

FINANZIAMENTO DELLE UTILITIES E INVESTIMENTI A LUNGO TERMINE  
**I bozza - Assetti regolatori e finanziamento delle infrastrutture nel settore del Gas  
Naturale<sup>1</sup>**  
(a cura di Giuseppe Coco)

1. Introduzione.

Il settore della fornitura del Gas Naturale si caratterizza rispetto agli altri servizi pubblici (locali) per la relativa maturità sia della riforma regolatoria e di liberalizzazione del settore sia dell'assetto istituzionale della regolazione. L'assetto regolatorio generato dal D.Lgs. 164/2000, cd. 'Letta', che per certi versi può essere considerato una liberalizzazione da manuale di servizi di pubblica utilità, però non ha generato gli effetti di mercato che ci si aspettava dieci anni fa (si confronti OECD, 2001, e OECD 2009).

La concorrenza nel mercato si è materializzata solo in parte trascurabile per effetto della posizione di oggettivo predominio nell'approvvigionamento dell'operatore dominante, ENI. Una situazione che non è stato possibile scalfire né attraverso i cd tetti antitrust (alla vendita e all'importazione), né attraverso un'ipotizzata crescita dei consumi e quindi degli approvvigionamenti da parte di altri operatori (OECD, 2001) che non si è manifestata. Per quanto riguarda il segmento infrastrutturale della distribuzione, lo schema della concorrenza per il mercato, come in altri ambiti, ha faticato ad imporsi. Una struttura di mercato frammentata e polarizzata e incentivi perversi degli enti locali hanno reso penosamente lento l'avvio delle procedure di gara, tanto che a dieci anni dalla riforma le poche gare effettuate sono state estremamente deludenti sul piano procedurale e dei risultati (Giacomelli, 2008).

In ogni caso un regime tariffario che, pur attraverso notevoli cambiamenti nel corso del decennio, ha garantito congrue remunerazioni all'investimento, gestito da un regolatore ritenuto credibile, e un assetto infrastrutturale più completo e probabilmente meno bisognoso di manutenzione straordinaria rispetto ad altri settori, rendono alcuni dei problemi che tipicamente sono emersi nel finanziamento delle infrastrutture dei Servizi Pubblici Locali meno pressanti in questo settore. In particolare appare evidente che il sistema di remunerazione degli investimenti nella distribuzione del gas è complessivamente adeguato, che non esiste un problema di credibilità del regolatore ed il rischio regolatorio è pressoché nullo, dato che la redditività degli operatori del settore è più che soddisfacente.

Peraltro, alcuni aspetti pertinenti gli investimenti ed il capitale nel sistema regolatorio sono comunque aperti, sostanzialmente in forza dell'intervento del Legislatore nazionale del 2007 (Art 46 bis L. 159/2007 modificato dalla L. 244/07 Legge Finanziaria). La ragione dell'intervento risiede senz'altro nel deludente avvio dell'apertura del mercato, in particolare nel segmento infrastrutturale, a seguito della liberalizzazione. Pochissime gare (addirittura un significativo rallentamento rispetto al periodo precedente, il 4,3% degli affidamenti in essere in termini numerici, ancor meno in termini di scala, v. AEEG, 2009), quasi solo su segmenti di rete di nuova costruzione, con gare che presentano problemi notevoli sul piano della trasparenza e dei risultati stessi. A fronte di informazioni molto labili nei bandi di gara, i risultati delle gare sono stati stupefacenti in termini di rialzo del canone a favore dell'ente

---

<sup>1</sup> Questa nota è stata preparata per Astrid dal Gruppo sugli Investimenti Infrastrutturali - settore Gas Naturale coordinato da Giuseppe Coco con contributi di Francesco LoPasso e Andrea Pericu sulla base di discussioni cui hanno partecipato insieme ai summenzionati, Michele Grillo e Sebastiano Capotorto.

concedente (con casi tipici di canoni annuali pari al 50% del VRD, i vincoli alle entrate dell'operatore).

Gli interventi summenzionati peraltro, se hanno rimandato ulteriormente la scadenza per le concessioni pre-Letta rinforzando l'aspettativa che il sistema di gare obbligatorie poteva essere procrastinato a piacimento, si giustificano proprio in forza della necessità di indurre e rinforzare la ristrutturazione industriale del settore e fissare regole più chiare in materie cruciali quali il valore di rimborso del capitale residuo, l'oggetto e l'ambito delle gare, la dimensione minima per la quale ragionevolmente si può organizzare un'asta competitiva prima di avviare il sistema di gare su larga scala.

I decreti Ministeriali recentemente emanati concludono l'iter, chiariscono alcune delle questioni regolatorie fondamentali e avviano la ristrutturazione degli ambiti con notevole ritardo. Se attuati con celerità dovrebbero portare ad un'avvio sicuro e veloce della competizione. In questo saggio, dopo aver tracciato un profilo essenziale del settore, della sua evoluzione e dei problemi aperti, discuteremo queste soluzioni alla luce in particolare dell'esigenza di finanziamento degli investimenti infrastrutturali.

## **2. Assetto del settore. Distribuzione.**

Sulla carta la liberalizzazione di settore è stata come si diceva, da manuale: concorrenza nel mercato quando sostenibile, concorrenza per il mercato in caso di monopoli naturali in cui fosse possibile generare una contendibilità, robusta struttura regolatoria, con Autorità indipendente per garantire l'accesso alle infrastrutture essenziali (OECD, 2001). Di conseguenza, liberalizzazione totale del mercato della vendita di gas ai clienti finali nell'arco di alcuni anni, accesso regolamentato in diversi aspetti tra cui le tariffe a tutte le infrastrutture essenziali interne (trasporto e distribuzione), concorrenza per il mercato nella distribuzione con decadenza automatica delle concessioni in essere. Considerando poi la situazione di dominanza dell'ex-monopolista, la riforma prevede tetti (quote massime) alla vendita e all'importazione per un singolo soggetto fino al 2010, al fine di facilitare l'ingresso di competitori. Trascureremo in questo saggio la questione centrale della competizione nel mercato, sia nell'*upstream*, sia nella vendita, che sono indissolubilmente legate. Nonostante le condizioni per una certa competizione nella vendita finale siano esistenti, di fatto questa è preclusa dalla strutturale assenza di competizione nell'*upstream*. Le forniture di Gas Naturale al nostro paese sono ipotecate per decenni dai contratti *take or pay* di ENI e dal controllo esclusivo delle infrastrutture di trasporto internazionali sulle quali la regolamentazione nazionale (ma anche comunitaria) può agire solo in misura parziale e farraginoso. Nemmeno le operazioni *gas release* forzoso<sup>2</sup>, condotte negli anni passati, sembrano aver scalfito oggettivamente la posizione di dominanza.

Peraltro anche la persistenza del controllo di ENI su SNAM e sulla grande maggioranza delle infrastrutture di stoccaggio (Stogit Spa) rendono ancora poco credibile la competizione. Un'occasione per andare oltre l'assetto esistente è ovviamente rappresentata dalla trasposizione del Terzo pacchetto energia. La Commissione ha richiesto agli stati membri una decisione su un assetto più indipendente della rete entro marzo 2011. Le soluzioni possibili sono la separazione proprietaria, con vendita forzosa, l'affitto a soggetto terzo o la

---

<sup>2</sup> Con l'emanazione del D.Lgs. 130/10 ed il rinnovo di tetti antitrust ancor più stringenti di quelli del decennio scorso, ulteriori operazioni di *gas release* sembrano necessarie. Il rischio di questa strategia è però quello di avere un sistema perennemente ingessato da vincoli regolatori, oltre che molto pesante in termini amministrativi e di controlli.

separazione gestionale, un modello già fallito in Italia nel settore elettrico per il quale esiste pochissimo supporto a livello internazionale. Su questo punto l'AEEG ha continuamente richiesto al Parlamento di procedere logicamente oltre il dettato della L.290/03 e di richiedere la totale separazione proprietaria di SNAM, anche al fine di liberarne potenzialità in ambito europeo. Considerando l'attivismo recente della Commissione nel richiedere la dismissione di tratti di rete su territorio non nazionale, Snam rischia di rimanere chiusa nel ruolo di tutela della posizione di dominanza nazionale dell'ex-monopolista (si veda il Piano Strategico 2011-13 da ultimo). In questa luce le recenti dichiarazioni del Presidente dell'Antitrust in sede di audizione in Senato, secondo le quali ognuna delle soluzioni prospettate è altrettanto legittima, appaiono preoccupanti. Evidentemente non si ritiene utile indicare la soluzione migliore per sostenere la competizione.

