APAT
Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici

Aspetti di sicurezza ed ambientali delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale

Premessa

La ratifica del Protocollo di Kyoto, e l'impegno che ne deriva all'Italia di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 6,5% rispetto al 1990 entro il 2008-2012, ha riaperto drammaticamente il confronto su come assicurare il fabbisogno energetico nazionale in modo ambientalmente ed economicamente compatibile.
Ai fini della valutazione ambientale delle varie fonti di energia è opportuno far riferimento al loro intero *Ciclo di Vita*, dalla produzione all'uso finale. E' necessario, quindi, valutare gli aspetti ambientali anche delle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia, con particolare riferimento al metano ed all'energia elettrica.
Inoltre una ulteriore individuazione dei rischi tecnologici connessi a dette reti consentirà in prospettiva di promuovere l'uso delle migliori tecnologie disponibili che permettano di far fronte a tali rischi.

Rete gas

Sono stati analizzati, sia pure in maniera ancora molto preliminare e puntando ai successivi aggiornamenti, due aspetti connessi con l'utilizzo della risorsa energetica gas naturale:

- aspetti di **Sicurezza**;
- aspetti di **Inquinamento** atmosferico.

Sicurezza

Il DM 24 novembre 1984 e le sue successive integrazioni e modifiche, in particolare il DM 16 novembre 1999, rappresenta ancora oggi il testo di riferimento per la costruzione in sicurezza delle reti di distribuzione del gas naturale. Il DPR 577/82 assegna al Comando dei Vigili del Fuoco competente per territorio la responsabilità delle verifiche di esercizio in condizioni di sicurezza degli impianti a valle del contatore di utenza. Attualmente le Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Aeeg) ed in particolare la n. 236/2000 e la n. 168/2004, che reca in allegato il Testo Integrato, rappresentano i riferimenti più significativi per regolamentare l'uso in sicurezza del gas naturale.
Tale Testo conferisce valore giuridico alle norme emanate da UNI, predisposte in collaborazione con l'organismo suo confederato Cig (Comitato Italiano Gas, che riunisce i produttori ed i distributori di gas nonché i costruttori di apparecchi e dispositivi di utilizzazione), ai fini dell'applicazione degli aspetti tecnici del Testo Integrato stesso.
Tale situazione richiama in qualche misura quanto accadeva per la rete elettrica negli anni 90, con la normativa CEI presa come riferimento. Situazione in seguito superata con l'emanazione della L 36/01, che rimanda a successivi Decreti applicativi.

Da rilevare comunque il deciso impulso normativo dato di recente dalla Aeeg con previsioni di controlli e disposizioni organizzative chiaramente migliorative della situazione. A solo titolo esemplificativo ricordiamo che la Delibera 236/2000 chiarisce, per la prima volta, il significato del termine "sicurezza" come capacità del sistema di garantire incolumità a persone e/o cose (definizione ripresa dal Testo Integrato), eliminando il precedente equivoco richiamo alla sicurezza anche come garanzia della continuità del servizio di approvvigionamento e distribuzione.
Quanto alle situazioni di "incidente" (morte o danno grave, superiore a 1000 Euro) ed "emergenze" (necessità di distacco di almeno 250 utenze), l'Aeeg specifica le definizioni ed affida al Cig il compito di pubblicare annualmente i dati relativi ai soli incidenti così come ottenuti dai distributori, confrontandoli con i dati dei Vigili del Fuoco e quelli da segnalazioni varie (stampa, terzi). Inoltre, stabilisce alcuni indicatori di sicurezza e delle soglie minime di accettabilità per la qualità del servizio.
Fin da ora appare utile sottolineare che incidenti possono verificarsi anche in situazioni apparentemente tranquille perché non connesse all'uso ed alla presenza del combustibile, che però può manifestarsi pericolosamente proprio per le condizioni anomale di riferimento (incidente o emergenza).
Si pensi, ad esempio, agli incidenti manifestatisi in occasione di fughe di gas in locali normalmente privi di utenza gas e quindi non necessariamente portati a comportamenti di particolare attenzione. Classico esempio la fuga di gas attraverso le fognature fino ai servizi igienici dei locali a piano terra e primi piani, o le perdite dai condotti dei fumi (con ossido di carbonio) della combustione, condotti che spesso attraversano locali apparentemente non interessati dalla combustione del gas.
Occorre dire che la sintetica rappresentazione degli incidenti finora fornita non consente di prendere piena conoscenza delle reali modalità di accadimento degli stessi.
Sarebbe, inoltre, opportuno rendere più edotta l'utenza, soprattutto in ambiente urbano, sui comportamenti da tenere sia per evitare che per gestire gli eventuali incidenti e/o emergenze. Un'adeguata campagna informativa, che fornisca anche una descrizione della dinamica degli incidenti, sarebbe certamente un miglioramento desiderabile.

