

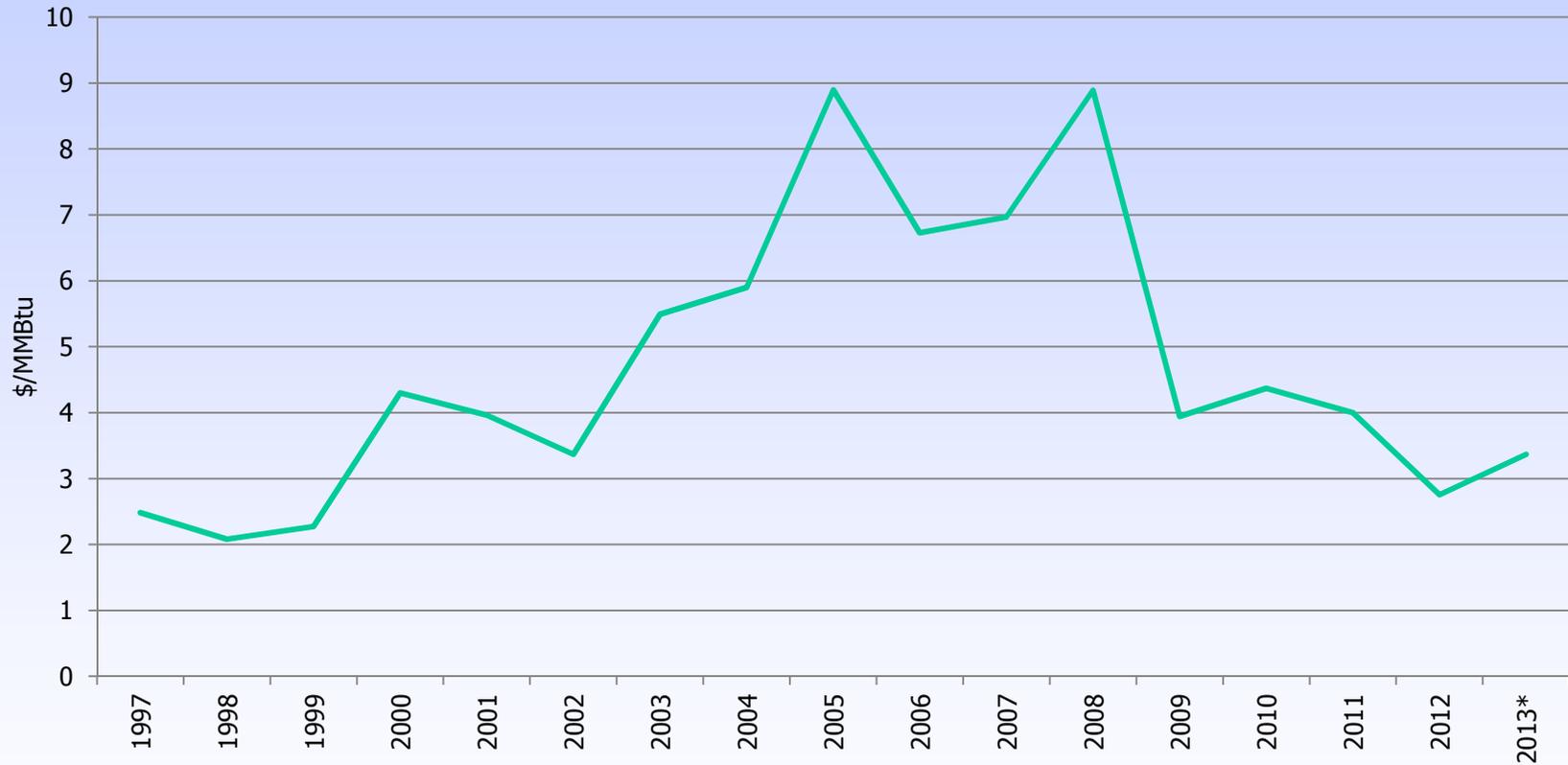
# **Elementi di regolazione nei nuovi scenari del settore dell'energia**

**Prof. Valeria Termini  
Componente del Collegio  
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas  
e di ACER**

Facoltà di Economica – Università Roma Tre  
Roma, 13 marzo 2013



# Prezzi del gas all'Henry Hub

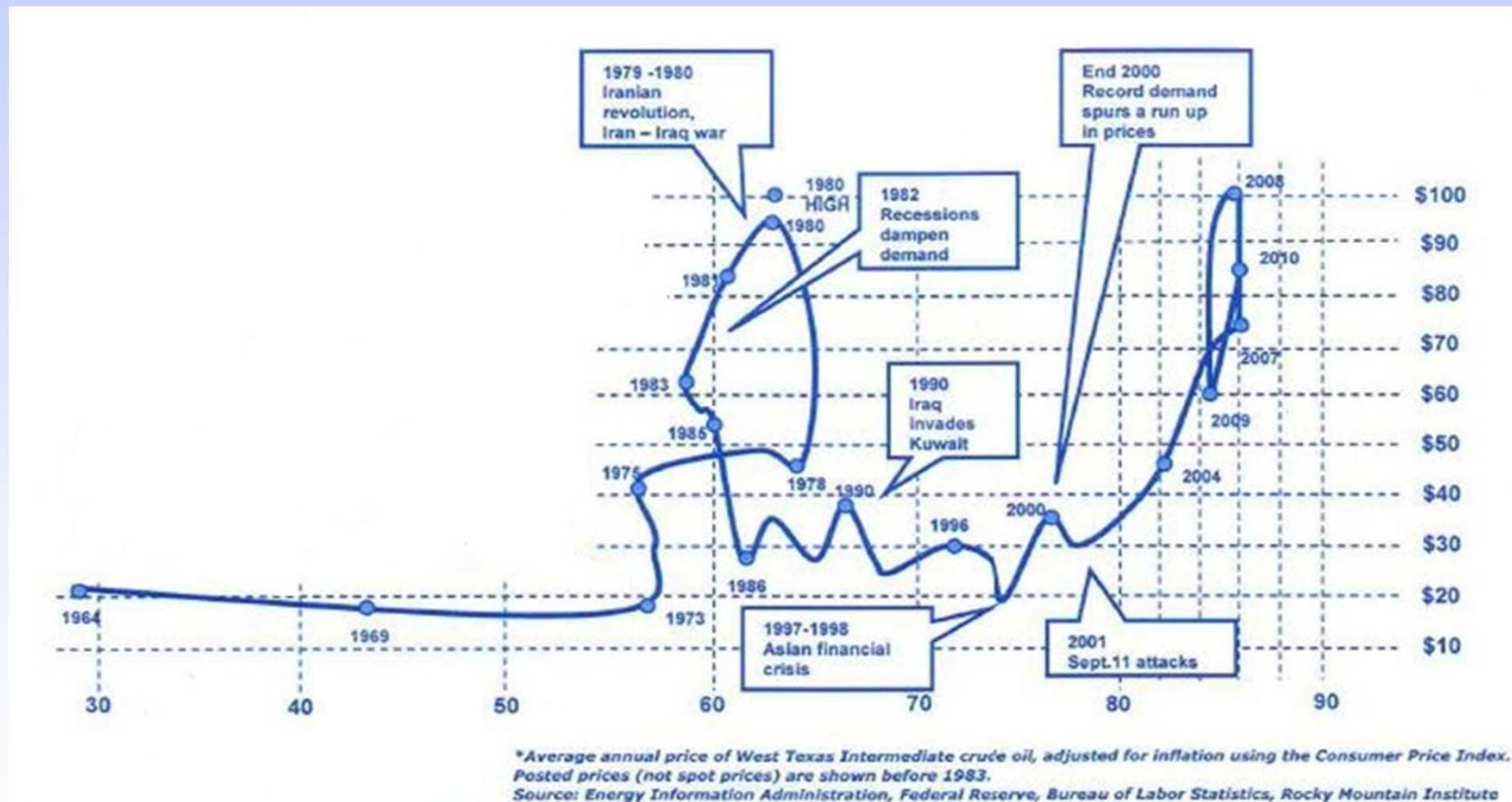


\* Media 1 gennaio - 11 marzo.

Fonte: Bloomberg.



