



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI FERRARA
DIPARTIMENTO DI ECONOMIA E MANAGEMENT
Via Voltapaletto, 11 - 44121 Ferrara

Quaderno DEM 9/2014
Note di policy

June 2014

**La riforma della distribuzione gas
in Italia: implicazioni patrimoniali,
finanziarie e di regulation**

Roberto Fazioli

Quaderni DEM, volume 3

ISSN 2281-9673

Editor: Leonzio Rizzo (leonzio.rizzo@unife.it)
Managing Editor: Paolo Gherardi (paolo.gherardi@unife.it)
Editorial Board: Davide Antonioli, Francesco Badia, Fabio Donato, Giorgio Prodi, Simonetta Renga

Website:
<http://www.unife.it/dipartimento/economia/pubblicazioni>

***La Riforma della Distribuzione Gas in Italia:
implicazioni patrimoniali, finanziarie e di regulation***

Abstract

The effects of a complex liberalisation process in local gas distribution are examined in this paper. The aim of this analysis is to emphasise the multidimensional aspects of such a reform in gas market regulation at local level. First of all, Local Public Finance will bear strong losses due to minimisation of local public networks' remuneration and as a consequences of potential losses in local public small/medium firms. Also effective competition will be very feeble, due to strong financial barriers to entry the market. An oligopolistic scenario is probable, if not almost sure, for Gas Distribution Industry in the next few years, as the announced reform will be implemented without any correction in Public Regulation.

Keywords:: liberalisation; asset management; public infrastructures; energy distribution; public local finance; redistributive effects

Jel Codes: K23; L43; L95; H54

La Riforma della Distribuzione Gas in Italia: implicazioni patrimoniali, finanziarie e di regulation

di

Roberto Fazioli

Roberto.Fazioli@unife.it

1. *Il Servizio Pubblico Locale Distribuzione Gas italiano e le imminenti gare*

A quattordici anni dal Decreto Letta sembrerebbe giunto al termine sia il lungo iter legislativo avviatosi nel 2000 volto a imporre la gara ad evidenza pubblica qualche unica modalità legittimamente perseguibile di affidamento del "Servizio Pubblico Locale Distribuzione Gas", sia a ridisegnare l'organizzazione delle giurisdizioni degli Enti Locali nell'esercizio di una loro privativa su base territoriale sovra-comunale, ovvero imponendo la logica consortile agli stessi enti locali.

Se, da una parte, sembra ormai dai più recepita la volontà di prefigurare un obiettivo di liberalizzazione del servizio pubblico locale di distribuzione del gas, non pochi problemi di coerenza a tale obiettivo sembrano profilarsi all'orizzonte del concreto avvio delle gare previste come imminenti.

L'obiettivo della cosiddetta liberalizzazione d'ogni settore, cui quello della Distribuzione Gas certo non si sottrae (anzi), è principalmente e tipicamente ricondotto all'annunciato e atteso abbattimento del prezzo finale dell'erogazione di gas naturale presso le utenze civili¹, non essendovi radicali mutamenti tecnologici in vista e considerando il settore sostanzialmente "maturo". Per quanto tale obiettivo derivi da una volontà politica effettivamente aprioristica, anche stridente rispetto alla letteratura ed evidenza empirica internazionale che non porta a conclusioni monodirezionali e consistenti, esso è ormai di un "dato politico", acquisito dalla gran parte degli operatori.

Lo scenario competitivo che si aprirà nei prossimi anni (fin d'ora stimabile, ottimisticamente, in non meno di 2/3 anni) impone alle imprese oggi operanti nel settore e, soprattutto, alle loro proprietà comunali una importante riflessione e, soprattutto, il coraggio di scelte di riposizionamento strategico radicali.

Questo contributo vuole prefigurare accorgimenti funzionali agli obiettivi ultimi della Riforma anche attraverso la critica costruttiva ad alcune scelte adottate probabilmente ancora emendabili. Nel successivo paragrafo si evidenzieranno alcune problematiche oggettivamente aperte, per poi passare in rassegna specifici problemi con specifiche possibilità di revisione dei processi oggi solo in minima parte avviati formalmente e sostanzialmente.

¹ A rigore tale obiettivo sarebbe da estendersi anche alle utenze industriali, anche se molte di esse, specie quelle più *energy intensive* godono di allacciamenti spesso diretti alla rete Snam e non a quella del distributore a medio-bassa tensione cosiddetto "cittadino".

2. *La realtà del settore e gli obiettivi della riforma*

Gli obiettivi della riforma del settore della distribuzione gas si ritrovano, fondamentalmente, nell'estremizzazione delle linee di riforma più volte intentata sull'intero sistema dei Servizi Pubblici Locali che, com'è noto, non ha pari in Europa. La *ratio* di fondo è sintetizzabile nella correlazione ipotizzata fra incremento di pressione concorrenziale e diminuzione dei costi, prima, e delle tariffe, poi, dei relativi servizi.

Ben tre aspetti, mai ben analizzati nel dibattito politico e accademico, smentiscono chiaramente questo assioma:

1. l'esiguità del Canone di Distribuzione Locale del gas rispetto alla "Catena del Valore" dell'offerta finale di gas alle utenze è tale da non rendere credibile l'obiettivo della diminuzione delle tariffe via concorrenza *sic-et-simpliciter*²;
2. nei costi imputabili a tariffa dovranno comparire anche i nuovi ammortamenti connessi ai subentri nelle reti e relativi oneri finanziari;
3. i progressivi mutamenti climatici, l'incremento di efficienza energetica nelle utenze civili e lo sviluppo dell'impiego di energia elettrica anche per impianti di riscaldamento civile stanno già da tempo determinando una diminuzione della quantità media di gas consumata dall'utenza civile, determinando un incremento dei costi unitari del gas offerto.

Allorquando si spòsò la via dell'attuale riforma della distribuzione gas, ci si trovò subito di fronte al problema degli *asset*: le reti e gli impianti ad esse connessi. La *sunkness* di quell'elemento induplicabile imponeva la scelta fra le due soluzioni praticabili: (1) rendere la rete una sorta di *Common Carrier* oppure (2) renderne contendibile la proprietà nel momento della "gara per il mercato". Fu scelta la seconda opzione, pur di fronte all'oggettivo e fin troppo presumibile problema delle "asimmetrie finanziarie" all'accessibilità alla gara da parte dei soggetti gestori e dotati di licenza allo scopo. Su tale questione si tornerà nel successivo paragrafo.

