



Federazione delle Associazioni del comparto Energia

(versione con domande coerenti con il documento ufficiale

messo a consultazione il 18 ottobre)

Legenda: evidenziate in giallo le domande preesistenti; in verde le modifiche, aggiunte e/o soppressioni

ANEV-ANFIDA-ANIGAS-ASSOCARBONI-ASSOCOSTIERI-ASSOGASLIQUIDI-ASSOMINERARIA-
ASSOSOLARE-UNIONEPETROLIFERA

26 novembre 2012

C1. La definizione degli obiettivi principali implica delle scelte di *trade-off* con altri obiettivi di politica energetica perseguibili. Quali eventuali obiettivi diversi dovrebbe indirizzare la SEN, tenendo conto del contesto internazionale e del punto di partenza del Paese?

La formulazione di questi obiettivi nella SEN non presenta particolari elementi di criticità anche perché non può essere considerata, quasi per definizione, esaustiva, e dunque deve essere formulata in modo sufficientemente ampio.

Commenteremo più oltre i singoli obiettivi. Vorremmo tuttavia sottolineare preliminarmente un elemento decisivo legato all'impostazione generale del problema che condiziona, a nostro parere in modo evidente, l'intero impianto e dunque anche gli obiettivi da raggiungere.

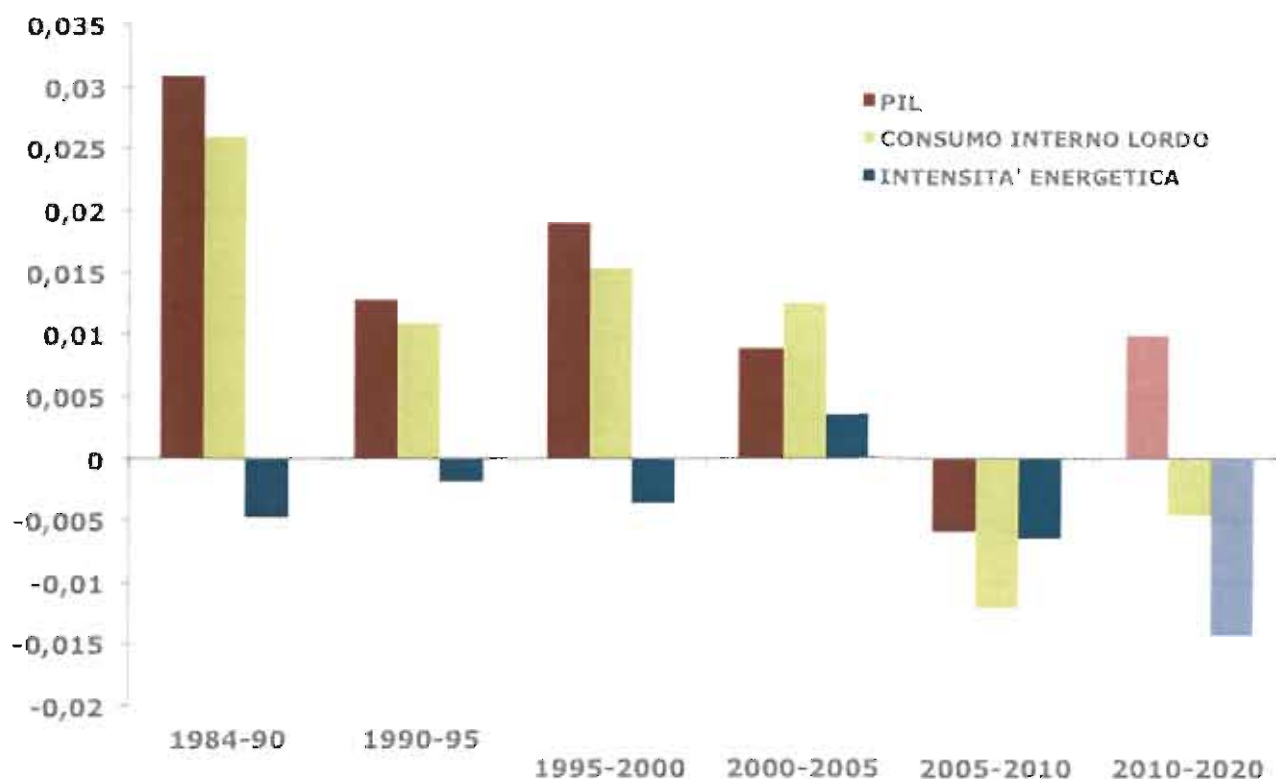
In termini generali, ovvero nella sua macro dimensione, che tipo di paese emerge dalla SEN?

Per essere più precisi: quale struttura e quale percorso risulta dalla lettura dei dati elaborati e messi a disposizione?

Se tutti questi obiettivi venissero centrati, come sarebbe il nostro paese nel 2020?

Consideriamo un semplice dato attraverso l'osservazione del grafico che segue ¹. Esso riporta la variazione percentuale media di tre grandezze rilevanti al fine della nostra analisi per diversi sotto-periodi: il consumo interno lordo di energia, il prodotto interno lordo e la conseguente l'intensità energetica che per costruzione risulta come la differenza algebrica tra le prime due.

¹ La parte storica dei dati (fino al 2010) è ripresa da MiSE (Bilancio Energetico Annate varie) ed ISTAT (Prodotto interno lordo a prezzi correnti, valori concatenati, Roma). Per il periodo 2010-2020 i dati sono stati invece ricavati direttamente o meno dalla SEN.



Ne emerge una situazione che merita molta attenzione. Nei primi tre sottoperiodi (nel quindicennio complessivo 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 sottoperiodo 2000-2005 – complice il basso prezzo del petrolio – la situazione è peggiorata nel senso che la domanda di energia è cresciuta più della ricchezza nazionale. Il periodo 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 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 raccontata nei primi tre sotto periodi infatti 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.

L'ultimo sottoperiodo in esame (2010-2020) quello che si ricava da una lettura dei numeri contenuti nella SEN prevede un incremento del PIL pari a 1,1% per anno ed una riduzione

della domanda di energia 0,5% per anno. Ne consegue una diminuzione rilevante dell'intensità energetica ovvero un guadagno sostenuto in termini di efficienza.

Ciò che intende sottolineare è che la situazione rappresentata in questo periodo di previsione dei dati della SEN non si è mai verificata negli ultimi 25 anni. Non è cioè mai accaduto che – su medie quinquennali – ci fosse una riduzione della domanda di energia in presenza di un incremento del PIL.

Naturalmente questo risultato potrebbe emergere come esito di politiche coerenti e relative ad un percorso per la transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio. Non solo un'economia a basso contenuto di carbonio ma un'economia a basso contenuto di energia dato che l'intensità tiene conto di tutta la domanda di energia – rinnovabili incluse.

D'altra parte il Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e degli altri gas serra, presentato di recente, si muove esattamente in questa direzione, rispecchiando gli obiettivi del pacchetto europeo, ed indicando le tappe intermedie di riduzione di CO₂ con numeri altrettanto ambiziosi: 25% al 2020, 40% al 2030, 60% al 2040, fino all'80% del 2050.

In un documento come la SEN, dedicato alla politica energetica, gli aspetti relativi al mercato energetico nel complesso (domanda, offerta, costi e mercato) dovrebbero ricevere una maggiore attenzione. Il documento dedica invece scarsa attenzione alla questione centrale dei costi per il sistema che deriverebbero della politica indicata. Questi obiettivi di riduzione del consumo di energia e di aumento dell'efficienza energetica, richiederanno uno sforzo economico da parte del sistema che rischia di vanificare gli sforzi concentrati nella riduzione di costo dell'energia o richiedere elevanti finanziamenti sotto forma di incentivi e sussidi. Nel corso del nostro commento ritorneremo su questo punto diverse volte poiché l'importanza lo esige e lo richiama: ogni proposta presentata nel SEN dovrebbe, per quanto possibile, essere corredata di una scheda, meglio se molto semplice, che ne illustri tempi di implementazione, risultati attesi e costi connessi.

Al fine di favorire un'analisi più completa – sebbene qualitativa – abbiamo classificato i quattro obiettivi presentati nella SEN secondo quattro differenti punti di vista (criteri) e ad ognuno di essi abbiamo assegnato un indicatore quali/quantitativo.