# Geopolitica dell'energia: prezzi e consumi del petrolio 1964-2010



•Prezzo del petrolio

- Consumo mondiale di petrolio
- Milioni di barili al giorno

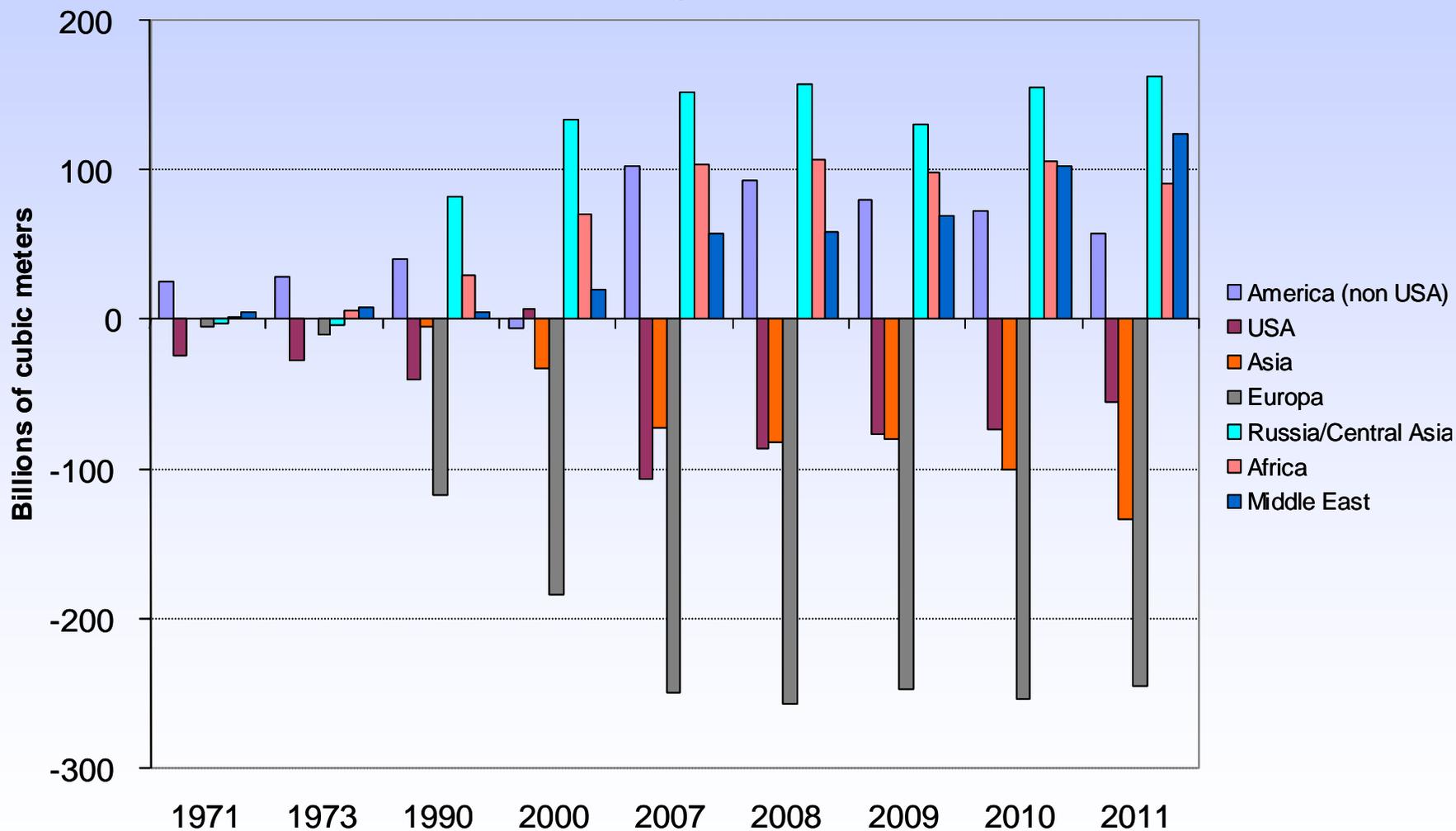
Prof. Valeria Termini

Università Roma Tre, 13 marzo 2013



# The increase in gas flows

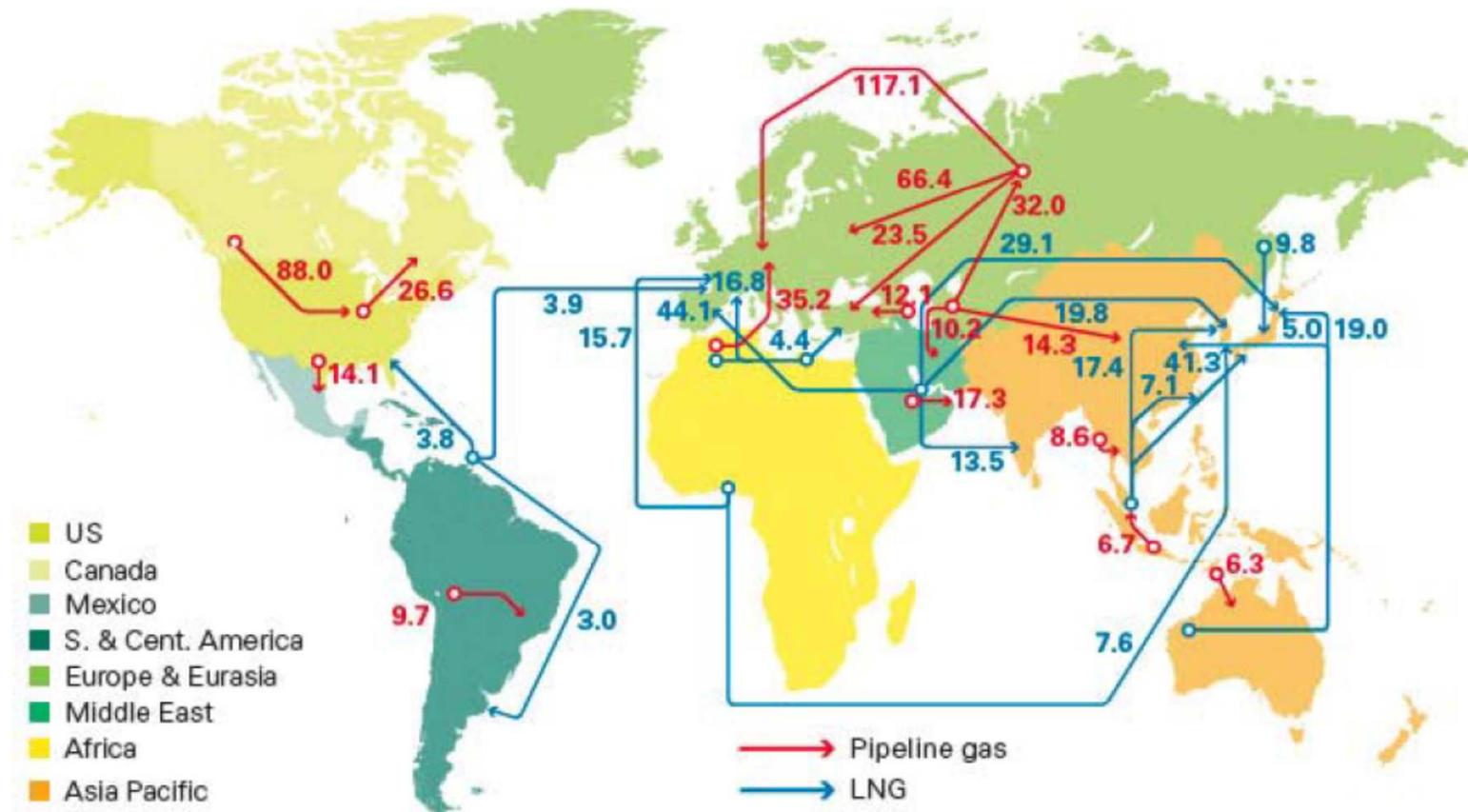
Natural gas net export flows  
Source: IEA, Natural gas information 2012



# Gas trade flows

## Major trade movements 2011

Trade flows worldwide (million tonnes)