Si deve rilevare in Italia la mancanza di un Ente di Controllo specificamente dedicato ai problemi del gas, sull'esempio del CORGI in Gran Bretagna (nato dopo un incidente tipo quello verificatosi a Roma nel 2001 in Via Ventotene, con 8 morti, 20 feriti, 200 senza casa) o del QUALYGAZ in Francia.

Inquinamento atmosferico ed effetto serra

Gli aspetti di inquinamento atmosferico connessi all'utilizzo della risorsa energetica gas naturale, ed in generale dei combustibili fossili, vanno posti in relazione alle due diverse fasi di produzione, trasporto e distribuzione (I fase: precombustione) e della combustione (II fase).
Per quanto concerne la prima fase, può essere opportuno distinguere tra la produzione ed il trasporto internazionale, in grosse condotte spesso a gestione non nazionale, e la distribuzione nazionale e locale all'utenza, soprattutto nelle aree urbane. In particolare appaiono al momento carenti le informazioni relative alle perdite per il gas proveniente dalla Russia, secondo alcune stime decisamente superiori al normale. In generale non sembrano disponibili allo stato attuale dei dati sperimentali affidabili sulle perdite e si deve ricorrere a metodi di stima quali quelli suggeriti ed adottati a livello internazionale (IPCC) e comunitario (CORINAIR).
A livello nazionale le stime sembrano concordare su un dato di "fughe" di circa 250.000 – 300.000 m^3 su un totale trasportato superiore a 70 milioni di m^3 (75,8 milioni nel 2003, secondo il Rapporto di Snam Rete Gas), con percentuali quindi dell'ordine dello 0,4 %, apparentemente in linea con le

valutazioni effettuate sulla base delle metodologie internazionali sopra ricordate. Le perdite nella fase di distribuzione vengono valutate dai distributori e loro Associazioni in pochi percento sul totale; da notare comunque che, anche se tali perdite appaiono contenute, la circostanza che si verifichino in ambiente urbanizzato deve destare la massima attenzione sugli aspetti di sicurezza connessi (scoppio, soffocamento ecc.).
Con riferimento agli aspetti ambientali, tali perdite vanno associate in particolare all'aumento della quantità di gas ad effetto serra presenti nell'atmosfera con le previste conseguenze di squilibri climatici e riscaldamento globale. Gli impegni governativi legati alla firma del "Protocollo di Kyoto" prevedono infatti la riduzione delle emissioni dei cosiddetti "gas serra" espressi in termini di CO_2 equivalente, tra i quali gas serra figura il metano, con la considerazione aggiuntiva che una molecola di metano equivale a 21 molecole di anidride carbonica.
Risulta quindi evidente come ai fini della determinazione dell'inquinamento provocato dall'uso dei combustibili fossili quale il gas naturale sia necessario effettuare una analisi completa delle varie fasi di produzione, trasporto, distribuzione e combustione per la stima dei rilasci in termini di CO_2 equivalente, non limitandosi alla sola fase di combustione come da più parti ancora di recente effettuato. Solo con un'analisi completa di tutte le fasi può essere quantizzato un eventuale vantaggio, in termini di rilascio di CO_2, di un combustibile rispetto ad altri.