Il complesso di questi fattori costituisce una seria ipoteca sulla possibilità di ottenere un accettabile grado di competizione.

Per quanto attiene la distribuzione in particolare, l'assetto regolatorio instaurato prevedeva sia la regolamentazione dell'accesso dei diversi fornitori, sia quella tariffaria delle imprese esercenti, sia la cogenza dell'affidamento a gara del servizio di distribuzione stesso da parte degli enti locali. Se però sulla carta la riforma sembrava ideale, la sua applicazione senza una robusta ristrutturazione apparve presto velleitaria. La situazione iniziale rendeva entrambi i pilastri della riforma di difficile applicazione. La struttura industriale del settore infatti poteva essere caratterizzata da due dati essenziali, il numero abnorme di gestori (più di 700) e la concentrazione relativamente forte considerando il numero di gestori. Una situazione che quindi alla frammentazione aggiungeva i problemi di una forte polarizzazione tra alcune grandi imprese (soprattutto Italgas, controllata da ENI) e una miriade di imprese di dimensione e proprietà municipale. Per quanto riguarda l'estrema frammentazione avremo modo di discutere come essa si sia ridotta considerevolmente, anche se ancora molto rimane da fare. La tabella seguente mostra come nel 2009 il numero medio di clienti per operatore fosse di circa 85.000 unità su scala nazionale, anche se questa media nasconde situazioni estremamente differenziate a livello regionale<sup>3</sup>.

<b>Tabella 1. Distribuzione Gas Naturale: Distribuzione operatori, 2009</b>			
	<b>Numero operatori presenti</b>	<b>Clienti (migliaia)</b>	<b>No medio clienti per operatore</b>
Piemonte	36	1.985	55.139
Valle d'Aosta	1	19	19.000
Lombardia	73	4.658	63.808
Trentino Alto Adige	14	247	17.643
Veneto	34	2.011	59.147
Friuli Venezia Giulia	11	513	46.636
Liguria	10	847	84.700
Emilia Romagna	33	2.259	68.455
Toscana	15	1.532	102.133
Umbria	11	332	30.182

<sup>3</sup> Va però specificato che il dato di clienti medi a livello nazionale non è completamente comparabile a quello regionale, in quanto esistono operatori presenti in varie regioni che ovviamente vengono conteggiati una sola volta nella media nazionale.

Marche	29	634	21.862
Lazio	16	2.153	134.563
Abruzzo	32	584	18.250
Molise	11	107	9.727
Campania	27	1.249	46.259
Puglia	14	1.202	85.857
Basilicata	13	183	14.077
Calabria	9	369	41.000
Sicilia	12	917	76.417
Sardegna	-	-	
<b>Totale</b>	<b>259</b>	<b>21.802</b>	<b>84.178</b>

Fonte: Elaborazione nostra su dati AEEG.

Il problema della polarizzazione invece persiste in maniera preoccupante. In Tabella 2 è riportata la distribuzione per classe dimensionale dei 249 operatori nazionali (nel 2009). Come si vede quasi la metà degli operatori serve meno di 10.000 clienti. Si tratta di una dimensione che certamente non consente in alcun modo il raggiungimento di una scala efficiente. Considerando che la gran parte delle analisi disponibile colloca la dimensione minima per cogliere le dette economie di scala almeno a 50.000 clienti, solo 56 distributori sono al momento nelle condizioni minime per operare in maniera efficiente. D'altro canto va ricordato che, proprio per la polarizzazione, ad oggi i 20 maggiori gestori servono già il 77% circa del mercato (in termini di volumi, AEEG).

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Totale	287	257	272	249
> 1.000.000 clienti	3	3	3	4
500.000 - 1.000.000 clienti	4	5	5	5
100.000 - 500.000 clienti	22	23	27	26
50.000 - 100.000 clienti	31	29	27	21
20.000 - 50.000 clienti	45	37	39	36
10.000 - 20.000 clienti	37	36	42	39
5.000 - 10.000 clienti	51	47	42	42
1 - 5.000 clienti	94	77	87	76

Fonte: AEEG

Nelle condizioni iniziali, una competizione robusta nella fase di gara era improbabile per varie ragioni. Da un lato, era forte l'incentivo per i Comuni a mantenere in essere le

concessioni preesistenti in assenza di un intervento di ristrutturazione degli ambiti, al fine di continuare a controllare direttamente l'impresa fornitrice di servizi in un settore a elevata redditività. I margini per un uso discrezionale, non sempre virtuoso, delle conseguenti risorse erano notevoli. D'altro canto la forte asimmetria dimensionale tra imprese configura anche una situazione non ideale per eventuali gare, con grossi vantaggi per le imprese di maggiori dimensioni. In questa situazione, l'adozione di tattiche dilatorie o modalità non trasparenti nell'applicazione della riforma era estremamente probabile ed è infatti avvenuta. In alcuni degli ambiti esistenti la gestione di una gara peraltro comportava costi notevoli e la produzione e fornitura di informazioni (per lo stesso bando) e *know-how* obiettivamente non si giustificavano considerando la dimensione dell'ambito.

Nell'arco del decennio successivo la ristrutturazione necessaria è avvenuta in parte per via spontanea, industriale, attraverso la concentrazione di una parte del sistema delle municipalizzate e l'ulteriore espansione dei maggiori gruppi. D'altro canto è cresciuta la consapevolezza della necessità di un intervento di ristrutturazione anche della geografia degli ambiti e l'impossibilità per le ragioni predette che a procedere alle gare e affidamenti fosse il Comune. Nel corso del decennio il numero di distributori è diminuito a 248 (nel 2010). Non abbiamo a disposizione dati sulle operazioni di aggregazione nel solo segmento della distribuzione ma possiamo ottenere informazioni preziose sulle caratteristiche del processo utilizzando le informazioni sulle operazioni che hanno riguardato l'intera filiera del Gas Naturale (Gilardoni e Clerici, 2010). Il settore del Gas naturale è stato interessato da un notevole numero di accordi nel corso dell'ultimo decennio (2000-2009), circa 40 all'anno, di cui più di metà (il 57%) con focus geografico regionale e interregionale. Questi ultimi sono di particolare interesse perché, a differenza degli accordi internazionali, probabilmente interessano in particolare la distribuzione. La gran parte di queste operazioni sono state condotte da ENEL - si tratta principalmente di acquisizioni di distributori di minori dimensioni - e dalle principali municipalizzate - A2A, Hera, Iride<sup>4</sup>. La grande maggioranza di queste operazioni configura una crescita dimensionale 'orizzontale'.

Un ultimo elemento utile per definire un quadro di settore riguarda i presumibili fabbisogni di investimento. Anche in questo caso non esistono dati soddisfacenti ma una stima è possibile elaborando dati da Gilardoni e Clerici (2010). Sulla base dei programmi di investimento delle principali 8 imprese operanti nel settore del gas naturale essi stimano l'investimento in Reti nazionali ed internazionali per il periodo 2009-2015 a circa 10.043 milioni di euro. Se escludiamo dal novero le imprese con orientamento internazionale (soprattutto ENI), probabilmente impegnate soprattutto in investimenti su reti transnazionali, gli investimenti sono pari a 1.052 milioni<sup>5</sup>. Le 5 imprese considerate hanno una quota di mercato della distribuzione pari al 22,9% (AEEG, volumi). Una pura estensione lineare del dato quindi implica un fabbisogno di investimenti nel settore pari a 4.614 milioni di euro<sup>6</sup>.

### **3. La dimensione ottimale degli ambiti.**

---

<sup>4</sup> Al contrario ENI, che rimane l'operatore più attivo in termini di Accordi, di fatto consolida la sua posizione nell'*upstream*, focalizzandosi sia sulla sua identità di operatore globale, sia probabilmente ritenendo prioritaria la dominanza nell'approvvigionamento al fine di conservare la posizione dominante anche nella vendita.