Source: BP

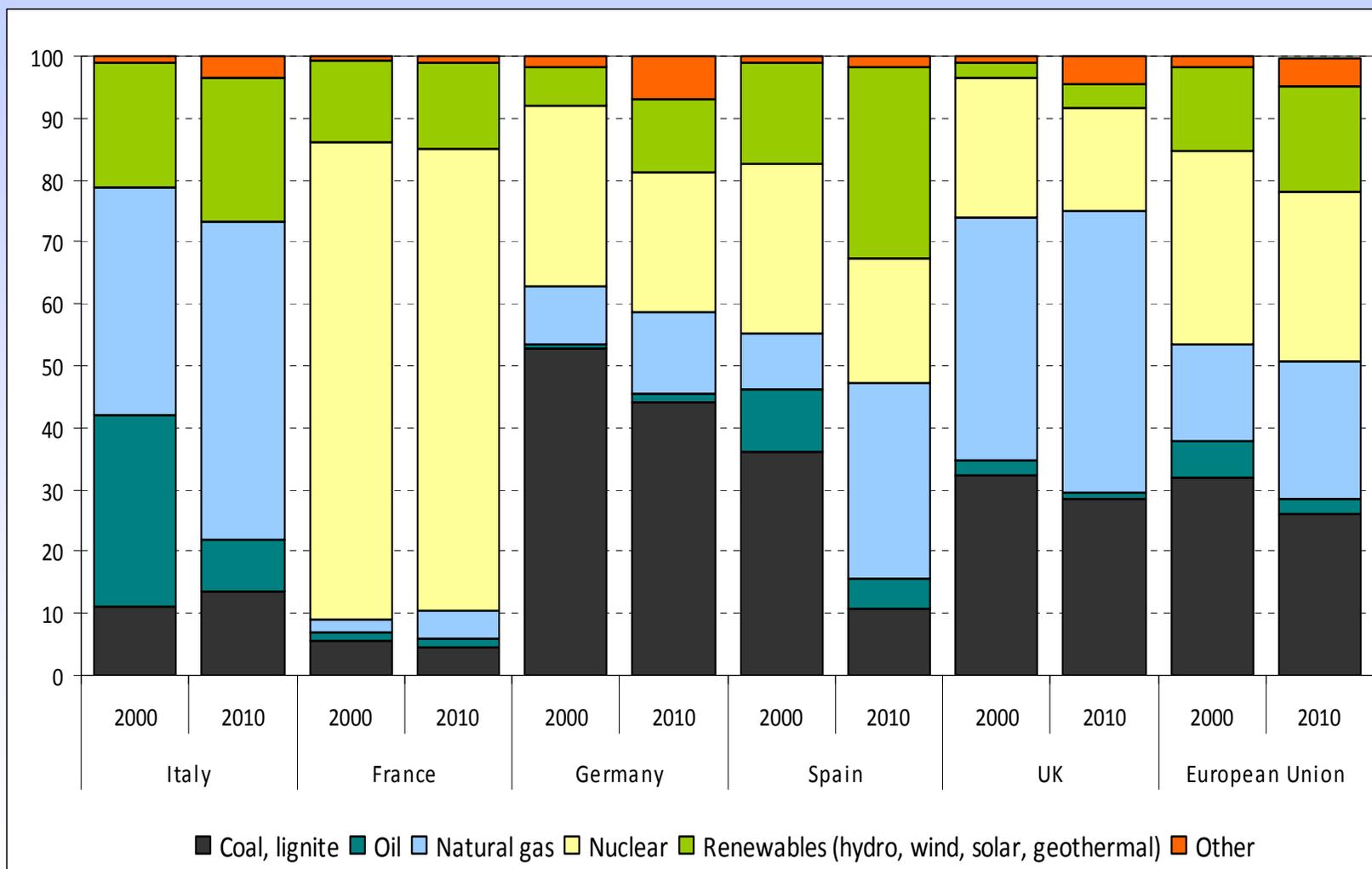


Prof. Valeria Termini

Università Roma Tre, 13 marzo 2013

# Mix di generazione: come si produce energia elettrica

## crescita dell'importanza di gas e rinnovabili come fonti primarie



Fonte: Enerdata

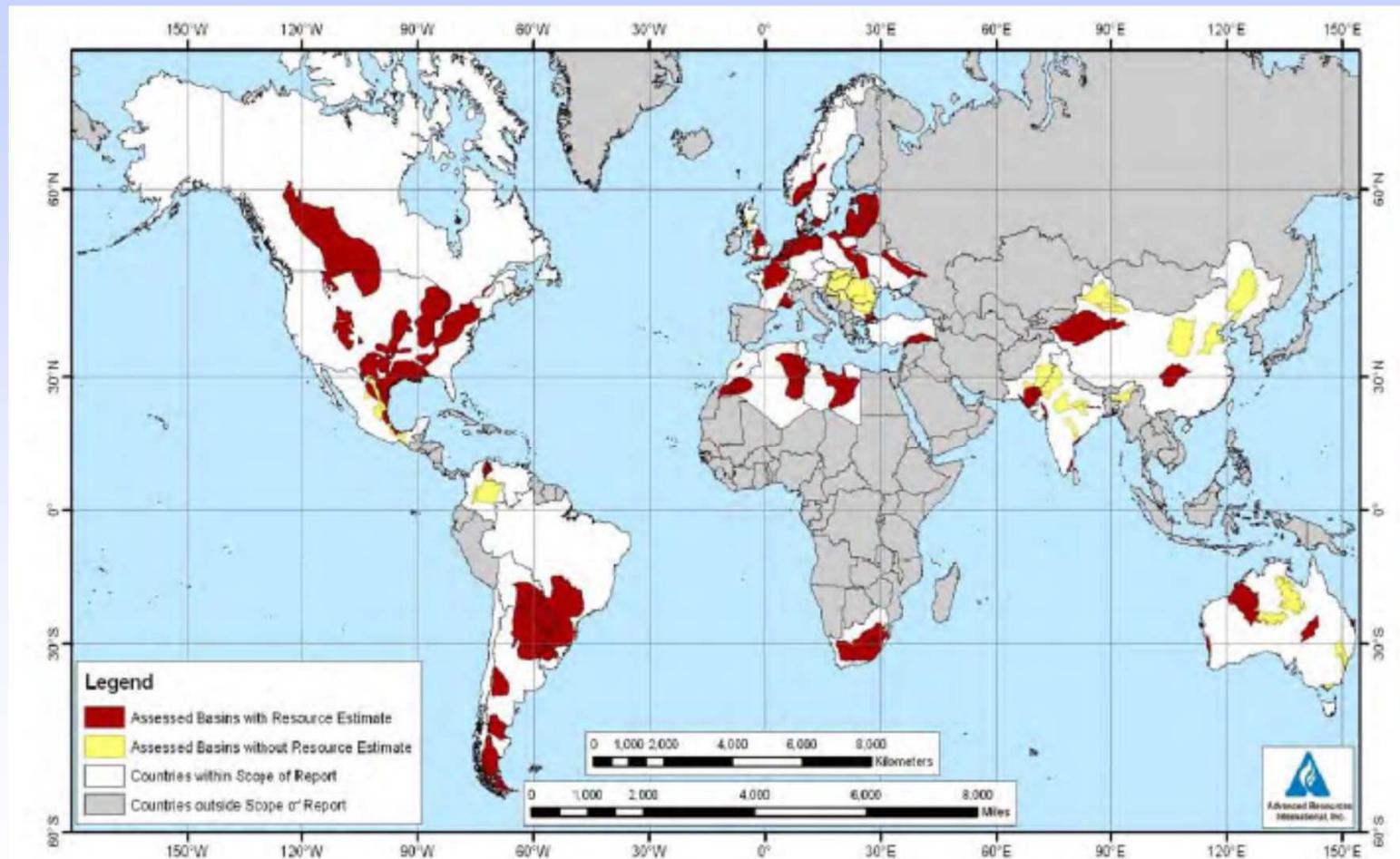


Prof. Valeria Termini

Università Roma Tre, 13 marzo 2013

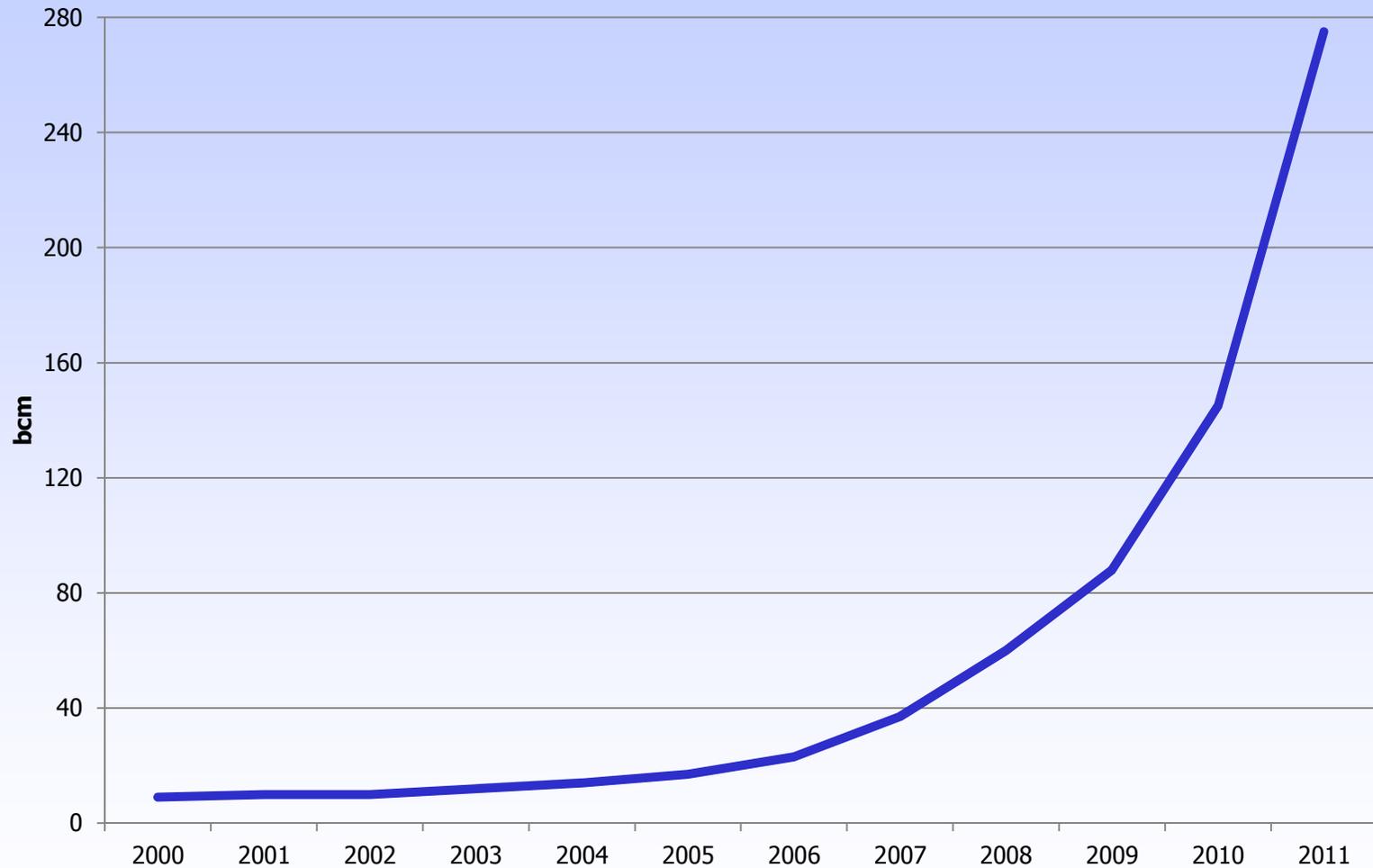
# Dov'è lo shale gas?