Effetto serra collegato alla produzione di energia elettrica

Indubbiamente il gas naturale nella fase di combustione rilascia un quantitativo minore, ma pur sempre significativo, di CO_2 rispetto ai prodotti petroliferi e soprattutto rispetto al carbone; tuttavia il vantaggio ambientale si riduce molto rispetto agli altri combustibili prendendo in esame tutto il ciclo, comprese le fasi pre-combustione.
Di seguito vengono forniti alcuni dati esplicativi, rimandando agli studi più approfonditi oggi disponibili per un esame accurato, di stime effettuate da noi con riferimento alle metodologie internazionali citate (IPCC): dati che confermano quanto pubblicato in studi internazionali e dell'Enea e, anche di recente, della Stazione Sperimentale Combustibili (Ssc) di S. Donato Milanese.

Emissioni di gas serra in fase di combustione in impianti convenzionali

In sintesi, considerando le emissioni dirette di CO_2 nella produzione di energia elettrica da fonti fossili, si stimano dei valori di circa 700 gCO2/kWh per l'olio combustibile, di 510 gCO2/kWh per il metano e di 900 gCO2/kWh per il carbone in impianti convenzionali, secondo dati dell'Istituto Sviluppo Sostenibile Italia. Tali dati sono sostanzialmente analoghi a quelli forniti dal GRTN, in CO_2 emessa in t/tep, rispettivamente 3,27 per il petrolio e derivati, 2,35 per il gas naturale, 4,03 per il carbone (cioè, utilizzando i fattori di trasformazione per combustibile pubblicati dal GRTN, si ottengono valori di 710 gCO2/kWh per il petrolio, 660 per il gas e circa 1000 per il carbone).

Emissioni di gas serra in fase di combustione in impianti B.A.T.

Ai fini delle future scelte in campo energetico è utile fare riferimento a centrali termoelettriche costruite secondo le migliori tecnologie disponibili (B.A.T.).
Per impianti di nuova generazione, più efficienti, con riferimento alle migliori tecnologie disponibili, si ipotizzano rilasci dell'ordine di 780 gCO2/kWh per il carbone e 380 per il gas con proiezioni al 2010 dell'ordine di 700 per il carbone e di 340 gCO2/kWh per il gas, ed ulteriori miglioramenti per il 2015/20.

Emissioni complessive di gas serra nell'intero ciclo di vita del combustibile

E' necessario ora valutare le emissioni di gas serra nell'intero ciclo di vita del combustibile che comprende la produzione, il trasporto e le combustione nelle centrali termoelettriche.

Per avere indicazioni sulle future scelte energetiche si è fatto riferimento alle migliori tecnologie attualmente disponibili per centrali di produzione di energia elettrica.

Invece, per quanto riguarda le fasi di precombustione, si sono considerati vari casi possibili, più o meno favorevoli in relazione al combustibile utilizzato e alla sua provenienza. Infatti il carbone estratto da miniere in superficie libera, in fase di precombustione, una quantità di gas (soprattutto CH_4 ed anche CO_2) minore di quello estratto da miniere sotterranee. D'altra parte, se si utilizza gas naturale, si hanno emissioni di gas serra maggiori per il gas russo, che contiene alte percentuali di CO_2 e che è svantaggiato da notevoli emissioni di gas serra durante il trasporto.

Secondo lo studio citato della Ssc, *"impiegando le migliori tecnologie disponibili per la produzione di energia, le emissioni complessive di gas serra ammonterebbero nel caso di gas naturale a circa 670 g di CO_2 equivalente/kWh (caso peggiore: importazione dalla Russia con percentuale di CO_2 nel gas di giacimento del 20%) e a circa 910 per il carbone (caso peggiore:estrazione da miniera sotterranea), con un rapporto 1:1,3 tra le emissioni di gas serra. E' evidente che, rispetto al caso di gas naturale estratto ed impiegato in Italia, il gas di importazione può comportare un marcato incremento in termini di gas serra"*.

Se poi il confronto viene fatto fra il caso più favorevole per il carbone ed il caso peggiore per il gas naturale si ottengono valori di emissione di gas serra ancora favorevoli per il gas naturale, ma in modo molto limitato.