<sup>5</sup> Il campione sarebbe quindi composto dalle sole Iride/Enia, A2A, Hera, Ascopiave, AcegasAps.

<sup>6</sup> Si tratta di un dato rozzo dato che il dato di partenza non indica un fabbisogno ma dei piani di investimento e inoltre l'estensione lineare può essere fuorviante considerando che è basato su *utilities* di una certa dimensione. Va quindi preso come un'indicazione di massima.

L'individuazione della dimensione ottimale degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas è stata per molti mesi al centro del dibattito fra istituzioni e industria. La Legge 222/2007 prevede che gli ambiti ottimali minimi siano individuati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE), dal Ministero degli affari regionali e dalle autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg), a partire dagli ambiti tariffari sulla base dell'individuazione di bacini ottimali di utenza. L'identificazione degli ambiti deve avvenire sulla base di criteri di efficienza e di riduzione dei costi. In altre parole, occorre verificare quale sia la dimensione (tenuto conto anche dei vincoli tecnici) che minimizza il costo del servizio di distribuzione.

Ci sono in Italia circa 6.500 concessioni, gestite da circa 270 operatori.<sup>7</sup> Di questi, solo il 14% serve oltre 100.000 clienti.<sup>8</sup> Si tratta quindi di un panorama estremamente variegato e di imprese che hanno dimensione e caratteristiche molto diverse.

La definizione per via amministrativa della dimensione ottimale degli ambiti minimi ha sollevato più di una perplessità, connessa alla necessità da parte del regolatore di acquisire i dati necessari per il corretto dimensionamento dell'ambito in una situazione di asimmetria informativa fra regolatore e gestore della rete.<sup>9</sup> La necessità di individuare tale dimensione per far fronte alle disposizioni di legge, tuttavia, ha alimentato un acceso dibattito sulle modalità e sui criteri da utilizzare per la loro individuazione che si è concretizzato in analisi a supporto delle diverse proposte che negli ultimi due anni sono state avanzate circa la definizione degli ambiti ottimali.

I costi della distribuzione di gas dipendono dalle caratteristiche dell'attività, principalmente dalla lunghezza della rete, dal numero di clienti serviti e dalla loro densità, quest'ultima determinata dalle caratteristiche del territorio servito. E' quindi, possibile caratterizzare l'attività di distribuzione con riferimento all'eventuale presenza di economie di scala (variazione dei costi al variare del numero di punti di riconsegna serviti) e di economie di densità (variazione dei costi al variare della concentrazione territoriale dei punti di riconsegna serviti).<sup>10</sup> La letteratura esistente evidenzia nel caso della distribuzione di gas una maggiore rilevanza delle economie di densità rispetto alle economie di scala,<sup>11</sup> anche se, come spesso accade in tali analisi, ogni generalizzazione deve essere necessariamente cauta in considerazione della complessità del fenomeno. Studi diversi collocano la scala minima efficiente a livelli diversi tuttavia l'esistenza di inefficienze per le imprese minori operanti in Italia è assodata ed evidenziata anche dagli studi recenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg) e di Assogas.

Nel 2008 Aeeg ha pubblicato un documento di consultazione per la formulazione di proposte per l'individuazione della dimensione dei bacini ottimali di utenza, come previsto dalla legge 222/07. L'analisi svolta in tale documento si basa su indicatori di costo unitario per punti di riconsegna servito, calcolati sui dati di costo di un campione di distributori provenienti dalla contabilità regolatoria presentata per l'anno 2006. I risultati individuano in 250.000-350.000 il numero di punti di riconsegna per ambito che consentono una riduzione dei costi di distribuzione compatibile con le esigenze di maggiore efficienza e il mantenimento di un

---

<sup>7</sup> Numero di distributori al 31 dicembre 2009. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale 2010*.

<sup>8</sup> I distributori che servono oltre 100.000 clienti coprono l'81% dei volumi distribuiti. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale 2010*.

<sup>9</sup> Stagnaro, Testa (2009). Perplessità sono state sollevate anche dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato; si veda a tal proposito Agem (2007).

<sup>10</sup> Alle economie di scale e di densità si aggiunge poi l'effetto sui costi connesso alla prossimità delle località servite (economie di prossimità). Si veda Giacomelli (2008).

<sup>11</sup> A titolo di esempio si veda Farsi, Filippini, Kuenzle, (2006), Guldmann (1986). Per l'Italia si vedano Fabri, Fraquelli, Giandrone, (2000).

adeguato livello di concorrenza nel settore.<sup>12</sup> Sulla base di tale analisi e tenendo conto dei vincoli tecnici e di contiguità territoriale, Aeed ha identificato 44 ambiti territoriali, successivamente incrementati a 59 per tenere in considerazione le osservazioni pervenute durante la consultazione.<sup>13</sup> L'analisi, inoltre, ha evidenziato la presenza di maggiori economie di scala per imprese con un numero di punti di riconsegna inferiore a 300.000 e l'attenuarsi di tali economie per imprese di dimensione superiore.

Agli inizi del 2009, Assogas ha avanzato una proposta alternativa a quella di Aeed, che individuava in 15.000-25.000 punti di riconsegna serviti il numero ottimale di punti di riconsegna per ambito in grado di mantenere un adeguato grado di concorrenza. L'analisi alla base della proposta di Assogas ha utilizzato gli stessi indicatori di costo definiti da Aeed ma anziché calcolare tali indicatori su dati di costo a livello di impresa li ha calcolati a livello di ambito su un campione di 40 ambiti.<sup>14</sup> Tali risultati hanno portato all'individuazione di circa 500 ambiti territoriali. Anche in questo caso, i risultati dell'analisi hanno evidenziato la presenza di economie di scala per i distributori di dimensione minore e l'attenuarsi, invece, di tali economie per le imprese che servono oltre i 40.000-50.000 punti di riconsegna.

Fra questi due risultati estremi si inserisce il decreto di individuazione degli ambiti territoriali minimi presentato da MSE e Ministero per gli affari regionali, che ha ottenuto parere positivo dalla Conferenza Stato-Regioni e che sta proseguendo il proprio iter per l'adozione definitiva. Il decreto individua 177 ambiti territoriali (insieme minimo di comuni i cui impianti dovranno essere gestiti da un unico soggetto) e appare come una soluzione intermedia fra quelle prospettate. In tal modo il legislatore sembra voler evitare l'eccessiva aggregazione degli ambiti per tenere in adeguata considerazione le specificità territoriali e le esigenze della concorrenza, ma allo stesso tempo dispone dei limiti, prevedendo che ciascun ambito debba includere almeno 50.000 clienti e un numero di Comuni inferiore a 50.<sup>15</sup> Il decreto dispone inoltre che Aeed stabilisca misure che incentivino l'aggregazione degli ambiti territoriali con un numero di punti di riconsegna inferiore a 100.000.

La posizione del legislatore si basa sui risultati dello studio svolto da Aeed,<sup>16</sup> sul riconoscimento da parte di Aeed di un maggiore ricavo tariffario del 13% ai distributori con meno di 300.000 clienti e del 22% ai distributori con meno di 50.000 clienti per compensare i maggiori costi operativi, sulla constatazione che una maggiore dimensione degli ambiti riduce i costi legati allo svolgimento delle gare e riduce i costi di transazione per le operazioni di gestione e di acquisizione della clientela delle società di vendita del gas. La ripartizione degli ambiti territoriali minimi per Regione è riportata nella Figura 1.

