sub> /AN	Scénario 1			Besoins Gaz	Scenario 2			Besoins Gaz
	TWH	GW	%		TWH	GW	%		TWH	GW	%	
Conventionnel Gaz	150	25	60	50	40	7		14	90	20	36	40
PV+Eolien	40	13,3	16		40	13,3	16		40	13,3	16	
Hybride Solaire-gaz	60	8	24	Gaz torché	217	29	84	Gaz torché	120	16	48	Gaz torché

# Le mix énergétique

- L'utilisation des gaz torchés dans des hybrides solaire-gaz (70-30) devraient permettre de récupérer près de 54 milliards de M<sup>3</sup>/an de gaz naturel consommés actuellement dans les centrales gaz (cycle combiné)
- Ceci nous donnera un avantage comparatif par rapport à nos concurrents qui produisent de l'électricité à partir du solaire thermique avec stockage de 3 heures pour un coût de 14cts€/KWh. Nous pourrions avec l'hybridation au gaz torché réduire nos coûts jusqu'à moins de 10cts€/KWh.
- Il devient évident que les choix sont réduits. Les limites des réserves d'énergie fossile vont ainsi imposer, par la même, le rôle des énergies alternatives. En 2030 par exemple, s'il fallait limiter les exports de gaz à 60 milliards de M<sup>3</sup>/an, cela imposerait pour satisfaire la demande électrique de 250 TWh, soit plus de 40 000 MW de capacité de génération électrique 85 milliards M<sup>3</sup>/an de gaz. Les seuls gaz torchés, soit près de 6 milliards de M<sup>3</sup>/an permettent par contre de développer une capacité de 29 000 MW. Il devient évident que l'exploitation du solaire en hybridation avec le gaz reste la meilleure solution.
- De toute façon même après la déplétion des champs pétroliers et gaziers, il faudra aller produire sur les champs même ou il restera de quoi satisfaire les besoins de génération électrique si nécessaire, mais il faudrait bien avant cela dédier le gaz à des besoins plus nobles et valorisants sachant qu'il n'y aura pas d'alternative aux engrais que le gaz et la valorisation des composants nobles comme l'hélium et les C<sub>2</sub>, C<sub>4</sub>.

# Le mix énergétique

- Il faut comprendre que notre approche vise d'abord la réduction de la consommation du gaz naturel pour destiner cette ressource qui va être rare à d'autres usages plus noble, comme la pétrochimie et les engrais. Pour cela il faudra privilégier les gaz torchés actuellement, ce qui impliquera d'aller à la source pour installer les centrales solaire-gaz. Ceci exclut de facto, une approche décentralisée de la génération électrique comme c'est le cas. La déplétion des gisements existants à court terme devrait exclure le transport de gaz vers les actuels centrales de production, l'amortissement des infrastructures ne pourra se réaliser dans ce court terme.
- Nous devons de fait passer au développement du réseau électrique et prévoir le déplacement de la consommation gazière vers le tout électrique.
- Il faudra de même le plus tôt possible récupérer les gaz actuellement brûlés avec le gaz naturel mis dans le réseau domestique. Il s'agit de l'Hélium du gaz de Hassi R'Mel ainsi que l'éthane et les GPL. Les prix du marché de ces produits justifieraient amplement de tels investissements.
- L'Hélium sera comme l'hydrogène, le fluide réfrigérant permettant de concrétiser le transport électrique par supra-conductivité à haute température. Ceci est devenu une réalité et des prototypes existent.

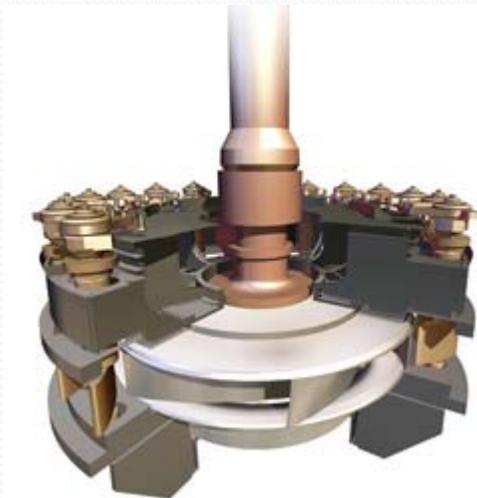
# Le mix énergétique

Nous aurons aussi à développer les alternatives énergétiques aux énergies fossiles.