Rispetto agli obiettivi dichiarati formalmente del lungo processo di riforma liberalizzatrice si rintracciano alcuni *items* di seguito enucleati. Fra di essi spicca, dopo la questione della contendibilità degli *asset*, l'obiettivo di "rimuovere le barriere che ostacolano lo sviluppo della concorrenza nel settore della vendita". Il settore della vendita gas è da tempo ben sottoposto ad un rigido regime di *unbundling* non solo contabile (come persiste in molti paesi europei), ma, societario. Esso è sostanzialmente ben funzionante, oltre che in pieno regime attuativo, e ben vigilato dall'Autorità A.E.G. Non solo: la concorrenza nel settore della vendita è già diffusa, specie nei settori dove le marginalità lo consentono con più proficuità³. Semmai ci sarebbe da rivedere, ormai tardivamente, la perdita di valore ai danni degli enti locali che fu di indotta allorquando fu decretata la spoliatura dal portato storico delle vecchie concessioni locali per la

² Le attività riconducibili alla distribuzione del gas naturale in Italia incidono per poco del 10% sul valore complessivo delle bollette del gas (che ovviamente comprendono altri costi, quali la materia prima, il trasporto e lo stoccaggio, i costi di vendita, le tasse, ecc) ossia circa 3 mld di euro/anno su un totale di circa 26 mld di euro/anno fatturato in bolletta. Quell'importo copre: (a) i costi di manutenzione della rete esistente di circa 240.000 km, (b) il servizio di lettura dei contatori (attività caratteristiche del gestore) e la remunerazione al 7,6% annuo il capitale investito ed a ripagare l'ammortamento delle reti, degli impianti, dei contatori, ecc.

³ gli utenti industriali, di significative dimensioni, ecc..., sono da anni al centro di una agguerrita concorrenza di prezzo fra venditori, mentre l'utenza domestica, notoriamente, soffre di una risicatissima marginalità reale su cui effettuare ribassi significativi e, in aggiunta, soffre di intrinseca vischiosità al mutamento di fornitore anche per motivi extra-economici

metanizzazione delle città, ovvero il “portafoglio clienti allacciati”⁴. Rimangono, quindi, oggettive riserve sulla circostanza per cui una concorrenza “per il mercato”, con lungo *regulatory lag* ed importanti barriere finanziarie all'entrata, che ovviamente riduce drasticamente la numerosità e indipendenza intrinseca nella *supply-side*, possa indurre maggiori benefici agli utenti rispetto, ad esempio, una collaudata esperienza di *Benchmarking Competition & Regulation* fra numerosi operatori indipendenti sotto la ferrea vigilanza comparativa dell'AEG⁵.

Un altro obiettivo della Riforma fu quello mirante a.... “*favorire lo sviluppo efficiente del servizio ... promuovendo l'incremento dei livelli di sicurezza ...*”. Tale obiettivo stupisce per la semplice constatazione che la regolazione dell'A.E.G. è già oggi efficace, ha già portato a importanti omogeneizzazioni fra le varie gestioni della distribuzione gas su standard di sicurezza assolutamente apprezzabili ed in miglioramento lento e progressivo⁶. I controlli sono adeguati e numerosi. Le sanzioni credibili ed efficaci. La forme di regolazione della stessa A.E.G. in progressivo miglioramento. Non pare, quindi, essere un'argomentazione né pertinente né rilevante, certo non da apportarsi a formale motivazione di un processo di liberalizzazione che, di fatto, pone il tema della sicurezza come uno dei tanti parametri da valutarsi nelle future gare (27 punti in tutto per sicurezza e qualità).

Da ultimo, corre l'obbligo ben valutare l'obiettivo annunciato di stimolare: “*l'incremento degli investimenti, la riduzione dei costi del servizio a beneficio degli utenti*”. Tali argomentazioni enfatizzano quanto affermato ad *incipit*, circa la natura presuntiva dell'intera riforma: concorrenza “per-il-mercato” quale motore per l'incremento di efficienza settoriale. Ora, il tema degli investimenti, in realtà, dipende dallo stato delle reti e degli impianti esistenti, oltre che dalle dinamiche di urbanizzazione e metanizzazione dettate da logiche localizzati di altra matrice e regolazione. Peraltro, gli investimenti necessari dovrebbero emergere dal lavoro delle previste Commissioni di Gara dei 177 ATEM previsti, i quali dovranno redigere un piano degli investimenti da inserire nel bando di gara e che dovrebbe essere teoricamente esso stesso oggetto di emendamenti migliorativi da parte dei partecipanti. Tali partecipanti, però, saranno già di per sé: (1) portatori di proprio *know-how* già implementato e comunque coerente alle indicazioni dell'A.E.G.; (2) straordinariamente compressi da oneri finanziari di mole extra-ordinaria indotti dall'indebitamento necessario a finanziare il subentro nella proprietà di reti, e impianti. Si ritiene che abbia assai maggiore credibilità l'obiettivo di politica settoriale implicito di voler indurre e favorire la concentrazione della *Supply-Side*.

3. Implicazioni del forzato riassetto proprietario degli Assets

In questo paragrafo si analizzano le implicazioni patrimoniali della riforma del servizio distribuzione gas, ovvero sulle tematiche cosiddette “in conto capitale”.

Com'è noto, il Decreto Letta ha utilizzato l'ambigua formula “*Reti, impianti e altre dotazioni funzionali all'erogazione del servizio pubblico locale distribuzione gas sono nella disponibilità dell'Ente Locale*”. Intuibile una motivazione tecnica dietro l'idea generale del “*rendere contendibili gli asset*”: qualora gli Enti Locali avessero dovuto riscattare gli *asset* dai gestori la cui concessione fosse stata fatto oggetto di gara, il solo Impegno di Spesa in Conto capitale nei rispettivi Bilanci Previsionali sarebbe stato probabilmente

⁴ Un buon portafoglio clienti, in effetti, è valutato sul mercato fra i 270 ed i 320 euro/contratto in media. Esso, tuttavia, non rientrò nella “disponibilità degli enti locali” come invece fu, anche se in termini oggi di dubbia implementazione, per le reti.

⁵ Si rimanda a Fazioli, Rivista di Management delle Utilities, Bocconi, 2011

⁶ Tale contraddizione su un tema così delicato è stata chiaramente evidenziata, analizzando i dati forniti dalla Autorità E.G., da Alberto Grossi in “Servizi a Rete” n.6/2011.

impossibile, certamente in contraddizione con gli sforzi (nel caso, vanificati) d'adempiere ai vincoli dettati dalle norme nazionali alla Finanza Pubblica Locale per rispettare i noti vincoli impliciti nel patto di Stabilità. Semplicemente non sarebbe stato possibile. Oppure si sarebbe dovuto regolare il "Canone d'uso degli *asset*" indipendentemente dal regime proprietario degli stessi, pena incorrere nei rischi di censura comunitaria per discriminazione degli attori economici. Si è, forse, voluto evitare tale problematica, ma essa rientrerà inevitabilmente in campo.

