



CONFINDUSTRIA ENERGIA

Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale

Audizione Dott. PASQUALE DE VITA
Presidente Confindustria Energia

“CONTRIBUTO ALLA DEFINIZIONE DELLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE”

17 Ottobre 2012

SENATO DELLA REPUBBLICA
10^a COMMISSIONE (INDUSTRIA)

IL DOCUMENTO È STATO REDATTO IN COLLABORAZIONE CON ASSOELETTRICA



SOMMARIO

Il tema dell'energia è un argomento di grande rilievo per lo sviluppo di un paese la cui riflessione coinvolge l'analisi del mercato, la pianificazione di infrastrutture, la mobilitazione di ingenti risorse finanziarie. Non è certamente un caso se il recente G8 di Camp David ha dedicato al problema energia e clima l'intera seconda parte del comunicato finale, subito dopo quella dedicata alla ripresa economica. Da ormai molti decenni questo tema è centrale nella politica industriale dei governi nei paesi industrializzati e in quelli in via di sviluppo. E, d'altra parte, è in genere accettata l'idea che la disponibilità di energia sia un motore fondamentale della crescita economica.

Negli ultimi anni vi sono stati grandi e repentini cambiamenti nella struttura del mercato mondiale. Questi cambiamenti richiedono con gran forza una diversa e più ampia riflessione sui fondamentali.

Il Governo italiano ha da qualche tempo inteso rilanciare una politica di ampio respiro sui temi dell'energia con il fine di favorire un dibattito che possa costituire un progressivo avvicinamento all'elaborazione di una nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN). In particolare, rispetto a quest'obiettivo generale, il Ministro per lo Sviluppo Economico sembra aver tracciato quelle che paiono essere delle vere e proprie linee guida per lo sviluppo del settore energetico in Italia. La presentazione di queste idee è avvenuta attraverso diversi convegni¹ e ripresa in parte anche nel Documento di Economia e Finanza 2012².

L'esigenza di arrivare all'elaborazione di un nuovo SEN è stata sollevata da più parti nel corso di questi ultimi anni. Basti ricordare al riguardo che non c'è stata legislatura negli ultimi 25 anni in cui il Governo in cari-

¹ Si veda, a mo' d'esempio: "Una nuova strategia energetica per il Paese", intervento del Ministro dello Sviluppo Economico e delle Infrastrutture e dei Trasporti nell'ambito della Presentazione del Rapporto dell'Associazione Italiadecide, "Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese", Roma 9 marzo 2012, oppure "Gli obiettivi e le priorità della nuova Strategia Energetica Nazionale, e il ruolo delle Energie Rinnovabili", Roma 26 aprile 2012

² Documento di Economia e Finanza 2012, Sez. III: Programma Nazionale di Riforma, 18 aprile 2012



ca non abbia avuto in animo di elaborare una sua Strategia Energetica Nazionale.

L'idea di inserire, al centro del dibattito nazionale sull'energia questo tema ha avuto alterne fortune e comunque non è stata realizzata con troppo successo. Nel frattempo, la natura stessa del SEN è mutata poiché sono cambiati in modo radicale gli attori protagonisti di questa trama. Per averne un segno tangibile basti pensare alla privatizzazione di Eni ed Enel o alla liberalizzazione del mercato del gas naturale o dell'energia elettrica. Viene da dire che la nuova struttura del mercato, com'è venuta a crearsi dalla seconda metà degli anni '90, prefigura una SEN orientata al "mercato" rispetto ad una SEN se il primo non sembrasse, in qualche modo, un ossimoro non semplice da digerire. Ed in questa dicotomia – tra un piano di mercato ed uno dirigista - si giocherà la partita del prossimo futuro.

Va anche osservato che, per il momento, il Governo si è limitato a procedere con dei documenti guida che anticipano presumibilmente quelle che saranno le considerazioni finali di una SEN non ancora pienamente elaborata.

Questa programmazione "*top-down*", limita in qualche misura una riflessione che sia larga e, per quanto possibile, esaustiva. I diversi problemi che sono sollevati sono certamente di grande interesse ma non possono essere letti compiutamente se non in un quadro complessivo di scelte e orientamenti che scaturiranno come somma dei comportamenti di tutti gli attori, pubblici e privati. Tra le varie questioni che dovrebbero trovare accoglimento in questi documenti il tema della competizione interna tra le aziende del mercato unico europeo è di particolare importanza.

Le linee guida, come messe in evidenza dal Governo, se non ulteriormente chiarite, rischiano di creare delle rigidità nelle quali sarà difficile per tutti gli *stakeholder* muoversi con la necessaria flessibilità.

In attesa delle elaborazioni che verranno a proposito della nuova SEN, Confindustria Energia ha raccolto questo primo documento che



vuole essere di stimolo critico ma senz'altro costruttivo al dibattito in corso. Come chiariremo più oltre, non vogliamo in questa sede offrire una nostra proposta, che potrà al contrario essere oggetto di un nuovo documento, né pretendiamo avere alcun carattere di esaustività nei temi da trattare. L'unico obiettivo è commentare per sommi capi le linee guida del Governo, offrendo una nostra chiave interpretativa su alcuni dei problemi sollevati.



Parte prima: il quadro esogeno ³

I diversi documenti del Governo presentano una struttura comune e mostrano la definizione di un quadro esogeno internazionale nell'ambito del quale l'Italia è tenuta a formulare la propria strategia.

La scelta è condivisibile. Pur rimanendo un'economia importante nello scacchiere internazionale, l'Italia ha un indubbiamente un limitato grado di libertà complessiva nel proprio agire. Gli esempi possono essere molteplici, basti solo pensare a quale minimo possa essere il nostro contributo alla formazione del prezzo del petrolio.

Bisogna tuttavia mostrare attenzione al modo in cui sono presentati i fattori esterni. Ed in particolare è necessario interpretare i paletti che il Governo pone, senza ritenere cioè che queste scelte siano neutrali rispetto al quadro che si va delineando.

Esse non sono certamente neutrali se è possibile pensare che, la scelta di indicare come fonti vincenti a livello globale il gas naturale e le rinnovabili, sia stata traslata direttamente su quelle che appaiono le scelte irrinunciabili anche per il nostro Paese. E, *mutatis mutandis*, avere indicato il petrolio come fonte perdente ha fatto sì che nel documento non si parli mai, per esempio, di downstream petrolifero e del suo futuro. Un settore che, giova ricordarlo, occupa nel nostro paese oltre 80 mila persone tra diretti ed indotti. Un comparto che necessita certamente di una valutazione ampia se si pensa alla necessità di rivedere l'assetto complessivo nazionale in termini di capacità produttiva ed insieme agli investimenti necessari a riposizionare questo settore nell'ambito del sistema di raffinazione europeo. Un altro settore non pienamente esaminato è quello elettrico sul quale però diremo più oltre. Il quadro di riferimento complessivo è tracciato dal Governo, in modo assai schematico, su alcuni assi portanti che considerano generalmente un periodo fino al 2030 o 2035.

³ In questo documento tratteremo l'insieme della documentazione prodotta dal Governo sia nella forma di documenti ufficiali dello stesso sia negli interventi (convegni e seminari) direttamente ascrivibili direttamente al Ministro Passera.



Secondo questi assi portanti, che devono costituire lo schema entro il quale il nostro paese si muove, bisogna considerare alcuni elementi:

- a) La domanda di energia, il prodotto interno lordo e l'intensità energetica

In questo documento utilizzeremo come base dati di riferimento l'ultimo World Energy Outlook dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (WEO 2011). La ragione è semplice: l'Outlook ci offre una valutazione a tutto campo sulle dinamiche del mercato dell'energia sia a scala globale, sia con una disaggregazione sufficiente ai nostri scopi.

Stando al WEO 2011 la domanda mondiale di energia crescerà dell'1,9% medio annuo nel periodo 2009-2030⁴. Questa dinamica segue tuttavia percorsi differenti per paesi OECD (+0,3%) rispetto a paesi non OECD (+1,3%).

Nello stesso periodo il Prodotto interno lordo (PIL) è destinato a crescere con una dinamica superiore rispetto alla domanda di energia, per cui l'intensità energetica (ovvero la quantità di energia per unità di PIL) è destinata ancora a diminuire.

Su queste prime considerazioni esiste una certa convergenza di opinioni fra differenti analisti, anche se probabilmente vi sono delle differenze trascurabili in questa sede e non legate alla direzione di massima del *trend* quanto sui singoli valori.

- b) Le fonti di energia nel futuro: vincitori e vinti

Un secondo insieme di dati assunto esogenamente riguarda la suddivisione dei consumi in fonti primarie e la presunta evoluzione nel tempo a livello mondiale.

I diversi documenti affermano che "tra le fonti di energia, si prevedono

⁴ Questi valori, così come quelli che seguiranno sono stati presi, salvo indicazione diversa dallo scenario "New Policy". Per i dettagli vedi: International Energy Agency, World Energy Outlook, Parigi, novembre 2011.



due vincitori, il gas e le rinnovabili, (...) ed un perdente, il petrolio”.

Più oltre: “il carbone è in una situazione intermedia tra gas e petrolio”, ed ancora “Il nucleare, infine, si preveda che cresca solo nei paesi non OCSE”.

Tutte queste affermazioni possono essere meglio comprese attraverso una lettura più dettagliata.

La tabella, ripresa ancora da WEO 2011, riportata il tasso di crescita medio annuo 2009-2035 (CAADR%) e le quote riguardanti le varie fonti dal 2009 al 2035.⁵

	2009	2015	2020	2025	2030	2035	Quote (%)	Quote (%)	CAAGR (%)
							2009	2035	2009-2035
							NPS	NPS	NPS
Offerta totale	12 132	13 913	14 769	15 469	16 206	16 961	100	100	1,3
Carbone	3 294	3 944	4 083	4 104	4 099	4 101	27	24	0,8
Petrolio	3 987	4 322	4 384	4 453	4 546	4 645	33	27	0,6
Gas	2 539	2 945	3 214	3 442	3 698	3 928	21	23	1,7
Nucleare	703	796	929	1 036	1 128	1 212	6	7	2,1
Idro	280	334	377	418	450	475	2	3	2,1
Biomasse e rifiuti	1 230	1 375	1 495	1 622	1 761	1 911	10	11	1,7
Altre rinnovabili	99	197	287	394	524	690	1	4	7,8

A partire da queste proiezioni, la definizione di “perdente” per una fonte di energia come il petrolio, che passa dal 33% al 27% in 26 anni, sembra forse un po' eccessiva. Limitando il confronto alla sola Unione Europea, questa quota passa da 35% al 26%.

In particolare non sembra cogliere appieno la differenza, che pure esiste ed è importante, del confronto tra tassi di crescita e livelli per queste variabili. E' vero dunque che il petrolio, a livello mondiale, cresce meno della media (0,6% per anno contro 1,3%) ma resta, secondo queste ed altre previsioni, la fonte di energia più importante e diffusa del pianeta. Un ulteriore e indicativo elemento che attira la nostra attenzione è legato al tema del gas naturale definito come una fonte “vincitrice” nell'agone del mercato. Primo tra le fonti fossili in termini di tasso di crescita, secondo alcuni analisti il gas naturale potrebbe ricevere un grande impulso dalle nuove frontiere aperte dalle produzioni non convenzionali. Il dato appare spesso largamente sovrastimato se si pensa che, anche secondo l'Agenzia, la produzione convenzionale resterà largamente

⁵ Va puntualizzato che questa tabella riporta il New Policy Scenario della IEA. Si tratta dello scenario intermedio tra quello di riferimento e lo scenario 450 ppmv.



dominante e al 2035 il gas non convenzionale potrebbe coprire circa il 20% del mercato complessivo del gas. Diverso è se consideriamo la crescita della domanda e non il suo livello. In un recente rapporto⁶ l'Agenzia ammonisce: *"natural gas production grows by 55% to 2035; unconventional gas accounts for nearly two-thirds of the growth & its share in total output rises from 14% today to 32% in 2035"*.