- Il s'agit en premier lieu d'avancer sur la production d'hydrogène et les recherches prometteuses de production d'hydrogène en utilisant l'énergie solaire thermique devraient nous intéresser.
- Cependant ce qui ce confirme, c'est que la solution pour le jet fuel devrait venir aussi du solaire thermique, la technologie de production du GTL, déjà utilisé dans des avions, devient une solution. Il faut savoir que les couts de production du GTL en utilisant l'énergie solaire thermique peuvent être réduits de moitié.
- Le mix énergétique devenant majoritairement électrique, il faut en matière de choix du mode de transport de l'énergie , orienter cela vers une infrastructure électrique à courant continu. Les investissements sont trop lourd dans les infrastructures pour ne pas faire d'économie. Nous avons vu de toute façon qu'il faudra aller la fin, produire notre électricité sur les champs pétroliers et gaziers dans le grand Sud.
- Il devient évident pour un pays qui possède le plus grand potentiel de solaire thermique d'éviter de tourner le dos ainsi à cette ressource qui devient convoiter par le Monde entier.
- Le risque d'intervention étrangère pour déclarer le solaire du Sahara comme patrimoine mondial a été déjà suggéré par un conseiller de l'ancien Président des USA, Mr Bush

# Hydroélectricité

- En période d'heures creuses, le pompage-turbinage utilise l'énergie provenant d'autres centrales, pour remonter l'eau en la pompant vers le bassin supérieur. Celle-ci sera ensuite réutilisée durant les heures de pointe pour produire de l'électricité. Ce système contribue à réduire le coût d'exploitation global de la production d'électricité et à réguler les fluctuations de production des énergies intermittentes.



# L'export d'Énergie

- La limite de dépendance énergétique de l'Europe impose un niveau d'importation des énergies fossiles. Le gaz atteint ses limites à 100 Milliards M<sup>3</sup>/an pour les horizons 2020-2030.
- Nous exportons près de 60 milliards M<sup>3</sup>/an. Plus de la moitié du gaz sert à la génération électrique.
- Nous savons que le mix énergétique vers lequel tend l'Europe dans le cadre de sa transition énergétique, sera à dominance électrique. Selon Shell le marché de l'électricité devrait croître de 80% de maintenant à 2040.
- La rareté des ressources devrait orienter l'Europe à regarder vers le Sud pour satisfaire ses besoins qui resteront croissants.

C'est en cela que les discussions régionales visant à promouvoir un développement partagé et des échanges équilibrés sont une bonne voie de sortie plus particulièrement pour l'Énergie où l'Algérie est et restera l'acteur dominant. Ceci à condition de démontrer une volonté de partager ce codéveloppement et de se positionner sur les nouveaux marchés de l'Énergie.

# Le partenariat Euro-Méditerranéen

- Les échanges énergétiques entre le Maghreb et l'UE doivent s'envisager dans le cadre de la transition énergétique qui s'impose de par la rareté des ressources et ils doivent s'inscrire en plein dans la nécessaire évolution de l'Economie Mondiale vers l'Economie Verte.
- Les marchés aussi bien au Nord qu'au Sud devraient croître à un rythme de plus de 7% au Sud et 2 à 3 % au Nord. Le mix énergétique de demain sera à forte dominance électrique. Comme l'étude de Shell l'a fait ressortir, le marché de l'électricité devrait augmenter de près de 80% de maintenant à 2040.
- Les énergies fossiles vont aller en décroissant, certes plus rapidement pour le pétrole. Cependant sans une rationalisation dans l'utilisation du gaz, la décroissance devrait aussi s'accélérer. Le gaz devrait revenir à sa mission plus noble, celle d'être une matière première pour la pétrochimie et les fabrications d'engrais.

- Les objectifs du développement pétrochimique et celui de la fabrication d'engrais pour le développement agricole sont vitaux. C'est en effet les objectifs déterminants pour amorcer la sortie de la dépendance des hydrocarbures.
- Les ressources en Pétrole et gaz sont certes dominantes au Maghreb, mais plus particulièrement en Algérie et en Lybie.
- Il est important de savoir que le solaire thermique devrait représenter la ressource la plus importante pour la génération électrique. L'hybridation avec le gaz lui permette d'ores et déjà d'être compétitif avec les alternatives comme le nucléaire et le gaz pour un cout de 10\$/MMBTU.

