

Anno 6 numero 84 - chiuso alle ore 18:52 di lunedì 3 maggio 2010

Greggi (\$/b)			
	30/04	Var. % 29/04	Var. % 2009
WTI (Futuri)	86,15	+1,15	+58,07
Brent (Futuri)	87,44	+0,62	+60,79
Paniere Opec	84,13	+0,65	+67,06
Paniere QE Italia	84,36	-0,70	+70,35

Fonte: QE su dati mercato

Costo termoelettrico (€/MWh)		
	Apr 10	Mag 10
ITEC	55,10	57,54
ITECccgt	60,56	62,92

Fonte: Ref-Morgan Stanley

Cambio €/S	
03/05	1 € = 1,3238 US \$ (Var. -0,0077)
30/04	1 € = 1,3315 US \$

Fonte: QE su dati Bce

Principali titoli energia (€)		
	03/05	30/04
Eni	16,810 ▼	16,860
Enel	3,960 ▲	3,952
Edison	1,046 ▲	1,032
A2A	1,297 ▲	1,275
Snam Rete Gas	3,625 ▲	3,577
Saras	1,831 ▲	1,819
Terna	3,067 ▲	3,052
Erg	10,570 ▲	10,380
Acea	7,750 ▲	7,685
Hera	1,605 ▲	1,598
Iride	1,468 ▲	1,435

Fonte: QE su dati Borsa Italiana

Borsa elettrica Italia			
Prezzi IpeX (€/MWh)			
	F1	F2	F3
03/05	65,70	65,08	50,85
var. % sett.	-7,60	-5,62	+28,57
	Media	Più	Vuote
03/05	61,68	65,81	52,22
var. % sett.	-1,83	-7,24	+21,68
Domanda Sistema Italia			
Media oraria (MW)	35,617		
Massima (MW)	42,319		
Prezzo ora max (€/MWh)	69,51		
Ora max	10-11		

Fonte: elaborazione QE su dati GME

Borse europee 03/05 (€/MWh)		
	Base Load	Peak 8.00-20.00
Powernext (Fr)	44,21	53,24
Eex (De)	45,49	52,37
IpeX	60,51	64,83

Fonte: QE su dati mercato

Gas (€/MWh)		
	30/04	Var. % 29/04
NetConnect (DE)	14,60	-2,54
Ocm (UK)	14,55	-0,68
Ttf (NL)	14,63	+1,13
Zeebrugge (BE)	14,10	-0,34
NordPool (NO)	15,71	+1,03

Fonte: QE su dati mercato

Emissions trading (€/ton)		
	30/04	Var. %
Ecx/Ice	15,79	+3,88
Eex	15,59	+1,83

Fonte: QE su dati mercato

■ DELIBERA AUTORITÀ
Ecco le reti di utenza
Publicati quattro elenchi
 ➔ T.S. a pag. 7

■ IL CASO
Le credenziali fotovoltaiche
Nuova frontiera della creatività italiana, che in ambito fotovoltaico si era finora limitata al commercio speculativo di permessi e richieste di autorizzazione da parte di soggetti estranei al settore. Sul sito Internet di una società di installazione è infatti apparsa una ricca lista di referenze, che includeva 4 impianti di vario tipo per un totale di oltre 4 MW. Peccato, però, che le referenze di tali impianti siano poi risultate ca-
 ➔ segue a pag. 7

Brent testa quota 90 \$/b
La verde supera 1,44 €/l
Dati Usa e effetto incidente Golfo Messico. Intanto raffica di aumenti sulla rete carburanti
 ➔ articolo a pag. 3

■ LA NUOVA DISTRIBUZIONE
Gas e clausola sociale
I sindacati contro la bozza di decreto Mse - Welfare. Focus sui nuovi stoccaggi ora in Parlamento (pag. 5). Nulla osta per Geogastock in Basilicata (pag. 11)
 ➔ articolo a pag. 2



BP PAGHERÀ IL CONTO (PAG. 10)

■ GREEN JOBS
Quanto ci costano?
Studio condotto da IBL
 ➔ F. Ranci a pag. 10

“Il nucleare? Almeno 4 anni prima di partire”
Ammannati (Università Milano e EnergyLab) a colloquio con QE. E Ciò dice: manca chiarezza
 ➔ C.M. a pag. 11

■ AI VERTICI DI E.ON
Passa il testimone
Arriva Teyssen come a.d.
 ➔ articolo a pag. 9

■ MERCATO DELLA CO2
Prosegue la scalata
Previsioni NomismaEnergia
 ➔ articolo a pag. 2

■ OBIETTIVO SULLA CINA
“Dragone” energivoro
Rubrica Crisi & Energia
 ➔ E. Quintavalle* a pag. 6

■ EXTRARETE ITALIA
Fox Energy Eni 100%
Con Fox Petroli, Mariani
 ➔ articolo a pag. 11

Organizzato da: **BolognaFiere**

In collaborazione con: **FERRARA FIERE CONGRESSI**

H2O

Ferrara, Italia
 19-21 maggio 2010
 www.accadueo.com

ACCADUEO



Distribuzione gas e clausola sociale: "Così non va"

Presenza di posizione della Filctem-Cgil dopo l'incontro al Mse sulla bozza di decreto

Non piace ai sindacati l'ultima bozza di decreto Mse-Welfare sulla cosiddetta clausola sociale in vista delle gare sulle concessioni di distribuzione gas (QE 23/3). Perché lo spiega una nota Filctem-Cgil diramata a valle di una riunione tenutasi il 27 aprile a Via Molise per discutere della proposta (consegnata alle parti il 9 marzo e disponibile sul sito di QE) con parti sociali, tecnici del Mse e del ministero del Lavoro.

L'ultima stesura, sottolinea Filctem, "si allontana ulteriormente da quelle che erano le richieste di garanzia da noi sollevate nelle precedenti riunioni". Il dato "più preoccupante", evidenzia la federazione (sul sito di QE la nota completa), è il tentativo da parte di alcuni settori della rappresentanza aziendale, "di far sì che venga definita una norma che taglia preventivamente gli organici interessati alle future gare di ambito, prima ancora di prendere in esame le reali esigenze organizzative della nuova impresa e le eventuali necessità di ottimizzazione".

Al contrario, per il sindacato "la clausola di salvaguardia occupazionale, deve garantire la tutela per tutti i lavoratori interessati attraverso il passaggio in automatico al nuovo soggetto imprenditoriale. Le eventuali successive organizzazioni che potrebbero comportare eccedenze di organico dovranno essere oggetto di confronti fra il soggetto aggiudicatario della gara e le organizzazioni sindacali come stabilito dal contratto di lavoro, e, se necessario supportate da adeguati ammortizzatori sociali".

Altrimenti c'è il rischio, avvertono, di "ricadute negative sul futuro occupazionale dei lavoratori" ed effetti "sul dilatarsi dei tempi del rinnovo contrattuale". Se dovessero permanere "tali gravi impostazioni", Filctem non esclude di ricorrere "anche alla mobilitazione dei lavoratori".

La prossima, e forse conclusiva (secondo quanto riferisce il sindacato), riunione sul testo dovrebbe tenersi a metà maggio.

Il decreto sulla clausola sociale, insieme a quelli sui criteri di gara e sulla definizione degli ambiti, fa parte del pacchetto di provvedimenti necessari per procedere al rinnovo delle concessioni gas (anche di questo si parlerà il 9 e 10 giugno a Milano al Forum Italiano Sicurezza Gas, promosso dal Cig in collaborazione con il Gruppo Italia Energia).

Eni, offerta di capacità gas dalla Svizzera

50.000 mc/h da giugno a settembre

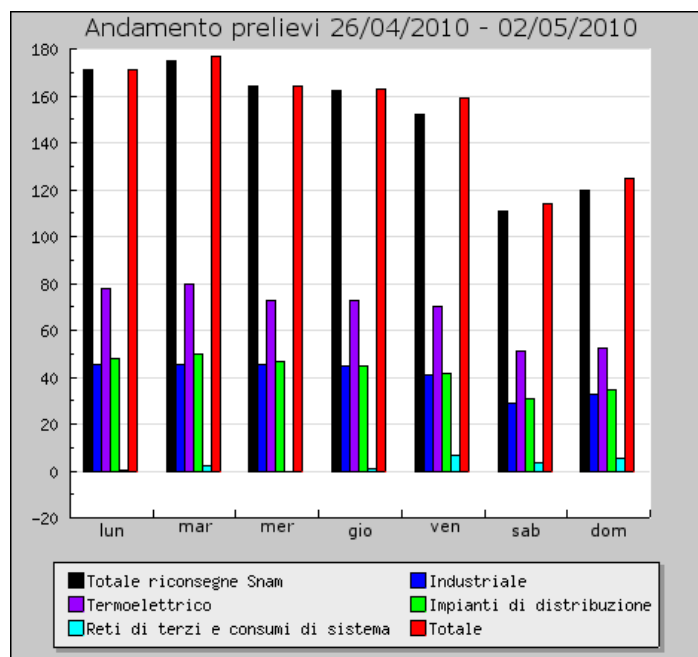
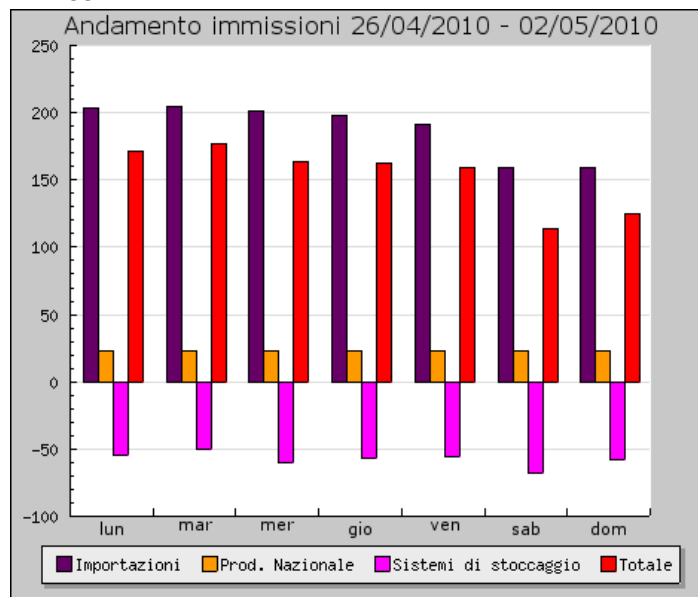
L'Eni ha annunciato una nuova cessione di capacità di trasporto sul sistema svizzero Transitgas (QE 23/3). La filiale Eni Gas Transport International assegnerà attraverso una gara competitiva una capacità di trasporto su basi interrompibili di 50.000 mc/h (suddivisa in 10 lotti da 5.000 mc/h ciascuno) sui percorsi da Olingue (confine franco-svizzero) a Passo Gries (frontiera elvetico-italiano) e da Passo Gries a Wallbach (confine con la Germania). Gli operatori potranno ottenere la capacità dal 24 maggio o dal 1° giugno 2010 fino al 30 settembre 2010.