Per quanto riguarda i diversi criteri abbiamo definito la seguente griglia:

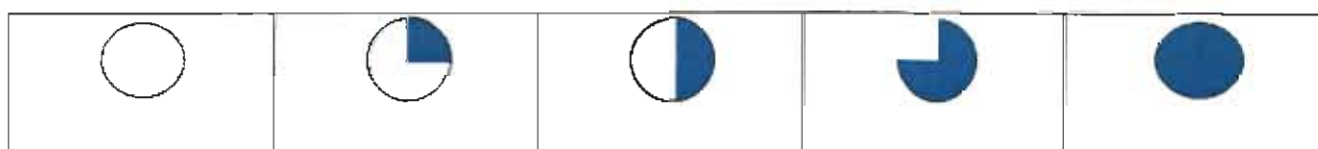
- **Definizione obiettivo-tempi:** Ciascuno dei quattro obiettivi che compongono la Strategia Energetica Nazionale necessita a nostro avviso di un'accurata definizione dei tempi di realizzazione. In coerenza con il piano d'azione del documento, la definizione dei tempi è da intendersi non solo con riferimento all'anno finale 2020 ma necessita di una più articolata e sistematica pianificazione degli interventi lungo l'intero periodo di azione. L'indicatore proposto intende valutare la coerenza degli obiettivi fissati rispetto ai tempi di realizzazione che non sono, ovviamente, solamente tempi tecnici ma complessivi ed includono dunque *governance* e gestione.
- **Coerenza obiettivo-strumenti:** La necessità di perseguire gli obiettivi definiti dal documento e le misure proposte per il loro raggiungimento richiede un'attenta valutazione e analisi di coerenza. Tale coerenza va ricercata, *in primis*, nella struttura del sistema energetico del Paese e nelle sue prospettive di crescita e sviluppo. È necessario partire da un'accurata analisi del fabbisogno energetico del Paese e dall'elaborazione di uno scenario che tenga conto delle reali prospettive di crescita/riduzione del fabbisogno energetico non solo italiano ma anche europeo/mondiale al fine di poter definire un opportuno e sostenibile piano di investimenti. Il lavoro presentato in appendice è interessante e va in questa direzione ma dovrebbe essere meglio esplicitato e chiarito. L'indicatore proposto vuole misurare il grado di coerenza tra gli obiettivi e gli strumenti per raggiungere questi obiettivi tenendo conto anche della possibile contraddittorietà fra questi.
- **Oneri generali del sistema:** Abbiamo già sollevato questo punto in precedenza. Occorre definire in maniera chiara ed esplicita il costo complessivo per l'intero sistema delle varie proposte avanzate e le risorse impiegate/da impiegare per far fronte a tale costo. Tale analisi non dovrebbe prescindere inoltre da un'attenta valutazione degli oneri che in ultimo ricadrebbero sul consumatore finale (vedi *essential facilities* e capacità fredda). L'indicatore intende misurare il grado di chiarezza sui costi desumibili dagli obiettivi proposti.

Momentum: l'indicatore misura il grado di urgenza così come percepito a nostro avviso dall'opinione pubblica sui diversi obiettivi.

OBIETTIVO	Definizione obiettivo-tempi	Coerenza obiettivo-strumenti	Oneri generali di sistema	Momentum
Riduzione gap di costo dell'energia tra consumatori ed imprese				
Raggiungimento e superamento degli obiettivi del 20-20 definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020				
Sicurezza degli approvvigionamenti				
Crescita economica sostenibile				

Alta

Bassa



C2. Le priorità di azione proposte rappresenteranno le aree di maggior attenzione di politica energetica nel medio periodo. Di quali eventuali diverse priorità dovrebbe tenere conto la SEN per garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti per il settore?

Il problema non è tanto o solo quello relativo alle diverse priorità possibili, quanto il coordinamento ed insieme la coerenza tra queste. E non si tratta forse di aggiungere, ma piuttosto di sottrarre per meglio concentrare le risorse che, che specie in questo periodo, sono necessariamente limitate. Un commento relativo alle singole priorità verrà meglio definito nel resto di questo documento mentre, in questa parte, ci limitiamo a segnalare alcuni elementi generali seguendo un approccio di tipo SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats).*

1. La promozione dell'**Efficienza Energetica**, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei.

S In termini di intensità energetica sul PIL l'Italia si colloca fra i primi posti nella classifica dei paesi dell'Unione Europea. Il nostro Paese presenta un'ampia scelta di strumenti a disposizione (legislativi e non legislativi) per continuare e rafforzare politiche specifiche in questo senso. Il nostro paese ha anche una certa *expertise* pratica sul tema: basti ricordare le prime leggi organiche sul risparmio energetico nate nei primissimi anni '90.

W Considerati gli attuali livelli di efficienza complessiva del sistema italiano, nuovi passi in quella direzione saranno marginalmente più complessi e presumibilmente più costosi. Questa variabile deve essere riportata al centro dell'attenzione ogni volta che si affrontano temi relativi a guadagni di efficienza. Questo non vuol dire negare che esistano settori produttivi o specifici interventi che oggi hanno costi marginali di abbattimento addirittura negativi ma l'analisi del sistema nel complesso suggerirebbe una maggiore prudenza. Occorre inoltre intervenire sui mercati – quali quello dei Titoli di Efficienza Energetica - per risolvere le criticità e le difficoltà per gli operatori di realizzare gli obiettivi previsti, allo scopo di costituire un meccanismo realmente orientato a promuovere una cultura dell'efficienza energetica nel consumatore finale.

- O Come viene segnalato fra l'altro nel documento "Proposte per il Piano Nazionale di Efficienza Energetica", Task Force Efficienza Energetica, Commissione Energia di Confindustria è necessario considerare nel dettaglio i dati settoriali per capire quali siano stati i settori economici più virtuosi nella riduzione dell'intensità di energia e dove sia possibile intervenire in modo efficiente.

- T Il rischio fondamentale è nella relativa poca chiarezza dei meccanismi e nei costi attraverso i quali si può raggiungere una maggiore efficienza. E' importante, infatti, definire un campo di azione più preciso per poter valutare le diverse politiche.

2. La promozione di un **mercato del gas competitivo**, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale **Hub sud-europeo**.

S Il nostro paese ha certamente una cultura industriale sul gas naturale che data ormai 60 anni. Ha competenze tecnologiche gestionali e contrattualistiche che la rendono perfettamente in grado di muoversi in modo appropriato. Inoltre ha un sistema di regolazione del mercato molto avanzato ed in linea con le *best practice* europee. Non va dimenticato che l'Italia, anche grazie alla domanda di gas naturale, ha basse emissioni procapite di carbonio.

W Per diventare il principale hub nel sistema sud europeo il sistema nazionale del gas necessita dello sviluppo delle interconnessioni a livello europeo secondo "logiche di mercato" e dunque senza penalizzare i consumatori. Il sistema gas è già caratterizzato da una tassazione elevata – in particolare sui consumi residenziali - che incide fortemente sul prezzo del gas e sulla competitività del nostro sistema.

O L'Italia, già a partire da maggio 2000, ha recepito le Direttive Comunitarie in materia di liberalizzazione del mercato del gas con l'obiettivo di separare le attività di trasporto (incluso GNL), dispacciamento, stoccaggio e distribuzione da quelle di importazione, produzione, esplorazione e vendita al fine di garantire l'accesso alle infrastrutture da parte dei nuovi operatori che ne facciano richiesta e promuovere la concorrenza nel settore dei servizi di pubblica utilità dell'energia.

T

L'attuazione di un completo processo di liberalizzazione del mercato del gas non può prescindere dalla necessità di incentivare lo sviluppo delle infrastrutture e garantire la remunerazione degli investimenti già effettuati. Laddove non fosse garantita una piena liberalizzazione del mercato, lo sviluppo di nuova capacità di importazione rischierebbe di pesare ulteriormente sugli oneri complessivi del sistema.

3. Lo **sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili**, per le quali intendiamo superare gli obiettivi europei ('20-20-20'), contenendo al contempo l'onere in bolletta.
- S Un sistema ben articolato di incentivi alle rinnovabili che è stato sperimentato per molti anni (il conto Energia).
- W Il costo complessivo rimane un punto di debolezza anche perché, da altra parte della SEN, si afferma di voler ridurre il costo della bolletta. Armonizzare incentivi alle rinnovabili e costo in bolletta non è sempre facile; è ormai dato per scontato infatti che gli incentivi, in particolare il cosiddetto Conto Energia per il solare fotovoltaico, sono stati assai generosi. Si ritiene importante a tal fine lavorare su un piano di sviluppo sostenibile ed equilibrato. Quando quindi si discute di riduzione significativa dei costi va ricordato, con estrema chiarezza, che fino ad oggi tutti gli incentivi alle fonti rinnovabili sono stati a carico della bolletta elettrica, così come numerosi altri interventi (basti ricordare il *decommissioning* delle centrali nucleari dismesse). Se con la SEN si intende procedere ad una riduzione del prezzo dell'energia elettrica bisognerà anche provvedere contestualmente alla definizione di nuovi strumenti per finanziare in modo efficace una serie di attività oggi a carico del comparto energetico.
- O Le fonti rinnovabili sono uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la tutela dell'ambiente. Si riuscirà a cogliere pienamente questa opportunità se si sapranno inserire le fonti rinnovabili in un più ampio contesto generale.
- T Bisogna iniziare sin da ora ad immaginare un mondo oltre il V Conto Energia se, com'è possibile, non si sia ancora raggiunta una *grid parity* (intesa come azzeramento del differenziale di costo di produzione dell'energia elettrica e non di consumo come talvolta si considera) oppure si renda necessario incrementare ulteriormente la quota delle rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi molto sfidanti del 2050. Restano da affrontare temi connessi allo sviluppo delle rinnovabili in relazione alla non programmabilità del sistema elettrico, evitando di penalizzare alcune tecnologie ma comunque minimizzando i costi per il sistema, e ad un meccanismo di remunerazione della capacità equo e sostenibile da estendere a tutti gli impianti chiamati a stare fermi per problemi di limitazioni strutturali del sistema (siano esse collegate allo sviluppo della

rete o a differenziali domanda/offerta).