Stima di 48 bacini di shale gas in 32 Paesi – Fonte: EIA



# Growth of shale gas production

## Shale gas worldwide production



**Source: IEA and AEEG elaborations**

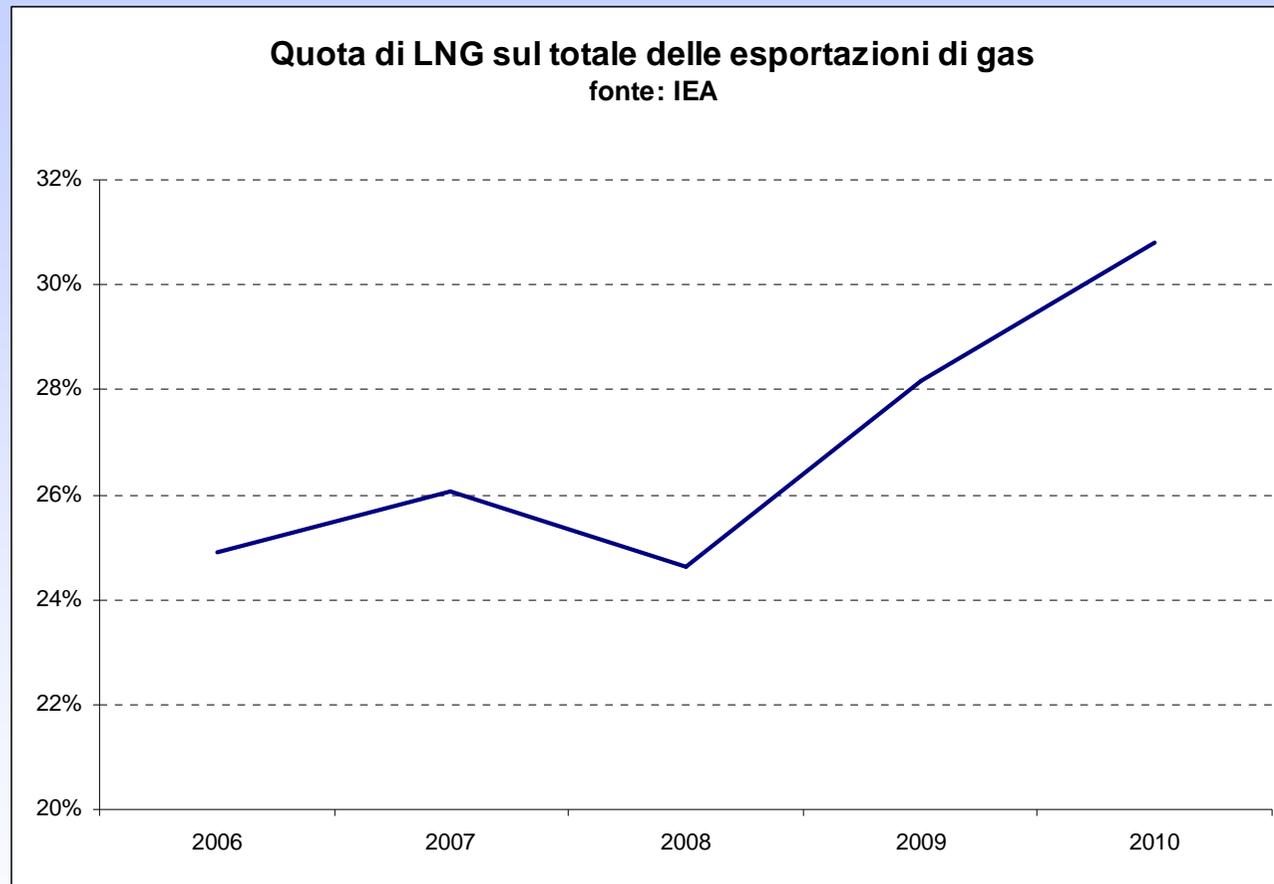
*Prof. Valeria Termini*

Università Roma Tre, 13 marzo 2013



# Una nuova industria del gas

## La crescita del peso del LNG...

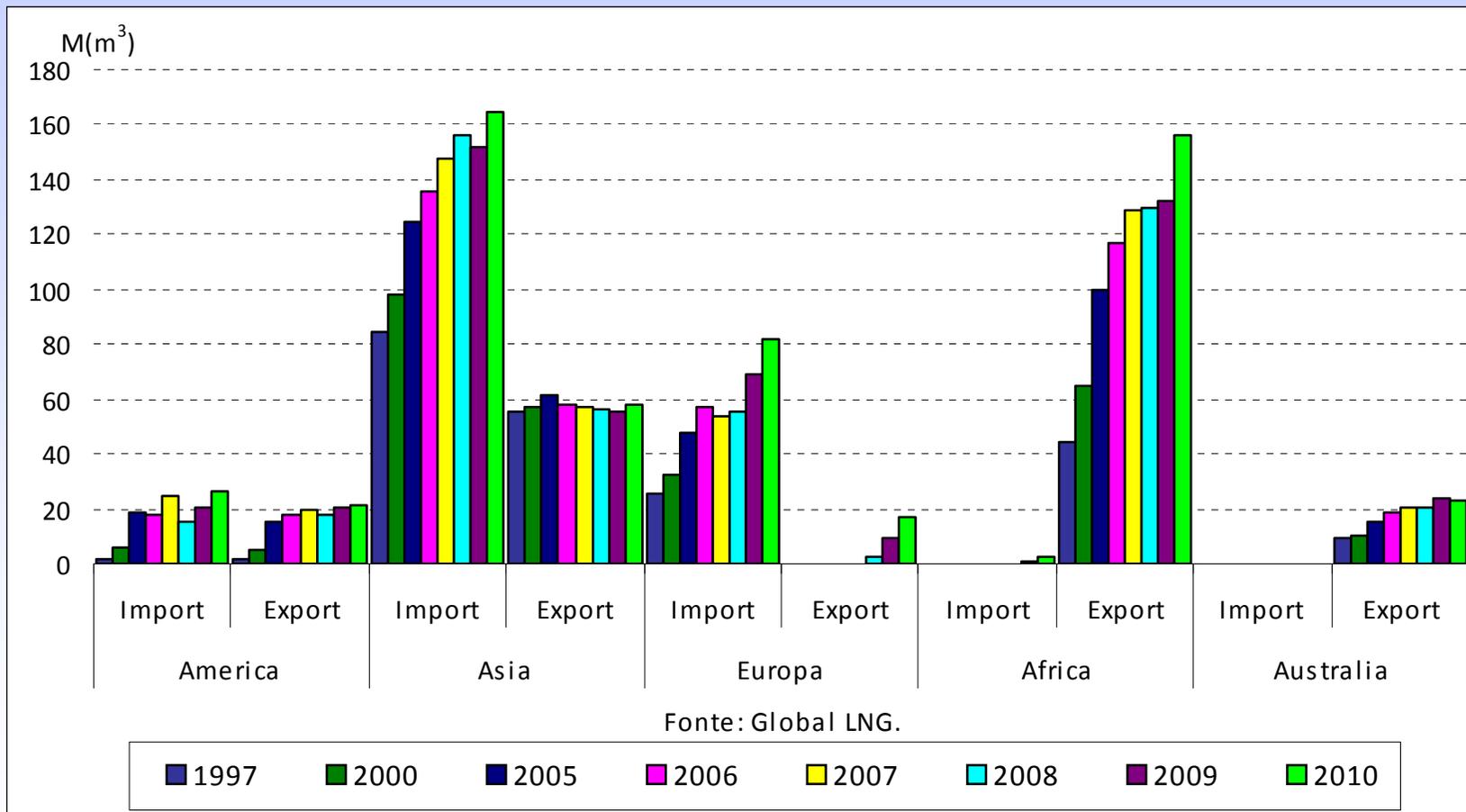