3.1. *Il problema del "subentro" nella proprietà attuale delle reti.*

E' intuibile la suddetta consapevolezza del Legislatore fin dal 2000: l'onere dei rimborsi contrattualmente previsti non poteva essere sostenuto dagli Enti locali, per quanto tenuti a sostenerlo contrattualmente a fronte dell'acquisizione della proprietà delle infrastrutture funzionali al servizio di cui tali Enti erano e sono titolari. Il compito fu semplicisticamente allocato sui "gestori subentranti". Tuttavia, l'art. 15, comma 5, d.lgs. n. 164/2000 dispose la traslazione dell'onere come detto, ma senza nulla disporre circa il trasferimento della proprietà degli *asset* stessi, dando origine a fattispecie asimmetriche nelle quali il distributore scontava solo il rimborso, mentre la proprietà sarebbe dovuta passare all'Ente locale alla fine del primo (lungo) periodo di concessione assegnata tramite gara. Immediati i problemi posti:

1. l'ammortamento del costo che il gestore entrante è chiamato a sostenere che finirebbe direttamente in tariffa, che riproporrebbe dei costi derivanti dall'acquisizione di *asset* sovente afferenti ad opere realizzate a scomputo degli oneri d'urbanizzazione;
2. la posizione di vantaggio (massima) del cosiddetto "*incumbent*" rispetto a tutti gli altri competitori;
3. la sostenibilità economica delle condizioni di gara, anche per il peso indotto dagli oneri finanziari teoricamente imputabili;
4. l'entrata effettiva in funzione degli Ambiti Territoriali (i 177 ATEM) è tecnicamente previsto "a breve", ma, in effetti, molti problemi rimangono irrisolti ed i "Costi della *Regulation*" restano elevati – stimando in circa 650.000 euro il costo medio previsto dall'AEG per la gestione delle gare in ogni singolo ATEM, ne emerge un dato certo non banale a livello nazionale = 115, 05 mln di euro;
5. recentemente si è disposto che l'una tantum previsto a carico del nuovo gestore per la copertura delle spese di gara sostenute da Comuni e stazioni appaltanti (ATEM) sarà anticipato dai gestori uscenti, determinando asimmetrie intertemporali significative sul piano financo finanziario;
6. lo "*stato di consistenza di reti, impianti e altre dotazioni funzionali all'erogazione del servizio distribuzione gas*" è lungi dall'essere posseduto dagli enti locali – anzi - e gli obblighi informativi dei gestori previsti all'art. 4, DMSE 226/2011 sono a dir poco ottimistici (specie nella previsione di un obbligo a fornire un Piano Investimenti futuri. Rimane, peraltro, il problema dei cespiti derivanti da scomputo dagli Oneri di Urbanizzazione (di proprietà comunale).

Ecco, quindi, il panorama delle possibilità rese legittime dal DM n.226/2011, che ha definito i criteri per lo svolgimento delle gare d'ATEM, in relazione al regime di proprietà.

Regime Proprietario in essere o contrattualizzato	Effetto sulla proprietà degli asset indotto dalla Riforma	Effetti economici e finanziari su proprietà e gestore
Gli <i>asset</i> sono di proprietà dell'Ente Locale e/o di sua " <i>Società Patrimoniale Comunale</i> "	<i>Caso A</i> La proprietà degli <i>asset</i> non è necessariamente contendibile, quindi può rimanere "pubblica"	Necessario regolare in termini non discriminatori il " Canone d'Uso delle Reti, Impianti e altre Dotazioni " nel rispetto dell'indirizzo costituzionale di chiara valorizzazione della proprietà pubblica
Il Contratto di Concessione vigente prevede la devoluzione gratuita degli <i>asset</i> all'ente locale concedente	<i>Caso B</i> L'Ente Locale ha la proprietà degli <i>asset</i> (eventualmente deliberando il conferimento alla sua " <i>società patrimoniale locale</i> ")	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rimane l'obbligo di definire un "Canone d'Uso degli <i>asset</i>". ▪ Non è da escludersi la necessità di dover riconoscere il V.I.R. al gestore uscente, qualora la scadenza naturale del contratto vigente sia oltre il <i>timing</i> previsto dall'A.T.E.M. di riferimento.
Il Contratto di Concessione vigente prevede il riscatto degli <i>asset</i> da parte dell'Ente Locale concedente, secondo (a) algoritmi predefiniti o (b) secondo il metodo del V.I.R.	<i>Caso C</i> L'Ente Locale, non avendo né i mezzi finanziari, né la possibilità giuridica di impegnare la propria spesa in conto capitale allo scopo, delibera: il subentro nei suoi obblighi contrattuali o (1) alla " <i>società patrimoniale locale</i> " o (2) al vincitore della gara ATEM	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acquisto degli <i>assets</i> dal Gestore Uscente 2. inserimento degli effetti economico-finanziari dell'investimento in tariffa 3. alla fine del periodo di concessione, <i>l'asset</i> torna nella disponibilità dell'Ente locale.

3.2. Le barriere finanziarie alla partecipazione

Il problema delle barriere finanziarie alle gare si presenta in duplice veste: (a) quale ostacolo al pieno dispiegarsi di una concorrenza fra numerosi pretendenti e (b) quale problema macro-settoriale di natura finanziaria, ovvero derivante dalla constatazione del potenziale, per quanto teorico, accrescimento dell'indebitamento indotto per il riscatto o subentro nella proprietà degli *asset*.

La scelta del legislatore di indurre il subentro dei "vincitori delle gare di Atem" nelle proprietà degli *asset* dei gestori uscenti ha, per un verso, sollevato il Regolatore da definire e far accettare la regolazione dei "canoni d'uso delle reti", ma, d'altra parte, ha indotto un forte segnale di restringimento della platea di soggetti debitamente in grado di svolgere dette attività, in ragione delle asimmetriche opportunità di accesso al credito e di incremento inaccettabile del rischio su soggetti patrimonialmente più deboli.

L'accessibilità ex-ante ai mercati della Distribuzione Gas è di fatto preclusa ai soggetti di medio/piccola dimensione. Ciò è in chiaro contrasto sia con l'approccio sostanzialmente

antidiscriminatorio della costante giurisprudenza comunitaria, sia con la *ratio* dei processi di liberalizzazione di cui si è scritto ad *incipit*.

E' ben noto, anche dal più distaccato degli operatori del settore, che in questo momento è in atto una certa fibrillazione, nel settore, diffusa proprio in vista delle gare. La parola d'ordine è, oramai: aggregazioni ad ogni costi, al di là d'ogni riflessione critica.

Che vi potrà essere scarso interesse alla partecipazione in un elevato numero di ATEM emerge dal dato riguardante la presenza e la consistenza del parco clienti delle società di distribuzione che si apprestano a partecipare alle gare nei 177 ATEM fissati dal DM: oggi infatti 28 società posseggono in 151 dei 177 ATEM una percentuale di punti di riconsegna (PdR) superiore al 50 % dei PdR totali dell'ambito. Di queste società, 20 superano il 70% di PdR in 95 ambiti.

Questi dati insieme a quelli relativi alla capacità economico-finanziaria delle imprese di distribuzione presenti oggi sul territorio italiano – sono poche infatti le imprese con le potenzialità per aggiudicarsi da sole la gara d'ambito- mettono in risalto l'opportunità che le gare “a rischio” siano seguite con una particolare attenzione dal Garante della Concorrenza e dal Mi.S.E.

Irrealistica è, poi, la previsione della piena *subentrabilità* del nuovo gestore nelle garanzie bancarie in essere presso il gestore uscente, lasciando aperte problematiche di garanzie finanziarie importanti. Esse si tradurranno o in costi aggiuntivi per il gestore uscente cui sovente l'ente locale provvederà, o in nuovi costi per l'entrante-subentrante.