4. Lo sviluppo di un **mercato elettrico** pienamente integrato con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile.
- S Il mercato elettrico italiano ha diversi punti di forza a partire dalla qualità del servizio. Indicatori come durata delle interruzioni del servizio elettrico, tempi di risposta dei *call center*, chiarezza della bolletta, sono comparabili con quelli di altri paesi industrializzati. L'impatto ambientale (emissioni di CO₂ procapite, consumo energetico per abitante) e l'efficienza media nel nostro sistema elettrico (misurata in emissioni di CO₂ per kWh prodotto) è in linea con quella dei più efficienti paesi europei.
- W Si rileva un'evidente difficoltà del sistema che emerge da un'analisi sull'ingresso, talvolta tumultuoso e poco ordinato, di fonti rinnovabili non programmabili, aventi per loro natura priorità di dispacciamento. Questa produzione riduce le quantità contendibili sul mercato dell'energia, genera un incremento della volatilità della domanda che si trova a sperimentare alcune ore di picchi di richiesta a fronte di un elevato numero di ore a domanda molto bassa. L'aumento delle fonti rinnovabili, e la situazione di *overcapacity* che caratterizzano il mercato della generazione elettrica italiano hanno avuto l'effetto di ridurre le ore di funzionamento dei cicli combinati a gas con le relative difficoltà. Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica presenta a sua volta numerose lacune che l'operatore per la trasmissione 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.
- O Il V Conto Energia cerca di rispondere a queste difficoltà attraverso una diversa modulazione degli incentivi. E' una strada obbligata e va perseguita con vigore. Se la domanda elettrica dovesse iniziare nuovamente a crescere in modo sensibile le

opportunità di aggiustamento potrebbero trovare una collocazione.

- T Tra le varie minacce un tema riguarda l'organizzazione degli incentivi sulle rinnovabili nel post V Conto Energia. Se – com'è possibile – la *grid parity*, e dunque il venir meno di importanti sussidi non dovesse essere raggiunta – sarà necessario prepararsi in anticipo per meglio indirizzare le nuove politiche. Le diverse modalità del conto energia negli anni hanno fatto accumulare un'esperienza sufficiente a poter ispirare una modulazione differente per il termoelettrico tradizionale pur mantenendo l'obiettivo di incremento delle rinnovabili nel sistema.

5. La ristrutturazione della **raffinazione** e della rete di **distribuzione dei carburanti**, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio.

S 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). Pur nella crisi rimane un settore importante della nostra economia.

W Attualmente il settore attraversa 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 (spesso falsata da sussidi) e di una legislazione comunitaria particolarmente stringente ed attuata unilateralmente.

O Da una crisi strutturale e importante si esce cercando di cogliere tutte le opportunità presenti sul mercato. Qualsiasi intervento o politica andrebbe inserita 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. 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.

Per la distribuzione riaffermiamo la necessità di uniformare il sistema distributivo a quello europeo ovvero riduzione del numero di impianti, automazione delle strutture, flessibilità gestionale, sviluppo attività commerciali collaterali, trasparenza dei prezzi. Tutto ciò è stato affrontato nel provvedimento liberalizzazioni; deve ora essere prontamente attuato

T L'assenza di una politica coordinata a livello europeo, la ricerca quindi di una soluzione nazionale alla crisi in atto, potrebbe risultare insufficiente. 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.

6. Lo **sviluppo sostenibile** della **produzione nazionale** di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.

S	<p>Le riserve di gas e petrolio in Italia sono rilevanti, oltre un centinaio di giacimenti distribuiti in varie regioni <i>on e offshore</i>. 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.</p> <p>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.</p>
W	<p>La complessità degli iter autorizzativi dei progetti, dilata i tempi di realizzazione delle infrastrutture, e rende meno attrattivi gli investimenti nel Paese. È necessario semplificare i procedimenti amministrativi, superare gli iter formali parcellizzati tra soggetti chiamati a pronunciarsi a diversi livelli 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. E' essenziale la volontà da parte delle amministrazioni e del paese di valorizzare il patrimonio energetico nazionale nel quadro di una piena sostenibilità socio-ambientale e trasparenza dei processi.</p>
O	<p>Il nostro Paese potrebbe raddoppiare l'attuale produzione di idrocarburi di 11 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, con investimenti di almeno quindici miliardi di euro nel medio periodo.</p> <p>La riduzione della 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.</p> <p>La valorizzazione delle risorse nazionali avrebbe un forte impatto sull'incremento dell'occupazione e degli investimenti nella crescita di <i>know-how</i> specializzato, nel contesto di un settore petrolifero italiano la cui leadership è riconosciuta a livello</p>

	<p>internazionale e che fattura oltre 15 miliardi di euro nel mondo.</p> <p>L'enorme patrimonio minerario inutilizzato priva anche lo Stato di introiti importanti, derivanti da un gettito fiscale che conseguirebbe dall'incremento delle attività di ricerca e produzione. Una produzione addizionale di 11 Mln Tep per anno potrebbe generare <i>royalties</i> per 350 milioni di euro e fiscalità su reddito d'impresa per circa 1.200 milioni di euro all'anno.</p>
T	<p>Il rischio è quello di vedere un rapido declino dell'industria <i>upstream</i> in Italia. Oltre alla mancata valorizzazione delle risorse energetiche del Paese, si produrrebbe un aumento della bolletta energetica e una riduzione delle entrate per Stato ed Enti locali interessati dall'attività. In assenza di un'adeguata politica che attragga gli investimenti, nel quadro di una rigorosa tutela della sicurezza e dell'ambiente, si rischia inoltre la rapida estinzione dell'industria dell'indotto.</p>

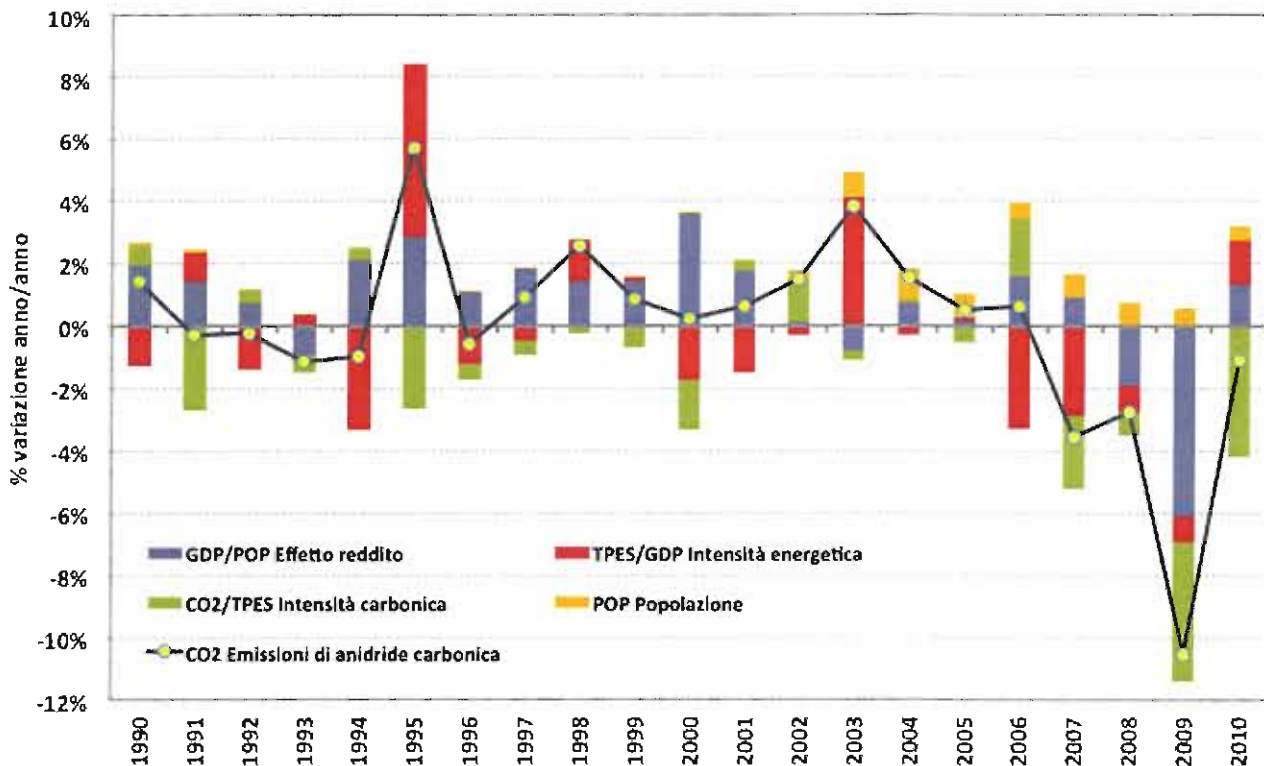
Al di là delle diverse priorità la SEN richiede una partecipazione attiva attraverso un commento su qualche domanda aperta alla consultazione pubblica.

