

## INDICE GENERALE

|   | <i>pag.</i> |
|---|-------------|
| <i>Scopo e metodologia</i>  | 1           |
| <b>CAPITOLO 1: AUCTION DESIGN</b>   |             |
| <i>Introduzione</i>   | 9           |
| 1.1 <i>Il servizio di distribuzione del gas naturale: una breve ricostruzione storico-normativa dagli affidamenti diretti alla concorrenza per il mercato</i>           | 11          |
| 1.2. <i>Il periodo transitorio e le gare per ambiti comunali: the long and winding road verso la concorrenza per il mercato</i>   | 16          |
| 1.3. <i>L'individuazione degli ambiti ottimali (ATEM): il giusto trade off tra efficienza, concorrenza e riduzione dei costi transattivi?</i>                           | 23          |
| 1.4 <i>Il Regolamento Criteri: una disciplina uniforme per ridurre le asimmetrie informative e i costi di transizione?</i>  | 33          |
| 1.5. <i>Il ruolo nuovo di collaborazione tra gestori ed enti locali</i>   | 36          |
| 1.6. <i>La determinazione degli obblighi informativi e le forme di collaborazione tra enti e gestori</i>  | 39          |
| 1.7. <i>Il bando di gara e il disciplinare tipo: quale discrezionalità per la stazione appaltante?</i>  | 42          |
| 1.8. <i>Il Regolamento Criteri: indebita restrizione dell'autonomia degli enti locali? Alcune considerazioni sulla funzione della delega di cui all'articolo 46 bis</i> | 44          |
| 1.9. <i>Il contratto di servizio</i>  | 46          |
| 1.10. <i>Alla ricerca di un nuovo bilanciamento tra condizioni economiche e qualità del servizio</i>  | 48          |
| 1.11. <i>Incompletezza contrattuale, regolazione tariffarie ed investimenti: criticità e trade off della durata della concessione</i>                                   | 54          |

## **CAPITOLO 2: IL COMBINATO DISPOSTO NORMATIVO: UNA BUONA RICETTA?**

|   |     |
|---|-----|
| <i>Introduzione</i>   | 59  |
| <b>Parte I – Misure legislative e Valori di Rimborso</b>  |     |
| 2.1 <i>I costi di transizione nel passaggio dalla dimensione comunale a quella di ATEM: il valore di riscatto da corrispondere al gestore uscente</i> | 60  |
| 2.2 <i>Il valore di rimborso e la regulatory asset base: la dicotomia definita dal Decreto Letta</i>  | 62  |
| 2.3 <i>La sottrazione dei contributi privati e l’emanazione delle Linee Guida ministeriali (DM 22/05/2014)</i>  | 65  |
| 2.4 <i>In attesa del ‘nuovo’ Regolamento Criteri</i>  | 71  |
| <b>Parte II Strumenti regolatori e aspetti tariffari</b>  |     |
| 2.5 <i>Il differenziale VIR/RAB e la questione della socializzazione dei costi di transizione</i>   | 76  |
| 2.6 <i>Il controllo sul delta VIR/RAB e le RAB ‘deprese’: il fine giustifica i mezzi?</i>   | 82  |
| 2.7 <i>Il delta VIR/RAB e le RAB anomale</i>  | 84  |
| 2.8 <i>RAB depresse: quale effetto sulla gara?</i>  | 89  |
| 2.9 <i>Spunta’ la regolazione asimmetrica: la deliberazione 367/2014/R/GAS</i>  | 91  |
| 2.10 <i>Gli effetti della regolazione asimmetrica sulle dinamiche competitive e di selezione dell’operatore</i>                                       | 97  |
| <i>Conclusioni</i>  | 102 |

## **CAPITOLO 3: PROFILI ANTITRUST E AGGREGAZIONI**

|  |     |
|--|-----|
| <i>Introduzione</i>  | 104 |
| 3.1. <i>Premessa: il mercato (o i mercati?) rilevanti nel settore della distribuzione del gas naturale</i>                                     | 106 |
| 3.2 <i>Operazioni di concentrazione GDF SUEZ/ITALGAS e ASCOPIAVE –EDIGAS/EDIGAS DUE: il mercato rilevante è Individuato a livello comunale</i> | 111 |
| 3.3 <i>Concentrazione CPD/SNAM: il mercato rilevante è</i>   |     |

|  |     |
|--|-----|
| Il mercato nazionale?  | 113 |
| 3.4 Operazione di concentrazione HERA-ACEGASAPS  | 118 |
| 3.5 Il caso Italgas-AcegasAps/IRG  | 122 |
| 3.6 Il giudizio davanti al giudice amministrativo  | 134 |
| 3.7 L'operazione di concentrazione HERA/AMGA   | 138 |
| 3.8 Il Caso Casalmaggiore: RTI come intesa restrittiva (per sé?)<br>della concorrenza vs. giustificazioni efficientistiche | 142 |
| Conclusioni  | 155 |