## Figura 1 Ambiti territoriali minimi per regione

---

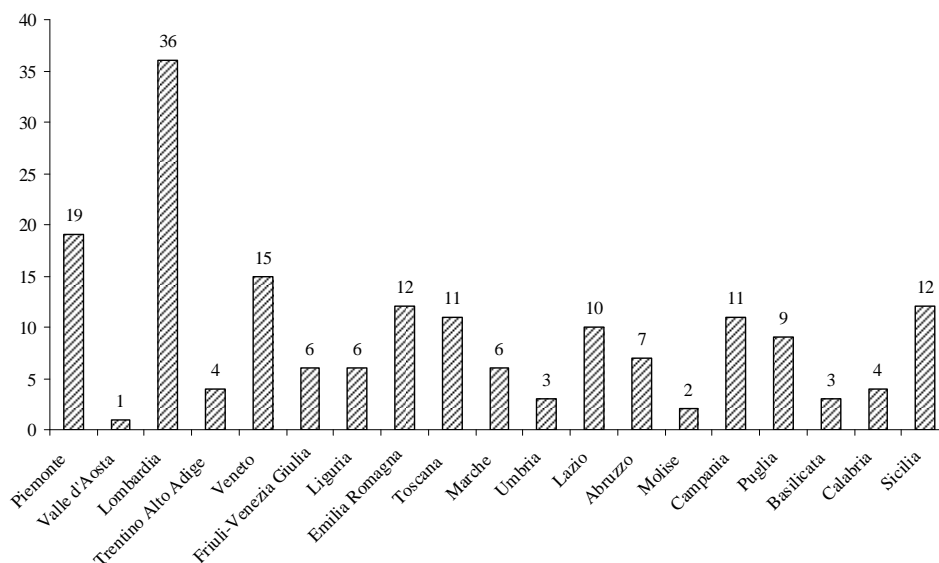
<sup>12</sup> Aeed (2008) fa un'analisi di produttività parziale, definendo due indicatori relativi ai costi operativi: il costo di gestione per punto di riconsegna servito (KPI<sub>1</sub>), dove il costo di gestione è definito come costo di produzione al netto di ammortamenti, accantonamenti, incrementi per lavori interni e altri proventi, e il costo di gestione per punto di riconsegna servito al netto del costo dei servizi comuni attribuiti pro-quota alla distribuzione (KPI<sub>2</sub>).

<sup>13</sup> AEEG, *Relazione annuale 2010*, pag. 77.

<sup>14</sup> L'analisi è stata condotta da Assogas in collaborazione con diversi consulenti. I risultati dell'analisi e la proposta di Assogas sono stati avanzati nel corso del convegno su "La distribuzione locale del gas: il bando "tipo" e gli ambiti di gara, Roma, 24 marzo 2009.

<sup>15</sup> Il numero massimo di Comuni inclusi può peraltro essere derogato nel caso di numero di clienti inferiori a 50.000.

<sup>16</sup> Nella bozza di decreto si evidenzia che "considerato che il suddetto studio prevede che l'effetto di economie di scala per il segmento della distribuzione di gas naturale è significativo almeno fino a un numero di clienti serviti pari a circa 300.000 qualora si considerino sia i costi della gestione tecnica delle reti, sia i costi delle funzioni centrali e dei servizi comuni, e fino a 100.000 clienti, qualora si considerino invece i soli costi di gestione tecnica delle reti".



Fonte: Allegato alla bozza di decreto recante la definizione degli ambiti territoriali minimi

A queste considerazioni si devono aggiungere gli effetti che una minore frammentazione della gestione può avere sul costo del capitale dei distributori e sugli investimenti. Diversi studi internazionali hanno mostrato che il costo del capitale generalmente aumenta al diminuire della dimensione dell'impresa, in quanto le imprese di piccola dimensione sono percepite come più rischiose e gli investitori chiedono una remunerazione maggiore per investire (Johnson and Soenen, 2003, Watson and Hopper, 2006). Il minor costo del capitale per il distributore si può tradurre in un beneficio per i clienti finali sotto due aspetti. Il primo riguarda le tariffe di distribuzione: a parità di altre condizioni, un minor costo del capitale si riflette in una tariffa più bassa.<sup>17</sup> Il secondo riguarda la maggiore facilità con cui il distributore può accedere al mercato dei capitali per finanziare il proprio investimento. Queste considerazioni appaiono consistenti con l'evidenza che emerge dai dati sugli investimenti dei distributori italiani, che mostrano come il rapporto fra investimenti e fatturato sia generalmente superiore per i distributori di dimensione maggiore.<sup>18</sup> Maggiori investimenti si traducono in maggiore sicurezza e migliore qualità del servizio offerto.

L'evidenza disponibile costituisce una prima indicazione che va ulteriormente approfondita ed esplorata e saranno ora le dinamiche di mercato dei prossimi anni a dirci se e in che misura una maggiore razionalizzazione del settore ha comportato benefici per i clienti finali. D'altro canto la ragione per cui avviene il ridisegno degli ambiti non può essere semplicemente rinvenuta nelle economie di scala. Esistono probabilmente motivi addizionali per cui la ristrutturazione si impone. In particolare:

- a. La necessità di attivare un mercato più competitivo attraverso la rottura di equilibri collusivi locali nelle gare. La fusione di ambiti attuali e la creazione

<sup>17</sup> La regolamentazione tariffaria della distribuzione gas prevede che al distributore sia riconosciuta la tariffa di riferimento. Quest'ultima è calcolata sulla base dei ricavi riconosciuti al distributore per la remunerazione di tutti i suoi costi, inclusa la remunerazione del capitale investito, quest'ultima calcolata come prodotto fra costo del capitale e capitale investito netto. Una riduzione del costo del capitale comporta, pertanto, una riduzione dei ricavi riconosciuti e, di conseguenza, delle tariffe.

<sup>18</sup> Utilitatis, *Yellow Book 2010*, pag. 133, Tabella 77. L'analisi prende in considerazione un campione di imprese per il periodo 2005-2009. Le imprese sono classificate come: "Top" (7 operatori con un bacino di utenza superiore a 1 milione di abitanti), "Grandi" (8 operatori con un bacino di utenza compreso fra 300.000 e 1.000.000 di abitanti), "Medie" (10 operatori con un bacino di utenza fra 100.000 e 300.000 abitanti) e "Piccole" (22 operatori che distribuiscono gas a 912.000 abitanti).

di nuove entità titolari del rapporto concessorio renderebbe più conflittuale la questione della scelta del gestore e quindi più probabile e aperta la gara. In effetti l'ulteriore decreto Ministeriale riguardante le modalità di svolgimento delle gare demanda la gestione dell'intero rapporto di affidamento ad una nuova 'stazione appaltante', usualmente il Comune capoluogo di provincia, una apposita società proprietaria delle reti o un comune capofila comunque indicato dai comuni appartenenti all'ambito (Art. 2).

- b. Ogni gara comporta *un costo di transazione* amministrativo e sostanziale che è all'incirca fisso, dipende marginalmente dalla dimensione d'ambito. Il taglio drastico del numero di ambiti diminuisce i costi di transazione e li rende più proporzionati all'oggetto della gara. Un argomento ragionevole vuole che solo se l'oggetto è di sufficiente valore ha senso gestire una gara in maniera appropriata. Questo spiegherebbe anche perché le gare che si sono tenute ad oggi hanno presentato così tanti problemi sotto il profilo informativo e sostanziale.

Nel complesso la ridefinizione degli ambiti dovrebbe generare effetti positivi sia sulla partenza del sistema delle gare competitive, sia sulla qualità delle gare stesse e di conseguenza sugli investimenti di settore, considerando che, come vedremo nella sezione successiva, gli investimenti diventano un elemento cruciale (se non preminente nell'aggiudicazione delle gare stesse).

#### **4. Il Ruolo degli Investimenti nelle Gare.**

Come si è già detto l'esperienza delle gare effettuate dopo il Decreto Letta è stata deludente non solo sotto il profilo quantitativo ma soprattutto sotto il profilo qualitativo. Disciplinari di gara con informazioni assolutamente insufficienti e criteri di aggiudicazione discutibili hanno generato risultati paradossali, tra i quali la summenzionata anomalia delle offerte economiche abnormi sul canone ai comuni. Al fine di rendere meno discrezionale la gestione delle gare, la legge 29 novembre 2007, n. 222, ed in particolare l'articolo 46 - bis, comma 1, nell'ambito delle disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas, stabilisce che *'con decreto dei Ministri dello sviluppo economico e per i rapporti con le regioni, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono individuati i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas previsto dall'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, tenendo conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni economiche offerte, e in particolare di quelle a vantaggio dei consumatori, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti'*.