C3. La strategia non si propone una definizione di dettaglio del sistema energetico al 2030 o 2050, proponendosi di mantenere un approccio flessibile alla decarbonizzazione: quali diversi punti di vista e relative implicazioni in termini di politica energetica?

C4. Se la scelta di fondo europea è quella di un'economia decarbonizzata, gli obiettivi post-2020 potrebbero essere orientati unicamente alla riduzione di emissioni, lasciando libero ogni Paese di scegliere il proprio approccio nel modo più flessibile senza obiettivi specifici su rinnovabili e efficienza energetica. Quale prospettiva più opportuna per il nostro Paese?

C5. Come osservato, diverse tecnologie non ancora mature potrebbero avere un impatto rilevante sul nostro sistema nel lunghissimo termine. Quali diverse prospettive o approccio da adottare su questi o altri fattori di discontinuità?

Questi punti possono essere esaminati congiuntamente.



In questo grafico vengono riportati i dati relativi all'identità di Kaya per il nostro paese. Questa uguaglianza mette in relazione i tassi di crescita di alcune variabili con i tassi di crescita delle emissioni di anidride carbonica.

$$\Delta CO_2 = \Delta \frac{CO_2}{TPES} + \Delta \frac{TPES}{PIL} + \Delta \frac{PIL}{POP} + \Delta POP$$

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 nessuna attua 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.

E' molto importante avere in mente questo schema se si deve cominciare a ragionare sulle opzioni post 2020. Considerando l'attuale struttura dell'offerta di energia in Italia è possibile affermare che il nostro paese sia ancora lontano dai valori indicati dalla *Roadmap* che pongono come obiettivo al 2050 un taglio delle emissioni dell'80% rispetto al 1990.

Tenere il passo con le richieste europee significa continuare ad investire su varie forme di fonti energetiche a basse emissioni di carbonio, con i relativi sistemi ed infrastrutture di supporto, tra cui le reti intelligenti, l'edilizia passiva, la cattura e lo stoccaggio del carbonio, processi industriali avanzati e lo sviluppo del gas nel settore dei trasporti e dell'elettrificazione. In questo scenario è opportuno riconoscere nella strategia energetica che si sta delineando, un ruolo specifico anche al GPL in considerazione degli investimenti fatti dalle aziende del comparto, del numero considerevole di occupati, nonché delle tecnologie all'avanguardia che il settore ha sviluppato.

Parimenti, le centrali a carbone italiane hanno ottenuto tutte la stringente certificazione ambientale europea EMAS e hanno un'efficienza media del 39% (con picchi del 46%) rispetto al 35% delle centrali europee: non sarebbe corretto disperdere gli investimenti fatti dagli operatori del settore che garantiscono oggi all'Italia uno dei parchi di centrali a carbone tecnologicamente più avanzati, efficienti e sostenibili al mondo. L'adozione delle clean coal technologies e della cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) migliora le prospettive a lungo termine dell'uso del carbone

C6. Quali ulteriori barriere hanno impedito finora una più ampia diffusione di soluzioni di efficienza energetica, e quali possibili azioni e strumenti (esistenti o nuovi) possono essere lanciati? Come rendere più efficace il sistema dei controlli sugli standard e sulla qualità dei servizi (i.e. le certificazioni degli immobili) senza generare costi e nuove forme di burocratizzazione?

C7. In particolare per quanto riguarda i Certificati Bianchi, l'estensione dei soggetti obbligati anche a società di vendita (come in Francia o in Inghilterra) e/o ad altri

operatori potrebbe aumentare il numero di soggetti direttamente coinvolti, risultare più “vicino” ai clienti finali e alle loro esigenze, e quindi facilitare il raggiungimento degli obiettivi? Quali opportunità di revisione del meccanismo in questo ambito?

L'efficienza energetica è considerata la migliore soluzione per rispondere ai cambiamenti climatici, ridurre la dipendenza energetica dall'estero, aumentare la competitività delle imprese e conseguire gli obiettivi del Pacchetto Clima-Energia dell'Unione Europea. La ragione principale di questo interesse risiede nel rapporto costi benefici, decisamente più interessante di molti altri interventi.

Com'è stato dimostrato le barriere più rilevanti sono spesso barriere non economiche. Diversi studi – ed in particolare quelli relativi alle curve costo/quantità relative all'abbattimento delle emissioni di gas serra - hanno documentato l'esistenza di vaste aree di recupero di efficienza energetica legati ad interventi con costi negativi.

Se dunque l'efficienza energetica fatica ad imporsi anche quando ci sono tutti i presupposti non economici, bisogna ricercare nell'esistenza di diverse barriere, di cui quella economica può essere una, ma verosimilmente non la principale, a giudicare dai dati di letteratura e di mercato.

In particolare per quanto riguarda il meccanismo dei certificati bianchi, il sistema italiano rappresenta una *best practice* per tutta l'Unione Europea e fin dalla sua implementazione ha consentito il raggiungimento di risultati apprezzabili minimizzando l'onere finanziario per il sistema.

Fra i protagonisti di questo meccanismo sono i distributori di gas che ogni anno sono tenuti a conseguire obiettivi di risparmio energetico stabiliti da provvedimenti ministeriali, i cui risultati sono attestati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Negli ultimi anni il funzionamento del mercato non è stato però in grado di soddisfare gli obiettivi fissati, a causa di tre esigenze a cui il sistema non è stato in grado di dare una risposta adeguata e tempestiva: la capacità di sostenere gli interventi più strutturali e di contabilizzare i risparmi effettivamente conseguiti, la mancata introduzione di elementi di flessibilità del mercato per prevenire situazioni di criticità e instabilità del quadro normativo e il coordinamento tra gli strumenti incentivanti.

Una recente analisi della Federazione Italiana per l'Uso Razionale dell'Energia (FIRE) ha

evidenziato con lucidità diverse barriere non economiche. Tra queste:

Scarsa conoscenza

Ovvero mancanza di competenza sull'esistenza di soluzioni in grado di migliorare l'uso dell'energia portando benefici economici e ambientali.

Secondarietà del tema rispetto al core business

E' una barriera molto difficile da eliminare poiché è strettamente connessa ai processi produttivi e nella struttura di costo delle aziende.

Per il settore *non energy intensive* la bolletta energetica può valere intorno al 5% del costo complessivo degli *input* produttivi. Un intervento in questa direzione, può risultare non prioritaria e dunque pur in presenza di tecnologie di risparmio energetico *cost effective* queste possano non venire pienamente considerate.

Diverso il caso del settore residenziale in cui i costi energetici possono superare per alcune famiglie anche il 10% del budget. In questo caso sarebbe prioritario intervenire ma talvolta possono subentrare anche altre barriere tra cui l'accesso al credito.

Comportamenti

Una buona efficienza energetica richiede una certa cura nell'uso delle strutture, siano questi edifici residenziali, uffici o fabbriche. Un esempio tipico è quello delle finestre aperte per il troppo caldo di inverno mentre il riscaldamento continua a bruciare energia e risorse economiche. Una corretta regolazione dell'impianto accompagnata da campagne di informazione mirate e ripetute possono fare moltissimo.

Vincoli legislativi e normativi

Su questo fronte l'efficienza energetica soffre meno di altre opzioni anche se la velocità con la quale si rende disponibile una tecnologia e gli strumenti per accedervi sono spesso troppo lenti.

Accesso agli incentivi

Il principale meccanismo di sostegno dell'efficienza energetica, i certificati bianchi, rappresentano un classico esempio di difficoltà nell'accesso agli incentivi. Sarebbe auspicabile un intervento teso a semplificarne l'accesso al fine di cogliere pienamente il potenziale effetto positivo degli schemi di supporto.

Bancabilità dei progetti e attitudine del sistema di credito

La complessità delle soluzioni tecnologiche, come accennato, si ripercuote anche sulle banche, che ancora oggi presentano pochi prodotti mirati all'efficienza che siano caratterizzati da facilità d'uso, assenza di richieste di garanzie reali e tassi convenienti. Gli incentivi, di entità modesta, non consentono d'altra parte di fungere da unica garanzia dell'investimento come avviene per le rinnovabili. Ciò richiede non solo di far comprendere le basi delle tecnologie, ma anche di sviluppare nuovi modelli di finanziamento.

Per quanto poi concerne la proposta di estensione dei soggetti obbligati (C7), si rileva che nella scelta dei soggetti obbligati si dovranno comunque considerare le specificità e la marginalità dei singoli settori energetici, al fine di evitare che gli obblighi di efficienza energetica diventino uno strumento per marginalizzare alcuni prodotti energetici.

Infatti, l'eventuale estensione dei soggetti obbligati anche a realtà che operano in mercati marginalità e specificità porrebbe sicuri problemi in termini di costi degli adempimenti.

C8. La mancanza di competenza e attenzione nei settori industriali, soprattutto nelle aziende medio-piccole, è stata segnalata da più parti come una criticità per il raggiungimento degli obiettivi in questo settore. L'introduzione di obblighi di audit energetici potrebbe contribuire a risolvere questa criticità? Quali altre iniziative si potrebbero prevedere in questo ambito?