Il Costo Finanziario Potenziale si presenta teoricamente altissimo. Si potrebbe, in linea teorica, accrescere il livello di indebitamento del settore del valore totale dei subentri. Esso potrebbe essere stimato in 250 mln di euro per ATEM, arrivando a prefigurare un valore complessivo (per i 177 ATEM) di addirittura 44,25 miliardi di euro! Gli oneri finanziari indotti sul “conto economico del settore” sarebbe elevatissimi, determinando un vero e proprio shock redistributivo sulla struttura dei costi del settore. Delle due l'una: (1) in molti casi trattasi di indebitamento solo virtuale, poiché si paleserebbe la vittoria del *incumbent*. Ciò, tuttavia, decreterebbe il venir meno degli effetti competitivi annunciati. Oppure (2) si registra una forte discontinuità gestionale e, con essa, il concretizzarsi degli “indebitamenti per subentri”, con forte effetto di traslazione dei costi per concessioni in nuovi costi per oneri finanziari indotti.

3.3. *Il problema valutativo VIR vs RAB.*

I problemi procedurali dei subentri proprietari di impianti e reti, schematizzati nella tabella precedente, sono importanti e di ardua definizione concreta, ma quelli connessi alla valorizzazione dei subentri medesimi si aprono a rischi di contenziosi effettivamente importanti per onerosità sul sistema e dilazione temporale della riforma medesima.

La sovrapposizione a volte disarmonica di normativa e regolazione ha prodotto all'interno del sistema una duplice metodologia di valorizzazione delle reti: RAB vs VIR.

1) il valore riconosciuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (Autorità) ai fini del calcolo del **Capitale Investito Netto**, ovvero dei costi di capitale nelle tariffe pagate dagli utenti e dai consumatori finali è fondato sul **Regulatory Asset Base (RAB)**. Nella fattispecie, esso dovrebbe essere pari alla somma totale delle RAB dei singoli comuni, ovvero circa 17 miliardi di euro (ossia 850 euro per utente, che in Italia sono oltre 20 milioni). Tali valori sono custoditi non solo dai concessionari ma riservatamente noto anche dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che regola le tariffe) e la RAB è la risultante delle informazioni fornite dai singoli concessionari all'AEG nel corso degli anni a partire dalla rete di primo impianto, al netto dei contributi

ricevuti, pubblici e privati (questi ultimi sono prevalentemente costituiti dai costi di allaccio a carico degli utenti).

2) Il **valore di rimborso riconosciuto al gestore uscente** in seguito a gara d'ATEM è tipicamente costituito dal VIR⁷, ovvero è il derivato del calcolo del **Valore Industriale Residuo**, per il calcolo del quale il primo riferimento è costituito da quanto espresso dalla volontà delle parti nei contratti di concessione tra Comune e gestore e che nei casi più frequenti si sostanzia nell'applicazione del metodo di valorizzazione del costo di ricostruzione a nuovo al netto del degrado fisico-tecnico degli impianti, detraendo i contributi pubblici ricevuti ma non dei contributi privati (DM 226/2011 art.5 c.11). Esso si fonda sul disposto del Regio Decreto del 1925. A sostenere la ratio del ricorso al metodo VIR, stanno sia le implicazioni contrattuali in essere che, in diverse circostanze, normativamente il valore di riscatto di un impianto è visto quale derivato dell'applicazione del metodo "VIR". L'ammontare del VIR deve essere inserito nel bando di gara così come definito dai Comuni concedenti e dagli attuali gestori tra i quali possono nascere a riguardo disaccordi e contenziosi.

Le due metodologie conducono generalmente a valori differenti, in media con VIR superiore anche molto sensibilmente alla RAB¹. Il fatto, poi, che il D. Lgs. n. 93/11 (art. 24 comma 3) preveda che la differenza tra il VIR e la RAB attuale vada gradualmente riconosciuta in tariffa al nuovo gestore dell'ATEM di gara, comporta anche evidenti implicazioni sui livelli delle future tariffe di distribuzione. Si consideri che, inoltre, è previsto che: *"L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (ossia il VIR), e il valore delle immobilizzazioni nette (ossia la RAB), al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (D. Lgs. 1 giugno 2011, n. 93, art.24 c.3).*

Tra i fattori determinanti la differenza VIR/RAB:

1. la diversa durata delle vite utili degli impianti, più lunga quella per il VIR;
2. disuguaglianze nel valore lordo dei cespiti dovute ai diversi principi di calcolo.
3. i contributi privati che il D. Lgs. 164/00 non prevedeva venissero detratti per il calcolo del VIR (secondo l'AEG la sola mancata detrazione dei contributi privati arriverebbe a spiegare il 40-50% dello scostamento VIR-RAB, cioè circa 3 mld euro)⁸.

Dallo svolgimento delle attività propedeutiche alle prime gare è emerso come il maggior ammontare del VIR sulla RAB possa raggiungere e a volte superare anche il 40-50%, che se proiettato a livello di sistema equivarrebbe a 6-7 miliardi di euro [Memoria Autorità Energia Elettrica Gas e Sistema Idrico del 9 gennaio 2014]. Ciò ha indotto il legislatore ad un intervento in materia diretto a rivedere i criteri di calcolo del valore di rimborso contenuti nell'art. 15 comma 5 del D. Lgs. 164/00 per diminuirne le differenze rispetto alla RAB. Duplice l'obiettivo dichiarato dell'intervento: ridurre il rischio di futuri

⁷ Si tratta di una nozione fondata sul disposto dell'art. 24, comma 4, R.D. n. 2578/1925, il più delle volte espressamente richiamato negli stessi contratti, nozione che prescinde dal *costo storicamente sostenuto* per la realizzazione dei cespiti, ma si impernia *sul costo di ricostruzione a nuovo* di un impianto identico a quello esistente, dedotti il valore del degrado fisico e i contributi dell'Ente concedente (e di altri finanziatori pubblici).

⁸ Con questa configurazione, la vigente normativa, si trasferirebbe in bolletta, spalmata nei dodici anni di concessione, la bella somma di almeno otto miliardi di euro da dividere tra i 20 milioni di utenti. In effetti, la banca dati del Consorzio Concessioni Reti Gas stima prudenzialmente in almeno 25 miliardi di euro il valore complessivo di rimborso prevedibile, a fronte di un totale di 17 miliardi di euro di RAB. In sostanza, sarebbe prevedibile, per la quota di distribuzione, un aumento stimato prudenzialmente in circa il 22%, pari a 400 euro da distribuire nei dodici anni della concessione a carico di ciascun utente; peraltro, va considerato il paradosso che questo importo è per la maggior parte costituito dal contributo per l'allaccio alla rete, versato in passato al gestore dallo stesso utente, che viene incamerato nel VIR ma evidentemente non può essere stato valorizzato nella RAB

aumenti tariffari, aumentare *“la partecipazione alle gare da parte dei distributori interessati diminuendo l'esborso finanziario iniziale da versare”* [allegati tecnici al DdL di conversione del Decreto] ai gestori uscenti.