Si sta concludendo l'iter anche per questo Decreto Ministeriale e le novità sono estremamente importanti ai fini del trattamento degli investimenti. Oltre a definire in maniera certa (cft. oltre) le modalità di calcolo del rimborso del capitale non ammortizzato in sede di subentro sia per il primo subentro sia per quelli successivi, eliminando una notevole fonte di incertezza normativa e discrezionalità, il decreto definisce e delimita i criteri di aggiudicazione delle gare in maniera stringente e obbliga la stazione appaltante (e i comuni partecipanti) a definire nel Bando di Gara *'le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo, differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali, in particolare alla prevalenza orografica e alla densità abitativa. Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono*

*essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere. Le condizioni minime di sviluppo possono comprendere:*

- a. la densità minima di nuovi punti di riconsegna per chilometro di rete, in nuove aree, che rendono obbligatorio lo sviluppo dell'impianto di distribuzione (estensione di rete e eventualmente potenziamento della rete esistente);*
- b. il volume di gas distribuito per chilometro di rete, che, in seguito a incrementi sulle reti esistenti, rende obbligatorio il potenziamento dell'impianto di distribuzione;*
- c. gli interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti come previsti dalla regolazione, quale la sostituzione o risanamento delle tubazioni in ghisa con giunti in piombo e canapa, la messa in protezione catodica efficace delle condotte in acciaio, la introduzione dei misuratori elettronici;*
- d. la vita residua media ponderata dell'impianto, al di sotto della quale, qualora si superi anche un valore limite del tasso di dispersione per km di rete, è obbligatoria la sostituzione di alcuni tratti di rete e/o impianti'. (art 9)*

Per quanto riguarda i criteri di aggiudicazione, poi, sono determinati in maniera univoca i pesi da attribuire nelle valutazioni alle diverse caratteristiche dell'offerta. Le condizioni economiche peseranno complessivamente per il 28% del punteggio totale, escludendo la possibilità che le gare siano attribuite sulla base di rialzi dei canoni. Peraltro, all'interno delle condizioni economiche il peso maggiore è attribuito comunque allo 'sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità' (Art. 13). In altri termini peseranno relativamente di più tra le condizioni economiche i vantaggi trasferiti ai consumatori. Una remunerazione ai comuni potrà arrivare solo in forma di rendimento sul capitale di località (art 13, comma 1, lett d.) con un peso del 5% sul totale del punteggio. Un peso analogo alle condizioni economiche (27%) sarà attribuito ai criteri di sicurezza (22%) e qualità del servizio (5%) (art 14). La parte preponderante del punteggio (45%) invece sarà attribuita sulla base della valutazione del Piano di sviluppo degli impianti (art. 15) i cui criteri sono i seguenti:

- 'a. Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione.*
- b. Valutazione degli interventi di estensione e potenziamento in termini di:*
  - i. accuratezza e dettaglio del progetto e giustificazioni delle scelte anche con analisi di costi-benefici quantitative e, dove non è possibile, qualitative;*
  - ii. miglioramento della continuità di servizio in caso di disfunzione, tramite la realizzazione di magliature della rete;*
  - iii. quantità di rete complessivamente offerta per estensione e potenziamento, purché giustificata da analisi di costi-benefici, .....*
- c. Valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete e degli impianti in termini di:*
  - i. attendibilità delle proposte di sostituzione per rinnovo della rete e degli allacciamenti, in base alla vita utile e allo stato di conservazione;*
  - ii. quantità di rete complessivamente offerta per rinnovo delle condotte e degli allacciamenti, purché giustificata da analisi di costi benefici....*
- d. Innovazione tecnologica, attuata in maniera accelerata o addizionale a quanto previsto dalla regolazione, subordinata alla dimostrazione di credibilità dell'offerta in impianti di distribuzione già gestiti dal distributore'*

Come si vede, il peso degli investimenti nelle nuove gare si avvia ad essere notevole con la possibile conseguenza, considerando anche l'assenza sostanziale di un rischio regolatorio, di generare un eccesso di investimenti piuttosto che un difetto. Il richiamo costante alla effettuazione di una analisi costi-benefici per giustificare l'investimento potrebbe a questo proposito non essere sufficiente. D'altro canto il notevole peso attribuito agli investimenti

potrebbe costituire una consistente barriera all'ingresso e privilegiare, in sede di gara, operatori finanziariamente molto solidi indipendentemente dalla loro efficienza. Alcune previsioni peraltro (si veda ad esempio la lettera *d.* di sopra) rischiano di discriminare immediatamente gli operatori di minore dimensione.

In ultima analisi il regolamento attribuisce agli investimenti un'importanza notevole e quindi l'assetto che si viene a generare difficilmente potrebbe essere per essi più favorevole. La preoccupazione che rimane è quella che non vengano sempre effettuati investimenti economicamente razionali e in condizioni di efficienza. A questo proposito l'elevata redditività degli operatori del settore, se è rassicurante sotto il profilo della disponibilità finanziaria a scopo di investimento e della remunerazione degli investimenti stessi, lascia sorgere però il sospetto di una regolazione non particolarmente stringente. Lo 'slack' eventuale potrebbe nel lungo termine tradursi in una carenza di incentivi e quindi in una minore efficienza degli operatori. Il problema potrebbe essere cogente nella remunerazione degli investimenti. A questo scopo l'AEEG ha già avviato *'un procedimento per la definizione di criteri di valorizzazione degli investimenti sia sulla base di costi standard, sia di indicatori di efficacia, ai fini dell'incentivazione'* (AEEG, 2010a).

## **5. Proprietà delle reti.**

Va subito osservato che divieto di trasferimento degli asset dagli enti locali che ne sono titolari<sup>19</sup>, previsto dall'art. 113, commi 2 e 13, TUEL, e dall'art. 23 bis, l. 133/2008, non si applica alle reti gas, in quanto il settore è escluso dall'applicazione di tali norme generali sui servizi pubblici locali. In linea di principio, pertanto, per delineare il regime proprietario delle reti di distribuzione occorre riferirsi alle norme settoriali di livello statale e/o regionale che si applicano specificamente a questo settore. Al riguardo vengono in rilievo le disposizioni che il D. Lgs. 164/2000 dedica all'attività di distribuzione del gas naturale.

Più precisamente, l'art. 15, comma 5, D. Lgs. 164/2000 specificamente disciplina il subentro dei nuovi gestori una volta che scadranno (anticipatamente) gli affidamenti in essere al termine del periodo transitorio e, quindi, dovranno essere bandite le c.d. "prime gare". Invece, la disciplina relativa al subentro del nuovo gestore nell'affidamento che sarà assegnato "a regime" (cioè dopo che saranno state esperite le c.d. prime gare di cui all'art. 14) è prevista dai commi 4 e 8 dello stesso art. 14. In particolare, l'art. 14, comma 4, disciplina sia la sorte delle reti e degli impianti "preesistenti", sia il subentro del gestore nelle "nuove" infrastrutture realizzate dal gestore uscente in costanza di affidamento, dato che queste ultime infrastrutture, in base al contratto di servizio, sono state realizzate dal gestore del servizio *incumbent* e, quindi, dovrebbero essere iscritte nello stato patrimoniale di quest'ultimo. Si ricorda, inoltre che, sempre con riferimento alla "nuove infrastrutture", l'art. 14, comma 8, prevede che *"Il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento, al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con proprio provvedimento, stabilisce, in coerenza col sistema tariffario, le modalità dell'eventuale rivalutazione del suddetto valore residuo in relazione all'andamento dei prezzi"*. Va, infine, chiarito che per gli affidamenti che andranno a scadenza "naturale" entro la fine del periodo transitorio il regime del subentro nelle reti e negli impianti da parte dei futuri gestori va ricavato dalle disposizioni in materia di "devoluzione" o di retrocessione

---

<sup>19</sup> Fatta eccezione per la facoltà di trasferire tale proprietà a società patrimoniali.

delle reti e degli impianti previste nei contratti di servizio o nei disciplinari di concessione. Solo qualora nulla sia previsto convenzionalmente può venire in rilievo la disciplina di cui all'art. 15, comma 5, D. Lgs. 164/2000.