## **CAPITOLO 4: IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE GAS OGGI: UN'ANALISI EX ANTE**

### **PARTE I Barriere all'ingresso**

|  |     |
|--|-----|
| Introduzione: scopo e metodologia  | 161 |
| 4.1. Barriere normative  | 166 |
| 4.2. Barriere derivanti dall'asimmetria informativa: rinvio  | 171 |
| 4.3. Barriere finanziarie: valore residuo degli impianti e<br>modelli proprietari                        | 172 |
| 4.4. Il fattore tempo nelle strategie di partecipazione  | 177 |
| 4.5. Il decreto 'tutela occupazionale': la clausola sociale può<br>costituire una barriera all'ingresso? | 178 |

### **Parte II Una Fotografia Ex Ante**

|  |     |
|--|-----|
| 4.6. Scenario nazionale  | 188 |
| 4.7. Analisi I raggruppamento  | 195 |
| 4.8. Numero di PdR serviti: incentivi alla partecipazione<br>e barriere finanziarie  | 197 |
| 4.9. La dimensione dell'ATEM   | 200 |
| 4.10 Il secondo operatore e gli altri (potenziali) competitor  | 202 |
| 4.11 L'indice di concentrazione (HHI) come strumento per<br>individuare gli ATEM in cui si attende una maggiore spinta<br>verso la partecipazione in forma aggregata | 205 |
| 4.12 Analisi II raggruppamento   | 215 |
| 4.13 Analisi III raggruppamento  | 207 |
| 4.14 Analisi IV raggruppamento   | 222 |
| 4.15 Analisi V raggruppamento  | 229 |

|  |     |
|--|-----|
| <i>4.16 Analisi VI raggruppamento</i>  | 235 |
| <i>4.17 Analisi VII raggruppamento</i> | 241 |
| <i>4.18 Analisi VII raggruppamento</i> | 247 |
| <i>4.19 Sintesi e Conclusioni</i>      | 250 |
| <br>                                   |     |
| <i>Conclusioni</i>                     | 256 |
| <i>Bibliografia</i>                    | 268 |

**LE GARE PER L’AFFIDAMENTO DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS:  
UN’ANALISI TEORICA E EMPIRICA**

**Scopo e metodologia**

L’emanazione del Decreto Letta (D.lgs. 164/2000), che ha recepito la direttiva comunitaria n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, ha gettato le basi per la rivoluzione dell’assetto del settore della distribuzione del gas naturale, introducendo nuove regole per le modalità di affidamento del servizio. Ha infatti stabilito che la gestione sia affidata tramite asta competitiva ad evidenza pubblica e per un periodo di dodici anni. Nonostante sia trascorso oltre un decennio da quando tale previsione è entrata a far parte dell’ordinamento giuridico, la sua attuazione non si è concretizzata e le gare che avrebbero dovuto determinare l’affermazione della concorrenza per il mercato non sono state ancora bandite.

Gli interventi legislativi che si sono intervallati negli anni hanno prolungato il periodo di transizione, tenendo in vita lo *status quo* delle concessioni in essere. Seppur con notevole ritardo rispetto all’originario *timeline*, il quadro normativo e regolatorio si è stabilizzando solo di recente e, fatta salva l’ipotesi di ulteriori proroghe disposte dal Legislatore, le prime gare per l’affidamento del servizio dovrebbero svolgersi con decorrenza a partire da marzo 2015. Il loro avvio determinerà un profondo mutamento dello scenario competitivo nazionale, innestando un processo di aggregazione e una consistente riduzione del numero degli operatori.

Il presente studio si propone di offrire un’analisi degli impatti sul settore della distribuzione del gas naturale del nuovo modello istituzionale e di regolazione, prendendo in considerazione gli effetti che le gare avranno sui principali attori che saranno coinvolti nel passaggio di concessione.