Per una serie di ragioni che non possono essere sollevate in questa breve analisi, nell'ipotesi più ottimistica il gas non convenzionale rimarrà per i decenni a venire essenzialmente confinato nel Nord America e Cina. In Europa le differenti legislazioni, l'accettabilità da parte delle popolazioni residenti, l'uso elevato di acqua che le produzioni di gas non convenzionale richiedono, renderanno il contributo di questa fonte davvero marginale e non si possono prevedere produzioni rilevanti prima del 2030.⁷

Secondo i dati IEA la quota di gas naturale sul mercato mondiale dell'energia, potrebbe crescere di 2 punti percentuali passando dal 21 al 23%. Questo incremento di quota di mercato è possibile poiché la domanda di gas naturale a livello mondiale crescerà nel periodo in considerazione leggermente di più della media complessiva.

Alla fine del periodo il gas rimane al terzo posto nella classifica dei combustibili fossili.

Questa crescita è dettata essenzialmente dall'attesa dinamica del mercato cinese che si prevede possa assorbire circa un quarto dell'intero incremento del gas nel periodo.

⁶ Golden Rules for a Golden Age of Gas: a special report on unconventional gas, 29 maggio 2012, Parigi

⁷ Il prof. Helm, (Università di Oxford), un noto analista dei temi del gas in Europa, ha recentemente definito l'ingresso del gas non convenzionale nel panorama europeo come "Lento ma inevitabile". Dieter Helm, EU Energy Policy and the Role of Gas in Decarbonization, Conferenza FLAME, 17 aprile 2012.

Per il gas non convenzionale in Europa gli eventi degli ultimi 12 mesi sono stati tutti negativi. In Francia è stata vietata la fratturazione idraulica (fracking) ovvero la tecnica upstream più adatta in queste circostanze. La Shell ha recentemente annunciato di non voler rinnovare la propria licenza di esplorazione nel sud della Svezia dopo l'analisi dei dati di tre pozzi esplorativi. All'inizio di aprile Chevron è uscita dalla Romania perché rimasta delusa dai primi risultati. Ma sono soprattutto i dati che provengono dalla Polonia ad imporre elementi di prudenza. La prima stima operata dall'Istituto di Geologia Polacco ha fissato delle riserve che sono 10 volte inferiori delle prime stime fatte solo 5 anni fa dalla Energy Information Administration americana.



L'Unione Europea, che pure assorbe un'importante quota del mercato internazionale, è, con l'eccezione del Giappone, l'area che incrementa meno il proprio mercato, a segnalare una situazione di relativa maturità.

Sul tema delle rinnovabili bisognerebbe andare nel dettaglio di singolo paese o area economica per comprendere l'uso e l'intensità dei diversi sussidi.

E' opinione comunemente accettata che le rinnovabili debbano avere un ruolo nel prossimo futuro dell'offerta complessiva di energia, anche in considerazione del processo decarbonizzazione previsto dalla Road Map europea al 2050. Le fonti rinnovabili – definite ancora vincitrici insieme al gas – costituiscono un insieme differenziato e vanno dunque esaminate singolarmente. L'idroelettrico – storicamente tra le più importanti fonti rinnovabili – aumenta la propria quota di 1 punto percentuale, passando dal 2 al 3% dell'offerta complessiva, così come le biomasse e i rifiuti crescono anch'essi di 1 punto percentuale (dal 10 al 11%). Rimangono le nuove rinnovabili (essenzialmente solare ed eolico) che crescono di ben 3 punti percentuali e, alla fine del periodo (2035), potranno arrivare a coprire il 4% dell'offerta complessiva di energia.

Il carbone e il nucleare vengono definite "neutrali", un aggettivo che merita un chiarimento.

Il carbone rimarrà una fonte importante nel quadro internazionale specie per la produzione termoelettrica ed in particolare nei paesi non OECD. La Cina controlla circa la metà dell'intero mercato del carbone nel mondo e dunque ne determinerà in buona sostanza il successo o l'insuccesso nel futuro. Stando agli annunci e alle politiche scritte sull'attuale Piano Quinquennale, la Cina dovrebbe diversificare il proprio *mix* di energia aumentando nel contempo l'efficienza nell'uso della tecnologia esistente.

Secondo i dati proposti dalla IEA, i consumi di carbone in Cina dovrebbero continuare a crescere (magari a tassi meno trascinanti rispetto al



recente passato) almeno per altri 10 o 15 anni per poi stabilizzarsi nella seconda parte della prima metà del secolo.

Non va tuttavia dimenticato che gli Stati Uniti sono il secondo paese al mondo per consumo di carbone e in assenza di una politica interna dichiaratamente a favore del negoziato sul clima resterà un attore di primo piano anche nel consumo di carbone.

La situazione sul nucleare nel mondo è ancora in largo fermento e allo stato resta un'area di grande incertezza. L'Agenzia ha elaborato al riguardo diversi scenari alternativi ed anche quello relativo alla lenta riduzione della potenza nucleare installata. Naturalmente in questi casi bisognerebbe tener conto anche delle interrelazioni di diversi fenomeni e mercati ed in particolare la crescita dei consumi di carbone appena presentati dovrebbero essere rivisti mostrando un significativo incremento.

Al di là delle indicazioni rappresentate da queste tendenze il settore industriale è particolarmente attento ad una politica dell'energia che tenga anche conto dei costi che devono essere sostenuti anche in considerazione del difficile momento economico che sta attraversando il paese. La politica energetica è politica industriale *tout court* e, per quanto possibile, l'analisi dovrebbe tener conto dei benefici legati all'incentivo alla fonte A in confronto ai costi (spesso impliciti) per la fonte B, legati agli incentivi di cui alla fonte A.



Parte seconda: la situazione nazionale.

L'amnesia sul settore elettrico

Prima di esaminare le proposte avanzate dal Governo è necessario sottolineare come poco risalto sia stato offerto ad alcuni temi molto importanti e fra questi merita una menzione, seppur breve, l'evoluzione del settore elettrico nazionale.

Com'è noto questo settore ha attraversato negli ultimi 20 anni un radicale mutamento, da una condizione di monopolio pubblico a quella di libero mercato nel quale si confrontano oltre cento operatori privati, ai quali si devono far risalire investimenti per quasi 30 miliardi di euro, 8 dei quali nelle rinnovabili escluso il fotovoltaico e oltre 3 nello sviluppo dei sistemi di gestione e monitoraggio intelligenti della distribuzione. Non va, infatti, dimenticato che l'Italia è all'avanguardia nel mondo nello sviluppo delle *smart grid*. Senza voler ricordare le tappe salienti di questa rivoluzione, che ha comportato anche la nascita di una borsa elettrica e l'apertura al libero mercato della totalità degli utenti, si deve comunque assumere come nella documentazione offerta dal Governo in materia energetica manchi qualsiasi rilevante riferimento alla specificità del settore, se non nell'ambito della sostenibilità economica ed industriale dell'incentivazione delle fonti rinnovabili. Il settore elettrico presenta a nostro parere alcune specificità alle quali si ritiene che il Governo debba essere richiamato.

Esse si possono così riassumere:

- a) le ricadute della crisi economica sul settore elettrico si manifestano in termini di seria contrazione della generazione e di notevole riduzione dei margini d'impresa;
- b) senza voler necessariamente demonizzare le fonti rinnovabili, va segnalato tuttavia come l'enorme (e spesso decisamente oltre il fisiologico) sviluppo del fotovoltaico – circa 12,6 mila megawatt di nuova



potenza installata dalla fine del 2011 per un investimento complessivo nell'ordine di oltre 30 miliardi di euro ed un costo di incentivazione ormai prossimo ai 6 miliardi all'anno per vent'anni – ha determinato uno squilibrio nel mercato elettrico, generando costi ulteriori e crescenti della generazione termoelettrica, in particolare dei cicli combinati a gas naturale;

c) il sistema di trasmissione dell'energia elettrica presenta a sua volta numerose lacune che l'operatore per la trasmissione (Terna S.p.a) fatica a risolvere a causa di procedure autorizzative che arrivano a durare in qualche caso anche dieci anni. Per questa ragione, in alcune zone, impianti obsoleti e bassa efficienza sono costretti a marciare a pieno regime mentre in altre impianti di recente realizzazione e ad alta efficienza rimangono quasi inattivi – talvolta anche al di sotto delle 2 mila ore annue.

A partire da alcune considerazioni generali sul quadro internazionale, i diversi documenti prodotti da Governo, dettano quelle che sembrano le conclusioni cui perverrà un nuova Strategia Energetica Nazionale. Le linee generali sono in larga parte condivisibili, anche se rimangono perplessità su alcuni punti sollevati per descrivere le varie questioni. Come già visto il quadro esogeno viene utilizzato come materiale di sfondo per definire cinque priorità e tre obiettivi.

Le cinque priorità indicate sono:

1. Efficienza Energetica
2. Sviluppo dell'Hub del Gas sud-europeo
3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili
4. Rilancio della produzione nazionale di idrocarburi
5. Modernizzazione del sistema di governance



1. Efficienza energetica

Sul tema dell'efficienza energetica è disponibile una vasta letteratura nazionale e internazionale e la recente pubblicazione di un ampio rapporto Enea sul tema lo conferma⁸. Secondo questo rapporto "il miglioramento dell'efficienza energetica rispetto al 1990 è stato pari al 10,4%. I vari settori hanno contribuito in modo diverso all'ottenimento di questo risultato: il residenziale è quello che ha avuto miglioramenti regolari e costanti per tutto il periodo 1990-2009; l'industria ha avuto significativi miglioramenti solo negli ultimi quattro anni; il settore dei trasporti, che ha mostrato andamento altalenante, ha infine registrato gli incrementi di efficienza più modesti."

Rimandando dunque al documento Enea per questioni concernenti le varie tecnologie, affrontiamo in poche righe il tema dell'intensità energetica, che è tema leggermente differente ma che ha indubbiamente un interesse centrale nei documenti disponibili⁹ se si consi-

⁸ Enea, Rapporto sull'Efficienza Energetica, 2012. Il Rapporto - predisposto dall'ENEA nell'ambito del suo ruolo di Agenzia nazionale per l'efficienza energetica (Dlgs 115/2008) - traccia il quadro complessivo delle politiche e delle misure per l'efficienza energetica negli usi finali dell'energia attuate a livello nazionale e territoriale, analizza l'evoluzione dell'intensità energetica, valuta l'efficacia e i risultati ottenuti dagli strumenti già messi in atto e il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico.