Per le ragioni prima presentate il tema di un audit energetico obbligatorio, anche per le piccole imprese, potrebbe essere progettato con successo. I risparmi previsti in termini di

energia potrebbero risultare molto significativi ed una opportuna campagna di informazione e formazione potrebbe far emergere un inaspettato interesse da parte delle PMI. Un incentivo – nelle forme adeguate – alla realizzazione di questi audit potrebbe risultare decisivo. In questo senso vanno valorizzate le iniziative di alcune Regioni che hanno finanziato interventi in questa direzione così come il sistema Confindustriale.

C9. Si concorda con l'esigenza di aumentare la capacità di importazione attraverso lo strumento delle infrastrutture strategiche? Quanta nuova capacità sarebbe necessaria e con quale tempistica? Quali i criteri di selezione?

C10. Aumento della liquidità sulla borsa gas: quali strumenti più idonei per favorire lo sviluppo di una borsa gas liquida e competitiva e incentivare lo spostamento di volumi significativi di gas verso di essa?

C11. Opportunità e rischi di una progressiva migrazione nell'approvvigionamento da un mercato legato a contratti di lungo periodo a un mercato spot. Quale è il migliore mix tra i due nella situazione italiana?

Il tema è di carattere europeo. 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 dal gas rispetto ad altri paesi. In sintesi, tralasciando il settore industriale, possiamo affermare che in Europa il consumo di 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. □ □

Non è possibile avere un mercato della dimensione e complessità come quella nazionale che si basi esclusivamente sui contratti spot e che dunque rinunciassi ai contratti di lungo

periodo. Si possono fare diverse osservazioni al riguarda ma basta trarre qualche indicazione dall'esame delle diverse realtà europee. Non esistono paesi che hanno solo importazioni via GNL ed il principale importatore d'Europa – la Germania – non dispone di alcun impianto di rigassificazione e a livello mondiale viene trattato spot circa il 25% del totale del gnl mondiale. Può essere interessante citare il caso spagnolo: ben sapendo che il 2011 è stato un anno straordinario per diversi motivi (clima ed economia) il paese iberico ha registrato un importazione di 12,5 Bcm via gasdotto, 24,2 Bcm attraverso impianti GNL tutti contrattati ovvero senza un metro cubo di spot.

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento passa attraverso uno sviluppo equilibrato di tutte le infrastrutture, che va incentivato con la previsione di meccanismi *market oriented* e che garantiscano il ritorno degli investimenti nel medio-lungo periodo e contemporaneo al tempo stesso le esigenze di mercato.

Passando a esaminare lo sviluppo delle infrastrutture gas in Italia, anche la SEN considera questo ciclico dibattito tra rigassificatori stoccaggi.

La crisi economica ha rallentato la spinta alla realizzazione dei rigassificatori 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.

Stando invece alle informazioni desumibili dalla stampa, l'inizio delle attività commerciali del terminale di Livorno è previsto per la prima metà del 2013.

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 opinabile².

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.

Un terminal di GNL, 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 tuttavia legittimo chiedersi se esista uno spazio di convenienza economica in Italia per un investimento *greenfield* di un rigassificatore³.

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.

² 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 1111 miliardi di dollari. Ma, va ripetuto ancora una volta, sono misure molto indicative. (per memoria: 1 Mtpa=1.36 Bcm standard).

³ 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%.

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.

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

È inoltre importante presidiare le scelte politico-strategiche degli altri Paesi membri, affinché decisioni legislative e/o regolatorie nazionali non introducano meccanismi discriminatori, nonché ostacoli alla costituzione del mercato unico e alla costruzione di una rete unica europea, con pregiudizio diretto o indiretto per il mercato italiano e il ruolo che il nostro Paese può avere in Europa per diversificare gli approvvigionamenti.

La prospettiva di favorire la nascita in Italia di un *hub* del gas naturale al servizio dell'Europa andrebbe inoltre meglio dettagliata con particolare attenzione al tema complessivo della redditività di un progetto simile.

Luigi De Paoli in un suo 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 la 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.

I contratti di lungo termine hanno avuto un ruolo centrale nella costruzione della infrastruttura di approvvigionamento, ma si ritiene continuo ad avere una funzione strategica nel garantire la sicurezza delle forniture alle famiglie, specialmente nei contesti di emergenza. Per questo motivo, pur comprendendo la necessità di incrementare le forniture spot, si ritiene essenziale riconoscere la funzione che i contratti *take or pay* continuano a svolgere per la continuità e la certezza dell'approvvigionamento del sistema nazionale.

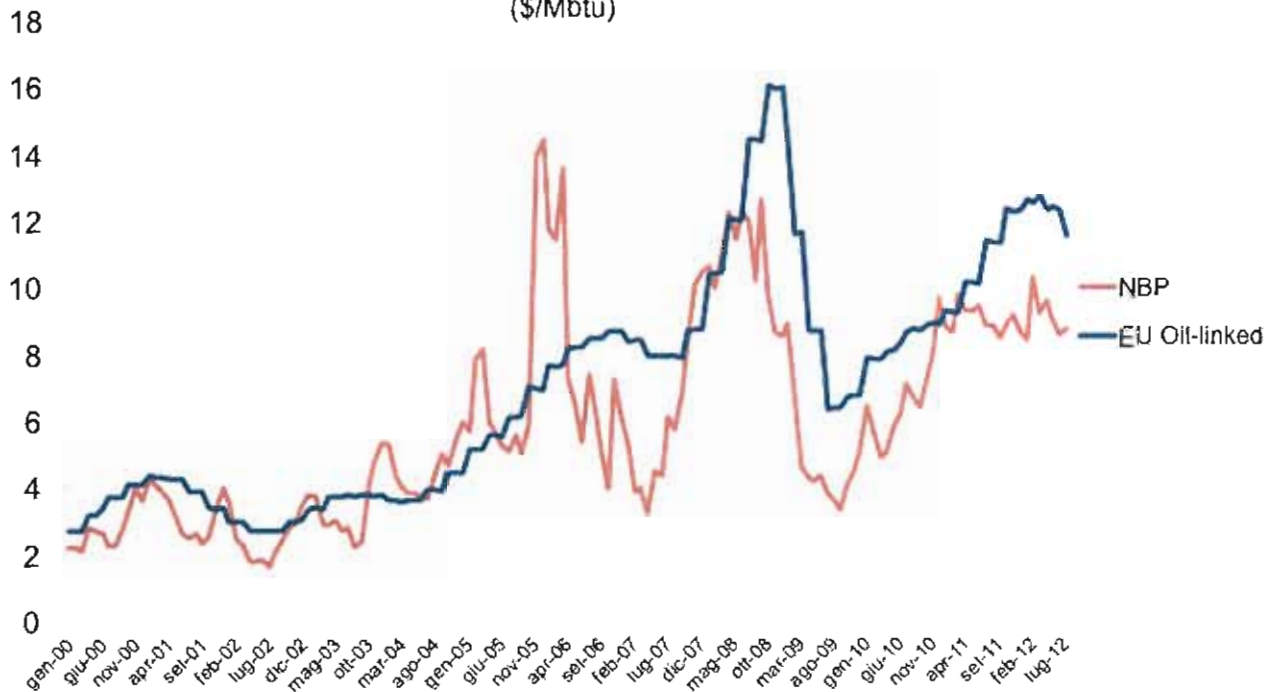
Un hub del gas costituisce infatti un importante strumento per costruire un sistema energetico efficiente, in quanto tale luogo consente di attrarre risorse a basso costo favorendo l'incontro tra domanda e offerta a condizioni di minimo costo.

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.

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 2012 un confronto tra il prezzo di lungo periodo e il prezzo spot del gas in Europa. Trattandosi di dati mensili 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'84% di comprare a lungo termine. Una differenza significativa ma che comunque va attentamente ponderata per il diverso grado di rischiosità. E di tutta evidenza come il prezzo sul mercato spot è più molto più volatile di quello dei contratti di lungo periodo che, in genere, è indicizzato ad una media mobile di prodotti petroliferi e/o del greggio.

Confronto tra prezzi a breve e lungo termine nel mercato europeo del gas naturale (\$/Mbtu)



C12. La Strategia prevede un continuo supporto agli investimenti in rinnovabili, seppure con livelli di incentivo ridotto rispetto al passato (e con un governo più attento dei volumi). Sono auspicabili scelte diverse? In quale direzione?

E' ormai dato per scontato che gli incentivi alle fonti rinnovabili, in particolare il cosiddetto Conto Energia per il solare fotovoltaico, siano 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 generato 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 estera, di cui il 25% dalla

Germania. Nel settore dell'eolico, viceversa, si è sviluppata, nel corso degli ultimi quindici anni, un'industria nazionale con oltre 39.000 addetti e che già dal 2010 ha consentito al nostro paese di diventare esportatore netto di tecnologia e componentistica (cfr. "Althesys IREX" 2012 e "AGICI OIR – Osservatorio internazionale sull'industria e la finanza delle rinnovabili 2012").

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. La ragione di fondo che spinge ad adottare degli incentivi è che 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 è stato di stimolo come ci si poteva attendere.