Le manifestazioni di interesse devono essere inviate entro il prossimo 6 maggio. La gara si terrà il 18 maggio.

La documentazione della gara è disponibile sul sito di QE.

La giornata Gas

2 maggio 2010



Fonte: QE su dati Snam Rete Gas

I dati puntuali del weekend sono disponibili sul sito di QE

Previsione CO2: oltre i 16 €

Il report di Nomisma Energia

Prosegue la scalata del prezzo dei permessi di emissione, che nei giorni scorsi hanno toccato quota 15 € già nelle prime ore di lunedì e chiudendo prima del weekend a 15,94 €, livello record da 11 mesi a oggi. Secondo il report di Nomisma Energia (il testo completo è disponibile sul sito di QE), la prima settimana di maggio dovrebbe confermare la ripresa del mercato carbon, che già nelle prime ore di oggi potrebbe superare i 16 €.

"Sarà importante osservare -si legge nel report- qual è la soglia massima alla quale qualche industriale potrebbe esser tentato di scendere sul mercato e vendere parte della propria liquidità".



Carburanti, la verde supera 1,44 €/litro

Raffica di aumenti sulla rete

Nuova raffica di aumenti sulla rete carburanti. Dopo la mossa di venerdì di Agip, dal monitoraggio di quotidianoenergia.it risulta che tutte le compagnie hanno adeguato al rialzo i listini con la benzina volata oltre 1,44 euro/litro.

Nel dettaglio, a varcare la soglia è Q8 che con un aumento di 0,5 centesimi è andata a 1,442 euro/litro. La compagnia è intervenuta allo stesso modo sul diesel, salito così a 1,287 euro/litro. Api-IP hanno aumentato di 0,5 centesimi verde e diesel portando i prezzi di riferimento, rispettivamente, a 1,438 e 1,281 euro/litro. Erg ha rialzato di 0,5 centesimi la benzina, fino a 1,433 euro/litro, e di 1 centesimo il diesel, a 1,279 euro/litro.

Esso è intervenuta con +0,5 centesimi su entrambi i prodotti, andando a 1,434 euro/litro sulla benzina e a 1,276 euro/litro sul diesel. Shell ha ritoccato all'insù di 0,5 centesimi il solo diesel, a 1,284 euro/litro.

Infine Tamoil e Total hanno ritoccato la benzina di 0,5 centesimi portandola, rispettivamente, a 1,436 e 1,439 euro/litro.


Brent in fuga: si testa quota 90 \$/b

Dati macro Usa positivi, timori per l'incidente nel Golfo

Il mix dati macro Usa-marea nera-Grecia continua a condizionare pesantemente le quotazioni di Wti e Brent. Ad aprile, l'indice Ism manifatturiero è salito a 60,4 punti (dai 59,6 di marzo), superando ampiamente le attese e portandosi ai massimi da giugno 2004. Le spese per le costruzioni sono cresciute dello 0,2% in marzo, registrando il primo aumento da cinque mesi, mentre quelle per i consumi sono salite dello 0,6%.

I dati hanno dato la spinta a Wall Street, favorendo anche un balzo all'insù di tutte le piazze finanziarie europee, che già beneficiavano dell'accordo raggiunto sul piano di salvataggio della Grecia e delle indiscrezioni circa l'approvazione da parte del Governo tedesco di un provvedimento ad hoc che dovrà ora passare al vaglio del Parlamento. In fuga anche i due greggi di riferimento per i mercati nordamericano ed europeo, con il primo che viaggia attorno agli 87 \$/b e il secondo che ha avvicinato nuovamente la soglia di 90 \$/b spingendosi oltre 89 \$/b negli scambi intraday.

Prezzi di riferimento QE con servizio (€/litro) al 03/05

									
Benzina	1,436	1,438	1,433	1,434	1,438	1,442	1,439	1,436	1,439
Diesel	1,280	1,281	1,279	1,276	1,281	1,287	1,284	1,279	1,279

Fonte: quotidianoenergia.it (citazione obbligatoria)

I "prezzi di riferimento QE" di benzina e diesel sono rilevati ed elaborati giornalmente da Quotidiano Energia e rappresentano un indice medio nazionale del posizionamento commerciale delle compagnie. I "prezzi di riferimento QE" non tengono conto delle differenze praticate dai singoli impianti né delle diverse fiscalità geografiche.

A condizionare i due indici anche i timori legati alle conseguenze dell'incidente nel Golfo del Messico (QE 3/5). Due piattaforme che operano nell'area interessata dal disastro ambientale sono state evacuate in via precauzionale, ma non è da escludere che tali misure straordinarie possano essere estese a breve anche ad altri impianti produttivi. Ad arginare i rialzi delle quotazioni, di contro, la terza stretta monetaria dall'inizio dell'anno messa in atto da Pechino per evitare il surriscaldamento di economia e inflazione e il rischio di bolle speculative: l'aumento della quota dei depositi che le banche commerciali sono obbligate a mettere a riserva è di 50 punti base (attualmente al 16,5% per le grandi banche e al 14,5% per i piccoli istituti) e scatterà il 10 maggio.

Le quotazioni del paniere Opec

La soglia di 85 \$ è ad un passo

Il mese di aprile si chiude in salita per le quotazioni settimanali del paniere Opec. Nella rilevazione del 30 aprile il benchmark di riferimento per il cartello dei Paesi esportatori ha guadagnato 1,34 \$/b portandosi a 83,36 \$/b.

Quotazioni settimanali paniere Opec (\$/b)

Mese	Rilevazione	Paniere
aprile 2010	2/4	78,64
	9/4	81,95
	16/4	82,50
	23/4	82,02
	30/4	83,36
Medie mensili		
marzo 2010		77,21
aprile 2010		82,33
I trimestre 2010		75,49
II trimestre 2010		82,33
Media annuale		
2010		77,20

Fonte: Opec

La media definitiva di aprile si attesta così a 82,33 \$/b, in crescita di 5,12 \$/b rispetto a quella di marzo, pari a 77,21 \$/b. Allo stesso livello la media del secondo trimestre 2010, in salita di 6,84 \$/b rispetto a quella del periodo gennaio-marzo pari a 75,49 \$/b.

Dall'inizio dell'anno, infine, l'indice Opec viaggia sui 77,20 \$/b, oltre 16 \$/b in più nel confronto col dato del 2009.

Russia, produzione oil sempre al top

Ancora in calo quella di gas naturale. I dati di aprile

Pressoché stabile la produzione petrolifera russa. Ad aprile, rileva l'ufficio statistico del ministero dell'Energia moscovita, dai giacimenti domestici sono stati estratti 10,11 milioni di b/g, ossia lo 0,1% in meno rispetto ai 10,12 milioni di b/g di marzo, che si conferma il livello massimo dalla caduta dell'Unione Sovietica.

L'estrazione di gas naturale, di contro, è scesa del 3,6% rispetto a marzo fino a 1,87 miliardi di mc/g. A pesare sul dato complessivo il -3,3% della produzione del colosso Gazprom, pari a 1,48 miliardi di mc/g.

Mega-raffineria "cinese" in Egitto

Investimenti per 2 miliardi di \$

Il ministro del Petrolio egiziano, Sameh Fahmi, ha annunciato di aver siglato a Pechino un memorandum d'intesa con le compagnie cinesi Rongsheng Holding Group e China National Chemical Engineering Corporation per la costruzione di una raffineria da 2 miliardi di dollari.

L'impianto avrà una capacità iniziale di 15 milioni di tonnellate all'anno mentre in una fase successiva raggiungerà la soglia di 30 milioni di tonnellate all'anno. I prodotti raffinati saranno destinati al mercato domestico egiziano e a quello cinese.

L'incognita del Golfo del Messico

Greggi & Prodotti - a cura di Vittorio D'Ermo

Il mese di maggio inizia con alle spalle aumenti sostanziali dei prezzi del greggio e dei prodotti ed una nuova incognita costituita dall'incidente alla piattaforma BP nel Golfo del Messico.

L'onda di petrolio che si sta riversando sulle coste americane oltre al danno ambientale potrebbe avere un impatto anche sulle infrastrutture petrolifere dell'area creando strozzature all'approvvigionamento di greggio e prodotti con possibili tensioni sui prezzi. In attesa di un chiarimento della situazione il consuntivo del mese di aprile conferma lo spessore degli spunti rialzistici che si erano già manifestati nei mesi precedenti.

Le revisioni al rialzo delle prospettive di crescita dell'economia mondiale da parte dei principali centri di analisi economica a partire dal nuovo scenario elaborato dal Fondo Monetario Internazionale e i segnali positivi in arrivo dall'economia americana hanno prevalso sullo stato dei fondamentali e sui segnali negativi che sono arrivati dal mondo finanziario americano ed europeo.