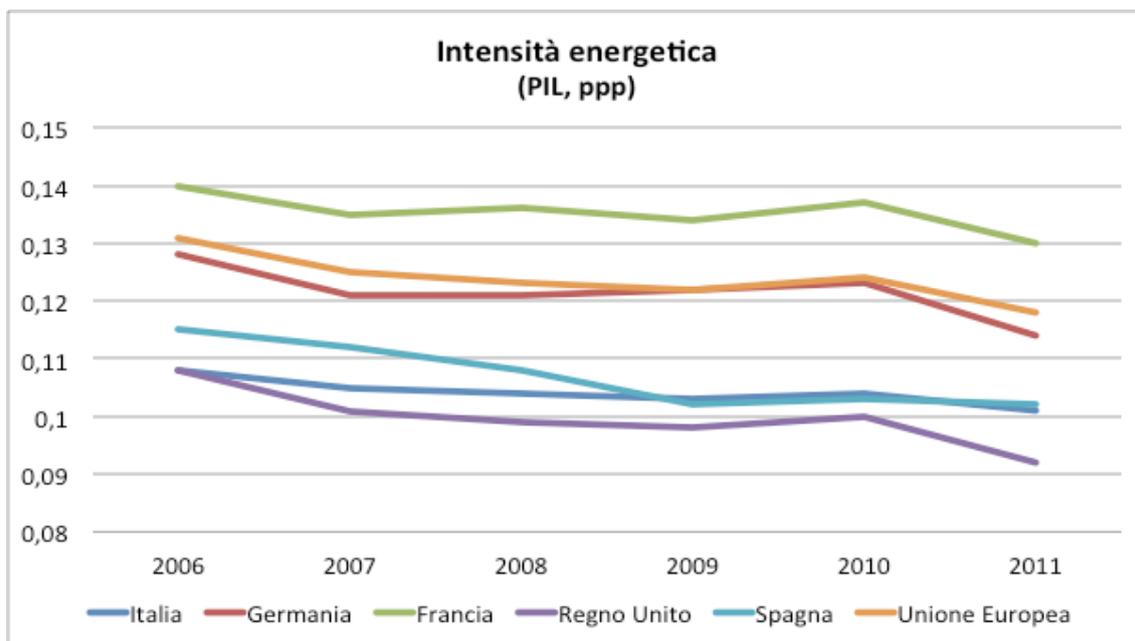
⁹ In modo molto schematico l'efficienza energetica di un sistema rappresenta la capacità del sistema stesso di sfruttare l'energia che gli viene fornita per ottenere il risultato voluto. Minori sono i consumi, maggiore è l'efficienza energetica del sistema in questione. L'efficienza energetica è dunque un rapporto che, nel caso di omogeneità di indicatori, risulta compreso tra 0 e 1 dove 0 corrisponde alla dispersione totale di un sistema che consuma energia senza produrre alcun risultato, mentre 1 è l'efficienza ottimale, dove ogni parte di energia immessa si trasforma in risultato. Entrambe sono casistiche puramente teoriche. Qualunque processo produce almeno in parte quanto necessario al soddisfacimento del fabbisogno, mentre nessun processo fisico è in grado di trasformare l'energia senza perdite.

Si tratta poi di definire meglio l'oggetto (il sistema) allo studio. E quindi si parla di efficienza energetica in modo diverso se ci si riferisce da un lato alle prestazioni di un frigo o di un motore, oppure dall'altro ad un settore economico, o quello di ad un intero paese. Il calcolo, possibile per un frigo, (la contabilità input-output dell'energia immessa e trasformata in servizio di produzione di freddo), non è applicabile tal quale ad un sistema industriale o per un paese nel complesso, dove l'output non è definibile in termini di energia ma prende spesso la forma di una grandezza misurata in valore. In questo caso, quando cioè il rapporto è calcolato avendo al numeratore una grandezza che misura consumo (o input) di energia e al denominatore un output espresso in valore monetario (il valore aggiunto di un sistema produttivo o il prodotto nazionale lordo di una nazione), si può continuare a parlare di efficienza, ma più propriamente bisognerebbe parlare di intensità energetica. Riferendosi all'esempio di una Nazione, questo rapporto indica quanta energia ci vuole per generare un'unità di PIL.



dera che un'ulteriore riduzione dell'intensità energetica sia una delle priorità che il Governo intende darsi.

In termini di intensità energetica sul PIL l'Italia si colloca fra i primi posti tra i maggiori paesi dell'Unione Europea.



Se osserviamo tuttavia i dati con attenzione, emergono almeno due elementi utili per la riflessione che ci attende nei prossimi mesi.

Convergenza

I sistemi economici aperti al mercato tendono a globalizzare modi di produzione e modalità di consumo. Concretamente questo significa che l'intensità energetica di un'area uniforme come l'Unione Europea tende verso un valore comune fra i paesi che la compongono. La varianza tra l'intensità energetica dei 27 paesi dell'UE nel 2011 è pari ad un terzo di quella che si aveva nel 2000, segnalando in modo evidentiissimo questo importante fenomeno di convergenza. Questo sottolinea ancora una volta che, a differenza del passato, non ci potrà essere una via nazionale all'efficienza e la globalizzazione di mercati e tecnologie porterà invariabilmente tutti i paesi ad assomigliarsi un po' di più.

La figura che segue (pubblicata da *BP* e ripresa dall'*Economist*) mostra



con chiarezza che la tendenza alla convergenza per l'intensità energetica non sia solo una caratteristica europea ma che sia comune alle diverse economie nel complesso.



Rendimenti marginali decrescenti.

Il progresso tecnologico non ci deve preoccupare. Al contrario possiamo aspettarci ancora incrementi importanti di efficienza energetica non tanto per speranzoso e cieco ottimismo quanto perché la storia economica insegna che il progresso tecnologico accade e qualche volta procede anche per salti.

Considerati gli attuali livelli di efficienza complessiva del sistema, nuovi passi saranno tuttavia marginalmente complessi e presumibilmente più costosi. Nel nostro ragionare la variabile costo deve essere riportata al centro dell'attenzione ogni volta che parliamo di guadagni di efficienza. Questo non vuol dire negare che esistono settori produttivi o specifici interventi che oggi hanno costi marginali di abbattimento addirittura negativi ma l'analisi del sistema nel complesso suggerisce una maggiore

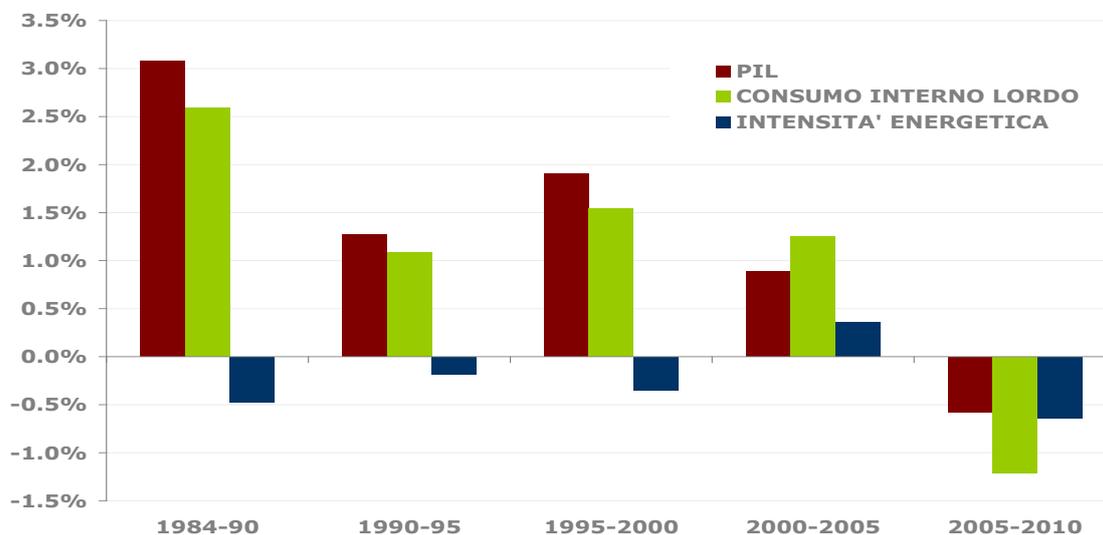


prudenza¹⁰ nel creare aspettative di ulteriori incrementi sostanziali di efficienza se non con costi marginalmente crescenti.

A nostro parere i dati relativi all'intensità energetica complessiva del paese – oltre che quelli che derivano di natura più spiccatamente settoriale – devono essere considerati con estrema attenzione.

Osserviamo il grafico che segue (elab. da MSE: Bilancio Energetico Nazionale, Annate varie, ISTAT: prodotto interno lordo a prezzi correnti, valori concatenati, Roma)

Variatione media annua nel periodo



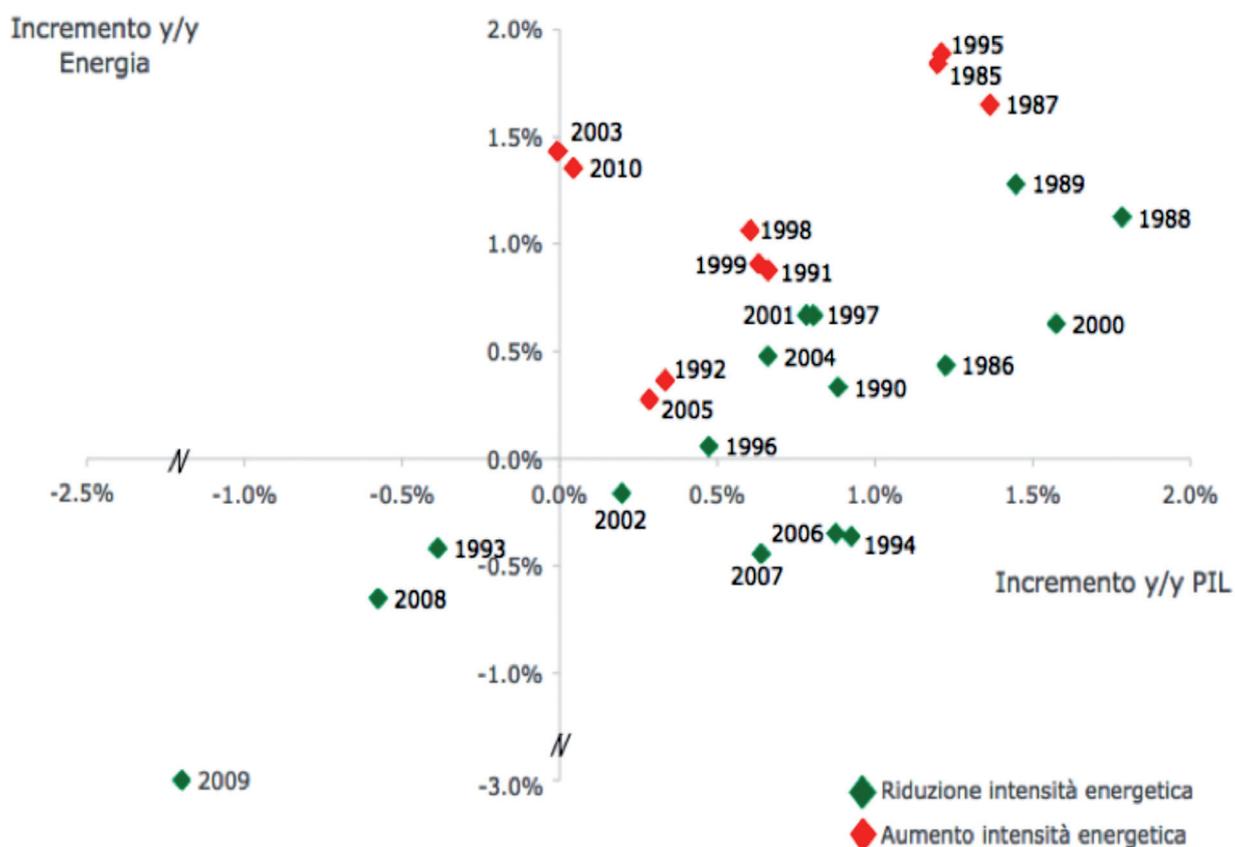
Questo grafico riporta la variazione percentuale media di tre grandezze: il consumo interno lordo, il prodotto interno lordo e l'intensità energetica che per costruzione risulta come la differenza algebrica tra le prime due. Ne emerge una situazione che merita attenzione. Nei primi tre sotto periodi (nel quindicennio 1985-2000) il paese ha realizzato un incremento dell'efficienza (ovvero una diminuzione dell'intensità). In altre parole la ricchezza è cresciuta più della domanda di energia. Questa struttura virtuosa si è ripetuta, sebbene in maniera meno significativa, anche nel secondo e nel terzo sottoperiodo esaminati. Nel