Se l'obiettivo di fondo rimane il rispetto degli impegni di decarbonizzazione presi con l'Unione Europea per il 2020 ed oltre, bisognerà monitorare il processo di *grid parity* in modo da aggiustare (ridurre) gli incentivi oltre il V Conto in modo conseguente.

C13. In aggiunta agli incentivi economici, quali ulteriori strumenti a supporto da valutare per accelerare lo sviluppo delle rinnovabili termiche?

Con riferimento alle rinnovabili termiche, si evidenzia che gli incentivi dovranno derivare da una valutazione complessiva dell'impatto ambientale di queste fonti. A livello quantitativo gli incentivi vanno calibrati ed armonizzati a livello europeo e sostenuti non attraverso modalità distorsive come la tariffa gas (ad esempio prevista per gli impianti a piccola taglia). E' da privilegiare lo strumento di copertura attraverso la fiscalità, anche per evitare il rischio di una incidenza potenziale elevata sui costi del settore energetico.

Insieme all'efficienza energetica le rinnovabili termiche (biomasse, pompe di calore, solare termico) rappresentano una soluzione sicuramente interessante ed utile nell'ammodernamento del sistema italiano e nel suo percorso verso la decarbonizzazione.

Mentre una decisa rimodulazione del fotovoltaico e alle altre elettriche si sono già concretizzati, con effetti piuttosto evidenti, le rinnovabili termiche ancora attendono un decreto che stabilisca come incentivarle; decreto che tarda e che, per come sta prendendo forma, sembra non trovare tutti d'accordo.

Alcune perplessità espresse dagli operatori riguardano principalmente la coerenza obiettivi/strumenti e non ultimo la decisione di mantenere un tetto massimo agli incentivi in modo di conoscere in anticipo il totale dell'impegno assunto.

Peraltro, l'analisi del contesto in cui si sono sviluppate le rinnovabili termiche (con particolare riferimento alle biomasse) non può prescindere dalla necessità di tenere in considerazione l'impatto globale in termini ambientali e fiscali derivanti dal loro impiego.

Di conseguenza, la scelta di eventuali strumenti di incentivazione dovrebbe prendere in considerazione la "sostenibilità" delle queste fonti sia in termini di impatto ambientale globale (considerando quindi non solo gli effetti in termini di riduzione della CO₂, ma anche l'impatto ambientale relativamente altri inquinanti regolamentati e non, così come i possibili effetti in termini di aumento dei rischi idrogeologici che potrebbero derivare da un impiego rilevante di biomasse legnose). In particolare, per quanto concerne gli impatti in termini di CO₂ derivanti dall'impiego delle biomasse, si segnala che uno studio molto recente del [JRC](#) (il centro

comune di ricerche della UE che ha sede ad Ispra) – studio anticipato da Euractiv.com - ammonisce sulla possibilità che le attuali politiche in materia di biomasse portate avanti dall'UE aumentino le emissioni di gas a effetto serra nel breve termine.

Nello studio del JRC – che riecheggia un parere del comitato scientifico dell'Agenzia europea per l'ambiente (EEA: European Environment Agency) del settembre 2011 - si legge che “l'uso di tronchi [alberi] proveniente da foreste a fini bioenergetici causerebbe un effettivo aumento dei gas serra: emissioni paragonabili a quelle di equivalenti combustibili fossili nel breve periodo”. Questo perché la combustione di un albero per produrre bioenergia – ad esempio in forma di pellet, legno o trucioli – rilascia tutto il carbonio che l'albero ha assorbito nella sua vita ma, contemporaneamente, riduce anche il deposito vegetale in grado di assorbire nuovo carbonio nella vita futura. Di conseguenza, si crea un “debito di carbonio” con un bilancio di emissioni sfavorevole rispetto alla produzione distruttiva e una tantum di bioenergia.

Le conclusioni di JRC sono che “con una corretta contabilità, la bioenergia da tronchi o da coltivazioni intensive non contribuirebbe a obiettivi politici di breve termine, come gli obiettivi del 2020, anche se l'uso di potature, puliture e residui (biomasse di seconda generazione) potrebbe invece dare un contributo considerevole”.

Andrebbero poi considerati i rilevanti effetti in termini di entrate tributarie derivanti dall'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche, in termini di sostituzione delle stesse rispetto ai combustibili tradizionali (che sono assoggettati all'accisa ed al pagamento dell'IVA con l'aliquota piena del 21%).

Infatti, un forte incremento dei consumi di biomassa per usi termici non potrà che avere l'effetto di:

- a. ridurre il gettito fiscale per lo Stato, in quanto i combustibili vegetali non sono assoggettati a forme di tassazione come, ad esempio, l'accisa che invece viene corrisposta dai combustibili tradizionali (GPL, gasolio, e gas naturale) il cui consumo sarebbe destinato a contrarsi con evidente riduzione del gettito fiscale generale;
- b. aumentare le emissioni puntuali di tutti i principali inquinanti normati, in particolare del PM₁₀, che sta creando i maggiori problemi e i maggiori costi per il nostro Paese in termini

economici e di salute. Invero, l'incremento di consumi che le biomasse avrebbero nel caso di applicazione delle proposte incentivanti, comporterebbe un balzo delle emissioni di altri macroinquinanti i cui effetti sono molto più gravi nell'immediato, e a livello locale per i cittadini italiani, rispetto ai modesti effetti positivi, peraltro ipotetici, di carattere globale della riduzione delle emissioni di CO₂;

- c. incrementare la pressione fiscale su alcuni settori e/o gli oneri economici posti già in capo ai consumatori di energia;
- d. non rispondere in pieno agli obiettivi di riduzione della dipendenza energetica del nostro Paese dalle importazioni.

C14. Quali possibili misure per favorire lo sviluppo della seconda e terza generazione di biocarburanti? Quali interventi per far sviluppare una filiera europea?

Pur condividendo la scelta del Governo di promuovere i biocarburanti di seconda generazione, settore nel quale l'Italia vanta già delle eccellenze industriali, bisogna tener conto che l'industria di biocarburanti di prima generazione, il cui obbligo è stato introdotto solo a partire dal 2008, è stata in grado di consentire al nostro Paese di rispondere prontamente agli obblighi comunitari e che oggi si trova ad affrontare la sfida della sostenibilità che meglio garantisce il valore ambientale del prodotto, sia in termini di origine della materia prima, che in termini di riduzione della CO₂.

In linea con i nuovi orientamenti comunitari in fase di esame, è necessario definire un quadro normativo chiaro che stabilisca le percentuali dal 2015 al 2020 per il rispetto dell'obbligo attualmente del 10% tenendo, altresì, presente i nuovi orientamenti che deriveranno, a livello comunitario, dalla direttiva sull'impatto del cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni (ILUC).

Solo disponendo di un quadro regolamentare e strategico certo si potrà suscitare l'interesse degli investitori, attualmente impegnati nel consolidamento dei biocarburanti di prima generazione, e mettere il settore nella condizione di recuperare risorse da investire in nuove tecnologie.

Comunque molti sforzi sono già in atto per assicurare al mercato materie prime alternative a quelle alimentari per sviluppare la produzione di biocarburanti da rifiuti e sottoprodotti, nonché dalle alghe.

C15. Si condividono le principali sfide delineate per il settore? Quali ulteriori iniziative si suggeriscono di adottare per affrontare tali sfide?

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 dello 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 domanda 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 (contro i 3 miliardi per quindici anni di tutte le altre fonti rinnovabili) – ha determinato uno squilibrio nel mercato elettrico, generando costi ulteriori e crescenti della generazione termoelettrica, in particolare dei cicli combinati a gas naturale.

Per garantire la sicurezza del sistema è, come già richiamato nel testo, necessario introdurre, a vantaggio dei cicli combinati caratterizzati da flessibilità meccanismi di *capacity payment*;

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.

d) Anche la SEN riporta spesso considerazioni condivisibili sul tema della diversificazione delle fonti di produzione di energia elettrica, anche tradizionale. In questo contesto non bisogna dimenticare l'attività delle 13 centrali a carbone presenti in Italia che giocano un ruolo importante nell'economia complessiva dell'offerta nazionale.

Essendo, l'obiettivo della SEN la riduzione del costo dell'energia elettrica nel breve medio periodo, non si potrà prescindere anche dal ruolo del carbone nel mix di generazione, data la sua economicità.

Specie negli ultimi anni sono stati notevoli gli sforzi tesi a minimizzare l'impatto di tipo ambientale. Il maggior limite del carbone sta nelle emissioni di CO₂, che però potranno essere ridotte, nel futuro, grazie alla diffusione delle tecnologia di "cattura e sequestro", nel cui sviluppo l'Italia è all'avanguardia, come si evince nella stessa Comunicazione della Commissione Europea Energy Roadmap 2050.

Si noti che la Germania per compensare l'uscita dal nucleare ha autorizzato 69 nuove centrali al 2020 di cui fra le 46 che sfrutteranno fonti fossili, 17 sono a carbone⁴.