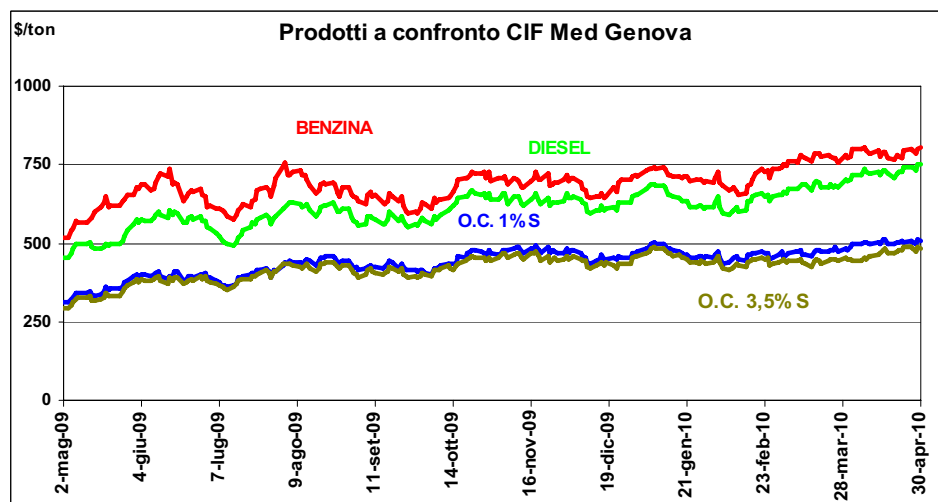
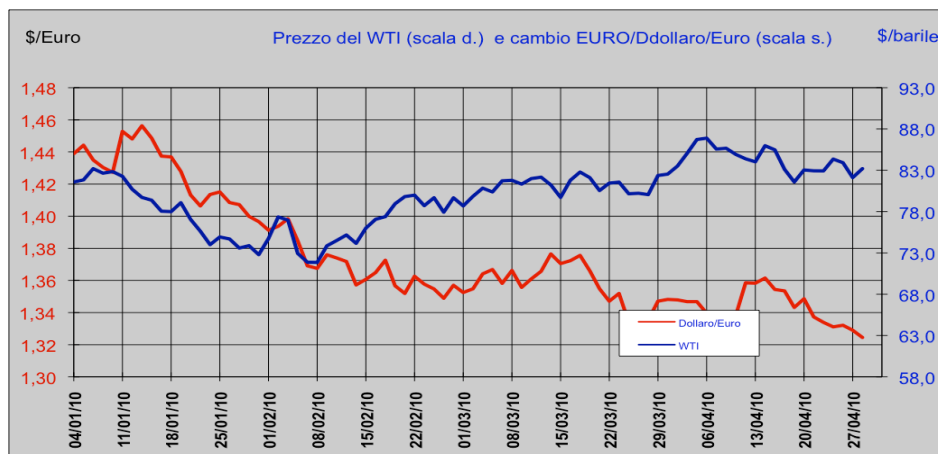
Nella seduta di venerdì il Wti si è così attestato a circa 86 \$/barile, rispetto a un valore medio mensile di 84,84 \$/barile che ha comunque risentito della particolare condizione di abbondanza di scorte. Il Brent ha terminato il mese a quota 85,6 \$/barile, e con valore medio di 84,8 \$/barile nettamente superiore a quello dei mesi precedenti. Rispetto ad aprile 2009 l'aumento è stato del 65,3%.

Nel recente passato il rafforzamento della posizione del dollaro si era accompagnato a una pressione al ribasso sul prezzo del petrolio, ma il mese appena trascorso è stato caratterizzato da un aumento del petrolio e dalla scarsa tenuta dell'euro.

Il divario di prospettive economiche tra Stati Uniti ed Europa ha, infatti, sostenuto il dollaro mentre l'euro è entrato in una fase di particolare difficoltà che però non è più in grado di influenzare il mercato petrolifero internazionale.

Il mese di aprile è stato segnato da rialzi sostenuti anche per i prodotti. La benzina Cif Genova ha chiuso con un prezzo medio pari a 788 \$/ton che si confronta con una media di aprile 2009 pari a 496 \$/ton, con un aumento percentuale pari al 58%.

Il diesel, che ha iniziato un processo di miglioramento della sua posizione relativa rispetto al Brent e anche rispetto alla benzina, ha chiuso il mese poco sopra quota 750 \$/ton rispetto a un valore medio pari a circa



Fonte: elaborazioni QE su dati mercato

728 \$/ton.

Gli oli combustibili hanno concluso il mese a quota 506 \$/ton, relativamente all'olio a basso tenore di zolfo, e a 485 \$/ton relativamente alla qualità ad alto tenore di zolfo.

Rispetto ad un anno fa l'incremento di prezzo di questi prodotti, ai quali vengono agganciate le stime sui prezzi del gas naturale per usi termoelettrici, è stato rispettivamente del 72 e del 70%, un elemento di ulteriore difficoltà per l'economia europea.

Il secondo quadrimestre dell'anno si apre in un ambiente che ormai non ha più punti di contatto con la situazione dello scorso anno e che ha, invece, come tema dominante l'impatto della ripresa economica sui prezzi del petrolio.

Ice, record per gli scambi sul Wti

+13% rispetto al precedente picco. Verso quota 500.000

Nuovo massimo storico per le contrattazioni relative ai futuri sul Wti alla Borsa londinese Intercontinental Exchange, leader incontrastata nel Vecchio Continente per gli scambi di titoli relativi alle commodity (energetiche comprese).

Nei giorni scorsi, infatti, quelle sul West Texas Intermediate (WTI) Light Sweet Crude hanno raggiunto la cifra record di 464.381, superando del 13% il precedente picco di 409.727 fatto segnare all'inizio di dicembre 2009.

Il risultato straordinario ha coinciso con il nuovo massimo giornaliero registrato dagli scambi complessivi di contratti Ice Futures Europe, pari a 1.399.536 contratti.



Stoccaggi gas, focus sul decreto legislativo Mse

Un meccanismo articolato che ora passa al vaglio delle commissioni parlamentari

di Tiziana Sogari

All'indomani di un confronto delicato con il settore, "incassato" il plauso degli "energivori" di Confindustria e in attesa dell'esito del passaggio parlamentare, è possibile stilare una prima sintesi della bozza del Decreto Legislativo sugli stoccaggi (QE 23/4)..

Il provvedimento congegna, anzitutto, un c.d. "sistema di soglie" (che si sostituisce ai tetti antitrust del "Decreto Letta") che prevede che l'operatore che detiene una quota di mercato all'ingrosso superiore al 40% possa impegnarsi a realizzare nuovi impianti di stoccaggio o a potenziare quelli esistenti, in modo da rendere disponibile nuova capacità, per volumi complessivamente pari a 4 miliardi di metri cubi.

Nell'ipotesi in cui il soggetto aderisca alle misure di sviluppo delle infrastrutture, il valore della soglia è elevato al 60% per tutti gli anni a partire da quello in cui il soggetto assume l'impegno.

Gli operatori che superino le predette soglie nell'anno saranno comunque tenuti a svolgere, per l'anno termico successivo, procedure di cessione del gas per volumi complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi (gas release).

In questo modo, dunque, da un lato si cerca di stimolare gli investimenti per creare o potenziare le infrastrutture di stoccaggio esistenti, dall'altro il fine è anche quello di creare una maggiore liquidità/concorrenzialità del mercato.

Da un punto di vista più strettamente operativo, ciascun soggetto che immette gas nella rete nazionale di trasporto italiana (direttamente o tramite società controllate, controllanti e controllate da una medesima controllante) dovrà attestare ogni anno – ai fini della verifica del superamento delle predette soglie – la propria quota di mercato all'ingrosso, secondo una metodologia da definirsi con decreto del Mse. L'attestazione dovrà essere trasmessa al medesimo Mse nonché all'Antitrust che, in caso di omessa presentazione ovvero di attestazione non veritiera di una quota inferiore al valore delle soglie previste, eserciterà le proprie competenze sanzionando la condotta come abuso di posizione dominante.



Entro il 31 luglio di ogni anno (ed in prima applicazione entro 15 giorni dall'entrata in vigore del Decreto), l'Mse redige e pubblica sul proprio sito un rapporto circa i progetti di stoccaggio realizzabili/potenziabili fra cui l'operatore dominante potrà, sostanzialmente, scegliere quali realizzare presentando un apposito programma o relativo aggiornamento, entro il 1° settembre di ogni anno, all'Antitrust, all'Autorità e al Mse che, sentiti i due regolatori, può approvare o non approvare il programma. Non è, peraltro, precluso all'operatore dominante poter proporre di sviluppare infrastrutture di stoccaggio diverse da quelle indicate nel rapporto del Mse.

In tutti i casi, se il progetto è approvato diventa vincolante per il proponente tanto che infatti, in caso di omesso, ritardato, parziale o inesatto adempimento l'Antitrust – a cui è attribuita una specifica competenza a vigilare in materia – potrà irrogare una sanzione pecuniaria. Stessa competenza e poteri sono attribuiti ed esercitati dal garante anche per quanto attiene il rispetto degli obblighi di gas release.

Per traslare i vantaggi della disponibilità degli stoccaggi agli operatori industriali e ai grandi consumatori, tali soggetti (c.d. "investitori") devono poter essere ammessi alla realizzazione dei progetti di sviluppo, previo l'espletamento di una procedura concorsuale di selezione – indetta direttamente dall'operatore dominante, sue controllate, controllanti o controllate da una medesima controllata – con modalità che, su indirizzo del Mse, dovranno essere disciplinate dall'Autorità per l'Energia: l'ammissione degli investitori avviene per una quota non superiore ai loro consumi nell'anno termico precedente la selezione; i diritti di utilizzazione dei servizi di stoccaggio sono riconosciuti ai medesimi investitori – a fronte di corrispettivi a copertura dei soli costi relativi alle nuove infrastrutture definiti dall'Autorità – in misura corrispondente alla quota assegnata, mediante sottoscrizione di contratti pluriennali.