Il principale tema che verrà trattato sarà quello dell’efficacia degli strumenti normativi e regolatori che definiscono il quadro di riferimento rispetto agli sfidanti obiettivi che la riforma dovrebbe perseguire: promuovere la concorrenza, lo

sviluppo efficiente del servizio attraverso lo sfruttamento delle economie di scale e l'innalzamento dei livelli di qualità del servizio e il benessere dell'utente.

La letteratura sulla riforma per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale è allo stato dell'arte piuttosto scarna.

Ciò deriva principalmente da due ordini di motivi: il primo è determinato dal mancato avvio, a quasi quindici anni dall'emanazione del Letta, delle gare, e dalla conseguente impossibilità, pertanto, di effettuare valutazioni relative al loro concreto svolgimento; il secondo è invece connesso alla instabilità normativa e regolatoria che ha, anche molto recentemente, ridisegnato il contesto di riferimento e costituito una delle cause dello slittamento dei termini di pubblicazione dei bandi. Dalla mancanza di elaborazioni dottrinali sul tema aggiornate ai recenti sviluppi regolatori e giuridici, ne deriva che la ricerca si baserà principalmente sull'analisi normativa e regolatoria partendo da un generale inquadramento degli istituti per valutare se le regole adottate dal Legislatore e dal Regolatore, e le soluzioni che scaturiscano dal combinato disposte tra queste, siano le più efficienti per i problemi che si porranno ai soggetti protagonisti del processo di liberalizzazione.

In estrema sintesi, il presente studio persegue lo scopo di: 1) offrire una lettura critica degli strumenti e dei problemi connessi allo svolgimento delle prossime gare d'ATEM che, come si tenterà di illustrare, ridisegneranno lo scenario competitivo del settore; 2) valutare se l'assetto normativo ed istituzionale delineatosi, seppur faticosamente, negli ultimi anni, sia coerente con gli obiettivi di promozione della concorrenza, aumento dell'efficienza, razionalizzazione del settore, aumento del benessere dei consumatori; 3) esprimere valutazioni sull'impatto che la riforma avrà sugli operatori, gli enti locali e gli utenti; 4) valutare se i costi derivanti dall'introduzione della concorrenza per il mercato siano minori dei vantaggi attesi in termini di efficienza e/o qualità del servizio.

A tal fine saranno analizzate le barriere, soprattutto di tipo finanziario, di accesso al mercato e le soluzioni che il Legislatore ed il Regolatore hanno posto in essere per ridurre l'entità, al fine di creare le condizioni per una concorrenza sostanziale (*level playing field*) tra distributori incumbent e nuovi entranti.

Saranno in particolare esaminati: i) la regolazione tariffaria asimmetrica prevista dall'autorità di regolazione di settore, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed i servizi idrici (AEEGSI); ii) gli strumenti per la socializzazione dei costi di transizione, legati sia alla rinegoziazione delle convenzioni tra gestore ed enti locali che all'incertezza normativa e tariffaria; iii) la presenza di eventuali barriere normative e derivanti dalla imposizione di un obbligo di continuità occupazionale nel passaggio di gestione (clausole sociali).

George J. Stigler in uno storico articolo (*The citizen and the state: essays on regulation*, Chicago: University of Chicago Press, 1975) affermava che il problema della regolazione è *"Discovering where and when an industry (or other group of likeminded people) is able to use the state for its purpose, or is singled out by the state to be used for alien purpose."*

Il presente lavoro tenterà di dare una risposta a tale quesito: quali sono gli scopi che vengono perseguiti con le soluzioni normative e regolatorie che si apprestano a riformare profondamente il settore della distribuzione gas? Le scelte operate sono tra loro coerenti ed efficaci rispetto agli obiettivi che la riforma si prefigge?

### **Struttura**

Nel primo capitolo, dopo aver tracciato brevemente le principali fasi normative che hanno caratterizzato la regolazione del servizio di distribuzione del gas fino all'emanazione del Decreto Letta, sarà analizzato il quadro normativo risultante dai vari interventi che hanno determinato il rinvio della partenza delle gare, evidenziando le principali criticità emerse nel corso del periodo transitorio.

Si illustreranno quindi i passaggi che hanno portato alla definizione da parte dell'Autorità di regolazione e del Ministero dello Sviluppo Economico dei nuovi bacini di gara ottimali (ATEM) e le relative critiche sull'opportunità di una configurazione 'amministrata' del settore della distribuzione, alla luce degli orientamenti dottrinali e delle considerazioni espresse dall'Autorità antitrust nell'ambito della sua attività di *advocacy*.