Sulla base delle disposizioni del D. Lgs. 164/2000 appena ricordate, in dottrina sono state proposte due differenti ricostruzioni della disciplina in materia di regime proprietario delle reti. In base alla prima ricostruzione, si delinea un regime di proprietà "pubblica" di tali beni nell'ambito del quale l'indennizzo al gestore uscente posto a carico del gestore subentrante, in base all'art.14, comma 8, D. Lgs. 164/2000 (pari al valore residuo non ammortizzato delle "nuove"reti realizzate dal gestore uscente) dovrebbe costituire corrispettivo per il trasferimento del mero diritto all'utilizzazione di tali reti (e non del diritto di proprietà), essendo a tale valore d'uso chiaramente rapportato<sup>20</sup>. Peraltro, va anche sottolineato che la stessa Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas<sup>21</sup>, ha ritenuto che, nonostante il gas sia un settore "escluso" dall'applicazione dell'art. 113, TUEL, gli artt. 14 e 15 del D. Lgs. 164/2000 delinearrebbero (implicitamente) un assetto proprietario delle reti gas del tutto analogo a quello previsto dall'art. 113, commi 2 e 13, TUEL. Tanto che, sempre ad avviso dell'AEEG, anche per le reti gas deve essere riconosciuta agli enti locali la facoltà di conferimento delle stesse in società patrimoniali in base all'art. 113, comma 13, TUEL, (e ciò in quanto tale facoltà sarebbe "implicitamente" contenuta dello stesso art. 14, comma 4, del D. Lgs. 164/2000), e la disciplina dettata dallo stesso art. 113, comma 13, TUEL, troverebbe "*piena applicazione in via analogica*" al regime proprietario delle società c.d. patrimoniali proprietarie delle reti. Sulla base della presa di posizione dell'AEEG appena ricordata si potrebbe, pertanto, ritenere che gli artt. 14, commi 4 e 8, e 15, comma 5, D. lgs. 164/2000 vadano applicati (anziché all'ente locale) alla società patrimoniale a cui l'ente locale abbia eventualmente conferito la proprietà di tali *asset*. In altri termini, in base alla prima ricostruzione del regime proprietario delle reti gas avallata dalla AEEG si delinea un assetto nel quale l'ente locale (o la società patrimoniale da questo costituita) è titolare del diritto reale sui beni realizzati nel precedente periodo di affidamento. Tali beni vanno poi immaterialmente immessi nella disponibilità del nuovo gestore sulla base di un contratto di affitto, fermo restando che le nuove reti o porzioni di reti realizzati in costanza di affidamento dal nuovo gestore restando nella proprietà di quest'ultimo salvo rientrare nella disponibilità dell'ente locale (o dalla società patrimoniale) alla fine del periodo di gestione.

In base alla seconda ricostruzione del regime proprietario delle reti e degli impianti di distribuzione del gas, tali *asset* non devono necessariamente rientrare nella piena proprietà dell'ente locale (o della società patrimoniale a cui gli stessi siano stati eventualmente trasferiti) al termine del periodo di affidamento della gestione del servizio di distribuzione, ma, in qualche modo, "transitano" nella proprietà e, in ogni caso, nella disponibilità dei successivi gestori del servizio e che si siano aggiudicati la gara a partire dalla scadenza anche

---

<sup>20</sup> Al riguardo, nella decisione del TAR Lombardia Milano, sez III, n. 3688/2005, cit., si afferma che la regola di cui all' art. 14, comma 8, D.Lgs. 164/2000 "*si giustifica in ragione del fatto che, come precisato nella tabella 15 allegata alla delibera n. 122/02 dell'AEEG la vita fisica utile degli impianti ha una durata (da 20 a 50 anni, secondo le varie categorie dei cespiti) normalmente superiore al periodo (di 12 anni) di affidamento del servizio; il che fa risultare, a fine rapporto, un valore residuo degli investimenti oggetto del precedente affidamento che il gestore uscente non ha potuto ammortizzare, i cui oneri devono essere assunti dal gestore subentrante quale corrispettivo per la disponibilità degli impianti, aventi piena efficienza produttiva e dotati del residuo valore intrinseco non abbattuto finanziariamente nel corso dell'esercizio precedente*".

<sup>21</sup> AEEG, *Relazione tecnica* alla Delibera n. 55 del 2004 "*Proposta al Ministero delle Attività Produttive avente ad oggetto lo bozza di contratto tipo per l'affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale*". L'interpretazione estensiva dell'AEEG è stata criticata da AMMANNATI, *La forza espansiva del modello di affidamento in house. Il settore del gas tra assimilazione alla disciplina generale dei servizi pubblici locali e incertezze nel modello comunitario*, in Riv. It. Dir. Pubbl.Ccomunit., 2005, p. 1709 ss., "*in quanto non trova (...) riscontro nella normativa*".

anticipata degli affidamenti in essere, essendo tali soggetti quelli che sopportano gli oneri economici del rimborso al gestore uscente.

Le conseguenze pratiche delle due ipotesi ricostruttive appena illustrate sono immediate. In base alla prima ipotesi si delinea un regime di segregazione proprietaria tra reti e gestione: il gestore dovrà remunerare il soggetto proprietario (ente locale o società patrimoniale) per ottenere la disponibilità d'uso delle reti in base a canoni da concordarsi; a sua volta il gestore sarà rimborsato del valore residuo degli investimenti effettuati nel periodo di gestione alla scadenza dello stesso, e cioè nel momento in cui le reti di nuova realizzazione dovranno ritornare nella piena disponibilità dell'ente locale o della società patrimoniale. In base alla seconda ipotesi interpretativa delle norme del Letta, invece, almeno per quanto concerne le reti realizzate in costanza di affidamento o comunque di proprietà del gestore, si profila un regime in cui tali reti sono di volta in volta (e cioè alla scadenza di ciascun periodo di gestione) trasferite dal gestore uscente al gestore subentrante. Il corrispettivo per tale trasferimento (il valore di rimborso) è pari al valore residuo degli ammortamenti applicati dal gestore agli investimenti nel periodo di affidamento, al netto dei contributi pubblici e attualizzato in base ad indici da determinarsi dall'AEEG.

Da un punto di vista economico la scelta tra i due modelli dipende essenzialmente da un trade-off tra diversi obiettivi. Il primo regime con proprietà pubblica e separazione tra gestione e proprietà rende probabilmente meno problematiche e più aperte le gare, quindi più robusta la competizione per il mercato. Il motivo è che, se la proprietà rimane dell'ente locale, i problemi di valutazione degli *asset* in fase di gara sono minori, e minore è anche la barriera all'entrata costituita dalla necessità di 'acquistare' gli *asset* in fase di subentro. L'onere finanziario, presumibilmente notevole, derivante dal trasferimento integrale del valore residuo delle reti e degli impianti costituisce infatti un obiettivo vantaggio in fase di gara per l'*incumbent* (che non lo affronta) e per i competitori di maggiore dimensione e capacità finanziaria<sup>22</sup>. D'altro canto la separazione tra proprietà e gestione di un *asset* ha raramente dato risultati soddisfacenti. Nel caso della trasmissione della filiera elettrica ad esempio l'insoddisfazione reciproca e la litigiosità tra l'Operatore (GRTN) e il proprietario (TERNA) ha reso pressoché impraticabile il modello.<sup>23</sup>

A favore di un modello flessibile militano anche ragioni pratiche. L'obbligo di riacquisto degli *asset* da parte degli enti locali, che si configurerebbe in alcuni casi nella prima interpretazione potrebbe creare problemi di bilancio di breve periodo a molti enti locali, anche se il riacquisto in sé, considerando l'assenza di rischio regolatorio, la remunerazione dell'investimento e gli effetti positivi sulla competizione potrebbe essere un buon affare per gli enti.

Occorre, inoltre, ricordare che il regime proprietario delle reti sopra descritto non appare inderogabile. In altri termini, è ben possibile (e nei fatti si è verificato) che, nel caso in cui proprietà e gestione delle reti siano separate (e, in particolare, nel caso in cui la proprietà delle reti sia segregata in una società appositamente costituita) proprietario e gestore concordino che gli investimenti infrastrutturali debbano essere realizzati e/o pagati dall'uno o dall'altro di tali soggetti. E' del tutto evidente che, nel caso in cui gli investimenti siano realizzati e pagati dal proprietario (e non dal gestore), quest'ultimo dovrà riconoscere al proprietario un adeguamento del valore di canone d'uso delle reti determinato in funzione della remunerazione del capitale investito netto.