"Clienti industriali" ammessi saranno tutti quei soggetti, singolarmente o in ma-

niera aggregata, caratterizzati "da elevato prelievo di gas naturale": requisito, peraltro, da definirsi in concreto da parte del Mse.

All'asta potranno partecipare anche i consorzi e le PMI in aggregazioni promosse dalle relative associazioni di categoria, purchè soddisfino i termini di consumo complessivo previsti ed abbiano come mandatarario dell'aggregazione un cliente finale industriale.

I nuovi volumi di stoccaggio non assegnati ai clienti industriali potranno essere offerti a tutti i clienti, sulla base di procedure concorsuali e corrispettivi definiti dall'Autorità.

Il Decreto prevede un'anticipazione dei suoi effetti, per "equivalente", per i soggetti investitori: in pratica la possibilità di ottenere (fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità e per non più di 5 anni) di stoccare il gas nel periodo estivo (per utilizzo invernale), per quantità massime corrispondenti alla quota assegnata: operazione, questa, che comunque andrà a decurtare i diritti di utilizzo degli investitori al momento dell'entrata in esercizio della nuova capacità. Ma la definizione nel dettaglio della disciplina di tali misure è, ancora una volta, demandata ad un futuro provvedimento dell'Autorità (in ogni caso sempre su indirizzi ministeriali). Degna, comunque, di rilievo la previsione che impone ai soggetti investitori che si avvalgono delle predette "misure" di offrire in vendita nei sistemi di negoziazione gestiti dal Gme (P-gas, che diventerà operativa dal 10 maggio prossimo) i quantitativi di gas agli stessi resi disponibili per il periodo invernale.

Più controversa l'ulteriore disposizione che consente, nelle more dell'avvio operativo delle suddette misure, agli investitori che ne abbiano fatto richiesta di vedersi riconosciuta la differenza, se positiva, tra le quotazioni del gas nel periodo invernale e nel periodo estivo: l'importo di tali benefici ricadrà sulla generalità dei clienti finali nel mercato del gas, attraverso i corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento, fatta salva la partecipazione dell'Eni al meccanismo delineato.





Cina, il "dragone" energivoro

Ormai è il primo esportatore mondiale. E crescerà ancora di E.Quintavalle*

Nel 2009 la Cina ha terminato la lunga rincorsa nella classifica dei paesi esportatori, superando la Germania e diventando il maggiore esportatore mondiale. Le esportazioni cinesi nel 2009 sono pari a 1.202 miliardi di dollari, con una quota del 9,6% delle esportazioni totali, quelle della Germania sono di 1.121 miliardi di dollari, con una quota dell'export mondiale del 9,0%. La Cina ha risalito molte posizioni negli ultimi decenni: era al 7° posto nel 2000, al 14° posto nel 1990 e addirittura era in 30° posizione nel 1980.

La leadership dell'export porta la Cina ad essere l'economia con il più elevato surplus commerciale, che nel 2010 il Fondo Monetario Internazionale stima pari a 451,2 miliardi di dollari, con un peso sul PIL pari al 6,2%. L'attivo della bilancia commerciale cinese è pari a quello degli altri due maggiori paesi in surplus messi insieme, Germania e Giappone.

A lato di questa posizione dominante negli scambi internazionali la Cina ha visto crescere la propria importanza nello sviluppo economico mondiale: l'economia cinese mostra il più alto tasso di crescita negli ultimi vent'anni. Il tasso di crescita medio della Cina dal 1991 al 2010 è del 10,3%, con una sostanziale costanza nei due decenni esaminati: negli anni Novanta la crescita è stata del 10,5% contro il 10,1% nel primo decennio degli anni Duemila.

Nell'arco dello stesso ventennio la crescita mondiale è stata del 3,3%, quella delle economie emergenti è stata del 4,8%, quella dei Paesi avanzati del 2,2%, quella dei paesi del G7 del 2,0% e quella dell'Unione Europea dell'1,8%.

Anche nella prospettiva della ripresa 2010-2011 le economie emergenti - e la Cina in particolare - mantengono la spinta propulsiva: secondo le stime del FMI dello scorso 21 aprile la crescita mondiale sarà del 4,2%, trainata dai paesi emergenti, in crescita del 6,3%. Nel 2011 la crescita mondiale sarà del 4,3% e sarà ancora spinta dalle economie emergenti, il cui PIL salirà del 6,5%. La Cina quest'anno crescerà del 10,0%, l'anno prossimo del 9,9%.

La forte crescita della Cina e la crescente quota di produzione mondiale localizzata sul suo territorio ha determinato una tumultuosa crescita della domanda di energia. Secondo le statistiche dell'Energy Informa-

tion Administration (EIA), nel 2008 la Cina è il secondo consumatore di petrolio al mondo, dopo gli Stati Uniti. La Cina consuma 7.831 migliaia di barili al giorno, praticamente la stessa quantità di petrolio consumata da Germania, Francia, Regno Unito e Italia messi insieme (7.904 migliaia di barili al giorno). Negli ultimi dieci anni la Cina ha contribuito in modo decisivo alla crescita dei consumi di petrolio: tra il 1998 e il 2008 il consumo mondiale di petrolio è cresciuto del 15,8%, con una maggiore domanda pari a 11.685 migliaia di barili al giorno mentre, nel decennio il consumo cinese di petrolio è salito del 90,7%. Poco meno di un terzo (31,9%) di tutto il maggiore petrolio consumato nel mondo negli ultimi dieci anni è stato richiesto dall'economia cinese.

La Cina è il paese con il maggiore consumo di carbone in tutto il mondo. La Cina da sola consuma lo stesso quantitativo di carbone degli altri sei maggiori consumatori messi insieme: Stati Uniti, India, Germania, Russia, Giappone e Sud Africa. Tra il 1998 e il 2008 il consumo mondiale di carbone cresce del 44,2% mentre la Cina, nello stesso arco temporale, raddoppia il consumo di questo combustibile, con un incremento del 105,5%. Se consideriamo il maggiore consumo di carbone registrato tra il 1998 e il 2008, pari a 2.219 milioni di tonnellate, la Cina ne assorbe 1.452, pari ai due terzi (65,4%).

Infine il gas. Per questo combustibile la domanda cinese è più attenuata: la Cina è solo il 12° paese consumatore di gas al mondo. Va peraltro evidenziato negli ultimi dieci anni la crescita del consumo di gas da parte della Cina è stata consistente, con un

incremento del 276,0%, contro una crescita nel Mondo del 32,7%.

Affiancata a questa tumultuosa crescita cinese dei consumi di petrolio, carbone e gas riscontriamo un accentuato dinamismo della produzione di energia elettrica che pone la Cina al secondo posto della classifica mondiale dei paesi produttori dopo gli Stati Uniti. Più di un terzo (36,0%) della crescita della produzione di energia elettrica negli ultimi dieci anni è concentrato in Cina. Tra il 1997 e il 2007 in Cina la generazione di energia elettrica cresce ad un tasso più che quadruplo di quello mondiale: 175,5% contro il 37,4% della media mondiale.

La maggiore produzione di energia elettrica della Cina registrata in un anno è pressoché equivalente alla crescita delle produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili non idroelettriche registrata in tutto il mondo negli ultimi cinque anni.

Anche nella prospettiva di lungo periodo la Cina conferma il suo profilo 'energivoro': secondo le stime dello scenario di riferimento contenute nell'ultimo World Energy Outlook dell'International Energy Agency (IEA), il 38,9% della crescita della domanda di energia primaria tra il 2007 e il 2030 sarà cinese.

La specializzazione manifatturiera della Cina determinerà l'assorbimento da parte delle sue industrie di quasi la metà (46,1%) della maggiore domanda di energia determinata dal settore industriale di tutto il mondo nei prossimi vent'anni. Nel 2030 l'industria cinese assorbirà quasi un terzo (31,9%) dell'energia utilizzata dalle imprese industriali di tutto il mondo.

*Resp. Ufficio Studi Confartigianato

Tasso di crescita di lungo periodo: 1991-2010

tasso di crescita del PIL reale - media aritmetica

paese/area	1991-2000	2001-2010	1991-2010
Cina	10,5	10,1	10,3
Mondo	3,1	3,5	3,3
Economie avanzate	2,8	1,6	2,2
Maggiori economie avanzate (G7)	2,6	1,3	2,0
Unione Europea	2,2	1,4	1,8
Economie emergenti e in via di sviluppo	3,6	6,1	4,8
Economie asiatiche in via di sviluppo	7,4	8,2	7,8

Elaborazione Ufficio Studi Confartigianato su dati FMI

Il dragone 'energivoro' nei prossimi 20 anni

Mtoe	2007	2030	var.	var. %
Domanda di energia primaria				
Mondo	12.013	16.790	4.777	39,8%
Cina	1.970	3.827	1.857	94,3%
% Cina su Mondo	16,4%	22,8%	38,9%	
Consumi finali dell'industria				
Mondo	2.266	3.302	1.036	45,7%
Cina	575	1.053	478	83,1%
% Cina su Mondo	25,4%	31,9%	46,1%	

Elaborazione Ufficio Studi Confartigianato su dati IEA



dalla prima pagina

piate di sana pianta dal sito Internet di un'altra società, quella che li aveva effettivamente realizzati: ME Making Energy. Quest'ultima si è perciò rivolta al Tribunale di Torino, che con un'ordinanza ha imposto la cancellazione delle false referenze alla società in questione e la pubblicazione su un quotidiano nazionale dell'ordinanza stessa (disponibile sul sito di QE).

“Non c'è dubbio che il fotovoltaico italiano stia attraversando un momento di grande fermento: mercato affollato, contendenti agguerriti e concorrenza spietata”, ha commentato l'amministratore delegato di ME Making Energy, Luciano Filippi, aggiungendo tuttavia che questa situazione “non può e non deve giustificare pratiche scorrette e illecite simili a quella che abbiamo subito”.

Ecco le reti di utenza

Una delibera dell'Autorità per l'Energia. Sono possibili ricorsi di T.S.