Il testo definitivo dell'articolo 1.16 contenuto nella L. 9/2014 di conversione del DL “Destinazione Italia” conferma inevitabilmente il prevalere della volontà delle parti espressa negli accordi contrattuali tra Comune e Gestore, ma per gli aspetti non disciplinati da questi atti sostituisce il riferimento ai criteri del RD del 1925 previsto nella formulazione dell'art. 15.5 del D. Lgs. n. 164/00 con il rimando a linee guida per il calcolo del VIR da emanarsi da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, prevedendo, in ogni caso, la detrazione dal calcolo del VIR dei contributi privati allineando sotto questo aspetto la metodologia a quella di calcolo della RAB. In particolare, il comma 16 dispone inoltre che qualora il VIR risulti superiore del 10% rispetto alla RAB, l'Ente locale concedente debba trasmettere valutazioni di dettaglio all'Autorità prima della pubblicazione del Bando di gara, onde ricevere osservazioni da inserire nel Bando con evidenti problemi di slittamento temporale dell'avvio della riforma⁹.

La differenza tra entità dei rimborsi ai gestori uscenti ed entità del capitale riconosciuto dalla regolazione tariffaria è, quindi, problema strutturale e non altrimenti ovviabile.

Il Legislatore del **2011**, del resto, ne era consapevole e non ha mancato di fornire una risposta al problema (cfr. art. 24, comma 3, d.lgs. n. 93/2011), stabilendo, in buona sostanza, quanto segue: della differenza tra valore di rimborso e valore delle immobilizzazioni riconosciute in tariffa si fanno carico in parte (e prevalentemente) lo stesso sistema tariffario, ponendo a carico degli utenti tale differenza, e in parte i distributori entranti, che recuperano in tariffa il capitale investito per provvedere al rimborso degli uscenti, ma non percepiscono – per quanto eccede la RAB – alcuna remunerazione su quel capitale (a differenza di ciò che avviene ordinariamente per gli investimenti impiantistici).

4. Problemi di Finanza Pubblica Locale

Le implicazioni sulla Finanza Pubblica Locale della Riforma che si è in procinto di implementare in Italia sono articolate e rilevanti. Probabilmente è l'area di Riforma che richiede una rinnovata analisi emendante, al fine di scongiurare effetti perversi sull'utente-cittadino finale.

Innanzitutto, salta agli occhi il noto e forte **abbattimento del Canone di Concessione** a favore dell'Ente Locale concedente. Tradizionalmente, l'Ente locale lo poneva quale un tradizionale derivato della gara a livello locale, anche perché da esso si traevano flussi finanziari di parte corrente essenziali per finanziare i saldi di finanza pubblica locale¹⁰. L'incasso di un **Canone** pari ad una quota parte della remunerazione del "capitale di

⁹ Ciò deriva dalla semplice constatazione che per i 7.000 comuni metanizzati dovrà essere definito il VIR, e che, tenendo conto delle valutazioni già svolte in sede di preparazione delle prime gare, situazioni con differenziale superiore al 10% saranno presumibilmente molto frequenti anche dopo le modifiche di calcolo introdotte, la gestione amministrativa delle pratiche ricevute da parte di AEEG sarà complessa e richiederà non trascurabili tempi tecnici. Lo stesso art. 1.16 prevede di per sé, a seguito delle novità apportate, la proroga di ulteriori 4 mesi [Una prima proroga di 4 mesi per i primi due raggruppamenti era stata prevista dal DL n. 69/2013] dei termini di scadenza di pubblicazione dei bandi per i primi tre raggruppamenti di ATEM che devono affrontare la gara.

¹⁰ Effettivamente singolare, al proposito la recente posizione censoria espressa dalla Corte Costituzionale contro una Sentenza TAR Lombardia originariamente favorevole all'espletamento di una gara da parte di un singolo Ente locale, sostenendo una opinabile tesi di tutela della concorrenza, anche se, evidentemente, la logica (finanziaria) degli ATEM favorisce, com'è noto, l'insorgere di posizioni (finanziarie) dominanti.

località" relativo ai servizi di distribuzione e misura e della quota annua di ammortamento, come risulta da esito gara, con un tetto del 5%. Ora, posto che il tetto imposto è già di per sé assai basso, non può sfuggire che qualora nell'Atem in gara si avveri una scarsa concorrenza (per un'eufemisticamente scarso interesse di un numero elevato d'impresе a partecipare) il canone offerto in gara potrà risultare di gran lunga inferiore al tetto medesimo.

In secondo luogo, rimane irrisolto l'annoso problema del proprietario e beneficiario reale degli **asset realizzati "a scomputo degli oneri di urbanizzazione"** nei decenni. Trattasi, in effetti, di *asset* realizzatesi da parte di gestori in nome e per conto di lottizzanti che hanno sostenuto spese in tal senso in luogo del pagamento degli oneri di urbanizzazione all'ente locale di riferimento. E' evidente la proprietà pubblica (locale) di tali cespiti. Purtroppo, essa è, troppo spesso, rimasta (pro-tempore, *de facto* se non *de jure*, ecc...) nello stato patrimoniale dei gestori stessi. Tale doverosa, oltre che legittima, assunzione di proprietà da parte degli enti locali (o di società patrimoniali costituite anche ai senso del comma 13, art. 113 TUEL) non si è sempre formalmente attuato, determinando trattamenti distorti l'equa valorizzazione degli *asset* medesimi. Il tema delle reti a scomputo è riconducibile, sottostimando, al tema dei contributi privati.

Un terzo insieme di problemi d'impatto sulla Finanza Pubblica Locale della riforma in parola riguarda i **tetti alla remunerazione** della rete, qualora di proprietà pubblica locale, e l'esiguità e le **limitazioni alla Tassa di Occupazione** suolo pubblico. Insieme, essi prefigurano una grave ed ulteriore perdita di flussi d'entrata di parte corrente nel bilancio dell'ente locale. Siccome a ciò non fa necessariamente da contraltare una omologa riduzione delle tariffe finali, emerge chiaramente la redistribuzione dei margini di profitto del servizio dalla tradizionale destinazione pubblica locale a alla remunerazione del capitale di Rischio e/o di debito. Tali problematici riverberi della Riforma sulla Finanza degli Enti Locali sono meglio analizzabili tenendo a riferimento il dettato del DM 226/2011. In sintesi:

- il riconoscimento della remunerazione annuale del capitale investito netto nei casi in cui il Comune sia proprietario di tutto o parte dell'impianto (casi A e B nella tabella precedente), la base di calcolo del capitale investito è quello riconosciuto nella tariffa, ovvero il metodo RAB che determina risultati minori del VIR (vedi paragrafo precedente);
- il tasso di remunerazione del capitale è stato fissato dal metodo tariffario (delibera AEG n.573/2013) e, per il biennio 2014-2015, è pari al 6,9% relativamente all'attività di distribuzione ed al 7,2% per l'attività di misura e non esita dalla gara medesima;
- si potranno determinare importanti ammanchi per lacunosa determinazione del capitale di proprietà comunale. In effetti, nei casi ove fosse mancata una precisa contabilizzazione degli investimenti con loro "presa in carico" o un loro inventario, il RAB verrebbe determinato dall'AEG sulla base di un **critério parametrico** (con successiva decurtazione del 10%), ossia un valore risultato, nella quasi generalità dei casi, sottodimensionato rispetto al valore industriale dell'impianto e largamente inferiore al VIR;
- rispetto alla costruzione dei Bilanci previsionali, i valori tradizionalmente appostati in entrata a titolo di "canoni attivi di concessione a terzi" - gestori reti gas - dovranno essere rivisti al ribasso. Quelli attuali, infatti, sono fondati sul metodo VIR o, comunque, esitanti da gare al rialzo di tale parametro remunerativo, mentre in futuro si definiranno esogenamente al ribasso anche

per la difficoltà di ricostruzione dei costi storici ove non siano stati correttamente contabilizzati)¹¹.