¹⁰ McKinsey Global Institute ha recentemente pubblicato un rapporto su "The carbon productivity challenge: Curbing climate change and sustaining economic growth" in cui mostra diverse opportunità di riduzione di emissioni a costi negativi. Sul tema vedi anche: "Proposte per il Piano Nazionale di Efficienza Energetica", Task Force Efficienza Energetica, Commissione Energia



sottoperiodo 2000-2005 – complice forse il basso prezzo del petrolio – la situazione è peggiorata nel senso che la domanda di energia è cresciuta più della ricchezza nazionale. L'ultimo periodo in esame, ovvero 2005-2010, è un periodo di recessione e crisi del sistema. In questo caso i dati sull'intensità perdono sostanzialmente il loro significato e si traducono in un mero quanto sterile esercizio numerico. Mentre la riduzione del primo sottoperiodo ha un significato ben chiaro quello dell'ultimo sottoperiodo racconta un'altra e ben diversa storia. La storia sottesa al primo sottoperiodo è una storia di successo, un andamento fisiologico degli indicatori, mentre nel secondo sottoperiodo, i valori e gli indicatori mostrano l'espressione di una fase di recessione, talvolta acuta.

Per meglio capire questo aspetto è stato costruito un grafico in cui ogni punto esprime l'incontro (in senso cartesiano) tra l'incremento del consumo interno lordo e l'incremento prodotto interno lordo sempre valutati rispetto all'anno precedente.





I punti in verde rappresentano anni di riduzione intensità energetica.

Nel confronto con l'anno precedente, i valori verdi indicano dunque una crescita della domanda di energia inferiore alla crescita del PIL.

I dati (verdi) in basso a sinistra non dovrebbero tuttavia essere considerati. Si tratta tecnicamente di riduzioni di intensità energetica dovuti ad una specifica circostanza ovvero che la domanda di energia diminuisce più del prodotto interno lordo. Si tratta di anni di evidente recessione (1993, 2008 e 2009). Gli anni in basso a destra sono gli anni più virtuosi in cui si assiste ad un aumento del PIL accompagnato da una riduzione della domanda di energia. Il quadro in alto a destra rappresenta al contrario la fisiologia di questo indicatore: i dati al di sotto di una immaginaria bisettrice rappresentano anni favorevoli – in cui l'incremento del PIL è superiore a quello dell'energia. In preparazione di una nuova Strategia Energetica Nazionale questi dati andrebbero meglio analizzati. In particolare bisognerebbe andare a vedere nel dettaglio i dati settoriali per capire quali siano stati i settori economici più virtuosi nella riduzione dell'intensità di energia.¹¹

La questione, del resto, deve essere discussa facendo anche riferimento al percorso che si va disegnando in Europa. Particolare attenzione andrebbe dunque riservata ai problemi che, nel breve e medio termine, potrebbero derivare dallo sviluppo di una politica europea (anche vincolante), che in una prospettiva di più lungo termine si risolveranno nella convergenza dei singoli percorsi nazionali. In effetti, le scelte nazionali adottate in risposta alle politiche europee assumono particolare rilevanza rispetto al risultato finale dettato dalla globalizzazione di mercati e tecnologie. In quest'ottica sarebbe opportuno considerare gli effetti di modifiche degli utilizzi finali, che, nello spazio lasciato dai processi di sviluppo del mercato mondiale, influenzano il costo dello sviluppo dell'efficienza energetica ed i risultati raggiunti a livello nazionale. E' il caso, ad esempio, degli effetti positivi in termini di efficienza che deriverebbero dalla diffusione delle elettrotecnologie.

¹¹ Può essere utile fra l'altro consultare: Proposte per il Piano Nazionale di Efficienza Energetica", Task Force Efficienza Energetica, Commissione Energia di Confindustria



2. Sviluppo dell'Hub del Gas sud-europeo

Questo aspetto ritorna ciclicamente nel dibattito accompagnato dal tema della sicurezza degli approvvigionamenti. Occasioni di freddo straordinario, come quelle sperimentate nel passato inverno, riportano l'attenzione sulla disponibilità e affidabilità di gas naturale per il nostro paese. Il tema è di carattere europeo ma l'Italia soffre potenzialmente più degli altri paesi europei a causa della maggiore dipendenza dall'estero di idrocarburi. Sul totale dei consumi primari europei il gas naturale conta per il 26 per cento; per l'Italia questo rapporto sale fino al 37 per cento. Nei settori di consumo finale, la dipendenza dal gas, circa il 23 per cento in Europa, raggiunge il 30 per cento in Italia.

Non possiamo soffermarci sulle ragioni della maggiore dipendenza dell'Italia rispetto ad altri paesi. In sintesi, tralasciando il settore industriale, possiamo affermare che in Europa con il gas naturale è spesso limitato agli usi domestici mentre in Italia, il gas naturale serve a produrre oltre la metà della nostra energia elettrica. Complessivamente oltre il 35 per cento del gas naturale è consumato nel settore della generazione elettrica.

Ci sono due diversi aspetti che meritano la nostra attenzione. Innanzitutto le ragioni della crisi dell'inverno appena trascorso, e naturalmente le risposte che sono state spesso prospettate. Le ragioni sono presto dette e vanno ricercate in un'ondata anomala di freddo per le temperature raggiunte e la durata del fenomeno. Il freddo intenso ha interessato tutta l'Europa ed evidentemente anche la Russia, paese dal quale dipendiamo per il 30 per cento nel nostro gas naturale importato. Il risultato di questa crisi climatica è che l'Italia ha registrato importazioni dalla Russia per circa il 25 per cento.

E' in queste occasioni che ritorna con forza la questione dei rigassificatori e degli stoccaggi, temi al quale anche il Governo sembra essere particolarmente interessato.

La crisi economica ha rallentato la spinta alla realizzazione dei rigassifi-



catori da parte delle imprese interessate, ma per capire le vere difficoltà incontrate basti pensare che l'unico rigassificatore di una certa dimensione realizzato in questo paese negli ultimi anni, a Rovigo, è stato costruito *off shore*, poiché *on shore* i divieti incrociati o le autorizzazioni già concesse e annullate per un semplice cambio di amministrazione sono stati moneta comune per molte realtà industriali.

Quando si parla di sviluppo di rigassificatori non bisogna però dimenticare la recente vicenda di Brindisi, con *British gas* che ha deciso di abbandonare il progetto ucciso da undici anni di burocrazia italiana. Venti dipendenti in mobilità, 250 milioni di euro già spesi per un progetto che avrebbe contribuito con un migliaio di posti di lavoro e otto miliardi di metri cubi l'anno di gas naturale immesso in rete.

Va anche aggiunto che spesso l'opinione pubblica non affronta il tema considerando pienamente tutte le difficoltà. È molto attraente considerare l'ipotesi che possano esistere dei rigassificatori costruiti avendo in mente unicamente il mercato *spot*. Naturalmente un rigassificatore può, in linea generale, accomodare uno o più carichi *spot*. Ma l'idea, che pure circola, che si possa costruire un rigassificatore senza avere alle spalle, almeno in parte, un contratto sicuro di liquefazione del gas naturale è questione estremamente opinabile.¹²

E c'è di più: anche se esistesse un rigassificatore disponibile, dovrebbe essere pronto a comprare gas a un prezzo che sia congruo rispetto al prezzo che pagherebbe un impianto, per esempio, in Giappone.

Non è questa la sede più adatta a sviscerare un tema complesso come quello che discutiamo.

Alcuni numeri ci possono aiutare a meglio comprendere le diverse difficoltà.

¹² Non è sempre agevole poter dare delle indicazioni, anche di larga massima sui costi di un impianto, in considerazione delle differenze specifiche per ogni sito. Con questa premessa si può cercare di dare una forchetta di costo compresa tra 100 e 150 milioni di dollari per Mtpa (Miliardi di capacità di rigassificazione per anno). In sostanza un impianto da 6 milioni di tonnellate/anno (che corrispondono a 8 miliardi di metri cubi/anno) può costare circa 700-800 milioni di dollari. Diverso è il caso di un impianto offshore come quello di Rovigo che infatti, pur avendo una capacità di poco superiore ai 6 miliardi di metri cubi/anno è costato circa 1 miliardo di dollari. Ma, va ripetuto ancora una volta, sono misure molto indicative. (per memoria: 1 Mtpa=1.36 Bcm standard)



IL COMMERCIO DEL GNL (milioni di tonnellate)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Capacità di liquefazione	163,4	185,6	191,9	201,3	218,2	254,5	269,9
%		13,6	3,4	4,9	8,4	16,6	6,0
Totale contrattato	141,3	158,1	171,4	170,2	181,7	217,9	240,0
%		11,9	8,4	-0,7	6,8	19,9	10,1
Lungo termine	120,4	125,0	131,6	134,8	142,1	154,8	152,2
Breve termine	20,9	33,1	39,7	35,4	39,6	63,1	87,8
%breve	14,8	21,0	23,2	20,8	21,8	29,0	36,6
spot	11,9	11,9	13,9	16,0	15,4	19,9	26,6
altri (flessibile + deviabile)	8,9	21,2	25,8	19,4	24,2	43,2	61,3
Capacità non utilizzata	22,1	27,4	20,6	31,1	36,5	36,6	29,9
%	13,5%	14,8%	10,7%	15,5%	16,7%	14,4%	11,1%

Ad una capacità di liquefazione cresciuta nel tempo non ha corrisposto un incremento altrettanto vivace dei volumi contrattati. Oggi (ultima riga della tabella) la capacità non utilizzata rappresenta ancora un valore intorno al 15%. Ci sono cioè degli impianti di liquefazione che potrebbero fare di più ma che trovano un evidente limite nelle condizioni della domanda. Naturalmente una certa differenza tra capacità di liquefazione e contrattato dipende anche dal ciclo delle operazioni di controlli periodici necessari per impianti di questa complessità.

Una volta verificato il totale del volume contrattato si tratta di scomporlo in due parti principali: i contratti a lungo termine (di GNL) che sono sostanzialmente delle *pipeline* virtuali e i contratti a breve termine che sono cresciuti molto in questo periodo e rappresentano oggi oltre il 30% del totale. Solo un esame dettagliato delle varie tipologie di contratti permette di valutare concretamente i margini per un investimento in terminal di rigassificazione, poiché se è vero che si segnala una maggiore flessibilità del passato è ne-



cessario meglio comprendere la natura esatta di questi contratti a breve¹³. Il tema dell'hub europeo circola nel nostro paese da circa quasi 10 anni¹⁴. Nel frattempo altri Paesi del Nord Europa si stanno velocemente attrezzando con infrastrutture adeguate. Nel novembre 2011 a Rotterdam è stato inaugurato il terminal GATE (Gas Access to Europe) un impianto da 13 miliardi di metri cubi di cui si prevede nel futuro un'espansione a 16. A Dunkerque (Francia) nel 2015 potrebbe entrare in esercizio un nuovo terminal da 13 miliardi/anno che - secondo le intenzioni dei proponenti - è destinato solo marginalmente al consumo interno. Chiarito dunque che un terminal, specie se di grandi dimensioni, nasce solo a valle di un processo che vede comunque l'esistenza - ancorché non assoluta - di un contratto a lungo termine può essere legittimo chiedersi se esista uno spazio di convenienza economica in Italia per un investimento *greenfield* di un rigassificatore¹⁵.