Era molto attesa nel settore la delibera ARG/elt 52/10 (disponibile sul sito di QE), con cui l'Autorità per l'Energia ha individuato le reti interne di utenza (RIU) da comunicare al Mse.

Il provvedimento si inserisce nel procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 175/09 – con cui era stato richiesto ai soggetti responsabili della gestione delle RIU di trasmettere alla medesima Autorità apposita istanza per il riconoscimento dello stato di RIU – e rappresenta una prima attuazione dell'art. 33 della legge manovra n. 9/2009 che stabilisce le condizioni per la regolazione delle RIU (QE 3/2). In base a quanto disposto da questo articolo, la RIU consiste, in sintesi, in una rete che connette unità di consumo industriali ovvero che connette unità di consumo industriale e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, non soggetta all'obbligo di connessione di terzi. Le RIU, pertanto, si configurano sostanzialmente come un “sistema energetico” multi-utente caratterizzato dalla compresenza di consumatori e/o produttori e dall'esistenza di una connessione elettrica tra gli stessi utenti.

L'aspetto centrale della questione è rappresentato, come è noto, dalla “sottrazione” di tali sistemi di utenza dall'applicazione, all'energia elettrica prodotta e consumata

direttamente dai clienti finali all'interno del sistema, dei corrispettivi di trasporto e delle componenti di oneri generali, come definiti dall'Autorità di regolazione.

Con la delibera ARG/elt 52/10, all'esito dell'iter procedimentale che si è concluso, è stato dunque pubblicato un primo elenco di reti elettriche, contenuto nella Tabella 1, per le quali si prevede l'inclusione nel novero delle RIU.

Al riguardo è rilevante evidenziare che l'Autorità, a fronte delle diverse casistiche oggetto di istanza, ha ritenuto di ricomprendere nell'elenco RIU anche ipotesi di reti che connettono unità di consumo di tipo non industriale, purché alla medesima rete sia connessa almeno una unità di consumo di tipo industriale; parimenti, il regolatore ha ritenuto di non limitare la possibile classificazione RIU alle sole reti che connettono unicamente unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, in quanto “non risulta logicamente ed economicamente sostenibile che uno stesso sito sia servito da due reti parallele, di cui solamente una classificata RIU”.

Alla Tabella 2 si trova pubblicato un elenco delle reti con obbligo di connessione di terzi (dunque, tout court, escluse dalla classificazione RIU). Con riferimento ad alcuni casi “dubbi”, il cui elenco è contenuto alla Tabella 3 (la cui documentazione trasmessa dai soggetti responsabili contiene dati contraddittori e/o non consente di procedere ad univoca e certa classificazione), l'Autorità ha disposto lo svolgimento di ulteriori approfondimenti. La Tabella 4 elenca, invece, le reti espressamente escluse dalla novero delle RIU in quanto aventi caratteristiche non corrispondenti a quanto richiesto dall'art. 33, comma 3, della legge n. 99/09.

E' possibile che si prospettino ricorsi da parte dei soggetti interessati.



Clò e il nucleare

Manca chiarezza sul contorno, non si sa chi paga...

Sul nucleare mancano risposte a troppe domande decisive per ritenere la partita italiana realmente vantaggiosa per i consumatori; mentre sul cambiamento del mix energetico occorre essere consapevoli che il tempo è un fattore di democrazia, perché non si possono “sbaraccare” improvvisamente centrali che hanno richiesto enormi risorse per favorire l'atomo.

Alberto Clò spiega all'Adnkronos che: “Sarebbe opportuno riflettere sulla storia del nucleare in Italia e trarne degli insegnamenti. Da nuclearista convinto condivido la scelta fatta dal governo, ma non sono fazzo e vedo il rischio che porta con se' una eccessiva semplificazione nel modo di affrontare la questione”.

“E' poco realistico - dice in particolare l'ex ministro - fissare date senza aver risolto la grande complessità di problemi legati a questa fonte, a partire da quello finanziario. Oggi i prezzi dell'energia elettrica sono relativamente bassi, mentre il nucleare ha elementi di rischiosità di mercato che impongono un onere del debito che società di rating ritengono insostenibile”.

Al contrario del passato, quando lo Stato era interventista, “oggi il rischio - precisa - ricade sugli investitori ed è cruciale che i loro eventuali errori non ricadano poi sui consumatori. Non vorrei che si finisse per adottare qualche sistema di sussidio occulto”. E, comunque, resta il fatto che “molti problemi al riguardo non sono stati né chiariti, né risolti. Vorrei ricordare che in questo settore la storia italiana è fatta di drammatici fallimenti non riconducibili peraltro al referendum. Nel 1987 il nucleare in Italia era già morto perché era già venuto meno il consenso politico”.

Quanto al mix energetico rispetto al quale il ministro Scajola ha evidenziato la necessità urgente di un cambiamento (50% da fonti fossili contro l'attuale 83%, 25% da fonti rinnovabili e 25% da nucleare), il professore fa notare che pur comprendendo le “buone ragioni” del governo non si può pensare di modificarlo con “una bacchetta magica” favorendo il nucleare rispetto alle centrali a metano sulle quali sono state investite moltissime risorse.



Eni: 2009 positivo, aspettando Iren

A cura di Axia

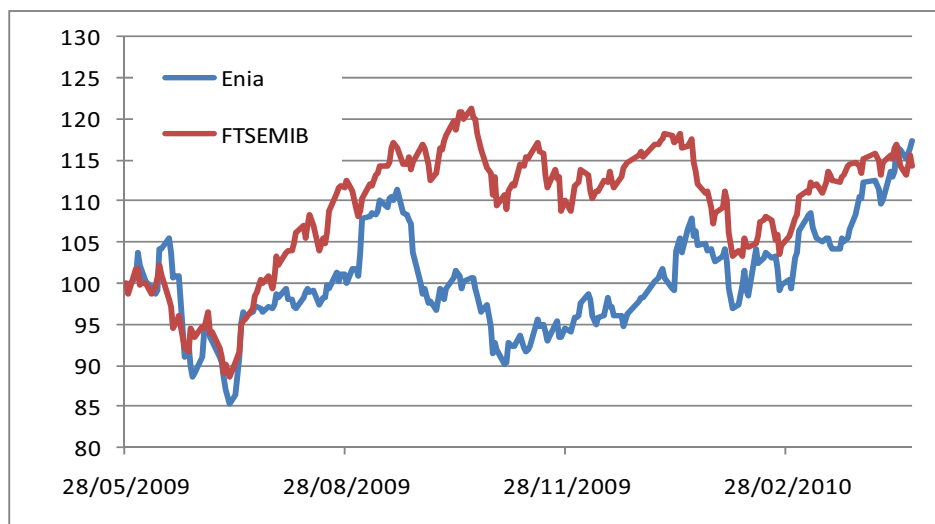
Eni è una multiutility attiva in Emilia Romagna, nei settori dell'energia elettrica, teleriscaldamento, servizi idrici integrati, ambiente, telecomunicazioni, illuminazione pubblica e altri. Il 28 Aprile 2010 c'è stata la sottoscrizione del patto parasociale tra i soci di Eni ed Iride, condizione preliminare per la fusione per incorporazione di Eni in Iride, già approvata dalle due società. La fusione tra le due multiutility diverrà efficace dal 1° Luglio, la nuova società si chiamerà Iren.

Eni ha presentato i risultati relativi all'esercizio 2009. I ricavi sono diminuiti del 27,4% su base annua, attestandosi a 999,7 milioni di euro. La diminuzione del fatturato è dovuta al trasferimento di Sinergie Italiane dell'attività di trading del gas e alla debole congiuntura registrata nel corso dell'esercizio che ha avuto come conseguenza una diminuzione dei consumi dei servizi offerti dal gruppo. Il volume dei rifiuti trattati dal gruppo è difatti diminuito del 7% su base annua, mentre la quantità di energia elettrica venduta è calata del 15,5%. Eni ha registrato un ebitda pari a 184,3 milioni di euro, in aumento del 5,1% rispetto al 2008 per effetto della diminuzione del prezzo delle materie prime. Il gruppo ha riportato un utile netto di 36 milioni di euro, in aumento del 2,6% su base annua. Il minore aumento dell'utile rispetto al margine ebitda è dovuto ai maggiori ammortamenti ed accantonamenti per fondi effettuati dal gruppo come conseguenza dell'aumento degli investimenti.

L'indebitamento finanziario netto del gruppo risulta pari a 636,7 milioni di euro, in aumento rispetto ai 548,1 milioni riportati al 31 dicembre 2008.

Il trasferimento delle attività di trading del gas a Sinergie Italiane, progetto a cui hanno aderito i maggiori operatori del settore del Nord Italia, ha portato ad una diminuzione dei costi di approvvigionamento per Eni, contribuendo a migliorare la marginalità del gruppo. Per il 2010 il contesto macroeconomico dovrebbe essere più favorevole rispetto all'esercizio passato, portando ad un aumento del consumo di energia elettrica. Il gruppo potrebbe ricavare sinergie dal completamento della fusione con Iride.

Nel complesso il nostro giudizio sulle prospettive del gruppo è favorevole. Il fair value del titolo Eni, calcolato attraverso il metodo dei multipli di mercato, risulta pari a 7,5 € per azione.



Prezzo Ord (30/04/2010) euro	5,99		
Settore	Public Utilities		
Indice Mibtel	FTSEMIB Mid Cap		
Capitalizzazione totale	646.147.709		
N° Azioni Ord.	107.871.070		
Flottante az. ordin. (Mln)	54,08%		
Principale azionista: Comune Di Reggio Emilia	21,9%		
Min - Max anno	2,44 - 9,52		
Volumi medi (3 mesi)	320.379		
Performance Relativa vs Indice Mibtel Rel			
	1M	3M	12M
	11,83%	59,70%	-9,45%

Fonte: Consob, Borsa Italia, elaborazioni Axia

FV, SunEdison si espande in Puglia

Finanziamento da 47 m.ni € da Nord LB per 12 MW

Nuova iniziativa italiana di SunEdison, che in marzo ha avviato la costruzione in provincia di Rovigo del più grande parco fotovoltaico d'Europa (QE 11/3).