In questo ultimo caso si ottengono, infatti, circa 780 di CO_2 equivalente/kWh per il carbone da giacimenti superficiali e 670 g di CO_2 equivalente/kWh per gas proveniente da giacimenti russi.

La seguente tabella mette a confronto il caso migliore per il carbone con il caso peggiore per il gas relativamente alla emissione di gas serra.

Dato che il ricorso al petrolio tende a scomparire negli anni futuri, il confronto condotto dalla Ssc si riduce a solo due combustibili fossili: gas e carbone (comunque per l'olio combustibile non si attendono variazioni significative dovute ai rilasci precombustione).

		Solido	Liquido	Gas
COMBUSTIONE	ISSI	900	700	510
	GRTN (anno 2000)	1000 cir.	710	660
	SSC - Migliore tecnologia di combustione	780	---	380
PRECOMB. +	SSC - Migliore tecnologia di combustione; caso di minori emissioni in fase di precombustione per il carbone e di massime emissioni in fase di precombustione per il gas	780	---	(Russia) 670

Queste considerazioni possono indurre a:

- ridurre l'utilizzazione di giacimenti di gas naturale con una eccessiva presenza di CO_2;
- utilizzare per il gas naturale migliori tecnologie di estrazione e trattamento (in Norvegia, ad es., circa 1 milione di tonnellate/anno di CO_2 separata dal gas estratto dal giacimento Sleipner Vest vengono confinate in una riserva acquifera profonda);
- ridurre, con adeguate tecnologie e modalità di gestione, le emissioni di gas serra nelle reti di trasporto;

- valutare ulteriormente i rapporti costi/benefici nell'uso del carbone estratto in miniere di superficie, tenendo ovviamente conto non solo dell'effetto serra ma anche dell'impatto ambientale nelle zone interessate.

Anche la Snam Rete Gas nel suo rapporto "Salute, Sicurezza, Ambiente" del 2003 valuta l'effetto serra connesso all'intero ciclo di vita del combustibile, dalla estrazione al trasporto e alla combustione nelle centrali termoelettriche. Viene attribuito un rendimento del 56-58% alle centrali a gas a ciclo combinato ed un rendimento di circa il 40% per i "tradizionali cicli a vapore"; ne risulta che un impianto a gas a ciclo combinato "consente di ridurre le emissioni di CO_2 del 52% rispetto ad un impianto tradizionale alimentato ad olio combustibile e del 62% rispetto ad un impianto alimentato a carbone". Il confronto, quindi, per quanto riguarda il carbone, non viene fatto con impianti ultrasupercritici che, secondo la Ssc, raggiungono rendimenti del 44%. La Ssc, inoltre, attribuisce ai cicli combinati a gas un rendimento del 54%.
Su queste basi, considerando anche le emissioni in fase di precombustione, il rapporto della Snam Rete Gas conclude che le emissioni totali di gas ad effetto serra nel ciclo di vita del gas naturale sono del 53-65% in meno rispetto al ciclo del carbone e del 47-60% in meno rispetto al ciclo del petrolio.

Anche l'EniTecnologie ha affrontato sulla sua pubblicazione "T point" il problema delle emissioni di gas ad effetto serra, facendo riferimento all'Intero Ciclo di Vita del gas naturale, dall'estrazione alla combustione in centrali termoelettriche. Ne risulta quanto segue:
Facendo una media fra gas provenienti da paesi diversi (Italia, Russia, Olanda ed Algeria) ed anche considerando l'utilizzazione di gas naturale liquefatto, trasportato in Italia con navi metaniere e poi rigassificato, per 1000 kg di gas consegnati alla centrale ne vengono estratti 1.097,63, con un rendimento ponderale dell'intero ciclo pari al 91%. Tuttavia mentre la linea italiana e quella olandese presentano un'alta efficienza, non così si può dire per quella algerina e quella russa.
EniTecnologie, quindi, evidenzia in particolare la scarsa efficienza ambientale della linea russa, con un rendimento ponderale dell'87,4%, che attribuisce alla lunghezza dei gasdotti e quindi all'elevato numero di stazioni di ricompressione. Per EniTecnologie non è disponibile il dato sul contenuto di CO_2 del gas russo estratto e spedito in Italia ma attribuisce ad esso, in via cautelativa, un valore che ritiene "rilevante" del 10% invece del 20% cui fa riferimento la Ssc.