La quota di LNG sul totale export gas è aumentata del 24% tra il 2006 e il 2010.

In volume l' aumento delle esportazioni di LNG è stato del 37%

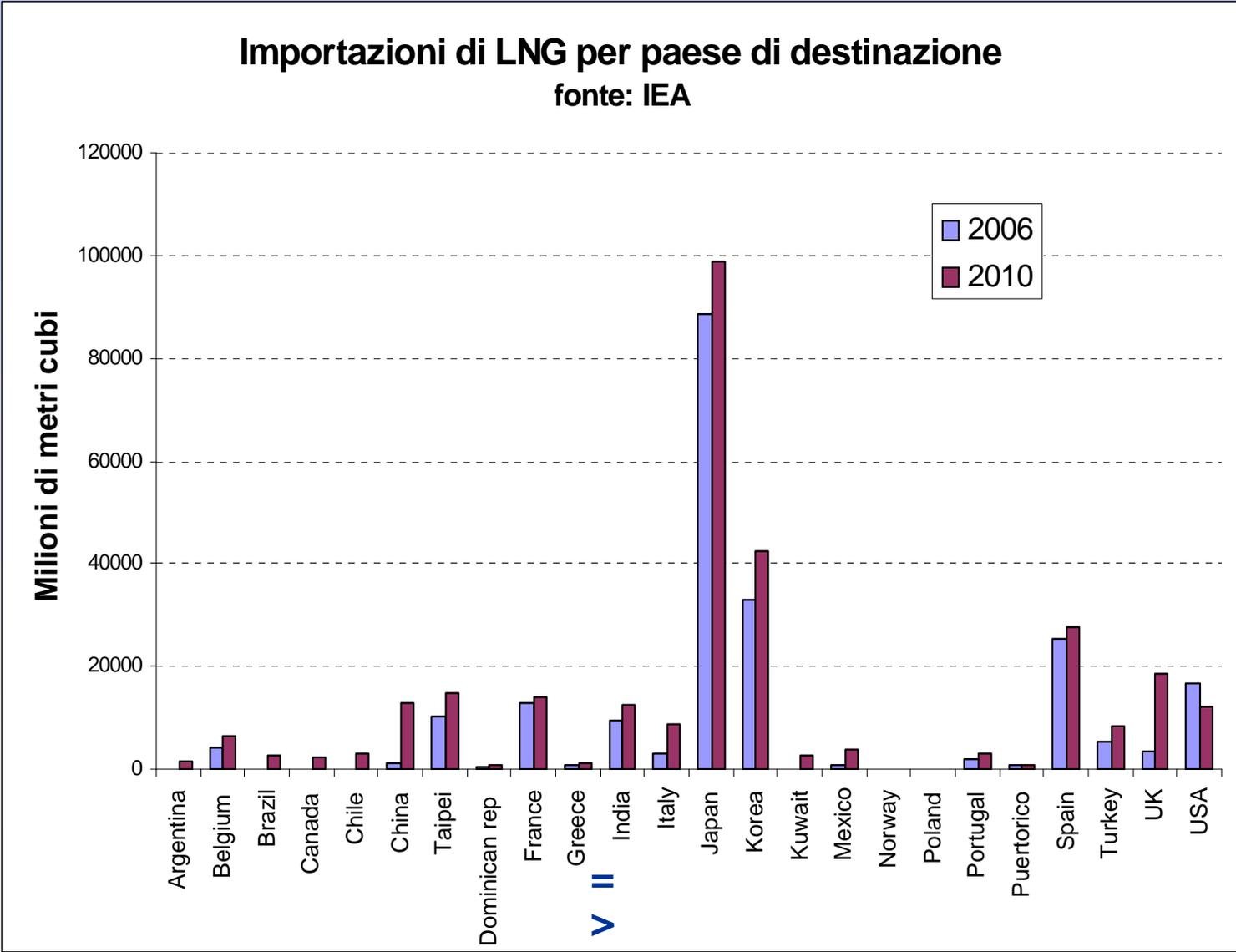


# LNG global import and export



# Dove va il GNL

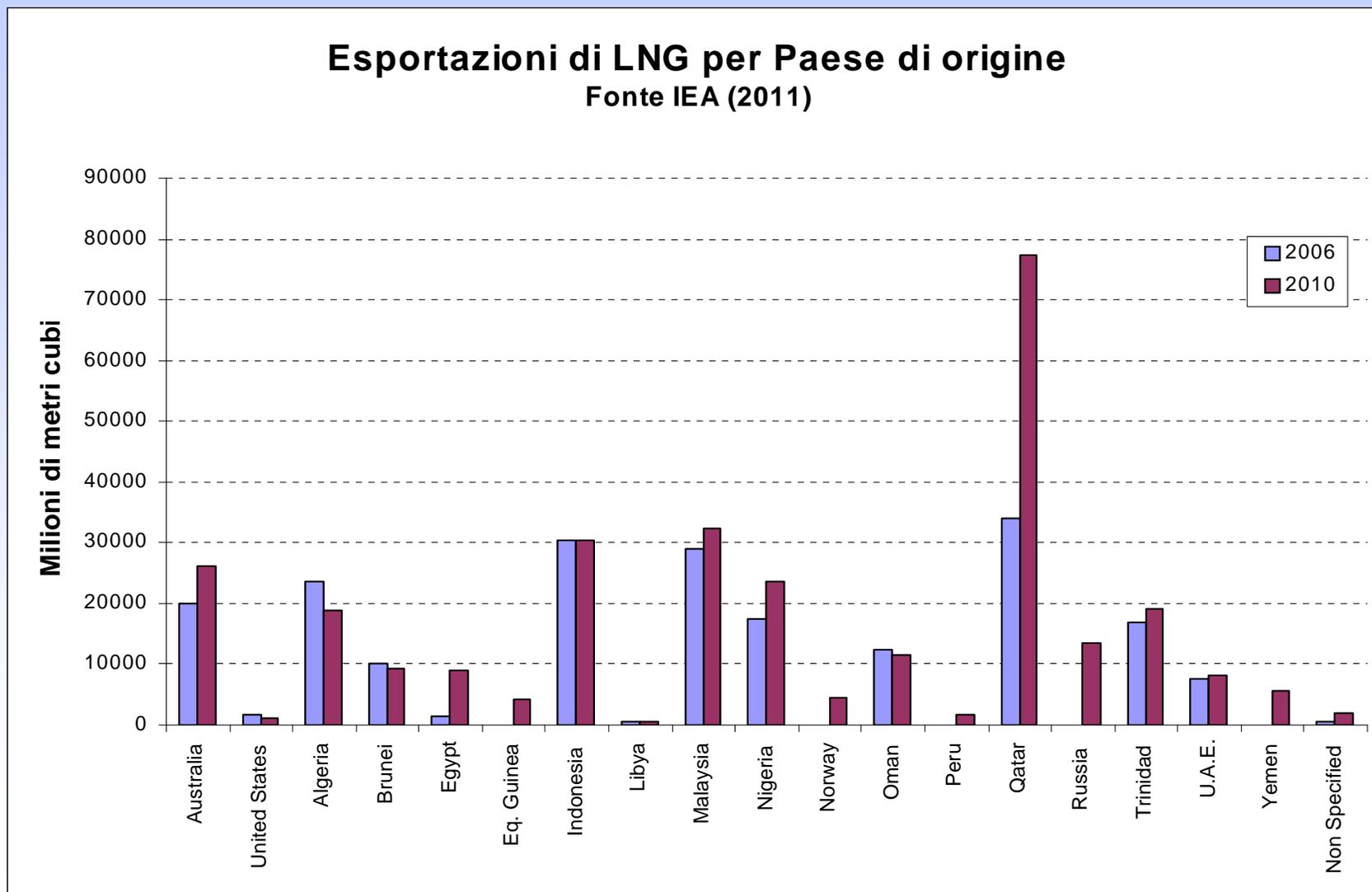
Importazioni di LNG per paese di destinazione  
fonte: IEA