- Les autoroutes électriques en courant continu pour traverser la Méditerranée vont servir à satisfaire les besoins grandissants de la cote méditerranéenne de l'Europe.
- La supraconductivité achevée par un refroidissement à l'hydrogène liquide sera la solution à moyen terme pour satisfaire les besoins de l'Europe du Nord. En effet des pipes transportant de l'Hydrogène liquide permettront de transporter aussi de l'électricité dans des câbles supraconducteurs.
- L'Hydrogène pour sa part sera produit par un craquage de l'eau en utilisant du solaire thermique à 1300 °C. Les premiers résultats laissent envisager des suites prometteuses.
- Il faut bâtir ce partenariat à présent en partageant les ressources : L'Energie au Sud et le savoir et le financement au Nord. Le potentiel algérien représentant l'équivalent de 60 milliards M<sup>3</sup>/an, soit le reliquat d'énergie que peut exporter l'Algérie pour ne pas dépasser le seuil de dépendance fixé par l'Europe. Les 60 milliards M<sup>3</sup>/an représentent 30 000 MW de capacité électrique à partir de solaire hybridé avec du gaz pour 6 milliards M<sup>3</sup>/an. Ce gaz serait d'abord le gaz torché, avant de consommer le gaz naturel.
- Le codéveloppement est seul à être porteur du message de paix dans toute la région jusqu'au Sahel. L'export serait de 26 milliards M<sup>3</sup>/an + l'équivalent de 94 milliards M<sup>3</sup>/an en électricité, soit 47 GW à un LCOE à 14 cts\$/KWh cela fait plus de **49 milliards \$/an.**