Per quanto riguarda, poi, la possibilità d'imporre ed esigere una **Tassa**/canone di occupazione del suolo e sottosuolo dell'impianto di proprietà del distributore, si deve osservare che l'eventuale pagamento spetterebbe alla società proprietaria della rete di distribuzione che occupa effettivamente suolo e sottosuolo pubblico, tuttavia: (a) non sono dovuti nel caso in cui si tratti di cespiti in devoluzione gratuita a fine periodo concessione e (b) avrebbe effetti diretti ed aggiuntivi nella dinamica delle tariffe finali del gas che, invece, si vorrebbe contenere.

Infine, non si è ben valutata la dirompente portata della **possibile perdita di valore delle partecipazioni** in molte aziende pubbliche locali in seguito alle "Gare ATEM", oltre al rischio minusvalenze nei bilanci delle predette società partecipate, in ragione dell'evoluzione del metodo di valorizzazione di "*Reti, Impianti e altre dotazioni funzionali all'erogazione del servizio*" verso logiche attinenti il RAB, imporranno a molti Enti Locali di prevedere dei Fondi di copertura probabili perdite delle società partecipate. Ciò impone, oggi, l'allocatione di apposite voci di uscita nei bilanci degli enti locali. Esse non potranno che essere coperte con tasse di scopo o altre forme di entrata ormai assenti. Ciò, ancora, si riverbererà sui costi indotti sui cittadini e non solo sugli utenti, contrariamente agli obiettivi generali annunciati.

Un ultimo aspetto d'una certa crescente importanza anche per la finanza gli enti locali concerne la prospettiva d'incassare controvalori dei **titoli di efficienza energetica** per interventi addizionali nell'ATEM come risultano dall'esito della gara. Effettivamente, il criterio di gara è innovativo e di indubbio valore socio-ambientale: esso prevede l'offerta da parte dei partecipanti di investimenti di efficienza energetica da effettuare nell'ambito in gara, addizionali rispetto agli obiettivi annuali già del distributore (art. 13 comma 1 lett. e DM 226/2011). Sinteticamente il percorso adottabile prevederebbe che:

- i risparmi ottenuti dal gestore con interventi di efficienza energetica vengano certificati dal GSE (Gestore Servizi Elettrici) con l'emissione di TEE negoziabili (1 TEE = 1 TEP)¹²;
- ciascun anno il gestore anticipa agli Enti locali una somma pari al valore dei TEE degli interventi su cui si è impegnato in sede di gara, valutati secondo il prezzo unitario fissato dall'Autorità nell'anno precedente. E' previsto un conguaglio a fine anno a favore del Comune solo se risulterà positivo;
- ciascun Ente locale riceverà TEE in proporzione al gas distribuito dal gestore in quel comune nell'anno precedente.

Le criticità che si rilevano in questo meccanismo sono date soprattutto dall'incertezza circa la tipologia di interventi di efficienza energetica che saranno posti in gara e circa le procedure operative di valutazione e certificazione dei TEE da parte del GSE. Mentre infatti il DM n. 226/2011 prevede interventi sugli usi finali di gas naturale, gli operatori chiedono invece l'estensione a qualsiasi tipo di intervento di risparmio energetico che generi TEE di qualsiasi tipologia. C'è anche incertezza sulla possibilità di acquistare i TEE da altri soggetti che abbiano fatto interventi nel medesimo ATEM.

¹¹ Meno accentuata risulta invece la differenza tra i valori di VIR e RAB nel caso in cui sia stato effettuato i.e. un conferimento dei beni comunali ad una società pubblica che li abbia adeguatamente valorizzati e riportati nei bilanci.

¹² Per l'anno 2014 la delibera AEEG n. 13 /2014 ha fissato un prezzo unitario di 96,43 € per ogni TEE consegnato.

5. *Implicazioni di Politica Industriale di Settore*

Come in ogni fase di radicale mutamento delle "regole del gioco" settoriali, anche nell'industria della Distribuzione Gas si avvertono già i prodromi di importanti mutamenti infrasettoriali. Essi non riguardano più di tanto gli aspetti tecnologici (il lavoro d'indirizzo dell'AEG è già efficace) o l'organizzazione delle infrastrutture e la qualità degli impianti e dei loro servizi, quanto, piuttosto, la struttura delle imprese che vi operano. Fino a non molti anni fa prevaleva un'organizzazione delle imprese sorta con la tradizione e le contingenze che portano all'affermazione di una struttura di Medie e Medio/Piccole imprese territoriali che ben si calibrava sui sistemi produttivi locali notoriamente costituiti da poche grandi imprese e moltissime medie e piccole imprese dinamiche. I processi aggregativi partiti con l'affermazione delle priorità finanziarie nelle *governance* industriali stanno già trasformando il settore ed i suoi operatori.

Lo scenario competitivo che con fin troppo facile capacità predittiva sarà caratterizzato da:

1. restrizione della platea dei soggetti gestori costituenti l'offerta, con aggregazione dei gestori *incumbent*;
2. sempre più accentuata omologazione delle linee di policy aziendale, con enfasi pressoché esclusiva sulle performance finanziarie e, quindi, con inevitabile allontanamento dalle specifiche esigenze dei territori, anche per gli attesi e inevitabili percorsi di privatizzazione;
3. forti problemi di credibilità degli impegni assunti dai "vincitori delle gare", probabilmente oberati da oneri finanziari importanti e, soprattutto, dall'irreversibilità contrattuale indotta dall'assunzione di proprietà della rete e degli altri impianti essenziali all'erogazione del servizio. Ciò sta dando luogo sia all'esplosione dei costi legati agli oneri finanziari nei bilanci delle imprese (specie, ovviamente, quelle "vincitrici"), con conseguente limitazione del Piano degli Investimenti effettivamente finanziato e realizzato, sia all'accendersi di importanti e diffusi contenziosi con i *Regulators* per strategici irrigidimenti sugli aspetti relativi dei contratti di servizio teoricamente prestabiliti.