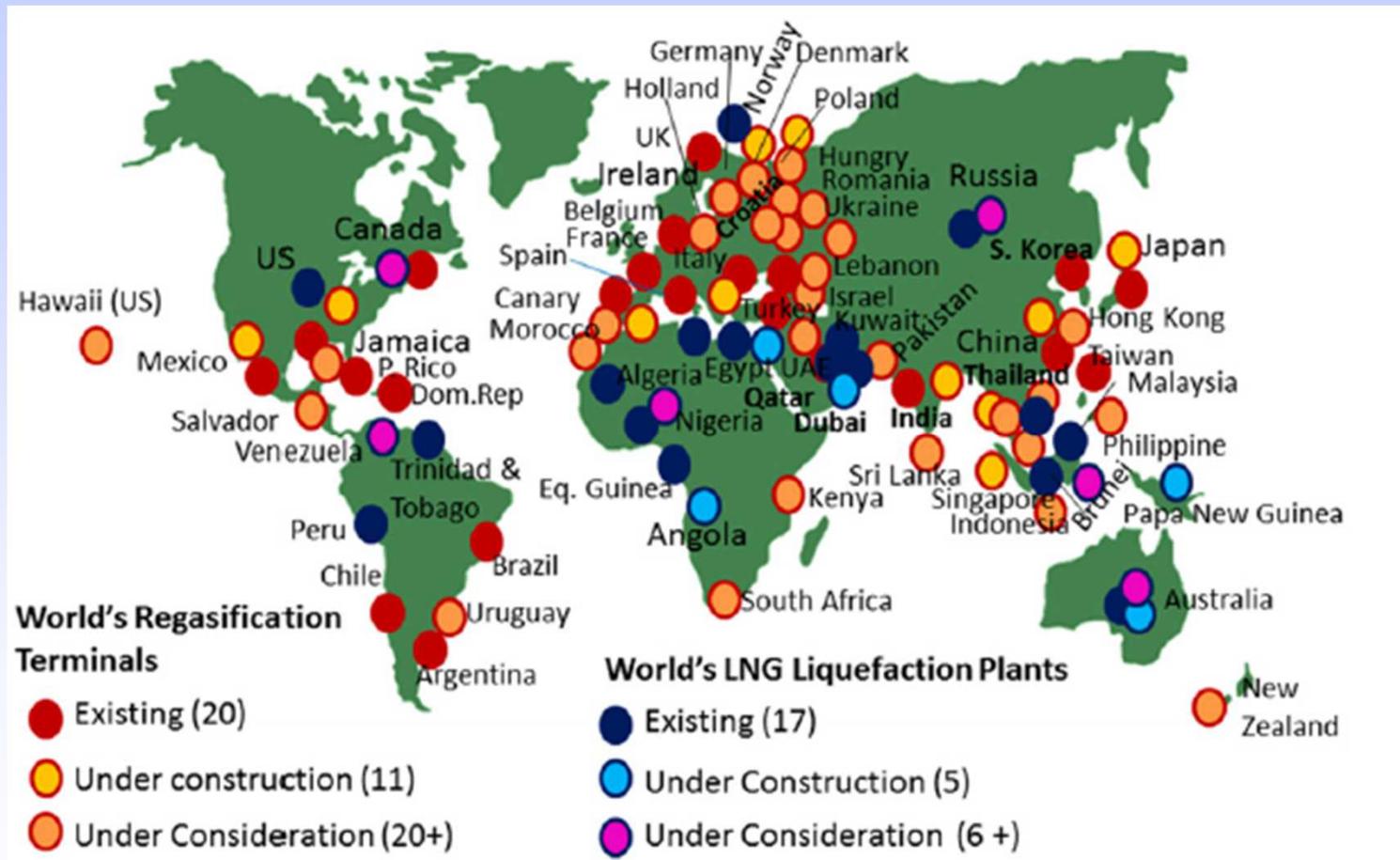
# Da dove viene il GNL

## Esportazioni di LNG per Paese di origine

Fonte IEA (2011)