---

<sup>22</sup> Non lo sarebbe solo in caso di mercati finanziari perfetti.

<sup>23</sup> Anche se va rimarcato che in quel caso il gestore era pubblico mentre la proprietà era privata.

A fare un po' di chiarezza sull'interpretazione delle norme del Letta in materia di proprietà delle reti è, ora, intervenuta la bozza di decreto ministeriale sulle gare gas in corso di approvazione. L'art. 7 della bozza di Decreto prevede, in sintesi, quanto segue:

- (i) se le reti o porzioni di reti sono di proprietà dell'ente locale o di “*soggetti diversi dal concessionario*” (quali una società patrimoniale delle reti o, comunque, un soggetto diverso dal gestore *incumbent* del servizio), tali beni non cambiano di proprietà alla scadenza dell'affidamento;
- (ii) nel caso in cui nella concessione sia prevista la devoluzione gratuita all'ente locale, lo stesso ha diritto ad ottenere la proprietà delle reti alla scadenza dell'affidamento;
- (iii) in tutti gli altri casi in cui il valore di rimborso alla scadenza dell'affidamento è pagato dal gestore subentrante, quest'ultimo acquisisce la proprietà delle reti o porzioni di reti, con il vincolo di farle rientrare nella piena disponibilità dell'ente locale alla fine del periodo di affidamento.

Pertanto, va ricordato che in base all'art. 15, comma 5, del Decreto Letta, e delle disposizioni attuative di cui all'art. 5 della bozza di Decreto, alla fine del periodo transitorio, il valore di rimborso deve essere pagato al gestore uscente al gestore subentrante (fatto salvo il caso in cui la concessione di servizio non preveda diversamente). Pertanto, la bozza di Decreto, prefigura una soluzione normativa in materia di proprietà delle reti che, in qualche misura, contempera le due diverse ricostruzioni delle corrispondenti disposizioni del Letta e ne corregge le ambiguità interpretative. In buona sostanza, si prevede un regime proprietario differenziato a seconda che le reti siano di proprietà dell'ente locale, ovvero lo stesso ente locale abbia provveduto a trasferirle in una società patrimoniale, ovvero siano di proprietà del gestore *incumbent* in quanto dallo stesso realizzate nel periodo di gestione ovvero pagate a titolo di rimborso al gestore uscente a seguito dell'aggiudicazione della gara. Anche in base alla bozza di Decreto sembra, in ogni caso, rimanere salva la possibilità che la proprietà delle reti sia trasferita ad una società patrimoniale appositamente costituita, alla quale sia affidata anche la realizzazione degli investimenti in costanza di affidamento. In altri termini, anche la bozza di decreto sembra rendere possibile, sul piano giuridico, una soluzione di separazione societaria e proprietaria tra titolare delle reti e gestore del servizio di distribuzione. Inoltre, va ricordato che, nonostante l'orientamento in qualche modo implicitamente contrario espresso dall'AEEG, il regime proprietario delle società patrimoniali nel settore del gas non è soggetto ai vincoli delle società patrimoniali titolari di *assets* funzionali alla gestione di servizi pubblici locali (v. art. 113, comma 13, TUEL). Ne consegue che il capitale delle società patrimoniali proprietarie delle infrastrutture nel settore della distribuzione del gas naturale è tendenzialmente “aperto” all'apporto di investitori privati interessati ad ottenere una remunerazione del capitale investito nel lungo periodo, ma certa e stabile nel tempo.

Una volta delineato il quadro normativo vigente o in corso di definizione da parte del legislatore, è necessario verificare se le soluzioni regolatorie individuate appaiano in linea con l'obiettivo di incentivare gli investimenti infrastrutturali nel settore della distribuzione del gas naturale.

E' peraltro del tutto evidente che per incentivare gli investimenti infrastrutturali è necessario che le soluzioni regolatorie siano tali da garantire che il valore dell'investimento in reti o impianti sia remunerato per un importo pari al valore attualizzato dei ricavi ottenibili dall'investitore nel corso della vita utile dell'investimento in reti più il *terminal value*. Ciò premesso, può essere interessante procedere a questa verifica anche nella prospettiva sopra indicata come giuridicamente percorribile della separazione proprietaria ed organizzativa tra gestione del servizio di distribuzione e titolarità delle reti. Infatti, come si è sopra illustrato, le

disposizioni dello bozza di Decreto e gli orientamenti dell'AEEG rendono ben possibile la costituzione di società patrimoniali delle reti, nonché garantiscono nel tempo il mantenimento da parte di tali società della proprietà degli *assets*.

In questa prospettiva è, in primo luogo, necessario valutare se la separazione tra proprietà delle reti/realizzazione degli investimenti e gestione del servizio di distribuzione sia opportuna/desiderabile sul piano funzionale. Più precisamente, occorre chiedersi se sia opportuna/desiderabile, anche in termini di costi di agenzia e/o di transazione, la separazione proprietaria ed organizzativa tra il soggetto che effettua gli investimenti in infrastrutture e ne sopporta i relativi oneri ed il soggetto che gestisce il servizio, avendo lo stesso gestore tutti gli elementi informativi necessari per determinare il *timing* e l'entità degli investimenti necessari allo svolgimento delle attività di propria competenza.

In secondo luogo, si pone il problema di valutare se, sul piano economico e finanziario, le soluzioni regolatorie siano tali da garantire gli obiettivi dell'investitore in termini di remunerazione del capitale investito anche sul lungo termine. Al riguardo appaiono rilevanti i seguenti nodi tematici in termini di soluzioni normative: (1) le modalità di determinazione del valore dei ricavi per l'investitore che partecipa alla società proprietaria degli *assets*; (2) le modalità di calcolo delle aliquote di ammortamenti sugli investimenti, e (3) il valore del *terminal value* o valore di rimborso degli investimenti realizzati.

### ***5.1. I ricavi del soggetto proprietario delle reti ed il valore di rimborso.***

Nei paragrafi precedenti si è ipotizzato un assetto "a regime" nel quale una parte delle reti rimane nella proprietà di una società patrimoniale potenzialmente aperta all'apporto di *equity* da parte di investitori finanziari ed un'altra parte delle reti (quella realizzata dal gestore in costanza di affidamento) è di proprietà dello stesso gestore e destinata ad essere trasferita al gestore subentrante a fronte del pagamento di un valore di rimborso. Come di è anche chiarito, è pure possibile che l'onere di realizzare gli investimenti durante il periodo di gestione sia posto a carico della società patrimoniale.

Coerentemente con questa impostazione, lo schema di Decreto distingue tra gli oneri da riconoscere al soggetto titolare della proprietà degli *assets* (l'ente locale, ovvero una società patrimoniale, ovvero altri non meglio definiti soggetti diversi dal concessionario) e i costi di rimborso degli investimenti in immobilizzazioni realizzati dal gestore uscente.

Per quanto concerne gli oneri, l'art. 8 dello bozza di Decreto prevede, in sintesi, che il gestore del servizio debba corrispondere annualmente al proprietario delle reti o di porzioni di reti, un corrispettivo tale da remunerare il relativo capitale investito netto e il corrispondente ammortamento, calcolati ai fini tariffari con le modalità del Testo Unico sulla regolazione tariffaria emanato dall'AEEG.

Per quanto concerne il valore di rimborso spettante ai titolari di affidamenti, in linea di principio sono possibili diverse opzioni: (i) valore contabile di iscrizione a bilancio; (ii) valore di mercato o di stima industriale, e (iii) *Regulatory Asset Base* (c.d. RAB, i.e. il valore di rimborso riconosciuto ai fini tariffari).

Al riguardo, la bozza di Decreto, in attuazione dell'art. 15, *comma 5*, decreto Letta, prevede una soluzione differenziata per il valore di rimborso da pagare alla fine del periodo transitorio ed il valore di rimborso da pagare a regime.