Come si può notare, restano aperti notevoli margini di approfondimento, anche tenuto conto della non completa uniformità dei dati disponibili.

Da rilevare inoltre e da approfondire un tema di sicuro interesse relativo al rilascio di polveri sottili nella produzione elettrica da turbogas, sia semplice che a ciclo combinato. Per il mancato recepimento della Direttiva Comunitaria 16 gennaio 2003, che permette di porre limitazioni al PM_{10} (come d'altra parte avviene anche negli Stati Uniti da oltre 10 anni), la Commissione Europea ha deferito l'Italia alla Corte di Giustizia Europea.

Aspetti di inquinamento atmosferico connessi all'uso del metano in ambito urbano

Per quanto concerne la combustione per produzione di energia termica (riscaldamento civile, settore produttivo industriale, ecc.) è da evidenziare come il ricorso al combustibile gas naturale risulti sempre più diffuso nel sistema urbano, anche per motivazioni di tipo ambientale. Al riguardo può essere interessante approfondire le valutazioni sul rilascio di gas ad effetto serra in ambito urbano, mentre restano valide le stime su altri tipi di inquinanti, fermo restando la necessità di migliorare le condizioni di sicurezza nell'uso del gas. Appare comunque opportuna una considerazione : il ricorso alla cogenerazione e ad impianti ad alta efficienza può rappresentare un ottimo sistema per ridurre complessivamente i consumi di combustibile.

Si deve inoltre osservare che, mentre l'utilizzazione di un combustibile "pulito" ha effetti drastici sulle emissioni di SO_2 e riduce fortemente l'emissione di composti organici volatili e di polveri, attualmente non si può evitare che alle alte temperature, che si raggiungono soprattutto nelle turbine a gas e nei motori a combustione interna, si formino ossidi di azoto derivanti dall'ossidazione dell'azoto presente nell'aria. Detti ossidi hanno effetti nocivi sulla salute e contribuiscono alla formazione delle piogge acide che danneggiano la flora, la fauna e i monumenti.
In prospettiva l'utilizzazione di una piccola percentuale di idrogeno nel metano utilizzato nelle turbine a gas o nei motori degli autoveicoli potrebbe eliminare queste emissioni di ossidi di azoto; lo stesso vantaggio si avrebbe grazie all'utilizzazione di idrogeno nelle celle a combustibile.
Tuttavia è chiaro che la strada per arrivare all'uso di autovetture ad idrogeno è molto lunga, in quanto si tratta non solo di produrre detti veicoli ma anche di creare una rete capillare di distribuzione dell'idrogeno, garantendo adeguati margini di sicurezza.
Attualmente, quindi, è di gran lunga preferibile utilizzare, specie in ambito cittadino, sistemi di trasporto che eliminano la combustione diffusa legata ai motori degli autoveicoli.
Il problema degli ossidi di azoto è più limitato per le caldaie di riscaldamento utilizzate in edilizia, in quanto le basse temperature raggiunte riducono molto la formazione di questi inquinanti.

L'eliminazione o riduzione della combustione è tecnicamente possibile, come d'altro canto avviene in molte città europee e americane, e in misura ridotta anche in Italia, ricorrendo al teleriscaldamento (e al riscaldamento elettrico, ove opportuno) e ai sistemi di trasporto collettivi elettrificati (metropolitane, filobus, tram). La cogenerazione con teleriscaldamento consente di sommare il vantaggio di un minore consumo di combustibile con i vantaggi dell'eliminazione della combustione all'interno dei centri urbani. Tale sistema è oggi applicato in alcune città (come Brescia) ed in alcuni quartieri di Roma, Milano, Torino, ecc. ma andrebbe decisamente sviluppato anche in considerazione dell'alto valore artistico delle città d'arte italiane.

Data di aggiornamento: 11 aprile 2005