Già oggi si osservano le seguenti strategie presso gli operatori:

- a) scelte strategiche del tipo *cherry picking*: selezione oculata delle poche gare cui partecipare sulla base del ruolo di *incumbent* già acquisito;
- b) aggregazioni "difensive" da parte di sottoinsiemi di *incumbent*;
- c) forti processi di esternalizzazione/*contracting-out* dei servizi manutentivi, di misura, di vigilanza, ecc..., (con forte rischio reale per gli standard di sicurezza effettivi nel tempo);

Il quadro nazionale "a regime" evidenzierà, quindi, un assetto oligopolistico con un numero limitato di operatori non più efficacemente comparabili sulle *performance* (l'esito della gara diventa il riferimento taumaturgico della realtà in divenire), decretando, così, la fine d'ogni possibilità d'implementazione di forme di *benchmarking regulation*.

Il processo di riposizionamento strategico delle imprese coinvolte dal riassetto del settore della distribuzione gas presenta, peraltro, tempi resi lunghi anche in ragione del predominante problema di approvvigionamento finanziario. Ciò costituisce un oggettivo problema di distorsione della concorrenza, poiché la strategia di discriminazione dimensionale diventa viepiù evidente, a sfavore delle imprese pubbliche locali di minore

dimensione indipendentemente dagli aspetti tecnico-qualitativo delle loro filiere produttive¹³.

La riforma del settore, quindi, non incentiverà la selezione dei gestori più tecnicamente capaci, bensì farà de facto e de jure prevalere logiche aggregative attorno ai soggetti di taglia finanziaria robusta, contraddicendo, con ciò, gli enunciati circa l'effetto atteso della Riforma stessa: la minimizzazione dei costi del servizio sugli utenti. Ciò per differenti motivi: (a) non prevarrà l'ampia concorrenza, ma la spartizione *de facto* fra pochi grandi operatori, (b) non si potrà avere una naturale minimizzazione dei costi per l'utente sia per i costi indotti dagli sforzi finanziari necessari, sia per la ricaduta sui costi denunciati degli ammortamenti delle reti, © i costi degli eventuali fondi per coprire le perdite probabili delle società partecipate, di cui si è detto sopra, incideranno sul cittadino, prima che sull'utente.

Si profila, quindi, la perdita di un elevato numero di PMI nel settore e, con esse, di una importante struttura di PMI nel panorama italiano con forti vocazioni territoriali che hanno contribuito allo sviluppo dei territori di tradizionale pertinenza. Ciò avverrebbe senza alcuna garanzia di reale incremento della qualità del servizio e delle "vocazioni industriali".

6. Conclusioni sui problemi aperti di Economic Regulation

La *price-regulation* si è sviluppata, nel suo farsi operativo, secondo due logiche: (a) l'identificazione aprioristica di un "sistema di costi di riferimento", considerabili come efficienti, derivabile dall'applicazione di sempre più raffinate tecniche econometriche su *Data-Set* costruiti dalle osservazioni empiriche su campioni di soggetti regolati, arrivando a definire la tradizione della *Benchmarking Economic Regulation*, oppure (b) dalla definizione di una procedura di legittimazione, certificazione, approvazione formale dei costi denunciati dai regolati.

Si tratta di due approcci difficilmente sintetizzabili: di stampo induttivo-statistico il primo, di stampo formalista e amministrativista il secondo. Al primo sono tipicamente afferenti i modelli di *regulation* fondati sulle Autorità Indipendenti di regolazione, che perseguono obiettivi di regolazione generale secondo modelli di efficienza di sistema, mentre al secondo modello sono tipicamente riconducibili i modelli di *regulation* fondati o sulla *Self-Regulation* consociativa, oppure soggetti regolatori incardinati sulle strutture amministrative dello Stato, in ragione della priorità e insindacabilità del principio di legittimità.

Il tema della *Price-Regulation* nella distribuzione del gas in Italia ha solo eufemisticamente fatto leva sull'efficacia supposta delle gare all'abbattimento dei costi dichiarati ai livelli minimi possibili. Posto che si sia già dimostrata la scarsa credibilità, oltre che efficacia allo scopo, di quella logica, il problema della minimizzazione del Canone di Distribuzione Gas è oggi un problema di non facile soluzione. In queste pagine si accenneranno, per ovvi motivi di spazio, solo ad alcuni temi degni di attenta valutazione.

In estrema sintesi ed al netto di contributi o sussidi pubblici, il Canone Unitario (per mq vettorializzato) di cui sopra è sostanzialmente il derivato di un rapporto fra la struttura dei costi di riferimento (o legittimati) al numeratore e, al denominatore, le quantità di gas veicolate nel *regulatory lag* di riferimento.

¹³ Peraltro gli Enti locali sono, oggi, in evidente e forte difficoltà nell'accogliere, ad esempio, una richiesta di garanzie bancarie per il finanziamento allo scopo delle loro partecipate, per quanto si dimostri sostenibile e profittevole l'investimento potenziale.

Il numeratore, come analizzato in precedenza, è fortemente condizionato dal problema che *de facto* e *de jure* complica l'entrata in vigore della Riforma del d.lgs. n. 164/2000: i rimborsi dovuti ai gestori uscenti.

Fin dal 2000, del resto, la consapevolezza del Legislatore sull'insostenibilità dell'onere dei rimborsi da sostenersi da parte degli Enti locali (tenuti a sostenerli, laddove sovente previsto nei contratti di concessione a suo tempo deliberati e firmati) per l'acquisizione della proprietà delle infrastrutture funzionali al "servizio pubblico locale distribuzione gas", indusse l'idea della traslazione di quell'onere in capo ai gestori subentranti. Tuttavia, siccome il tema era e resta complesso, quella traslazione fu prevista senza nulla disporre in ordine al trasferimento della proprietà dei cespiti, dando così origine ad asimmetrie che ancor oggi bloccano la medesima riforma:

1. il distributore sconta solo il rimborso, mentre la proprietà passa ugualmente all'Ente locale;
2. non è chiaro come conciliare la minimizzazione dei costi per il "sistema" con l'introduzione dell'ammortamento del costo del subentro, che il gestore entrante è chiamato a sostenere, nell'algoritmo di calcolo del nuovo canone di distribuzione;
3. l'inclusione dei costi di ammortamento, ecc..., può mettere in discussione la stessa sostenibilità economica delle condizioni di gara;
4. l'imbarazzante posizione di oggettivo vantaggio comparato dell'incumbent rispetto a tutti gli altri potenziali *competitor*;

Nonostante si sia recentemente (d.lgs n. 93/2011, art. 24) rivisto il sistema tariffario, con l'introduzione del criterio della remunerazione del capitale investito per la realizzazione degli impianti (*R.A.B.*) 1, affinché il nuovo vincitore della gara:

- non abbia a sostenere solo l'onere del rimborso, ma acquistasse anche la proprietà dei cespiti;
- iscriva nel suo stato patrimoniale i beni acquisiti, affinché possa mettere in ammortamento tecnico-economico il costo d'acquisto per la durata tecnica, come indicato al punto 3 di cui sopra;
- ricevesse la remunerazione tariffaria del capitale investito – dal precedente distributore – per la realizzazione dei beni stessi.