In caso di scadenza anticipata degli affidamenti al termine del periodo transitorio, si prevede quanto segue:

- (i) in caso di scadenza anticipata dell'affidamento, il valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente da parte del gestore subentrante è calcolato in base a quanto stabilito nella relativa concessione o contratto di servizio, salvo il caso in cui tale valore di rimborso non sia desumibile dai documenti contrattuali o indicato in misura pari ai prezzi di mercato (in tal caso si applicheranno le modalità da definirsi da parte dell'AEEG sulla base degli indirizzi di cui all'art. 5, comma 4, dello bozza di Decreto);
- (ii) sono stabiliti criteri di calcolo specifici in materia di valore rimborso, nel caso in cui nella concessione e/o nel contratto di servizio sia prevista la devoluzione gratuita delle reti all'ente locale (v. art. 5, comma 4, lett. e, bozza di Decreto);
- (iii) ad eccezione del caso in cui sia prevista la devoluzione gratuita all'ente locale ed in alternativa al pagamento del valore di rimborso, il gestore uscente può esercitare prima della gara l'opzione per la corresponsione da parte del gestore subentrante di una rendita finanziaria annua ed un indennizzo a fine del nuovo periodo di affidamento. La rendita finanziaria annua e l'indennizzo sono stabiliti in misura pari a quanto previsto dall'art. 5, commi 8 e 9 della bozza di Decreto.

Come si può notare, in qualche modo con la bozza di decreto si è cercato di rimediare alle ambiguità interpretative della art. 15, comma 5, del decreto Letta, riconducendo la determinazione del valore di rimborso alla fine del periodo transitorio ai valori riconosciuti dal regolatore ai fini tariffari e cioè a quei valori che nella letteratura economica sono indicati come ottimali nella prospettiva della remunerazione degli investimenti.

Analogamente, nel caso in cui gli affidamenti in essere scadano entro il periodo transitorio o nel caso di affidamenti assegnati a regime (cioè con gara) dopo l'entrata in vigore del decreto Letta, in base all'art. 6 della bozza di decreto, il valore di rimborso spettante al gestore uscente è pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, riconosciute dal sistema tariffario definito dall'AEEG, incluse le immobilizzazioni in corso e quelle addizionali effettuate fino alla data di emissione del bando di gara.

Infine, va osservato che il valore di rimborso (o la rendita finanziaria annua) devono essere pagati solo relativamente alle reti o alle porzioni di reti di proprietà del gestore uscente in quanto realizzati da quest'ultimo in costanza di affidamento. Pertanto, qualora le reti o porzioni di reti non siano di proprietà del gestore uscente, ma di un soggetto diverso (come l'ente locale o una società patrimoniale), nessun valore di rimborso dovrà essere corrisposto, ma dovrà essere pagato il canone sopra indicato come in misura pari alla remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari.

## ***5.2. Le modalità di calcolo delle aliquote di ammortamento degli investimenti in immobilizzazioni materiali.***

In linea di principio sono possibili diverse opzioni: (i) ammortamento calcolato sulla durata dell'affidamento; (ii) ammortamento tecnico economico accertato dal regolatore; (iii) ammortamento calcolato sulla durata di vita industriale degli *assets*.

Nel caso delle reti di distribuzione del gas, la soluzione prevista dallo bozza di Decreto è duplice a seconda che l'ammortamento si riferisca al primo periodo di gestione alla scadenza del periodo transitorio, ovvero ai periodi di gestione successivi al primo. Nel caso dell'ammortamento da riconoscersi per le gestioni a regime, lo stesso è definito in modo omogeneo con il sistema tariffario (nei piani di ammortamento si applica infatti la vita utile ai fini tariffari). Lo stesso regime è, ovviamente, previsto nel caso in cui la proprietà degli *assets* sia stata segregata in una società patrimoniale.

## 6. Lunghezza degli affidamenti.

In varie sedi si è autorevolmente posta la questione centrale che la lunghezza massima di 12 anni prevista nel Decreto Letta potrebbe creare problemi in termini di investimenti (si veda ad esempio Lopasso in AREL, 2009). Il recupero degli investimenti tipicamente avviene in questo settore su archi temporali maggiori e si cita spesso la concomitante, trentennale, concessione a Terna, come caso di scuola.

Tuttavia va detto che esiste un trade-off nella scelta della lunghezza degli affidamenti. Un affidamento trentennale generalmente significa un affidamento per sempre. Infatti, l'avvicinarsi della scadenza in casi come questi diviene per il concessionario un giudizio di Dio; negli ultimi anni dell'affidamento diventa difficile chiedere qualunque tipo di investimento, tenendo conto della imminente scadenza, e la tensione cresce fino al punto in cui la proroga diventa necessaria. D'altro canto i benefici della concorrenza per il mercato sono necessariamente in proporzione inversa rispetto alla lunghezza degli affidamenti. Inoltre, secondo alcuni (si veda ad esempio Fanelli ancora in AREL, 2009) una lunghezza eccessiva dell'affidamento rende impossibile per l'ente affidatario la richiesta e modulazione di investimenti ulteriori qualora se ne ravvisi la necessità. Infine, l'illusione della possibilità di evitare il problema dei subentri attraverso la coincidenza tra periodo regolatorio e vita regolatoria degli asset, tradisce l'idea ben poco realistica che gli investimenti avvengano tutti all'inizio dell'affidamento, caso praticamente impossibile. La vera opzione alternativa sarebbe stata l'impianto di un sistema di concessionari/proprietari con un sistema di regolazione per comparazione gestito centralmente dall'Autorità e vincolati ad investimenti da una legislazione che ne limiti i diritti di proprietà, senza gare, in essenza un sistema simile a quello del settore idrico nel Regno Unito. Si noti però che questo sistema rinuncia definitivamente ai benefici potenziali della competizione. In ultima analisi un ripensamento, peraltro indesiderabile, su questo punto comporterebbe adesso una nuova legislazione e quindi un ritardo notevole nella partenza delle gare che appaiono improcrastinabili.

Non è saggio ignorare l'effetto di affidamenti troppo corti sugli investimenti, ma nel caso di specie gli investimenti di costruzione di nuove infrastrutture sono probabilmente confinati ad aree specifiche del paese e una legislazione speciale potrebbe coprire gli affidamenti delle reti di nuova costruzione. Al di fuori di questo caso, come detto, gli investimenti necessari nel settore non sono di dimensione drammatica e comunque avvengono in maniera continua all'interno dei periodi di affidamento. Pertanto una lunghezza di 12 anni appare adeguata.

## Bibliografia

AREL (2009) *La distribuzione di gas: riassetto, tariffe e sostenibilità degli investimenti* Osservatorio Energia ed Ambiente/1

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2008) *Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali di utenza*, DCO 15/08, 3 giugno 2008.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2009) *Analisi della Tipologia e delle scadenze delle concessioni per l'attività di distribuzione di gas naturale in Italia al 2007*.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2010a) *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 15 luglio 2010.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2010b) *Piano Strategico Triennale 2011-2013*

Autorità Garante del Mercato e della Concorrenza (2010), *Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas*, AS 427, 13 Novembre 2007.

Boudreaux D., Watson L., Hopper L., 2006, *A Behavioral Approach To Derive The Cost Of Equity Capital For Small Closely Held Firms*, Journal of Business & Economics Research – October 2006 Volume 4, Number 10.

Fabri, P., G. Fraquelli, R. Giandrone, (2000), *Costs, Technology and Ownership of Gas Distribution in Italy*, Managerial and Decision Economics.

Farsi, Filippini, Kuenzle, (2006) *Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector*, Energy Economics;

Giacomelli S. (2008) *La distribuzione di gas naturale in Italia: l'attuazione della riforma e i suoi effetti*, Banca d'Italia, Questioni di Economia e Finanza.

Guldmann, J.M. (1986), *Economies of Scale and Natural Monopoly in Urban Utilities: The Case of Gas Distribution*, Geographical Analysis.

Johnson R., Soenen L., 2003, *Indicators of Successful Companies*, European Management Journal;

OECD (2001) *Regulatory Reform in Italy* OECD Reviews of Regulatory Reform

OECD (2009) *Regulatory Reform in Italy: Better Regulation to Strengthen Market Dynamics* OECD

Stagnaro C. e Testa F. (2009), *“Nell'ambito grosso sta l'azienda buona?” Alcune riflessioni sul caso della distribuzione locale del gas*, Management delle Utilities

Utilitatis, *Yellow Book 2010*,