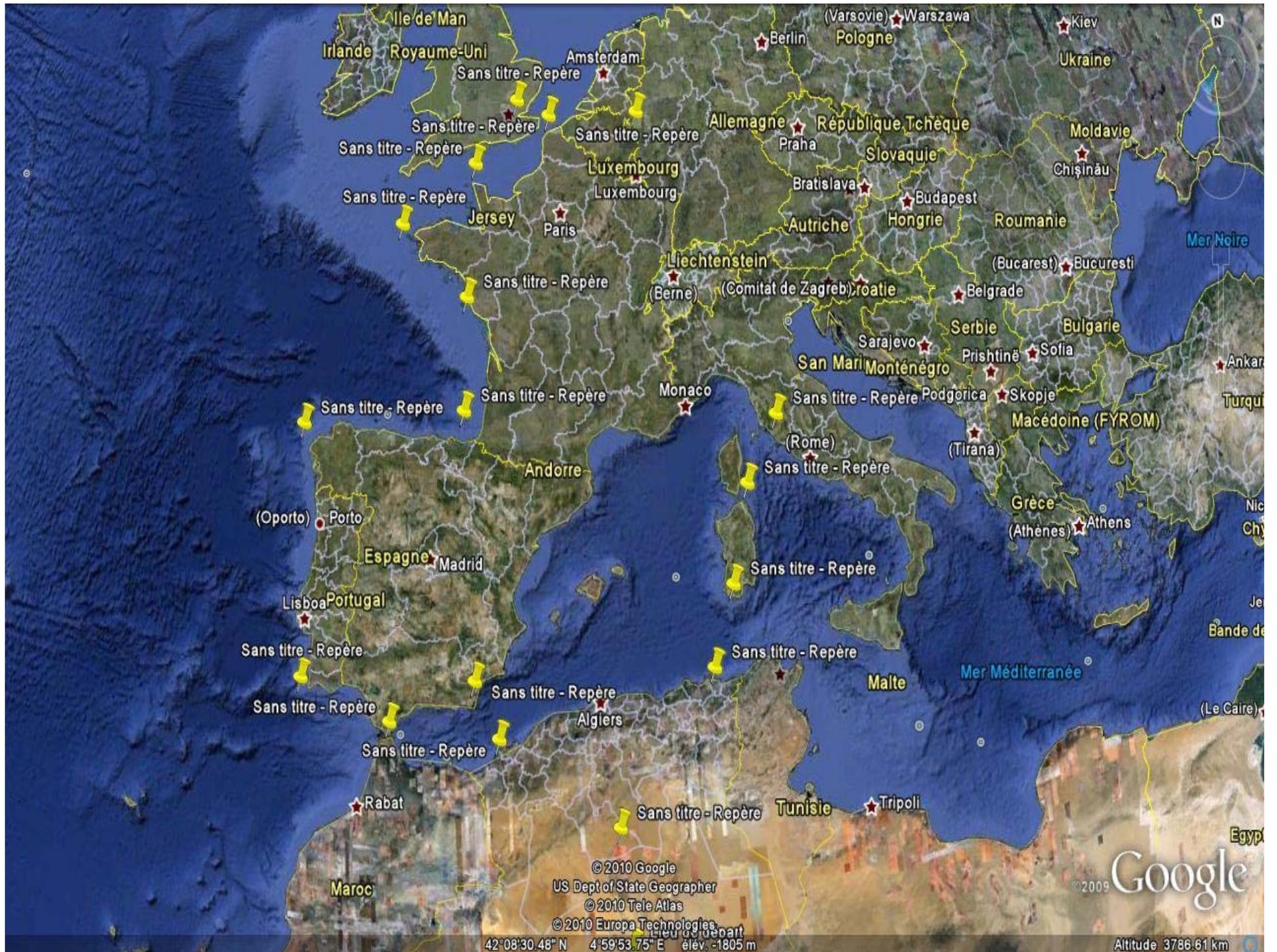


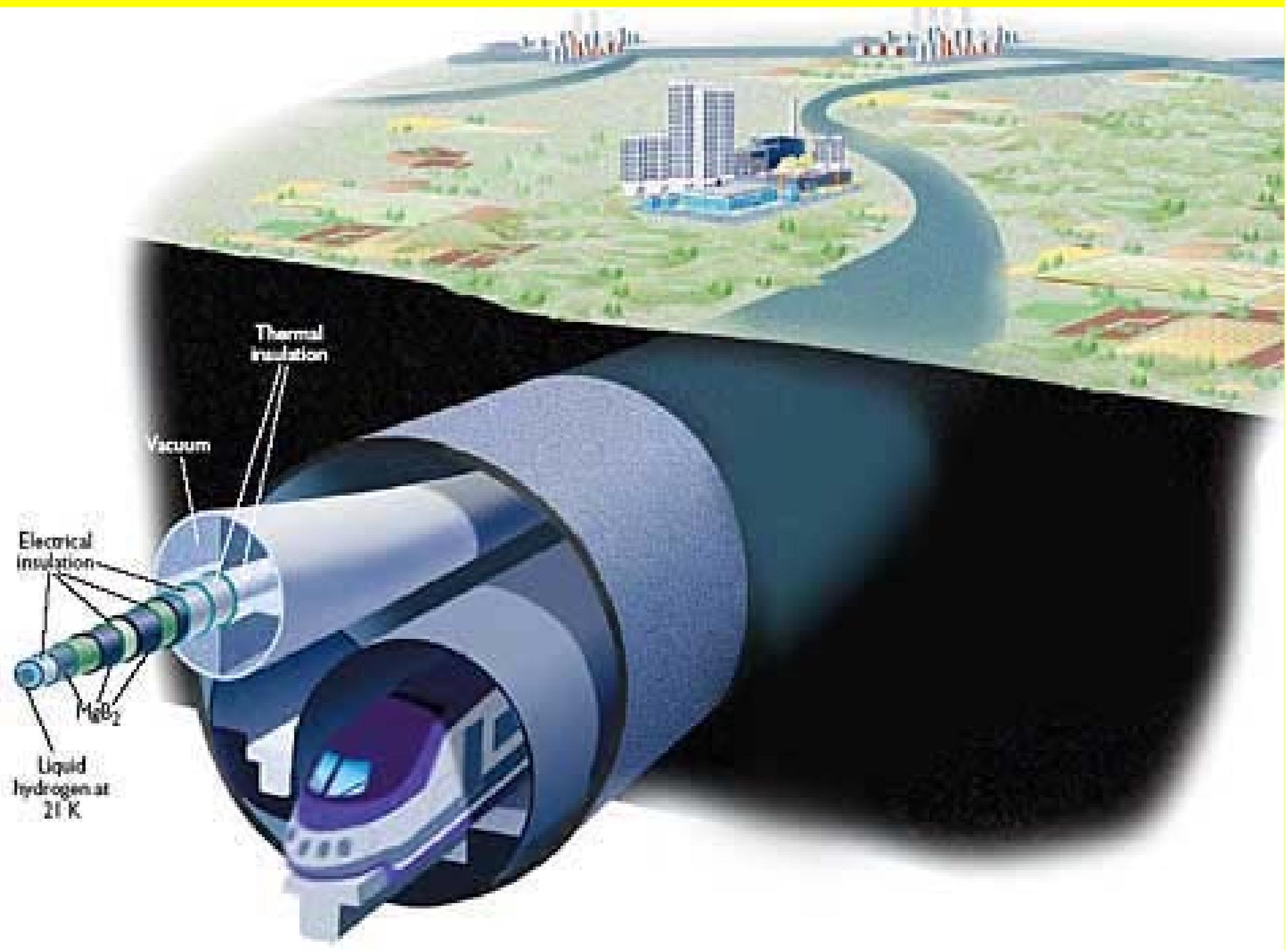
© 2011 Europa Technologies  
US Dept of State Geographer  
© 2011 Tele Atlas  
© 2011 Google

Google

31°11'07.95"N 7°50'18.40"E élév. 192 m

Altitude 2959.81 km





# Installation Essentially Same as Gas Pipelines and Conventional UG Cable