C16. (NUOVA DOMANDA) Il documento considera strategico un riequilibrio delle prospettive di valorizzazione dei cicli combinati a gas, attraverso azioni per rendere competitivo sui mercati esteri l'attuale surplus di potenza (riduzione del costo per la termoelettrica, integrazione dei mercati dell'energia e dei servizi). Quali altre azioni si ritengono necessarie? Le prospettive di policy sul contenimento della CO₂ possono costituire un elemento significativo o un'area di azione su cui puntare?

⁴ Dati dell'Associazione delle industrie produttrici di energia (Bdew).

La situazione attuale del mercato elettrico con riferimento alla tecnologia CCGT è alquanto critica. Le condizioni di redditività complessiva di alcuni operatori presenti sul mercato risultano per molti versi non più sostenibili. Si tratta di un disequilibrio dovuto solo in parte al rischio imprenditoriale e quindi agli andamenti ciclici della domanda.

Vi sono altri fattori, non sempre direttamente gestibili da parte degli operatori, che minacciano la redditività degli investimenti. Tra questi un ruolo fondamentale è giocato dallo "spiazzamento" legato alla massiccia penetrazione su mercato dalle fonti rinnovabili. Per questa specifica ragione le ore di funzionamento del parco elettrico CCGT si sono ridotte drasticamente negli ultimi anni. Nel 2007 questi impianti hanno marciato in media 6300 ore (pari ad oltre il 70% delle ore disponibili) mentre nel 2011 hanno fissato 4745 (54%) il livello di impegno medie mentre le stime per il 2012 non sono ovviamente disponibili. Tuttavia tenuto conto dell'andamento della domanda, in calo, e dell'incremento della quota di rinnovabili, le ore non potranno essere superiori a quelle del 2011. Nei primi 9 mesi del 2012 a livello complessivo (tutto il termoelettrico incluso impianti a carbone e cogenerazione e rinnovabili termoelettriche) la produzione termoelettrica è diminuita del 4,3%. Pertanto è ragionevole stimare una diminuzione per i cicli combinati non cogenerativi di almeno il 5%, ossia non dovremmo superare, in media per tutto il parco, le 2500 h (ma è assai verosimile che possano essere anche meno).

In questa situazione pensare di poter recuperare redditività attraverso le esportazioni potrebbe non essere un'ipotesi da scartare a priori sebbene vada valutata concretamente su diversi livelli. C'è sicuramente un problema di insufficienti infrastrutture per esportare energia elettrica poichè non è chiarissimo chi debba sostenere i costi addizionali. Non va infine trascurato che l'esportazione sarebbe possibile se il costo marginale di produzione dei nostri CCGT risultino essere inferiori a quelli tedeschi, francesi o svizzeri. Ipotesi questa che resta interamente da verificare.

Un altro risultato differente e possibile – da valutare sul terreno del mercato – potrebbe essere quello di ridurre le attuali importazioni. Ci sono già indicazioni in questo senso ma sarà il mercato a dare indicazioni più precise.

Per quanto riguarda infine il tema del controllo della CO₂ bisognerà attendere ulteriori sviluppi nella politica europea sul clima ed anche il futuro prossimo del negoziato considerato che il protocollo di Kyoto è ormai sostanzialmente scaduto.

C17. (NUOVA DOMANDA) Tra le principali sfide, non sono state comprese azioni che riguardano il mercato retail e gli strumenti di tutela per singole categorie di clientela (domestico, PMI). L'attuale sistema italiano ha attuato un elevato grado di tutela dei consumatori finali, in forme ritenute dalla Commissione Europea compatibili con la liberalizzazione del settore. Si ritiene invece rilevante definire obiettivi di cambiamento anche in questo segmento e, se sì, in quale direzione?

Non sempre il consumatore finale (sia per consumi domestici o una PMI) ha una consapevolezza del proprio ruolo nel mercato. L'apertura del mercato e lo sviluppo della concorrenza deve essere sempre più connessa all'esigenza di tutelare il consumatore e di consentirgli di scegliere con cognizione di causa sia il fornitore sia il tipo di fornitura. Fino ad oggi il segmento "apertura del mercato e promozione della concorrenza" ha ricevuto maggiore attenzione di quello "consapevolezza del consumatore" e questo anche a causa di ritardi culturali nella maturazione di uno status – quello del consumatore – che richiede anche un certo livello di proattività.

A giudicare dalle azioni messe in campo dall'Autorità per l'Energia, molte sono le iniziative in atto anche per ampliare l'attività su settori non precedentemente considerati poiché meno presenti. Un esempio su tutti: l'Autorità ha più volte dichiarato di voler estendere il proprio intervento al fine di contrastare l'avvio di contratti non espressamente richiesti per la fornitura di energia elettrica e di gas.

Superata la fase di costruzione dei passi fondamentali per l'apertura del mercato e la tutela del consumatore è forse giunto il momento per l'Autorità di concentrare parte dell'attività a quelle azioni che nel passato potevano non essere considerate strettamente legate all'attività caratteristica ma che emergono oggi con urgenza. Si pensi alle diverse modalità con la quale i clienti finali reperiscono le informazioni; oppure su come possono pensare diversamente che nel passato al rischio connesso alla fornitura e dunque a forme contrattuali differenti da quelle sperimentate fino ad ora (formule di indicizzazione, livelli e profili di consumo, etc.).

C18 (ex C16). Quali interventi privilegiare per la ristrutturazione e lo sviluppo del settore della raffinazione?

Anzitutto va detto che l'idea contenuta nella SEN di accompagnare la raffinazione verso una progressiva ristrutturazione e ammodernamento, con investimenti mirati a razionalizzare i cicli produttivi verso prodotti di migliore qualità, si scontra con una legislazione europea, su cui la stessa SEN si basa (20-20-20, Road Map 2050), che anziché favorire gli investimenti tende a scoraggiarli soprattutto in un'ottica di medio-lungo periodo.

La capacità di raffinazione del sistema petrolifero italiano nel 2011 è stata pari a circa 106 milioni/tonnellate, distribuita su 16 impianti. Il tasso di utilizzo registrato sempre nel 2011 è stato dell'82-83% contro il quasi pieno utilizzo del periodo 2005-2008, tasso sceso nei primi otto mesi del 2012 sotto l'80%. Tenendo conto della situazione economica contingente e della prevista evoluzione dei consumi petroliferi, nei prossimi anni si profila un ulteriore eccesso di capacità rispetto agli oltre 20 milioni di tonnellate già persi nel periodo 2004-2011, pari a 3-4 raffinerie di medie dimensioni.

I profondi cambiamenti di mercato e l'accresciuta competizione internazionale (soprattutto da parte dei paesi extra-Ue asiatici e mediorientali con pochi vincoli e molti sussidi), non giustificano, oggi, gli ingenti investimenti che sarebbero invece necessari per rispondere ai mutamenti nella domanda, alle nuove qualità di greggio che si renderanno disponibili e alle normative in materia ambientale, destinate ad un progressivo inasprimento, segnatamente in Europa, sia dal lato delle specifiche dei prodotti che delle emissioni industriali.

Considerato, inoltre, il lungo strutturale di produzione di benzina del nostro sistema di raffinazione, non più assorbibile dal mercato americano e dalle esportazioni in genere, al fine di riequilibrare la domanda di benzina verso il gasolio sarebbe necessario identificare le opportune strategie, inclusa la leva fiscale.

Da una crisi strutturale e importante come quella che stiamo attraversando si esce cercando di cogliere tutte le opportunità presenti sul mercato. Qualsiasi intervento o politica va pertanto inserita 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. 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.

L'assenza di una politica coordinata a livello europeo, la ricerca quindi di una soluzione nazionale alla crisi in atto, che individui la capacità di raffinazione strategica e le possibilità di investimenti mirati a migliorare i cicli produttivi, potrebbe risultare insufficiente. Il Governo italiano deve sostenere efficacemente ed autorevolmente in sede europea, in occasione del tavolo permanente sulla raffinazione che si torna a riunire il prossimo 26 novembre, le misure nazionali varate recentemente per un allineamento delle condizioni competitive con i paesi extra-Ue, come la cosiddetta *"green label"* per i prodotti raffinati europei. In questo modo si avrebbe un riequilibrio del valore dei processi industriali, certificati dal punto di vista della sostenibilità ambientale ed energetica. Se tale normativa non venisse attuata anche nel resto d'Europa, sarebbe inefficace se non addirittura penalizzante per l'Italia.

Va inoltre sostenuta l'iniziativa della Commissione europea di approfondire, sempre nell'ambito del tavolo permanente, l'introduzione dello strumento del *"fitness check"* il cui obiettivo è di analizzare l'impatto reale della normativa europea e in particolare sul sistema della raffinazione.

Peraltro nella fase di transizione verso la decarbonizzazione, 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.

Va infatti ricordato che il GPL è l'unico carburante che cresce in termini di consumi per autotrazione (+4% nel 2011, +5,6% nei primi 8 mesi di quest'anno) rispetto ad un decremento degli altri combustibili tradizionali, gasolio e benzina.