Si procederà quindi ad effettuare l'analisi normativa dei contenuti del DM 226/2011 che definisce regole omogenee relativamente ai requisiti di partecipazione, oneri da riconoscere all'ente locale, obblighi informativi, ruolo degli enti locali e della stazione appaltante, criteri di aggiudicazione e valorizzazione dei criteri per la selezione dell'operatore.

In particolare si cercherà di valutare l'efficacia degli istituti e degli strumenti rispetto allo scopo di ridurre i costi di transizione nel passaggio alla nuova gestione, compresi quelli legati ad un possibile contenzioso tra gestori e/o tra gestori ed enti locali. Si evidenzierà che la pre determinazione di un bando di gara e disciplinare tipo contribuiranno certamente ad aumentare la trasparenza del settore ed a ridurre le asimmetrie informative tra gestori uscenti e nuovi entranti. Al contempo si darà evidenza dei profili che si ritengono ancora problematici e quali invece intervengano ad eliminare o ad attenuare alcuni aspetti critici emersi nell'ambito dello svolgimento delle gare per ambiti comunali nonché a ridurre i costi di transizione.

Il secondo capitolo è invece dedicato ad analizzare il combinato disposto tra normativa e regolazione. Si rappresenterà in particolare che la valutazione degli impatti tariffari che la riforma avrà sugli operatori e gli utenti finali è resa particolarmente complessa e difficoltosa a causa delle regole – non ancora definitivamente stabilizzatesi – relative alla valorizzazione di due elementi economici: il *terminal value*, da corrispondere al gestore uscente in caso di cessazione anticipata della concessione, il cd. VIR (valore di rimborso), e il valore del capitale di località dell'asset riconosciuto ai fini regolatori, la c.d. RAB (regulatory asset base).

Dopo aver tracciato brevemente le principali distinzioni – anche concettuali – tra il valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (c.d. VIR) e la RAB, si tenterà di evidenziare l'esistenza di una forte interrelazione tra la loro valorizzazione ed i futuri esiti delle gare. Il tema intercetta peraltro il problema dei costi di transizione e dell'incompletezza delle convenzioni stipulate tra enti locali e distributori.



Brevi cenni saranno anche fatti in relazione all'oggetto dei contenziosi (pendenti) con i quali i distributori hanno contestato la modifica (retroattiva) alle regole per la determinazione del valore di rimborso.

La seconda parte del capitolo sarà invece dedicata all'analisi degli aspetti tariffari. Si esaminerà in particolare l'opportunità dell'utilizzo della regolazione asimmetrica tra gestore *incumbent* e *new*. Si sottolineerà che l'effetto dell'introduzione di trattamenti differenziati tra gestori non porta ad esiti di selezione ottimali come risultato dall'attuale configurazione normativo/regolatoria. Saranno in particolare illustrate le dinamiche perverse che potrebbero svilupparsi con riferimento alla valutazione di uno degli elementi previsti come condizione economica dell'offerta: lo sconto sul differenziale VIR/RAB riconosciuto in tariffa.

Il terzo capitolo contiene invece una rassegna delle principali decisioni dell'Autorità Antitrust relativamente alle operazioni di concentrazione ed intese in vista della partecipazione in forma aggregata alle future gare d'ambito.

La configurazione amministrata del lato della domanda, con la definizione di nuovi ambiti ottimali che coincideranno con il perimetro delle nuove concessioni (ATEM), ha infatti innescato un fenomeno di aggregazione industriale in vista dell'avvio delle gare, a seguito delle quali, come sarà in particolare evidenziato nel capitolo quarto, è ragionevole ipotizzare un forte ridimensionamento del numero degli operatori attivi nel settore.

Partendo dall'analisi di alcuni casi specifici che si ritengono più significativi (Italgas/Isontina Reti Gas; Cassa Depositi e Prestiti/SNAM; HERA-Acegas-Aps; HERA/AMGA; Comune di Casalmaggiore) si analizzerà in particolare l'evoluzione dell'approccio e della metodologia posta in essere dall'AGCM nella identificazione del mercato (o mercati) rilevante nel settore della distribuzione.