Queste innovazioni si sono rivelate insufficienti, anche in ragione di aspetti di estremo rilievo: in primo luogo, il rimborso dovuto al gestore uscente non coincide, solitamente, con il costo di realizzazione dei beni riconosciuto in tariffa, anche perché prevale comunque il **criterio contrattuale** che, nella maggior parte dei casi, include il criterio del V.I.R., la cui determinazione è, come noto, oggetto di stima peritale. L'esperienza ha dimostrato i notevoli margini di soggettività di tali stime, con conseguenti elevate incertezze e probabilità di contenzioso¹⁴. E', quindi, strutturale e ineliminabile la differenza tra entità dei rimborsi ai gestori uscenti ed entità del capitale riconosciuto dalla regolazione tariffaria. Il citato art. 24, comma 3, d.lgs. n. 93/2011 stabilì, quindi, che: la differenza tra valore di rimborso e valore delle immobilizzazioni riconosciute in

¹⁴ Per porre rimedio a tali incertezze, in attuazione della riforma sulle nuove gara d'ambito, il Governo ha inteso uniformare, per quanto possibile, l'attuazione dei criteri normativi esistenti per il calcolo del V.I.R. (art. 24, R.D. n. 2578/1924 e, in via attuativa, art. 13, d.P.R. n. 902/1986), rilevanti *ex contractu* o direttamente *ex lege*, specificandone le modalità applicative (cfr. art. 5, D.M. n. 226/2011). Questo lavoro è continuato in sede ministeriale con dettaglio tecnico ancora maggiore, al fine di redigere alcune "linee guida" che hanno ricevuto, di recente, un riconoscimento normativo (cfr. art. 4, comma 6, d.l. n. 69/2013, conv. In l. n. 98/2013), ma che, allo stato, non hanno ancora visto la luce.

tariffa si traslano sul numeratore del sopra richiamato rapporto, ovvero sullo stesso sistema tariffario, ponendo quelle differenze a carico degli utenti

Orbene, le gare difficilmente potranno risolvere il problema dell'inevitabile crescita del "numeratore"¹⁵, perché la divaricazione V.I.R./R.A.B. è ampia anche perché la R.A.B. è sottodimensionata. Peraltro, una serie di fattori consentono di affermare che l'attuale è molto spesso non rappresentativa degli effettivi costi di investimento sostenuti per la realizzazione degli impianti: è operativamente difficile, infatti, ricostruire i costi storici che riguardano sia il capitale pubblico che il capitale privato, al punto che l'AEG è stata costretta a intervenire non convalidando i dati forniti dai gestori, optando per l'approvazione di una penalizzante struttura di costo parametrico (nella fattispecie con successiva abbattimento del 10%).

Le contromisure approntate sinora sono apparse poco incisive¹⁶. La reazione è rinvenibile nell'art. 1, comma 16, del recente d.l. n. 145/2013. In primo luogo il comma 5, viene novellato nella parte in cui prevede di integrare *ex lege* quanto *"non desumibile dalla volontà delle parti"*. In concreto viene sostituito il solo criterio suppletivo/integrativo della disciplina contrattuale: si passa dal criterio del V.I.R. (art. 24, comma 4, lett. 'a' e 'b', R.D. n. 2578/1925) al criterio della R.A.B., già normativamente riconosciuto come criterio di rimborso per le nuove concessioni ex art. 14, comma 8, specificamente richiamato nella novella. Le condizioni contrattuali sono quindi convenute *inter partes*. In secondo luogo, si afferma che: *"In ogni caso, dal rimborso di cui al presente comma sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente"*.

Ciò che, in realtà, va corretto è probabilmente la scelta legislativa (cfr. art. 24, comma 3, d.lgs. n. 93/2013) con la quale si è stabilito che il sistema tariffario sia chiamato semplicemente a recepire – senza alcun efficace filtro o vincolo oggettivo – il risultato di una libera negoziazione tra le parti con possibili incontrollati incrementi tariffari.

La parametrizzazione del RAB, quindi, potrebbe ben costituire un primo campo di sviluppo delle technicalities con cui l'AEG interviene, avendo cura di potenziarne la capacità predittiva (aumentando l'efficacia della stima, anche a rischio di un aumento della multicollinearità) e l'estendibilità su contesti differenti. La parametrizzazione del RAB, peraltro, funge, a sua volta, da Yardstick Regulation, poiché produrrebbe una sorta di "valore presunto" che andrebbe smentito dai fatti e dalle analisi puntuali rappresentate dai soggetti che ne lamentassero l'incongruità, ribaltando, così, l'onere della prova.

Un aspetto semplicemente discriminatorio e, quindi, da emendare al più presto riguarda il mancato riconoscimento degli ammortamenti alle società patrimoniali di reti (vedi art. 8 comma 3 del DM n. 226/2011), determinando, così, nel periodo post gara:

- un deprezzamento del valore degli asset delle società patrimoniali e dei Comuni azionisti;
- un riconoscimento degli ammortamenti alla Concessionaria per costi non interamente sostenuti.

Ad *incipit* dei quest'ultimo paragrafo, si è fatta menzione ad un "problema di rapporto" fra Numeratore e Denominatore. Nel denominatore, con estrema e brutale sintesi si

¹⁵ Nella recente audizione davanti alla 6° e alla 10° Commissione della Camera dei Deputati, l'AEEG ha riferito che, i valori di rimborso potrebbero mediamente superare la R.A.B. del 40/50% 2.

¹⁶ Per un verso si introducono per via regolamentare criteri di stima meramente specifici di quelli contrattuali/legali (art. 5, D.M. n. 226/2011) e, per altro verso, si tenta di orientare i negoziatori sulla base di linee guida tecniche (art. 4, comma 6, d.l. n. 69/013), nonchè si attribuisce all'AEEG il potere di rendere mere osservazioni allorchè il V.I.R. concordato dalle parti ecceda la R.A.B. in misura superiore al 25% (art. 5, comma 14, D.M. n. 226/2011).

trovano i dati relativi alle quantità di gas veicolato annualmente nelle reti di distribuzione gas oggetto di analisi. Nelle analisi e nei dibattiti che hanno caratterizzato lo sviluppo di questa Riforma non si è mai affrontato il problema della "stabilità dei flussi di gas veicolati". In effetti, qualora si prendessero in esame le tendenze strutturali della veicolazione di gas nelle reti di distribuzione a medio/bassa pressione, ci si accorgerebbe che i quantitativi conosceranno una diminuzione (a parere di chi scrive fra l'1 ed il 2% annui in media) imputabile a:

1. incremento generalizzato dell'efficienza energetica nei luoghi di consumo finale;
2. progressiva implementazione di tecnologie di riscaldamento e preparazione cibi sempre più orientate all'impiego di energia elettrica;
3. seppur lento e diseguale incremento delle temperature medie registrate nei territori di riferimento.

La diminuzione di quei quantitativi di gas veicolati si traduce immediatamente nell'abbattimento del citato denominatore a tutto discapito dell'entità del Canone di Distribuzione Gas.

Lo sviluppo di un revisione in chiave prospettica del modello di *economic regulation* della distribuzione gas diventa, quindi, viepiù urgente all'avvicinarsi della nuova fase contrattuale risultante dal completamento dei riassetti degli Atem e delle relative procedure di assegnazione di nuovi Contratti di Concessione per i prossimi dodici anni.