La filiale del colosso statunitense Memc ha infatti annunciato un finanziamento di 47 milioni di euro da parte della banca tedesca Norddeutsche Landesbank (Nord LB) per la realizzazione di 12 impianti da 1 MW ciascuno nei comuni di Soletto, Cavallino e Alessano, in provincia di Lecce.

Dei 12 impianti, precisa un comunicato, 7 sono già operativi e interconnessi dal primo trimestre 2010 e 5 saranno completati entro il prossimo settembre.

“Forti della grande solidità finanziaria di

questi progetti e delle competenze specifiche, SunEdison vuole continuare ad espandere rapidamente le proprie attività in Italia, considerata strategica come Stati Uniti, Canada ed altre nazioni europee”, ha commentato il presidente di SunEdison, Carlos Domenech. “Abbiamo forti competenze nel project financing e nello sviluppo di impianti e continuiamo a stringere importanti collaborazioni con gli operatori del settore presenti in Italia”, ha aggiunto il direttore generale Europa, Medio Oriente e Nord Africa di SunEdison, Pancho Perez.



GdfSuez, 1.600 MW eolici offshore

Maxi-parco in Normandia. In calo il fatturato del 1° trimestre

La Commission nationale du débat public (Cndp) francese ha avviato una consultazione pubblica sul progetto Deux Côtes, che con i suoi 1.600 MW sarà il più grande parco eolico offshore del mondo. Presentato da La Compagnie du Vent, società controllata da GdfSuez, Deux Côtes prevede l'installazione a 25 km dalle coste dei dipartimenti Somme (Picardia) e Seine-Maritime (Normandia) di 320 aerogeneratori da 5 MW ciascuno a profondità d'acqua comprese tra 20 e 35 metri, con un investimento di 4,8 miliardi di euro.

Il progetto sottoposto alla Cndp (disponibile sul sito di QE) contiene anche due ipotesi alternative, anch'esse basate su aerogeneratori da 5 MW ma più vicini alla costa: una variante a 14 km con 140 turbine per complessivi 700 MW (investimento 1,8 miliardi di euro) e una a 5 km con 60 aerogeneratori per un totale di 300 MW (0,7 m.di €). In tutti e tre i casi l'inizio dei lavori è previsto nel 2013, per arrivare all'avvio a regime del parco nel 2015.

La consultazione della Cndp durerà fino al prossimo 10 settembre.

La Compagnie du Vent (GdfSuez 56,8%, Jean-Michel Germa 43,2%) ha attualmente in funzione in Francia 15 parchi eolici per un totale di 175 MW e ha realizzato per terzi 60 MW in Marocco. La società ha anche avviato un piano per la realizzazione di 55 MW fotovoltaici entro il 2015.

GdfSuez ha intanto presentato il bilancio del primo trimestre 2010, che registra un fatturato di 23,8 m.di € (in calo del 6,8% rispetto all'analogo periodo dell'anno scorso) e un Ebitda di 5,2 m.di € (-2,1%), mentre il debito resta stabile intorno ai 30 m.di €. Il bilancio, presentato oggi, ascrive i cattivi risultati alla contrazione delle tariffe regolate in Francia e delle quotazioni del Gnl. Il fatturato della divisione Energie France è sceso infatti del 10,2% a 5,7 m.di €, quello di Global Gaz & Gnl del 28% a 2,48 m.di €. Cali più contenuti, invece, per le divisioni Energie Europe et International (-6,1% a 8,6 m.di €) ed Energie Services (-2,4% a 3,6 m.di €) e fatturato in aumento per quelle Environnement (+6,2% a 3 m.di €) e Infrastructures (+21,3% a 315 m.di €).

“Questi risultati testimoniano la forza del modello d'impresa di GdfSuez in un contesto energetico in rapido cambiamento”, ha detto il presidente del gruppo francese, Gérard Mestrallet, che prevede per il 2010 un Ebitda superiore a quello del 2009.

E.ON, il testimone passa a Teysen

Nuovo a.d. Completate cessioni Ue: 265 MW a Morgan Stanley

Il 1° maggio, Johannes Teysen ha preso il posto di Wulf Bernotat alla guida di E.ON, come deliberato dal consiglio di amministrazione lo scorso agosto (QE 11/8/09). In una presentazione agli analisti dedicata al passaggio di consegne (disponibile sul sito di QE), Bernotat e Teysen si sono limitati a ripercorrere le principali tappe compiute negli ultimi anni dal colosso energetico tedesco, rinviando alla seconda metà del 2010 la presentazione delle strategie e degli obiettivi del gruppo.

La gestione Teysen (51 anni di cui 21 passati in E.ON) non dovrebbe tuttavia mutare significativamente i piani della compagnia, che continuerà a perseguire una maggiore efficienza e, con ogni probabilità, cederà ulteriori asset non strategici. Forse non a caso, l'ultimo atto della gestione Bernotat è stato la vendita di attività statunitensi per 7,6 miliardi di dollari (QE 29/4), mentre il primo di quella Teysen ha riguardato la cessione a Morgan Stanley della centrale a carbone da 265 MW di Veltheim. La prima operazione completa il piano di dismissioni da 10 miliardi di euro, la seconda, annunciata oggi, gli impegni presi da E.ON con la Commissione Ue per l'apertura del mercato elettrico tedesco.

Saipem, 3,5 m.di \$ ad Abu Dhabi

Commesse per campo Shah Gas

Abu Dhabi National Oil Company (Adnoc) ha assegnato a Saipem e ad altre tre società ingegneristiche internazionali contratti per 5,6 miliardi di dollari per lo sviluppo del giacimento Shah Gas, maxiprogetto nell'upstream di Abu Dhabi dal quale ConocoPhillips è uscita proprio la settimana scorsa lasciando alla compagnia di Stato del Paese arabo il 100% (QE 28/4).

Saipem ha ottenuto 3 contratti Epc per un totale di circa 3,5 miliardi di dollari. I primi due riguardano l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione dell'impianto di trattamento gas e dell'unità di recupero dello zolfo. Il terzo l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di circa 250 km di condotte per il trasporto di gas, condensati e liquidi di gas (Nlg) dall'impianto di Shah ad Habshan e Asab. Le attività saranno realizzate in 52 mesi.

Adnoc ha assegnato contratti per Shah Gas anche alla coreana Samsung Engineering (1,5 miliardi di dollari) e a un consorzio tra la spagnola Tecnicas Reunidas e l'indiana Punj Lloyd (463 milioni di dollari).

Shah contiene gas ad alto contenuto di zolfo. La produzione di gas depurato è quindi pronta per la commercializzazione, ha indicato la “Reuters”, inizierà nel 2014 e ammonterà ad oltre 5 miliardi di mc l'anno. Il costo totale per lo sviluppo del giacimento è stimato in 10 miliardi di dollari.

Ice punta alla CO2

Acquistata Climate Exchange

L'Intercontinental Exchange (Ice) ha acquistato per 604 milioni di dollari Climate Exchange, la società che possiede le piattaforme di scambio per la CO2 European Climate Exchange (Ecx) e le statunitensi Chicago Climate Exchange (Ccx) e Chicago Climate Futures Exchange (Ccf).

“La combinazione dei mercati della CO2 di Climate Exchange ed energetici di Ice offrirà ai nostri clienti una combinazione strategica importante e logica”, ha dichiarato il presidente de Ice, Jeffrey Sprecher.

Petrobras, biodiesel in Europa con Galp

Progetti anche nell'upstream

Il Cda di Petrobras ha approvato oggi la realizzazione assieme a Galp di stabilimenti produttivi di biodiesel in Portogallo, il primo dei quali sarà avviato nel 2015 con un investimento di 240 milioni di dollari e avrà una capacità di 250.000 tonnellate l'anno. Gli impianti, che serviranno tutto il mercato europeo ma con priorità per quello lusitano, sono parte di un progetto integrato che include la produzione di 300.000 ton/anno di olio di palma nello Stato brasiliano del Pará con un investimento di 290 m.ni \$. Petrobras e Galp spenderanno in totale 530 m.ni \$ equamente ripartiti.

Le due compagnie coopereranno anche nell'upstream del Portogallo. Petrobras ha firmato infatti con il Governo di Lisbona un accordo per l'esplorazione di idrocarburi nel Bacino di Alentejo. La compagnia di Stato brasiliana e Galp avranno il 50% ciascuna dei blocchi Gamba, Lavagante e Santola, che coprono un'area di 9.000 kmq in acque profonde da 200 a 3.000 metri.

Sia l'intesa per il biodiesel che quella per l'upstream fanno seguito a un piano di cooperazione avviato da Galp e Petrobras nel 2007 (QE 6/7/07).



Marea nera, BP pagherà il conto

Danni per almeno 14 m.di \$. Le cause dell'incidente e i rimedi. L'Iran offre aiuti

Il disastro ambientale causato dall'affondamento della piattaforma petrolifera Deepwater Horizon costerà caro a BP. Le prime stime basate sul precedente della Exxon Valdez indicano una cifra di almeno 14 miliardi di dollari, ma non è da escludere che il conto possa essere ancora più salato tra bonifica delle zone colpite, indennizzi a chi è stato danneggiato dalla marea nera (pescatori in primis) e cause di associazioni e comuni cittadini statunitensi.

BP ha annunciato in una nota che si assumerà la responsabilità della risposta alla marea nera e che pagherà "tutti i costi necessari e adeguati per la ripulitura" e "tutte le richieste di indennizzo legittime e oggettivamente verificabili per le perdite e i danni legati alla marea nera".

Una risposta alle parole del presidente Usa, Barack Obama, che nel corso della sua visita in Louisiana aveva dichiarato: "La BP è la responsabile di questa perdita e di questo gigantesco disastro ambientale. La BP pagherà il conto. Credo che gli americani si rendano conto che siamo di fronte ad una catastrofe ecologica forse senza precedenti".