Ultimo aspetto riguarda la logistica di cui la SEN appare carente, la nuova mappa dei flussi dei prodotti energetici e la riduzione della capacità produttiva di raffinazione in Europa comporta, ineluttabilmente, una revisione del sistema distributivo con un ruolo sempre più determinante ed incisivo della logistica.

Proprio in questa fase di crisi della raffinazione, con la trasformazione di alcuni impianti di lavorazione in impianti di deposito, è essenziale che tra gli obiettivi delineati dalla Strategia Energetica Nazionale venga incluso il rafforzamento del ruolo della logistica, ed in modo

particolare della logistica indipendente, al fine di favorire la crescita di un mercato basato su un mix di prodotti il più ampio possibile, a beneficio del consumatore finale.

C19 (ex C17). Quale è il modello di ristrutturazione della distribuzione carburanti migliore per la realtà italiana?

Il modello dovrebbe essere quello che massimizza l'efficienza integrata del trasporto primario e secondario del prodotto dalla produzione/importazione ai punti di distribuzione al cliente.

Per quanto attiene alla distribuzione primaria, occorre porre attenzione affinché le diverse misure in fase di adozione da parte del Governo (piattaforme per il mercato della logistica petrolifera e per il mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi; ampiezza competenze OCSIT), non gravino il settore di nuovi oneri impropri che pregiudichino il livello di efficienza attualmente raggiunto.

Il modello di distribuzione secondaria più adatto alla realtà italiana, pur richiamandoci a quanto già sviluppato negli altri Paesi europei simili a noi in termini di mercato, deve inevitabilmente tenere conto delle specificità del nostro territorio, della dispersione urbanistica, delle tipiche modalità di trasporto e di tutti gli altri fattori che caratterizzano il nostro mercato. Tali fattori, anche di tipo comportamentale degli utenti, hanno indubbiamente generato delle inefficienze e dei ritardi nell'ammodernamento strutturale della rete che devono essere colmati.

In tal senso si inquadrano le misure adottate dal Governo orientate ad una modernizzazione del sistema di distribuzione che introducono primi elementi di flessibilità, da sviluppare, nella gestione e nell'operatività degli impianti, che puntano sull'automazione e sullo sviluppo tecnologico anche in vista della futura evoluzione della mobilità.

Netta contrarietà si esprime su eventuali proposte volte ad intervenire sulla fornitura in esclusiva nel caso in cui gli impianti non siano di proprietà del gestore, casistica già regolamentata dalla legge sulle liberalizzazioni. Altrettanto criticabili risultano le ipotesi, indicate nella SEN, di limitazioni allo sviluppo di una completa automazione degli impianti,

criticate dalla stessa Antitrust, e di possibili riscatti forzosi degli stessi. Ciò in quanto tali misure presentano chiari limiti di legittimità con la disciplina nazionale e comunitaria.

Allo scopo di accelerare il processo di razionalizzazione promosso dalle misure governative e portare alla chiusura di 5.000/6.000 punti vendita nel biennio 2013-2014, si ritiene opportuno incidere sulla rete attraverso due interventi paralleli, strettamente collegati, peraltro già richiamati nelle azioni del Governo:

- A. chiusura dei punti vendita incompatibili;
- B. incentivazione delle chiusure attraverso il rifinanziamento e nuove destinazioni del Fondo Indennizzi.

Per la chiusura dei punti vendita incompatibili si dovrebbe prevedere l'applicazione, in maniera oggettiva ed inderogabile, dei criteri indicati nel decreto Marzano del 2001, eliminando la discrezionalità e le possibili deroghe finora adottate dai Comuni. Dovrà essere prevista una procedura puntuale e meccanismi di controllo che evitino di sottrarsi alla perentorietà della norma, anche con opportune sanzioni.

L'obbligo di chiusura degli impianti incompatibili deve, inoltre, essere accompagnato da un sistema di indennizzo per i titolari degli impianti dismessi per alleggerire l'impatto dei costi di bonifica. In particolare, dovranno essere previste apposite procedure di bonifica che differenzino gli interventi in funzione delle tipologie e/o posizione dell'impianto e, contemporaneamente, semplifichino le procedure con tempi certi e rapidi, anche attraverso il meccanismo del silenzio-assenso.

La disponibilità dei contributi, che dovranno assicurare anche un adeguato indennizzo ai gestori attraverso l'alimentazione al Fondo Indennizzi, richiederà la corresponsione per tutti gli operatori del mercato di un versamento base sui volumi venduti per gli anni 2013-2014-2015.

Il meccanismo di alimentazione del Fondo dovrebbe prevedere un sistema volto ad incentivare i soggetti che attraverso la chiusura dei propri impianti promuovano la razionalizzazione della rete e l'innalzamento dell'erogato medio nazionale.

C20 (ex C18). Quali sono le azioni/iniziative, a livello nazionale, regionale e locale da adottare per favorire un maggiore coinvolgimento delle collettività e sviluppare un processo condiviso di accettazione pubblica dei progetti minerari?

Considerato che nella fase di transizione verso economia "decarbonizzata" non si potrà prescindere dal ruolo del petrolio, sarebbe importante valorizzare il patrimonio rappresentato dalle riserve di gas e petrolio presenti in Italia che sono tra le maggiori a livello continentale.

A tal fine è necessario un maggiore coinvolgimento delle realtà locali, promuovendo anche nel nostro Paese l'esperienza del dibattito pubblico che prende ispirazione dalla *Commission National du Debat Public* attiva in Francia dal 1996.

Accanto a ciò, è altrettanto necessario, per favorire gli investimenti che serviranno, garantire:

- Stabilità fiscale e contrattuale
- Normativa inequivocabile che rispetti gli standard internazionali
- Ridistribuzione delle royalties a maggior vantaggio dei territori interessati
- Una struttura amministrativa affidabile

C21 (ex C19). Quali ulteriori azioni sono auspicabili per favorire lo sviluppo di realtà industriali locali, attraverso la costituzione di distretti tecnologici, aumentando quindi le ricadute dello sviluppo dei programmi di investimento nel settore minerario?

L'attività estrattiva non è di per sé ad alta intensità di lavoro ma coinvolge centinaia di imprese, soprattutto piccole e medie, impegnate nella costruzione di impianti e nelle operazioni di manutenzione. Storicamente, queste si concentrano nelle aree di maggior sviluppo dell'attività e, in molti casi, riescono in tal modo ad affrontare con successo i grandi mercati mondiali. La costituzione di distretti tecnologici può quindi essere uno strumento adeguato a favorire e direzionare questa concentrazione, purché questi siano dotati di infrastrutture adeguate per la comunicazione, il trasporto e la formazione.

A tal fine è doveroso considerare l'opportunità di concentrare una parte significativa delle rilevanti ricadute fiscali di questa attività sullo sviluppo di infrastrutture che incoraggino

l'insediamento di imprese e quindi l'occupazione. Si tenga conto che la fiscalità diretta e indiretta dell'attività estrattiva raggiunge il 64% degli utili tra royalties, Ires, Irap e Robin tax e viene destinata a Stato, Regioni e Comuni.

C22. Riguardo il ridisegno delle competenze tra Stato e Regioni, si ritiene auspicabile una modifica del Titolo V della Costituzione?

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.

C23. Riguardo la ripartizione di ruoli e competenze tra Autorità per l'energia elettrica e il gas, Governo e Parlamento, si ritiene soddisfacente il disegno e l'attuazione dell'assetto corrente? Quali eventuali revisioni potrebbero migliorare la governance del settore?

Un problema ampiamente dibattuto riguarda la diversa posizione che avrebbe potuto assumere l'Autorità a valle della riforma del Titolo V della Costituzione e, più in generale, a seguito di reiterati tentativi di porre questi temi sotto l'egida del federalismo tra le regioni. Il tema è stato evidentemente disinnescato se si considera che il governo in carica ha recentemente proposto un disegno di legge teso a riportare alcuni temi importanti tra cui l'energia sotto la competenza dello Stato centrale. Si tratta ancora di un disegno di legge ma l'intenzione è chiara. Chiarito questo aspetto, la governance del settore appare adeguata.

C24. In che modo sviluppare forme efficaci di partenariato pubblico-privato e con quali strumenti?

Nel caso della ricerca e sviluppo sui temi dell'energia il partenariato pubblico-privato è essenziale. Si può certamente affermare che le principali economie del mondo non hanno seguito un unico modello e dunque il nostro paese, che certo vanta alcune eccellenze in questo campo, ha diversi modelli cui ispirarsi.

Inoltre il rapporto pubblico-privato, anche in questo contesto, deve essere visto almeno in un quadro europeo.

Il generale l'Italia non brilla per le spese in ricerca e sviluppo se espressi in percentuale rispetto al PIL. Secondo gli ultimi dati disponibili da parte dell'OECD la quota italiana è intorno a 1,3% mentre la media dei paesi EU sfiora il 2%.

Sempre a livello OECD l'energia copre circa il 5% del totale degli investimenti complessivi in ricerca e sviluppo.

Gli strumenti a disposizione per incentivare la ricerca in generale ed in partenariato in particolari restano tuttavia limitati: incentivi fiscali, investimenti diretti, forme di detassazione degli investimenti una politica più volte annunciata ma mai applicata a fondo.