# World's major LNG exporting and importing countries



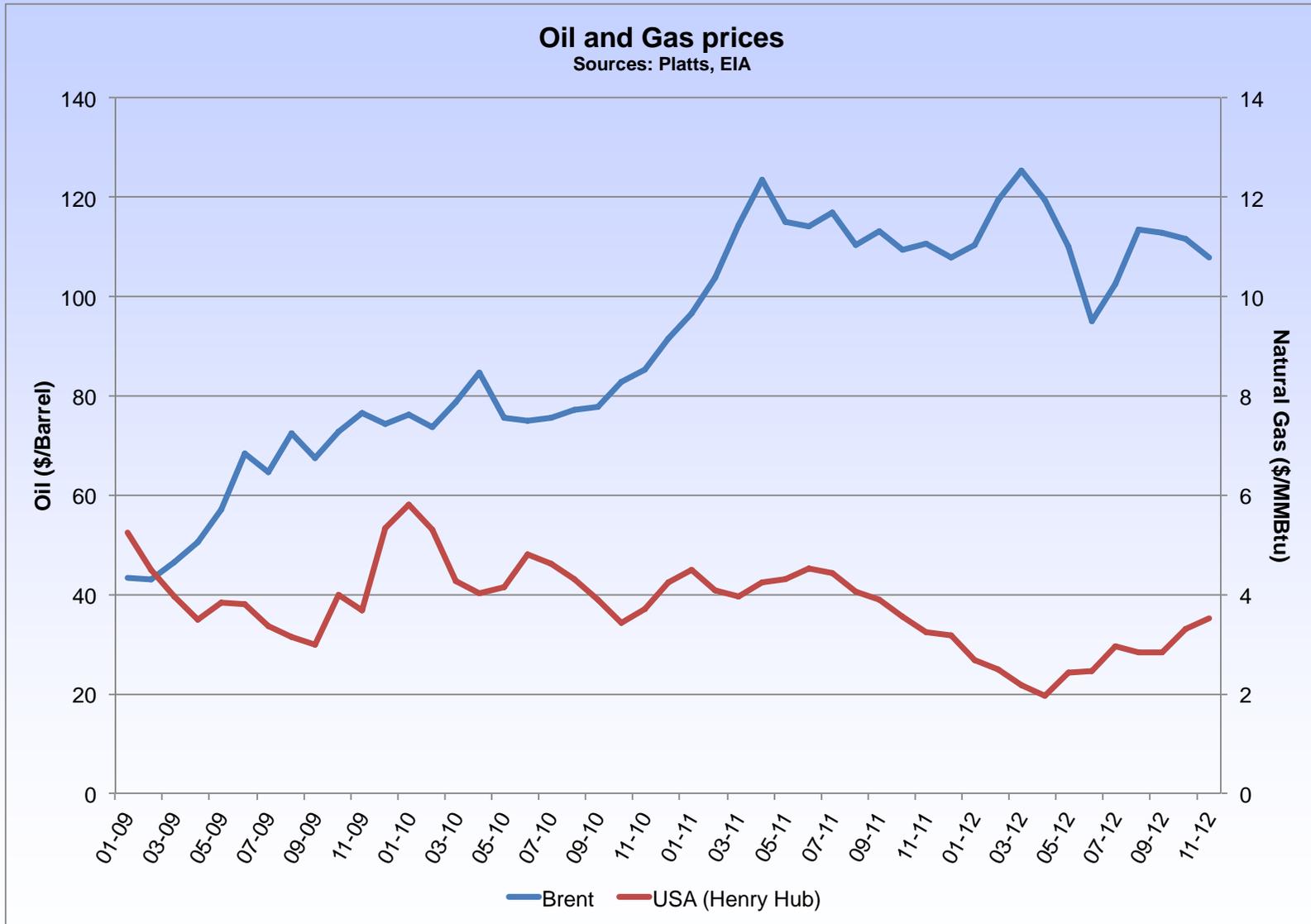
Source: BG group



# Regional gas prices



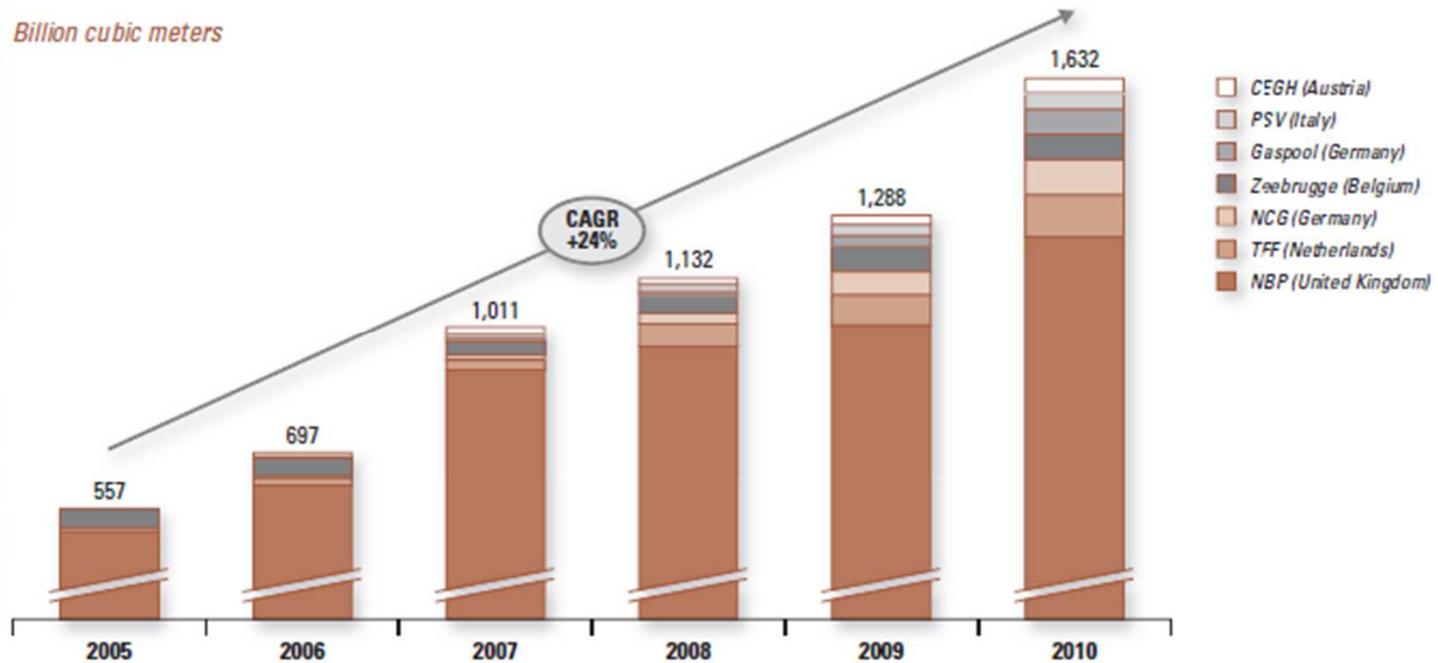
# Changes in relative prices: oil-gas decoupling



# The emergence of gas hubs in Europe

The development of liquid gas hubs

Billion cubic meters



Note: CAGR is compound annual growth rate

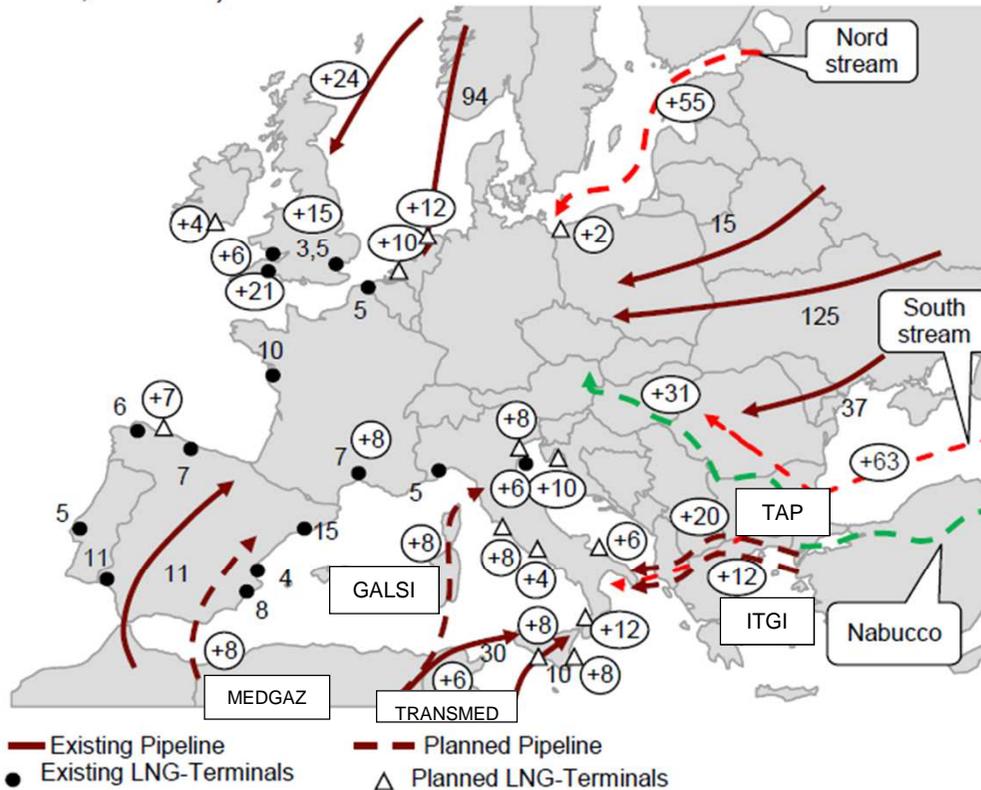
Source: A.T. Kearney analysis

<sup>2</sup>With the exception of the United Kingdom, where gas prices are mainly indexed to competitive gas (and less than 20 percent to oil products).



# Where does gas come from?

## Capacities of gas import pipelines and LNG 2020<sup>1)</sup> – EU27 (2011, in bcm)



1) Doubtful, speculative projects not considered  
 2) Final expected capacity for EU27 in 2<sup>nd</sup> phase (capacity 1<sup>st</sup> phase)  
 Sources: Wingas, EU, E.ON, King & Spalding, Petroleum Economist, IEA, A.T. Kearney

Pipeline (planned/new/extensions)	Capacity <sup>2)</sup> (in bcm)
Medgaz (in operation since Apr11)	8
Nord Stream	55 (27.5)
Nabucco	31 (8)
Galsi	8
South Stream	63
ITG/IGI	12
TAP	20 (10)
Transmed	6