¹³ I contratti a breve termine si possono scomporre in tre parti:

GNL "Spot". Con questo termine si intendono le quantità di gas naturale venduto a breve al miglior offerente da chi ha il controllo dell'impianto di liquefazione se le condizioni economiche complessive lo consentono. In altre parole: un impianto che abbia una capacità di liquefazione pari a 100 a fronte di un volume contrattato pari a 80 (che basta presumibilmente a sostenere l'investimento) può trovare conveniente a seconda delle circostanze vendere del gas a breve termine.

GNL "Flessibile". E' comunque un contratto a lungo termine negoziato con aziende che non sono gli utenti finali del prodotto e che dunque rivenderanno ad utenti finali dove fosse possibile trovare le migliori condizioni del mercato.

GNL "Deviabile". Si tratta di gas venduto a utenti finali ai quali è stato assicurato un diritto contrattuale di poter mutare la destinazione finale del carico secondo la loro convenienza complessiva.

¹⁴ "L'Italia ha bisogno di undici rigassificatori di cui almeno quattro dovrebbero essere avviati subito" (intervista di Antonio Di Pietro (all'epoca Ministro delle Infrastrutture), Adnkronos, 19 agosto 2006)

¹⁵ Il 2011 è stato un anno un po' anomalo per il mercato del gas naturale ma offre un buon esempio di "strategia di mercato" che può compiere un fornitore GNL con un certo margine di capacità non contrattata. Dopo lo tsunami e il disastro di Fukushima, il Qatar, per qualche mese, ha fornito di GNL spot al Giappone. Tuttavia con l'obiettivo di influenzare la ricontrattazione in corso di alcuni accordi di lungo periodo, questo paese ha cercato di ottenere un prezzo molto vicino all'oil-parity "dirottando" GNL spot in Europa per mantenere il prezzo alto in Asia.

Questa politica ha causato una riduzione dei prezzi in Europa. I prezzi spot del gas naturale sono scesi molto al di sotto del prezzo oil-linked con la conseguenza che i buyer europei, seppur con una domanda in declino, hanno ritirato il minor volume possibile di gas contrattato lungo termine per comprare con contratti spot.

E' vero quindi che a fronte di una domanda bassa il Qatar che, esporta GNL vede ridurre al minimo del contrattato il tasso di utilizzo della capacità di liquefazione. Ma se i prezzi spot - che reagiscono immediatamente a sbilanciamenti di domanda/offerta - vanno molto sotto il prezzo oil-linked, l'Europa, che importa attraverso contratti a lungo termine, cerca di ritirare il minimo del gas contrattato - la cosiddetta annual minimum quantity - per comprare GNL spot a sconto rispetto all'oil-linked. Ed è quello che è successo nel 2011 in Europa: la domanda si è ridotta dell'11%, le importazioni complessive di gas si sono ridotte del 3% ma le importazioni via GNL sono aumentate del 10%.



Per le ragioni appena dette, la convenienza è legata alla possibilità di stipulare un nuovo contratto (presumibilmente di lungo periodo) con un produttore spuntando un prezzo che sia tale da battere sul terreno del mercato una parte dell'offerta oggi disponibile. Esiste poi un altro importante competitore di cui bisognerebbe comunque preoccuparsi. La capacità di rigassificazione Europea non utilizzata è ancora enorme se si considera che secondo il Gruppo Europeo dei Regolatori del mercato Gas ed elettricità, nel corso del 2010 è stata utilizzata circa la metà della capacità di rigassificazione disponibile.

In ultimo se esistesse un operatore che intenda investire nel GNL potrebbe anche chiedersi quale area del mondo sia maggiormente profittevole, almeno in linea teorica. L'Europa non è fra le aree più indicate non fosse altro perché ha prospettive meno interessanti in termini di volumi di crescita e perché i margini sono meno interessanti di altre parti del mondo.

Diverse considerazioni vanno fatte, se si considera il terminale di GNL non come ultimo anello della filiera di approvvigionamento, bensì come componente integrata nel sistema infrastrutturale nazionale. Un'adeguata capacità di rigassificazione rappresenterebbe un elemento di flessibilità per il sistema gas italiano, contribuendo a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, attraverso un "riequilibrio" del sistema di importazione (che oggi risulta per il 90% vincolato "via pipeline") e, conseguentemente, riducendo la dipendenza dagli attuali paesi produttori.

Va però precisato che il tema dello sviluppo di un hub del gas sud-europeo non si riduce ai rigassificatori. Infatti, è prioritario che il sistema del gas Italiano sia interconnesso con i rimanenti sistemi europei e dotato, in particolare, di una capacità di trasporto in controflusso (in uscita dal sistema italiano) che permetta anche l'esportazione di gas da sud verso il nord d'Europa. Un'adeguata connessione con i mercati gas europei risulta, infatti, essenziale per lo sviluppo di un hub non puramen-



te nazionale. I relativi investimenti dovrebbero essere quindi sostenuti anche presso le istituzioni comunitarie e nazionali dei paesi coinvolti.

La prospettiva di favorire la nascita in Italia di un *hub* del gas naturale al servizio dell'Europa andrebbe tuttavia meglio dettagliata con particolare attenzione al tema complessivo della redditività di un progetto simile. Luigi De Paoli in un suo recente articolo per "Staffetta Quotidiana" (2 giugno 2012) parla espressamente della necessità di un'accurata analisi costi-benefici da cui possa risultare in modo chiaro la convenienza relativa dei vari progetti. Ma, conclude il prof. De Paoli, "senza alcuna quantificazione tutto diventa discrezionale".

A tal riguardo, va innanzitutto tenuto in considerazione che tali infrastrutture dovrebbero essere soggette a regolazione sul modello europeo: da una parte, gli investimenti dovrebbero essere selezionati con procedure aperte e market oriented; dall'altra, agli operatori investitori e infrastrutturali andrebbero garantite la certezza e stabilità regolatoria lungo l'intero periodo di operatività del terminale.

Inoltre, sarà necessario, anche nella prospettiva di promuovere gli investimenti, riconoscere a livello normativo e regolatorio il ruolo fondamentale dei contratti di lungo termine per la sicurezza degli approvvigionamenti, trovando un bilanciamento fra le essenziali esigenze di sviluppo della liquidità dei mercati e la necessità di un quadro che fornisca certezze agli investitori.

Un hub del gas costituisce infatti un importante strumento per costruire un sistema energetico efficiente, in quanto tale luogo consente di attrarre risorse a basso costo favorendo l'incontro tra domanda e offerta a condizioni di minimo costo.

E' necessario a tal fine avere fonti di approvvigionamento quanto più possibile diversificate, disporre di adeguate infrastrutture di trasporto,



stoccaggio e rigassificazione, nonché sviluppare servizi e regole di funzionamento che favoriscano trasparenza e liquidità del mercato.

Il collegamento con altri hubs europei e l'attivazione di flussi di esportazione potrà consentire una riduzione dei prezzi a beneficio di tutti i consumatori di gas naturale.

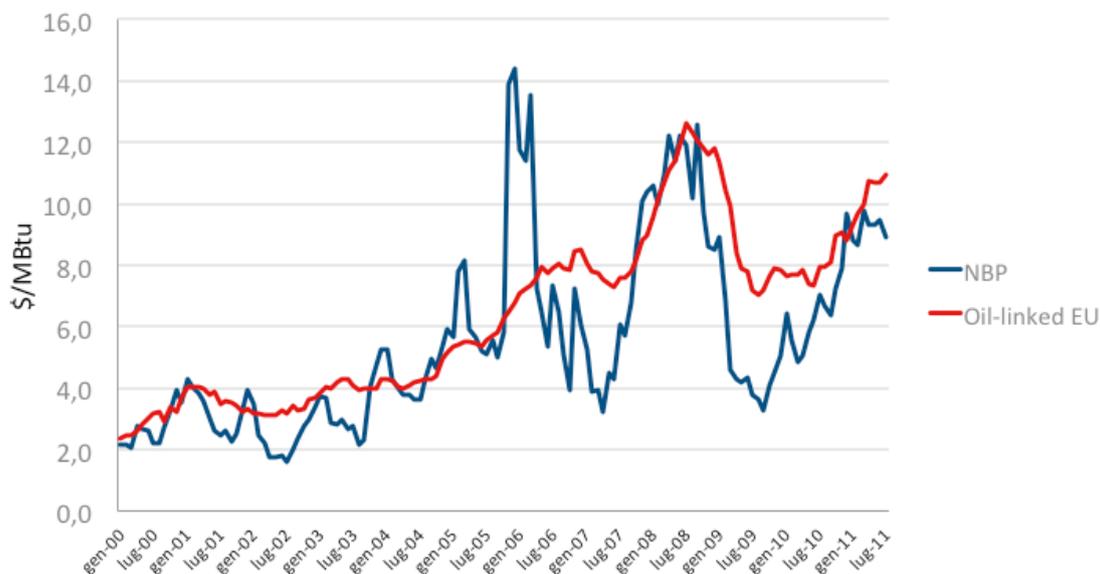
Inoltre, le caratteristiche congiunte di un hub del gas a basso costo e di un sistema termo-elettrico ad alta efficienza basato sui CCGT (ad oggi non pienamente utilizzati) possono conferire al sistema elettrico italiano un posizionamento strategico nel contesto europeo, soprattutto in uno scenario di progressiva uscita dal nucleare e di abbattimento delle emissioni climalteranti. Ciò consentirebbe all'Italia di ridurre significativamente le proprie importazioni di energia elettrica e, in alcune fasce orarie, di diventare esportatore netto verso l'Europa.

La realizzazione di tale progetto richiederà uno sforzo congiunto tra Industria, Autorità e Governo mirato a promuovere regole di funzionamento e politiche di investimento razionali e lungimiranti che coniughino da un lato efficienza/efficacia a beneficio al sistema Paese, dall'altro stabilità/continuità dei livelli di remunerazione per gli operatori che investono anche in condizioni congiunturali negative.

Infine un confronto sui prezzi praticati può offrire ulteriori spunti di riflessione. Il grafico che segue riporta per il periodo gennaio 2000 – luglio 2011 un confronto tra il prezzo di lungo periodo e il prezzo spot del gas in Europa. Trattandosi di dati mensile se si confronta la somma dei prezzi rispettivamente *spot* e di lungo periodo è come se si immaginasse un'azienda che compri 1 Mbtu/mese. Il costo complessivo di comprare *spot* è pari all'86% di comprare a lungo termine. Una differenza significativa ma che comunque va attentamente ponderata per il diverso grado di rischiosità. E' di tutta evidenza il mercato spot è molto più volatile di quello di lungo periodo che, in genere, è costruito indicizzandolo ad una media mobile di prodotti petroliferi e/o di greggio.