Ora è tempo di fare luce sulle cause dell'incidente.

Secondo il presidente di BP America, Lamar McKay, il disastro è da imputare a "un pezzo difettoso dell'equipaggiamento".

Quanto ai rimedi, per prima cosa sarà installata una valvola che chiuda una delle tre falle. In seguito si coprirà il pozzo con una cupola di acciaio costruita appositamente. Soluzioni tampone in attesa che si riesca a bloccare completamente la fuoriuscita del greggio (operazione che, secondo il segretario agli Interni, Ken Salazar, potrebbe richiedere fino a tre mesi). Tra le ipotesi al vaglio c'è quella di scavare nuovi pozzi sul fondale per iniettare liquido pesante nella cavità del giacimento e bloccare in tal modo la fuoriuscita.

Intanto, iniziano a giungere in Louisiana messaggi di solidarietà e proposte di aiuti da diversi Paesi stranieri. Tra i tanti, fa clamore l'annuncio del direttore della National Iranian Drilling Company, Haidar Bahmani, che si è detto pronto a fornire assistenza. "I nostri esperti dell'industria petrolifera possono frenare la perdita nel Golfo del Messico e prevenire un disastro ecologico", ha dichiarato Bahmani senza fornire ulteriori dettagli.

Green Jobs. Ma quanto ci costano?

E in Italia speculatori favoriti nelle rinnovabili. Dibattito a Milano su uno studio condotto da IBL-Gas Intensive

di F. Ranci

Il risvolto occupazionale degli investimenti nelle rinnovabili è uno degli aspetti più sottolineati da coloro che sostengono l'opportunità di incentivarne lo sviluppo, ma i conti che si possono fare su questo rapporto di causa ed effetto non necessariamente forniscono risultati a supporto.

Secondo una ricerca condotta dall'Istituto Bruno Leoni, infatti, prendendo come riferimento i risultati del sistema italiano di incentivazione alle fonti rinnovabili negli ultimi anni risulta che in termini di creazione di posti di lavoro l'investimento non risulta efficiente. Al contrario, per ogni "green job" creato, prevalentemente nell'eolico o nel fotovoltaico, è stata sprecata l'occasione di creare ben 7 posti di lavoro nel settore industriale, che avrebbero richiesto un investimento equivalente.

Lo studio è stato presentato oggi a Milano presso la sede dell'IBL dagli autori, Luciano La vecchia e Carlo Stagnaro. La discussione ha coinvolto Massimo Beccarello (Università di Milano Bicocca), Carlo Durante (Aper), il sen. Guido Possa e l'on. Erminio Quartiani, nonché altri esperti operatori del settore fra cui Alessandro Clerici, Tomaso Franci e Rinaldo Sorgenti. Un particolare ringraziamento è stato rivolto da Stagnaro al Consorzio Gas Intensive che ha sostenuto l'iniziativa.

Lo studio si concentra sui tre Paesi normalmente presi a modello dai sostenitori del potenziale delle rinnovabili dal punto di vista occupazionale (Danimarca, Germania e Spagna) evidenziando che solo grazie a dinamiche di esportazione, dell'energia prodotta e/o dei prodotti, ben difficilmente ripetibili da parte dell'Italia, questi tre Paesi hanno potuto utilizzare lo sviluppo delle rinnovabili come traino occupazionale, e peraltro a costi anche nel loro caso spesso significativi.

Lasciando da parte il caso della Danimarca, che sfrutta il suo posizionamento strate-

gico nella rete elettrica europea per evitare gli inconvenienti della discontinuità della produzione eolica, sia Germania che Spagna devono infatti affrontare problematiche complesse come la concorrenza cinese sui manufatti e, in Spagna, gli effetti della bolla speculativa generata dagli incentivi troppo elevati inizialmente al fotovoltaico.

Numerosi gli argomenti toccati dal dibattito, con tutti i partecipanti sostanzialmente concordi, peraltro, nel sottolineare che il sistema italiano come si presenta oggi favorisce investimenti speculativi, legati al livello eccessivo di incentivazione, che oltre a sostenere le filiere produttive estere e non quelle italiane risultano inefficienti dal punto di vista del raggiungimento degli obiettivi Ue 2020 essendo concentrati nella generazione elettrica.

Fra i punti cardinali di un generale riorientamento delle politiche volte al raggiungimento degli obiettivi Ue 2020, di cui peraltro è stata sottolineata, soprattutto da Possa, la configurazione contraria agli interessi nazionali: settore termico, tecnologie rivolte al contenimento dei consumi, tecnologie più avanzate da sviluppare in Italia attraverso il sostegno alla ricerca e sviluppo, abbattimento dei costi di transazione legati alle procedure autorizzative italiane, potenziamento dei punti di accumulo nella rete elettrica per far fronte alla discontinuità delle rinnovabili e spostamento degli oneri dalla bolletta alla fiscalità generale.

In fase finale, da registrare un'offerta di convergenze bipartisan da Quartiani a Possa, sollecitata da vari interventi. Potrebbe concretizzarsi, ha accennato Possa a QE a margine dell'incontro, sulla proposta, emersa dal dibattito, di vincolare le richieste di autorizzazione per nuovi impianti a fonti rinnovabili alla presentazione di una fidejussione, per alleggerire l'onere di risposta in capo a Terna.





“Il nucleare? Almeno 4 anni prima di partire”

Ammannati (Università Milano e EnergyLab) a colloquio con QE di C.M.

Il ministro dello Sviluppo Economico Scajola lo ripete ormai da mesi, e di recente anche il premier Silvio Berlusconi lo ha ribadito (QE 26/4): i lavori per la prima centrale nucleare italiana inizieranno entro la fine dell'attuale legislatura, ossia entro il 2013.

Lo stesso Scajola è arrivato ad affermare che, a seguito della firma del decreto che vara lo statuto dell'Agenzia per la sicurezza nucleare, “l'iter normativo e legislativo che ci siamo dati dall'inizio della legislatura è completo” (QE 29/4).

Eppure l'ottimismo del Governo non convince proprio tutti. Tra gli “scettici” c'è Laura Ammannati, docente di regolazione dei mercati nella Facoltà di Scienze Politiche dell'Università degli Studi di Milano, autrice di varie pubblicazioni sul tema e componente del Cda di EnergyLab. “Solo per concludere l'iter autorizzativo – spiega a QE – ci vorranno circa 4 anni, che potrebbero diventare 6/7 se i singoli operatori si prendessero tutto il tempo loro concesso dalla procedura”.

Bene che vada, quindi, si andrebbe al 2014. Non è tanto lo slittamento di un anno che preoccupa, quanto il fatto che nel 2013 potrebbe cambiare la maggioranza al Governo. E il rischio che il prossimo esecutivo rimetta in gioco un iter autorizzativo non ancora concluso è tutt'altro che scongiurato. Senza contare gli inevitabili ritardi legati alla campagna elettorale.

La Ammannati motiva nei dettagli la sua previsione. “Bisogna considerare almeno tre passaggi: il primo previsto dal D.Lgs n 31/2010 è l'emanazione di una Strategia nucleare, con la successiva presentazione da parte dell'operatore della richiesta di certificazione del sito. Per questa fase ci vorranno circa 15/16 mesi. Il secondo step è appunto la certificazione, passaggio particolarmente delicato perché qui interverrà l'intesa tra la Regione e gli enti locali interessati. La stima è di altri 14/16 mesi”.

“Superato questo scoglio - prosegue - potrà partire il procedimento per l'autorizzazione unica, che dovrà passare per una non facile intesa in sede di Conferenza dei servizi: altri 14/18 mesi. In definitiva, parliamo di circa 4 anni complessivi. Dobbiamo però considerare che dal momento della certificazione

del sito, gli operatori hanno 24 mesi (più altri 12 di eventuale proroga) per presentare la richiesta di autorizzazione. Se si prendessero tutto il tempo a loro disposizione, si arriverebbe quindi a 6/7 anni”.

Il tutto, naturalmente, senza contare possibili imprevisti legati ai pendenti ricorsi alla Consulta o ad opposizioni particolarmente tenaci da parte delle comunità locali interessate.

Da questo punto di vista, come si sa, un ruolo determinante dovrà avere la formazione del consenso. Anche in questo caso la Ammannati è abbastanza critica. “Il decreto – sottolinea – prevede un cammino articolato e complesso, senza la definizione degli obiettivi e dei soggetti responsabili della comunicazione preventiva all'opinione pubblica (art. 31) e con il coinvolgimento di un numero esorbitante di organismi disparati con poche o nulle competenze in materia. Mentre le Università restano escluse”.

Tra le pecche, la Ammannati rimarca anche “l'assenza di un finanziamento pubblico definito”.

Quello dei fondi, peraltro, non è un problema relativo solo alla formazione del consenso. Un altro passaggio determinante, infatti, è la scelta di investimento da parte dell'operatore, sulla quale influisce in modo decisivo non solo la certezza dei tempi e delle procedure, ma anche la conoscenza dei costi.

“Su questo punto – spiega la docente – il D.Lgs non consente di valutare adeguatamente alcuni elementi: in particolare, la valutazione, fin dalla fase iniziale di pianificazione dell'investimento, dei costi di decommissioning e la definizione della quota e delle modalità di finanziamento del Fondo a ciò destinato (art. 19 comma 3 e 20)”.

Manca poi ancora la delibera Cipe per la definizione dei requisiti degli operatori e dei consorzi, rispetto alla quale “non sono indicati limiti temporali di emanazione”.

La Ammannati sottolinea i passaggi critici della procedura per il rilancio del nucleare italiano, ma anche le esperienze degli altri Paesi evidenziano come il cammino sia spesso piuttosto lungo e irto di ostacoli.