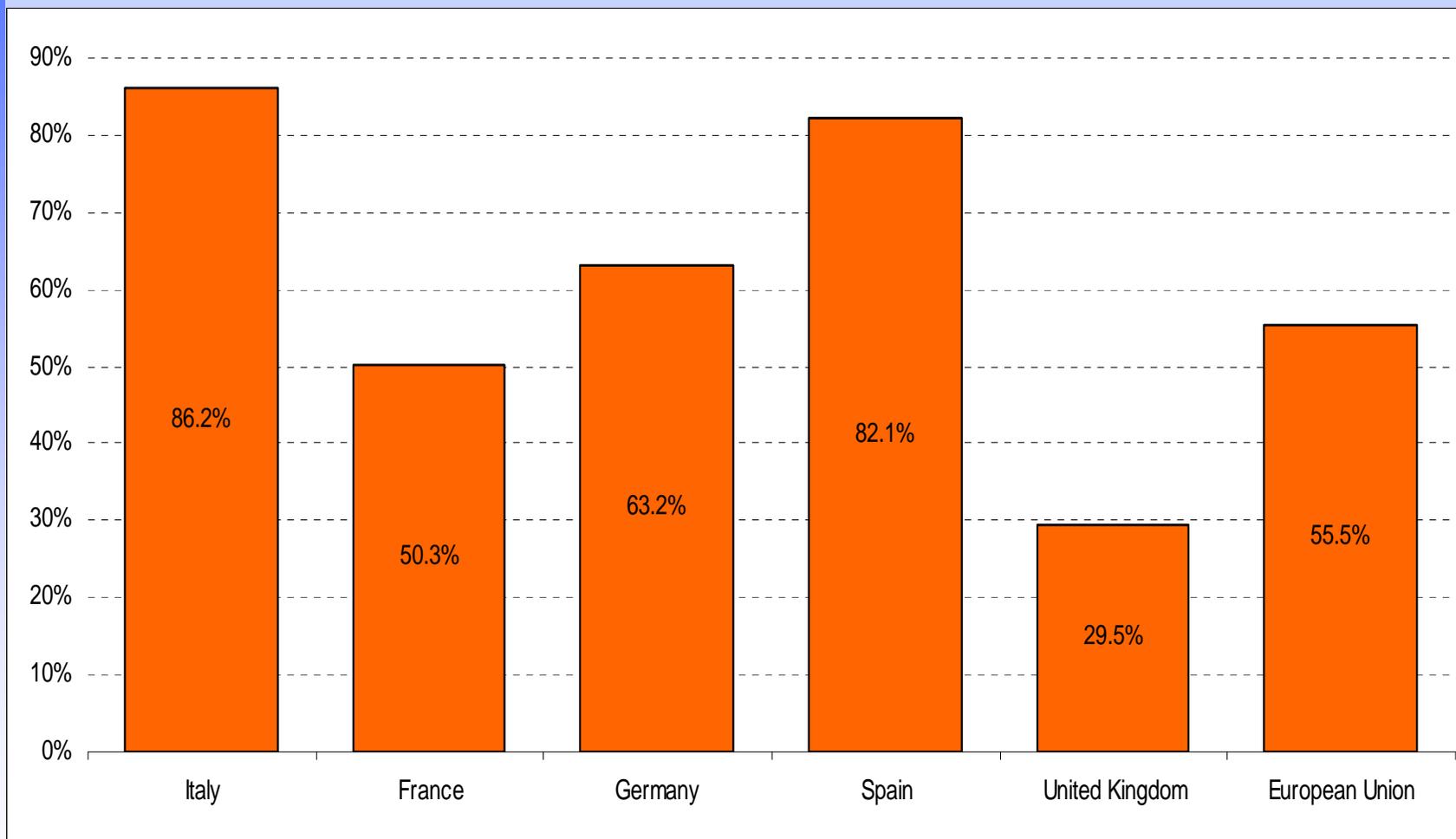
LNG Terminal (planned/new/extensions)	Capacity (in bcm)
South Hook LNG (04/10)	21.2 (10.5)
Grain LNG [Expansion] (12/10)	14.8 (4.4)
Fos-sur-Mer (Caveau) (09/10)	8.25
Gate Terminal (Maasvlakte)	12
Gioia Tauro (Medgas) LNG	12
Krk Island	10
Dunkirk LNG	10
Porto Empedocle LNG	8
Rosignano Marittimo	8
Priolo (Augusta) LNG	8
Trieste LNG	8
EI Musel LNG	7
Other projects	25.6

A.T. Kearney 15/November 2011/41845d 12

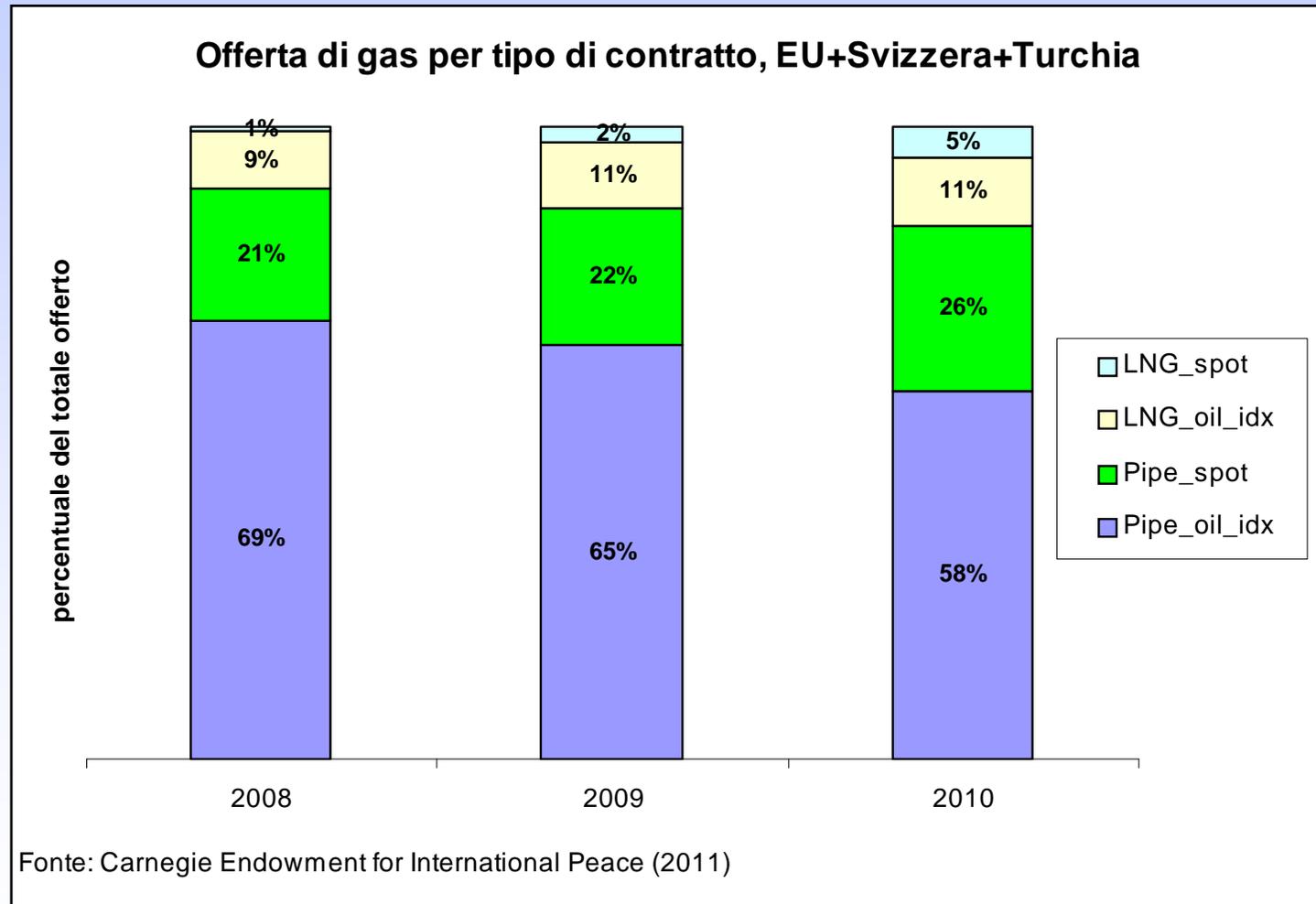
Source: ATKearney



# Energy dependence of the EU is strong (net imports on primary energy consumption, 2010)



# La crescita dello spot



<b>Trasmissione elettrica</b>	
<b>Remunerazione base</b>	
Investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2011	7,40%
Investimenti successivamente al 1 gennaio 2012	8,40%
<b>Extra remunerazione</b>	
I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive categorie	0%
I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03:	1,5% per 12 anni
I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche	2% per 12 anni
I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo	2% per 12 anni



<b>Distribuzione elettrica</b>	
--------------------------------	--

<b>Remunerazione base</b>	
Investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2011	7,60%
Investimenti successivamente al 1 gennaio 2012	8,60%
<b>Extra remunerazione</b>	
DQPR=1 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione	1,5% per 8 anni
DQPR=2 investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (smart grid)	2% per 12 anni
DQPR=3 investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici	1,5% per 12 anni
DQPR=4 investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche	1,5% per 12 anni
DQPR=5 investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo	2% per 12 anni
DQPR=6 investimenti diversi dalle precedenti categorie	0%



<b>Trasporto gas</b>	
<b>Remunerazione base</b>	<b>6,40%</b>
<b>Extra remunerazione</b>	
T=1 investimenti di sostituzione	0%
T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto	1% per 5 anni
T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale	2% per 7 anni
T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale	2% per 10 anni
T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione	3% per 10 anni
T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo	3% per 15 anni



<b>Rigassificazione gas</b>	
<b>Remunerazione base</b>	<b>8,20%</b>
<b>Extra remunerazione</b>	
G=1: investimenti di sostituzione e derivanti da obblighi normativi, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza	0%
G=2: investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti, o investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti inferiore al 30%	2% per 8 anni
G=3: investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali	3% per 16 anni