Confronto tra prezzi a breve e lungo termine nel mercato Europeo del gas naturale



3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

L'aggettivo sostenibile in questo contesto è da intendersi legato al tema della sostenibilità economica degli incentivi sulle rinnovabili posti in essere fino a qualche tempo fa. Il Governo ed il Ministro Passera hanno dichiarato di voler modificare l'attuale struttura degli incentivi sulle rinnovabili (ed in parte lo ha fatto), riconoscendo implicitamente alcuni errori di valutazione compiuti nel passato da precedenti amministrazioni. Nelle intenzioni manifestate dal Governo è indispensabile rivedere i piani sviluppo delle energie rinnovabili, allineando l'insieme degli incentivi ai livelli europei.

Scopo del Governo è programmare un'ulteriore crescita dell'energia rinnovabile ma in modo ritenuto più equilibrato. Questo significa garantire il superamento degli obiettivi comunitari al 2020 (dal 26% a circa il 35% nel settore elettrico), e stabilizzare l'incidenza degli incentivi sulla bolletta elettrica.

Per entrare nel tema degli incentivi alle rinnovabili – ed in particolare quello relativo al comparto elettrico, una recente pubblicazione dell'Autorità



per l'energia elettrica e il gas, può costituire un ottimo punto di partenza. Con questo documento l'Autorità ha reso disponibile la scomposizione del costo di una bolletta media annua per una famiglia tipo, che ammonta a 494€ con l'obiettivo è di far emergere il valore delle varie componenti:¹⁶

Servizi di vendita	294	59,5%
Servizi di rete	69	14,0%
Oneri di sistema	64	13,0%
di cui Incentivo Rinnovabili	55,6	
Assimilabili	8,4	
Imposte	67	13,6%
	494	100,0%

La tabella mostra come su una bolletta elettrica media il sussidio alle rinnovabili pesi circa il 13% del totale (al netto delle tasse ovvero [55,6/(494-67)]).

Il valore complessivo degli incentivi ha sollevato diverse polemiche. Per questa ragione è necessario fare piena chiarezza per evitare che insieme allo strumento sussidio, che certo è da utilizzare con estrema prudenza, si vengano a perdere alcuni importanti vantaggi, in particolare quelli relativi alla decarbonizzazione dell'offerta complessiva.

E' ormai dato per scontato che gli incentivi alle fonti rinnovabili, in particolare il cosiddetto Conto energia per il solare fotovoltaico, sono stati nel passato assai generosi e ciò ha favorito un'eccezionale espansione dell'industria lungo tutta la filiera produttiva. Hanno attirato insieme imprese serie e motivate, ed altre assai meno qualificate.

Infine, come si sente ripetere ultimamente, queste imprese hanno generano poco indotto se si pensa che le imprese che producono i componenti fondamentali di questa tecnologia (i pannelli) sono soprattutto tedesche ed extra-comunitarie. Nel 2010 l'Italia ha speso circa 11 miliardi di dollari per l'acquisto di pannelli fotovoltaici di provenienza

¹⁶ Ci sono 4 componenti principali a loro volta disaggregate in sotto componenti. Le quattro principali voci che costituiscono la struttura di una bolletta sono:
Servizio di vendita (comprende tutti i servizi e le attività svolte dal fornitore per acquistare e poi rivendere l'energia elettrica ai clienti).
Servizi di rete (incluso trasporto e distribuzione).
Oneri di sistema. (Previsti da una pluralità di norme. Tra queste spiccano gli incentivi riferiti alle fonti rinnovabili ed assimilate.)
Imposte.



estera, di cui il 25% dalla Germania.

La repentina crescita del fotovoltaico ha causato un peggioramento del deficit commerciale delle tecnologie per le rinnovabili, con un aumento delle importazioni. Quello che è mancato è un adeguato impegno nella ricerca tecnologica, in grado da fare da stimolo alla nascita di nuove filiere industriali.

Ogni sistema di incentivi crea distorsioni artificiali sul mercato ed è per questo che vengono adottati. Si ritiene esistano delle condizioni (*learnig curves* o altro) che servono a dare l'abbrivio ad una tecnologia che altrimenti non sarebbe competitiva. Inoltre, e questo è anche il caso delle rinnovabili, l'utilizzo delle fonti fossili ha dei costi esterni ambientali non pienamente contabilizzati. Il sistema di incentivi che è stato adottato – e l'espressione più evidente è nell'ultimo triennio – ha probabilmente reso possibile ciò che non dovrebbe accadere: gli oneri sono stati posti a carico della bolletta elettrica, mentre il guadagno è stato largamente privato e spesso non ha è stato di stimolo come ci si poteva attendere. Nei documenti del Governo si ricorda spesso l'alto costo dell'energia elettrica imputato con troppa facilità agli incentivi alle fonti rinnovabili. Questa attenzione potrebbe rilevarsi essenziale nel momento in cui il Governo decidesse di andare oltre l'enunciazione di principi ma si orientasse rapidamente verso l'elaborazione di una SEN.

Il costo complessivo addizionale – ovvero l'aggravio sulla bolletta elettrica complessiva – sarebbe secondo il governo pari a 6 miliardi di euro/anno, per questa ragione i nuovi decreti attuativi dovrebbero fissare un tetto massimo di 7 miliardi per il nuovo conto energia.

Per capire meglio da dove arriva questa valutazione bisogna fare un passo indietro. L'energia elettrica prodotta mediante impianti fotovoltaici gode in Italia, dall'anno 2006, di un meccanismo di incentivazione, distinto rispetto a quelli a cui accedono le altre fonti: si tratta del Conto Energia Fotovoltaico, attualmente giunto alla sua quarta edizione.

E' oltre i limiti di questo documento entrare nel dettaglio del funzionamento del conto energia. Si può affermare che secondo vari analisti,



nel 2016, anno in cui lo sforzo per l'incentivazione del fotovoltaico sarà massimo, la spesa sarà di circa 6,8 miliardi di €, con un livello di installato leggermente superiore ai 23.000 MW.

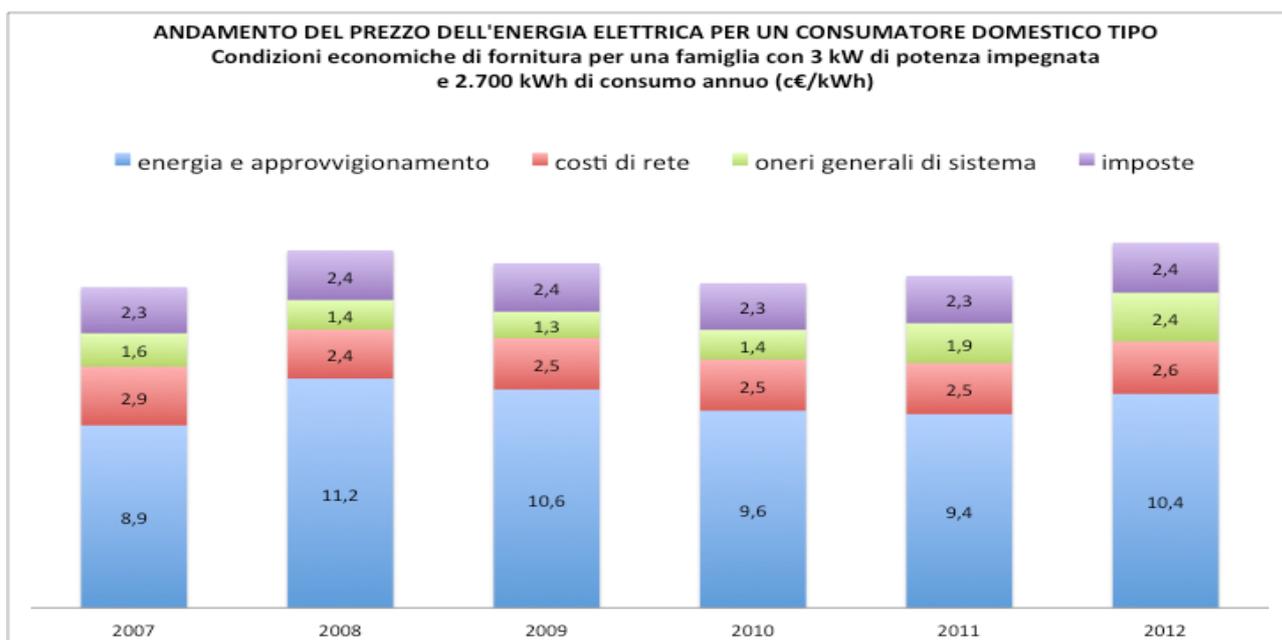
In genere si parte da questa valutazione – che andrebbe peraltro meglio chiarita – per arrivare a sostenere che l'aggravio della bolletta sia dovuto agli incentivi alle rinnovabili.

Nel grafico che segue abbiamo cercato di capire meglio la dinamica di alcune componenti del prezzo finale considerando gli anni a partire dal 2007 (i dati 2012 sono calcolati come media dei due primi trimestri).

Gli oneri generali di sistema sono riportati come segue:

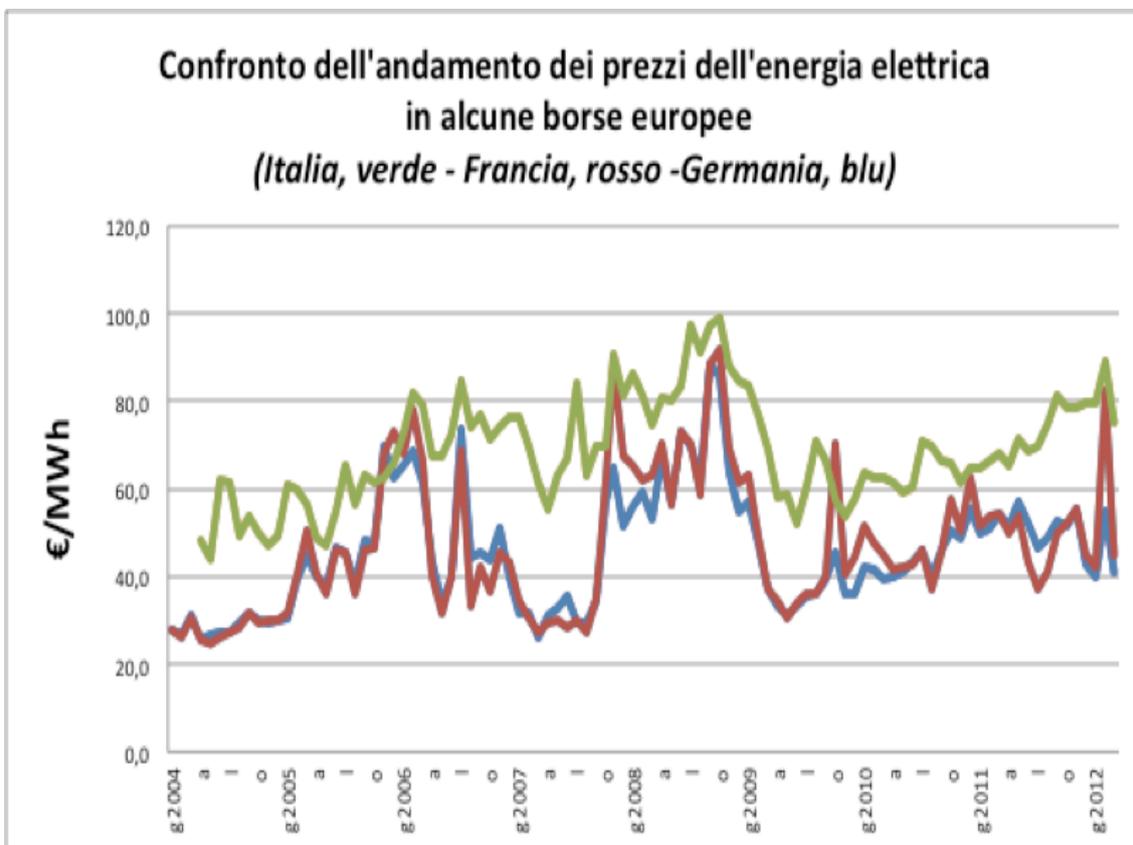
2007	10,4%
2008	8,3%
2009	7,7%
2010	9,1%
2011	12,0%
2012	13,4%

Bisogna anche ricordare che non tutto il valore è attribuibile al Conto Energia che ne assorbe tuttavia circa l'85%. E quando il Governo parla di stabilizzare l'incidenza degli incentivi sulla bolletta elettrica si riferisce probabilmente ad una quota di incentivi sul totale che non potrà essere superata.