EnergyLab ha di recente analizzato i sistemi di Gran Bretagna e Svizzera. Tra il nostro modello e quello UK, sottolinea la Ammannati, sono emerse “notevoli somiglianze”, anche se lì “non c'è la soluzione autorizzazione unica e non sono previste compensazioni monetarie ai Comuni che ospitano le centrali”. Interessante, però, il fatto che le Regioni che si oppongono debbano obbligatoriamente proporre delle alternative sostanziali: “Si passa così dalla cultura del no a quella dell'alternativa”, dice la docente. Da considerare anche il limite temporale (3 mesi) previsto per le consultazioni pubbliche.

Passando al modello svizzero (presentato a un convegno EnergyLab a Milano lo scorso 28 aprile), il procedimento dura certamente “diversi anni” ma è allo stesso tempo “particolarmente serio e attento ad ogni particolare”.

L'iter, peraltro, prevede l'ottenimento di una licenza generale, prima di quella per costruire le centrali.

Sugli stoccaggi Geogastock avanti

Arrivato il nulla osta

Il 27 aprile il Comitato Tecnico Regionale della Basilicata ha rilasciato il nulla osta di fattibilità, ai sensi dell'articolo 21 del decreto legislativo n. 334/1999 sul rapporto di sicurezza preliminare presentato dalla società Geogastock (100% Avelar Energy) di stoccaggio gas da 1,4 miliardi di mc di Grottole/Ferrandina e Pistocci, Matera (QE 12/3).

Una nota della DG delle Risorse Minerarie ed Energetiche del Mse evidenzia che “si è così conclusa la prima istruttoria in ambito nazionale inerente un progetto di stoccaggio gas naturale in giacimento a seguito della Circolare Interministeriale 21 ottobre 2009 che ha emanato gli indirizzi per l'applicazione del Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i., in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti, agli stoccaggi sotterranei di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde”.

Extrarete, Eni al 100% di Fox Energy

Quote Fox Petroli e Mariani & C

L'Eni ha notificato alla Commissione alla Concorrenza Ue il progetto di acquisizione da parte della filiale Eni Rete Oil & Nonoil del controllo esclusivo di Fox Energy Spa, joint-venture per la vendita extrarete di prodotti petroliferi tra il cane a sei zampe, Fox Petroli e Mariani & C.

La Commissione Ue, che si esprimerà entro il prossimo 8 giugno, non dovrebbe sollevare obiezioni sull'acquisizione, che, “anche nei mercati rilevanti dove le attività delle parti si sovrappongono, non porta a significative alterazioni della concorrenza”.

Fox Energy, organizzata in filiali, opera prevalentemente nelle province di Perugia, Terni, Ancona, Ascoli Piceno, Pesaro e Macerata.

Con l'operazione, l'Eni razionalizza e rafforza la sua presenza nel mercato extrarete.



Federutility a Lecce su mobilità elettrica

“Auto elettriche: le aziende locali e le infrastrutture per la ricarica”

Il 21 maggio Federutility organizza la tavola rotonda “Auto elettriche: le aziende locali e le infrastrutture per la ricarica”, nell’ambito del Festival dell’Energia di Lecce (Sala della Torre del Castello Carlo V, viale XXV Luglio). L’auto elettrica è una realtà. Il dibattito proposto da Federutility affronta i nodi ancora irrisolti legati alla realizzazione di sistemi di ricarica per le auto elettriche, fondamentali a un vero sviluppo della nuova mobilità, presentando le esperienze e progetti in corso a livello nazionale e internazionale.

PROGRAMMA (ore 9.00-13.30).

Introduzione: Adolfo Spaziani, d.g. Federutility. Apertura: Corrado Clini, d.g. Ministero dell’Ambiente.

Ore 9.30 scenario: “Il passato ed il futuro delle auto elettriche: l’Italia e il resto del mondo Infrastrutture: progetti in corso” di Pietro Menga, presidente Cives (Commissione Italiana Veicoli Elettrici Stradali).

Ore 10.00 prospettive economiche e legali: “Possibili prospettive di business, economiche e legali” di Marco Martina, partner Deloitte Consulting. Ore 10.15 best practice italiane: “Illustrazione del caso A2A - Renault - Comuni di Milano e Brescia” di Marie de Saint-Cheron, director EV Public Affair Renault, e Alessandro Bartolini, responsabile Sistemi di Automazione A2A. “Progetto e-mobility Italy Enel e smart” di Andrea Valcalda, responsabile Innovazione e Ambiente Enel. “Le trazioni alternative Iveco” di Giandomenico Fioretti, responsabile Innovazione e Trazioni Alternative, Iveco. “La svolta delle batterie al litio” di Silvia Bodoardo, dipartimento Scienza Materiali ed Ingegneria Chimica - Politecnico di Torino.

Ore 12.15: Presentazione dossier Gruppo di Lavoro Federutility “Le utilities locali ed i progetti in corso” di Anna Ferrero, presidente commissione Innovazione e Ricerca Federutility, e 30 Fabio Sandri, amministratore delegato intelliGO.

Ore 12.45 Inizio Tavola rotonda “Nor-



mativa, regolazione e sviluppo delle infrastrutture e diffusione di massa dei veicoli”, partecipano: Mauro Tedeschini, direttore di Quattroruote (“ruolo dei media”); Sergio Chiamparino, presidente Anci (“Ruolo degli Enti Locali”); Roberto Malaman, d.g. Autorità per l’Energia (“La regolazione per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica”); Renato Panella, presidente del Centro Europeo Trasporti, Sicurezza e Mobilità Sostenibile e vice-presidente Upi Lazio (“Aspetti legislativi, Decreto Incentivi”); Agostino Ghiglia, deputato al Parlamento - Commissione Ambiente, primo firmatario della mozione N. 1-00269 (“Lo sviluppo delle reti di ricarica”).

Conclusioni: Antonio Tajani (commissione Ue) e Raffaele Fitto (ministro per i Rapporti con le Regioni).

Formazione Igeam

Due progetti

La società Igeam Academy è capofila di due progetti finanziati dalla Provincia di Roma a valere sul Fondo Sociale Europeo, che rientrano nel POR (obiettivo 2) per la “Formazione, misure di sostegno al reddito, interventi integrati per l’Occupazione e l’Inclusione, rivolti a Disoccupati/Inoccupati ultraquarantenni”.

Entrambi i progetti sono volti a promuovere percorsi formativi interamente gratuiti, per i quali è prevista un’indennità di € 5.00 per ogni ora di effettiva presenza, la cifra sarà corrisposta, per ogni fase, ai partecipanti che frequenteranno almeno il 70% delle ore previste per ognuna delle tre fasi del progetto (orientamento – formazione – accompagnamento all’inserimento lavorativo).

I temi sono: Efficientamento energetico, Sistemi integrati qualità, ambiente e sicurezza, Progettazione di impianti energia rinnovabili, Gestione Raee (interventi sull’Occupazione); Sistemi impianti energie rinnova-

vabili e altri (Inclusione). Le iscrizioni sono aperte fino al 24/5/2010 (Occupazione) e fino al 7/6/2010 (Inclusione).

Per info: 06/66991313.

Mail: academy@igeam.it.

Mercato retail, incontro a Roma

Tavola rotonda CittadinanzAttiva all’auditorium del Gse

Il 25 maggio si tiene a Roma la tavola rotonda “Criticità e prospettive del mercato energetico retail”, organizzato da CittadinanzAttiva presso l’auditorium del Gse (Viale Maresciallo Pilsudski, 92) dalle ore 10 alle ore 13.00.

PROGRAMMA.

Relazioni introduttive: “Il settore energia dal punto di vista dei cittadini”, a cura di Raffaele Mariano - Resp. Settore energia e ambiente Cittadinanzattiva; “La qualificazione della domanda e la tutela dei cittadini consumatori: il ruolo delle Autorità”, a cura di Alberto Grossi - Direzione consumatori e qualità del servizio Autorità per l’Energia.

“Il rapporto tra erogatori del servizio e cittadini consumatori: criticità e prospettive di miglioramento”, interventi programmati: Umberto Quadrino (Edison), Massimo Orlandi (Sorgenja), Pietro Giordano (Adiconsum), Antonio Gaudio (Cittadinanzattiva).

“Scenari e prospettive: il punto di vista delle istituzioni”, interventi programmati: Stefano Saglia (sottosegretario Mse, Presidente Cncu), Federico Testa (Commissione Attività produttive, Commercio e Industria, Camera dei Deputati), Alessandro Ortis (Presidente Autorità per l’energia), Carla Rabitti Bedogni (Autorità garante della Concorrenza e del Mercato), Paolo Vigevano (a.d. Acquirente Unico).

Modera: Diego Gavagnin - QE.

CONTATTI.

Alessandro Cossu: 06.36718302 – 348.3347608.

Aurora Avenoso: 06.36718408 – 348.3347603.

Mariano Votta: 06.36718351 – 339.8927455.

Mail: stampa@cittadinanzattiva.it.

QE Quotidiano Energia

Direttore responsabile: Stefano Delli Colli • Direttore editoriale: Emanuele Martinelli • Redazione di Roma: Romina Maurizi, Luigi Stieri, Luca Tabasso, Carlo Maciocco, Claudia De Amicis • Redazione di Milano: Francesco Ranci • Collaboratori: Francesca Amodeo, Miriam Benedettini, Vittorio D’Ermo, Matteo Falcione, Antonello Minciaroni, Alberto Pototschnig • Produzione: Leonardo Rosa, Serena Selvarolo • Amministrazione: Isabella Parrilla, Simona Tomei • Abbonamenti: Raffaella Landi • Registrazione: Tribunale di Roma n. 372 del 30 settembre 2005 • Redazione e uffici: Via Piave 7, 00187 Roma, Tel: 06.45479150, Fax: 06.45479171, e-mail: redazione@quotidianoenergia.it • Redazione di Milano: Via Valtellina 18, 20159 Milano, Tel. 02.92888705 - Fax 02.92888700 • Editore: Gruppo Italia Energia Srl • Presidente onorario: Carlo Ricci • Amministratore unico: Franca Rossi • Pubblicità: Serena Selvarolo Tel. 06.45479161 - Fax 06.45479172