Il tema del costo complessivo dell'energia elettrica in Italia non può e non deve essere limitato al tema degli incentivi sulle rinnovabili. Ed è un fatto che il prezzo italiano è sensibilmente superiore a quello operato in altre nazioni a noi prossime. Il discorso si farebbe molto complicato e non adatto allo scopo di questa analisi. Si pensi al tema delle differenze regionali di prezzo che comunque impattano sul prezzo di borsa oppure al crescere delle contrattazioni *over-the-counter* che determinano comunque una riduzione dell'importanza dello strumento della borsa elettrica. Resta una differenza dell'ordine del 25% dovuta a oneri complessivi del sistema che deve trovare una risposta.



Tornando invece al tema principale delle rinnovabili andrebbe infine ricordato che alla produzione attraverso fonti rinnovabili sono associati anche vantaggi di non poco conto. Se ci fosse una maggiore volontà di spiegare e cercare di quantificare i benefici dei sussidi all'energia rinnovabile, sarebbe forse meno complesso spiegare il costo che essi comportano, in termini di incentivi. E in una più concreta e insieme



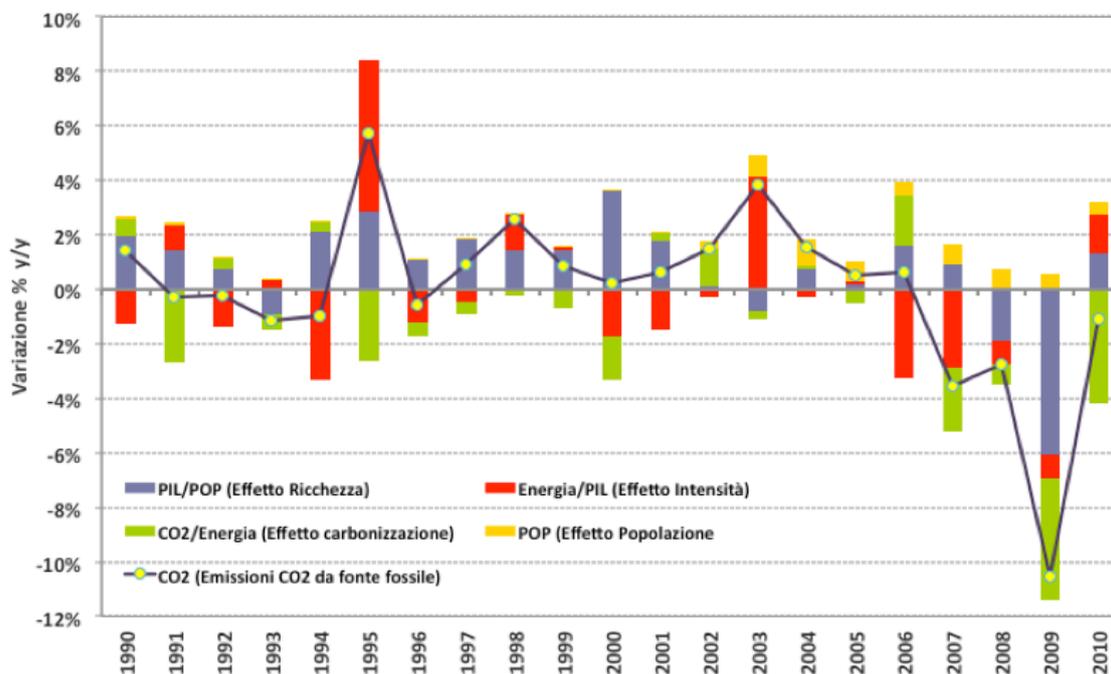
corretta analisi costi e benefici potrebbe aprire un proficuo dibattito sul tema.

Esistono innegabili benefici da minori emissioni inquinanti, di anidride carbonica ma non solo. Il risultato è non solo una riduzione del rischio di riscaldamento globale, ma anche un effettivo risparmio sul prezzo della CO₂ che la generazione termoelettrica e le altre industrie energivore devono pagare nell'ambito dell'Emissions Trading Scheme (ETS) europeo. Le emissioni globali di CO₂ continuano ad aumentare: la IEA ha recentemente comunicato che nel 2011 hanno raggiunto il record assoluto di 31,6 milioni di tonnellate con un incremento di 1 milione di tonnellate (pari al 3,2%) rispetto all'anno precedente. Il carbone ha realizzato il 45% delle emissioni, seguito dal petrolio (35%) e dal gas naturale (20%).

Ci sono poi benefici da minori importazioni di combustibili fossili, che comportano non solo un risparmio monetario, ma realizzano anche maggiore indipendenza dai paesi produttori esteri. Ci sono poi benefici più immediati in termini di creazione di occupazione, valore aggiunto, opportunità di business, ricerca e sviluppo, esportazioni. Gli ingredienti, in altre parole, della cosiddetta *green economy*.

Al fine di una lettura più completa, può aiutare l'esame del grafico seguente. La linea spezzata riporta le variazioni percentuali da un anno all'altro delle emissioni di anidride carbonica da fonti fossili.

Queste emissioni sono il prodotto di quattro fattori: la popolazione, il reddito pro capite, l'intensità energetica del prodotto interno lordo e l'intensità carbonica dell'energia (ovvero il rapporto tra emissioni e domanda di energia). Le prime due leve sono, di fatto, non utilizzabili poiché nessuno vorrebbe attuare forme di controllo demografico o di impoverimento programmato della società al fine di ridurre le emissioni. Restano quindi gli altri due termini, che hanno a che fare – in modo differente – con lo sviluppo tecnologico.



Contrariamente a quello che è accaduto a livello mondiale, dove la leva principale è stata l'efficienza energetica, in Italia un ruolo importante è stato giocato dal gas naturale, che ha svolto un ruolo significativo nel mutamento del mix di combustibili fossili.

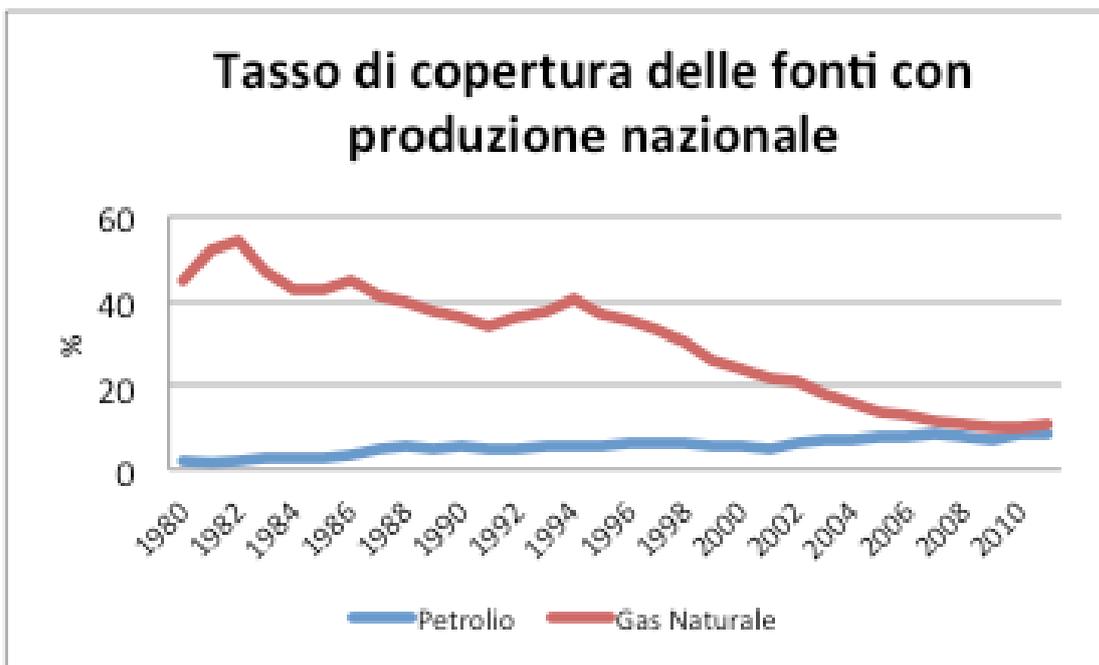
In definitiva, prima di arrivare alle conclusioni (e prima che queste conclusioni si trasformino in un PEN) è necessario mettere in cantiere uno studio accurato sui meccanismi di incentivo alle rinnovabili che evidenzii con uguale attenzione pro e contro.



4. Rilancio della produzione nazionale di idrocarburi

La dipendenza dall'estero del nostro paese per gli idrocarburi è molto elevata: intorno al 90% sia per il petrolio che per gas naturale.

E' interessante tuttavia esaminare il modo in cui questo risultato è stato raggiunto. Il grafico che segue mostra questi dati dal 1980.



fonte: Ministero Sviluppo Economico

Mentre per il petrolio la quota di autosufficienza era già critica – cioè prossima allo zero - nel 1980, per il gas naturale evidentemente la situazione era differente. La mancanza di strutture di importazione non rendeva infatti possibile una crescita sostenuta della domanda e dunque anche il grado di autosufficienza risulta elevato. Tuttavia una tendenza in costante diminuzione è più che evidente e ormai il Paese è dipendente dall'estero per valori simili a quelli del petrolio.

Il Governo ha in programma di rilanciare le politiche sull'*upstream* nazionale e questa è, di per sé, una buona notizia.

Giova approfondire alcuni aspetti dell'attività mineraria del nostro paese. Le riserve di gas e petrolio in Italia sono rilevanti, oltre un centinaio di giac-



cimenti distribuiti in varie regioni on e offshore. Le aree geografiche più coinvolte sono il Mare Adriatico, il Mar Ionio, il Canale di Sicilia, l'Emilia Romagna, le Marche e le regioni adriatiche, la Basilicata e la Sicilia.

Il paese dispone di 124 miliardi di metri cubi di gas provati e altri 160 miliardi potenziali. Per il petrolio invece il Paese ha riserve provate di 1,34 miliardi di barili e potenziali di circa un miliardo.

La valorizzazione di questo patrimonio rappresenta non solo una sfida importante, ma anche e soprattutto una grande responsabilità. Occorre superare le barriere burocratiche e amministrative, i tempi autorizzativi troppo lunghi, gli iter formali parcellizzati tra soggetti chiamati a pronunciarsi a diversi livelli. Tutto questo non può che avvenire attraverso un programma serio, il cui elemento essenziale è la volontà da parte delle amministrazioni e del paese di valorizzare il patrimonio energetico nazionale tramite una decisa semplificazione e sburocratizzazione dei percorsi autorizzativi nel quadro di una piena sostenibilità socio-ambientale e trasparenza dei processi.

Il nostro Paese potrebbe raddoppiare l'attuale produzione di idrocarburi di 11 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, con investimenti di almeno dieci miliardi di euro nel medio periodo.

La riduzione della maxi bolletta energetica da import genererebbe oltre ad una maggiore indipendenza anche maggiore stabilità, con una maggiore flessibilità nella gestione degli approvvigionamenti in caso di impreviste interruzioni.

La valorizzazione delle risorse nazionali avrebbe un forte impatto sull'incremento dell'occupazione e degli investimenti nella crescita di know-how specializzato, nel contesto di un settore petrolifero italiano la cui leadership è riconosciuta a livello internazionale e che fattura oltre 15 miliardi di euro nel mondo. Il ruolo delle tecnologie e della ricerca è di estrema importanza per garantire il miglior utilizzo delle infrastrutture esistenti e per permettere la piena sostenibilità sociale ed ambientale delle attività legate alla valorizzazione degli idrocarburi: l'industria e&p in Italia si colloca ai primi posti in termini di sicurezza sul lavoro.



Considerando poi che le maggiori risorse minerarie ancora da valorizzare sono localizzate in Basilicata, in Calabria e in Sicilia - circa il 72% del totale nazionale di petrolio e il 36% di gas - ne deriverebbe sicuramente il riconoscimento per alcune regioni del Sud Italia di ruolo centrale nella politica energetica del Paese e nel Piano per il Sud.

L'enorme patrimonio minerario inutilizzato priva anche lo Stato di introiti importanti, derivanti da un gettito fiscale che conseguirebbe all'incremento delle attività di ricerca e produzione. Una produzione addizionale di 11 mln.tep per anno potrebbe generare royalties per oltre 250 milioni di euro e fiscalità su reddito d'impresa per oltre 600 milioni di euro all'anno. Ad oggi la produzione nazionale contribuisce alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nel Paese e al contenimento del costo della "bolletta energetica" italiana, che nel 2010 è stata di 61,9 miliardi di euro¹⁷, per un valore di circa 6 miliardi di euro.

Nel 2011 la produzione di gas naturale nazionale è stata pari a 8,34 miliardi standard cubic meters (Smc), estratti principalmente dai giacimenti situati nell' Adriatico, mentre le importazioni si sono attestate intorno ai 75 miliardi di Smc.

La produzione di petrolio è stata pari a 5,28 milioni di tonnellate, gran parte proveniente dalla coltivazione di giacimenti localizzati in Basilicata e in Sicilia, e le importazioni sono state di circa 78,6 milioni di tonnellate di greggio.

La corretta valorizzazione del potenziale energetico nazionale potrebbe permettere di traguardare all'indipendenza energetica perlomeno sui servizi di primaria importanza, quali ad esempio sanità e difesa.

Per quanto riguarda i risvolti occupazionali l'industria degli idrocarburi garantisce una presenza di lungo termine sul territorio, costanza negli investimenti, come pure lo sviluppo di un indotto ad alta tecnologia ed innovazione tecnologica esportabile in contesti internazionali.

L'attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia rappresenta un settore ad alta tecnologia che contribuisce attivamente allo sviluppo del

¹⁷ Fonte Unione Petrolifera - Data Book 2011 energia e petrolio



Paese e all'affermazione di aziende italiane nel mondo.

Il settore occupa complessivamente, in Italia, circa 65.000 addetti (di cui 15.000 direttamente coinvolti nell'attività Italia), prevalentemente di elevato livello professionale. Gli investimenti sono dell'ordine del miliardo di euro annuo per le attività di esplorazione, produzione e stoccaggio.

Il settore contribuisce inoltre in maniera significativa alla formazione di un patrimonio di know-how di altissima specializzazione attraverso investimenti per circa 300 milioni di euro all'anno nella ricerca coinvolgendo università e politecnici.

Fondamentale per il successo della realizzazione dei progetti e per attirare investimenti è la creazione di un contesto di stabilità delle regole e dei parametri economici (livello di fiscalità, royalties e valorizzazione degli accordi integrativi) che rendano possibile la programmazione delle attività e dei relativi investimenti sul medio e lungo termine. Questo rappresenta un fattore indispensabile per la peculiarità dell'industria petrolifera caratterizzata da alti investimenti iniziali e da tempi lunghi per il ritorno economico.

I principali ostacoli che incontra la valorizzazione delle risorse nazionali sono di origine amministrativa.

La complessità degli iter autorizzativi dei progetti, che dilata i tempi di realizzazione delle infrastrutture, rende meno attrattivi gli investimenti nel Paese. È necessario semplificare i procedimenti amministrativi e, soprattutto, rendere certi i tempi autorizzativi dei progetti.

Si stima che i progetti di sviluppo e coltivazione perdano circa il 20% del loro valore a causa della complessità procedurale e dei lunghi tempi di attesa ad essa connessi (fonte Wood Mackenzie 2008).

La via intrapresa dai paesi OCSE con le più recenti normative è quella di incentivi fiscali e di stabilità normativa per favorire gli investimenti, aumentare le attività e conseguentemente aumentare la base imponibile.

La certezza normativa e dei tempi autorizzativi, in un contesto fiscale stabile, sono quindi elementi chiave per la ripresa delle attività del set-



tore petrolifero e del suo importante indotto.

Al contrario in Italia le recenti normative hanno portato ad un aumento dei livelli di tassazione e di royalties e che hanno ulteriormente accentuato il peso burocratico dell'iter autorizzativo e i tempi di esecuzione del progetto hanno sempre più allontanato dal Paese gli investitori stranieri (è stato recentemente annunciato da Exxon il definitivo abbandono del Paese). Sono inoltre caduti drasticamente gli investimenti di esplorazione, essenziali per garantire la sopravvivenza della stessa industria nel medio-lungo termine e rimpiazzare con nuove scoperte le produzioni dai giacimenti in esercizio.

Nel 2011 è stato perforato un solo pozzo esplorativo nelle Marche, registrando uno dei minimi storici negli oltre 100 anni di storia dell'industria e&p in Italia.



5. La raffinazione in Italia: crisi e prospettive

La raffinazione ha rappresentato per anni un fiore all'occhiello del nostro sistema industriale, con un notevole impatto sociale sia in termini di occupazione (oltre 100.000 mila persone tra diretto ed indotto) e di investimenti sul territorio (oltre 22 miliardi negli ultimi 20 anni, con la previsione di ulteriori 6 miliardi entro il 2014), che di contributo alle casse dello Stato (37 miliardi di euro all'anno), ma che attualmente sta attraversando una profonda crisi strutturale che ne mette a rischio la stessa sopravvivenza. Una crisi non solo italiana, ma anche europea, figlia della drastica riduzione dei consumi petroliferi (oltre 20 milioni di tonnellate in meno nel periodo 2004-2011), della forte concorrenza dei paesi extra-europei (falsata da sussidi statali e assenza di vincoli ambientali e sociali) e di una legislazione comunitaria particolarmente stringente ed attuata unilateralmente. In questo ultimo periodo il Governo ha varato alcuni provvedimenti tesi a semplificare le procedure burocratiche-amministrative che rappresentano un costo notevole per le imprese, riportando al centro le competenze in materia di infrastrutture energetiche strategiche, ma si rende altresì necessario ricondurre, sempre al centro, tutte le competenze in materia di energia che erano passate alle Regioni in virtù della riforma costituzionale del 2001. Altri interventi, più recenti, hanno riguardato la ricerca di strumenti legislativi in grado di riequilibrare lo svantaggio competitivo con i produttori extra-europei come, ad esempio, la previsione di una certificato di sostenibilità al pari di quanto viene fatto per i biocarburanti. Interventi che dovrebbero essere inseriti in una strategia più ampia da definire a livello europeo dove l'Italia, su questi temi, ha svolto un ruolo di guida riconosciuto da tutti. Un paese che scelga, più o meno consapevolmente, di fare a meno di un'industria così importante e strategica ai fini della sicurezza e flessibilità degli approvvigionamenti, perderebbe anche competenze altamente qualificate che rappresentano un patrimonio. Di contro, una strategia che permetta alle aziende del settore di competere ad armi



pari sui mercati internazionali, sarebbe una garanzia di sviluppo per l'intero sistema industriale italiano con ricadute positive in termini di occupazione.

Peraltro nella fase di transizione verso la de-carbonizzazione, sarebbe opportuno tener conto del diverso impatto dei differenti combustibili fossili, quali anche i gas liquefatti di origine petrolifera e naturale (butani e propani), sia sul piano ambientale che in tema di diversificazione delle fonti energetiche.

Un piano d'azione nazionale efficace dovrebbe quindi modulare nel tempo misure diversificate per promuovere contemporaneamente sia le tecnologie più promettenti sotto il profilo ambientale ed energetico (rinnovabili "sostenibili"), ma meno mature dal punto di vista industriale, sia le soluzioni alternative più vicine al mercato e comunque meno impattanti di quelle tradizionali.



6. Modernizzazione del sistema di governance.

La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali ha comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la capacità di investimento delle aziende – e non solo quelle nazionali – del settore legato all'energia. Mentre si discute del carattere europeo degli interventi nel campo dell'energia, il settore nel complesso si trova oggi ad affrontare le linee di indirizzo fissate in Carta costituzionale, volte ad attribuire una sfera di competenza in materia energetica alle Regioni, ponendosi dunque in evidente contrasto rispetto alla naturale dimensione sovranazionale che il sistema energia dovrebbe necessariamente avere.

Questa difficoltà è evidentissima nel caso del sistema elettrico dove è impensabile ipotizzare un sistema a sua volta diviso in più sotto sistemi regionali. Una simile scelta sarebbe inefficiente in quanto ciascuna Regione dovrebbe avere riserve tali a garantirne l'autosufficienza con grossi problemi anche per la collocazione logistica delle centrali elettriche.

L'insieme delle attività del miglioramento di *governance* dovrebbe essere teso a cercare di fare in modo che le procedure di autorizzazione di progetti e investimenti avvengano in tempi certi. Di sicuro questo già sarebbe un gran passo avanti per il paese.

In relazione alle proposte avanzate dal Governo in materia di procedure autorizzative, si deve raccomandare che gli ipotizzati nuovi strumenti di velocizzazione riguardino non soltanto i gasdotti, i depositi e i rigassificatori, ma anche il sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Quest'ultimo infatti presenta numerose carenze, che Terna fatica a risolvere in ragione di procedure autorizzative che arrivano a durare in qualche caso anche dieci anni, tali per cui in alcune zone impianti obsoleti e bassa efficienza sono costretti a marciare a pieno regime mentre in altre impianti di recente realizzazione e ad alta efficienza rimangono quasi inattivi.



Analogamente, andrebbe posta maggiore attenzione al delicato tema delle interconnessioni elettriche con l'estero. In questo momento, la potenza disponibile, che vale circa 7.500 Mw, viene utilizzata in misura prevalente per l'importazione (nel 2011 il saldo degli scambi con l'estero è stato negativo per 45,6 miliardi di kWh). Ma se in un futuro il sistema di generazione dei paesi europei dovesse, com'è nelle attese, subire una trasformazione, con una graduale ma decisa riduzione del contributo del nucleare, potrebbe offrirsi al sistema di generazione termoelettrico italiano un'opportunità in termini di esportazione a prezzi non più svantaggiati dalla presenza di un *base load* nucleare estero. Infine, particolare attenzione andrebbe altresì riservata alla semplificazione dei procedimenti amministrativi al fine di rendere il sistema di autorizzazioni più rispondente alle esigenze di adeguamento del parco produttivo.