Nel quarto capitolo si tenterà di offrire una fotografia dell'attuale settore della distribuzione del gas naturale, ovvero dello scenario competitivo nella fase ex ante, antecedente allo svolgimento delle gare.

Dopo una succinta panoramica del posizionamento degli operatori a livello nazionale e del grado di concentrazione del mercato in termini di gas naturale distribuito su tutto il territorio, si procederà ad effettuare un'analisi dei singoli ambiti. Per esigenze di trattazione, sarà seguita la suddivisione negli 8

raggruppamenti temporali disposta dall'Allegato 1 del DM 226/2011, contenente le date limite per la nomina della stazione appaltante e la pubblicazione dei bandi di gara. Sarà peraltro evidenziato come, a causa di numerosi interventi legislativi che hanno prorogate tali termini, sia stata in parte tradita la ratio originaria del criterio dello scaglionamento temporale, finalizzata ad impedire che un numero significativo di gare relative ad ATEM limitrofi potessero svolgersi contemporaneamente o comunque a distanza di tempo tra loro molto ravvicinata.

Dopo aver brevemente accennato ai possibili effetti, in termini competitivi, di tale concentrazione e dell'importanza del fattore tempo, si analizzeranno i singoli raggruppamenti sulla base delle variabili ritenute più significative.

Le valutazioni si basano su elaborazioni di informazioni e dati pubblici che hanno come fonte principalmente l'AEEGSI ed il Ministero dello Sviluppo Economico.

Per ciascun ATEM saranno definite in particolare: 1) le quote di ambito detenute dagli operatori che vantino una presenza pregressa in termini di punti di riconsegna serviti (PDR); 2) il livello di incumbency, ovvero la quota d'ambito dell'incumbent, quest'ultimo inteso come il soggetto che serve nell'ATEM considerato il maggior numero di PDR; 3) la dimensione dell'ambito (numero dei PDR serviti); 4) numero dei punti di riconsegna serviti dall'operatore incumbent, a cui sarà applicato un 'fattore di correzione' per tenere conto del grado di proprietà di rete detenuta dall'ente locale o comunque da un soggetto diverso dal gestore; 5) la quota di mercato del secondo operatore; 6) l'indice (HHI) per ciascun ambito.

Relativamente alla definizione della barriera finanziaria, verrà chiarito che questa è identificata nel valore che il gestore subentrante deve corrispondere al gestore entrante (c.d. VIR). Questo, pur non essendo l'unico costo di accesso al nuovo mercato della distribuzione del gas naturale, si ritiene essere la barriera di tipo finanziario principale.

L'analisi è svolta alla luce dell'attuale contesto normativo e regolatorio. Lo studio non esprime assunzioni rispetto agli esiti dei numerosi ricorsi che, ancora prima dell'avvio delle gare, sono al momento pendenti davanti agli organi di giustizia amministrativa e che sono volti alla contestazione di regole fondamentali

per la determinazione di elementi economici e finanziari connessi alla partecipazione e allo svolgimento delle gare.

Ci si riferisce, in particolare, ai ricorsi aventi ad oggetto il decreto ministeriale DM 22/05/2013, adottato dal Ministero dello Sviluppo economico recante le Linee Guida per la determinazione del *terminal value* che il nuovo entrante dovrà corrispondere, in presenza di determinate condizioni, al gestore uscente (il c.d. VIR), nonché i ricorsi aventi ad oggetto la deliberazione con la quale l'autorità di regolazione AEEGSI ha adottato le tariffe per il prossimo periodo regolatorio (2014-2019). La pendenza di contenziosi su provvedimenti che costituiranno alcuni importanti tasselli nel puzzle normativo e regolatorio per i futuri affidamenti, costituisce certamente un elemento di possibile instabilità ed incertezza e come tale deve essere considerato ai fini della presente trattazione. Questa infatti non si spingerà ad ipotizzare gli esiti del contenzioso nelle more della decisione del giudice amministrativo e i possibili relativi scenari.

Sarà invece finalizzata a condurre una valutazione del contenuto dell'attuale quadro normativo regolatorio, secondo un approccio volto ad evidenziare le criticità delle disposizioni sia dal punto di vista teorico che applicativo, e sia sotto il profilo giuridico (di legittimità) che economico; quest'ultimo, in particolare, inteso come giudizio di opportunità ed efficacia rispetto ai problemi dell'incompletezza contrattuale e della riduzione dei costi di transizione nel processo di ristrutturazione del settore.

La ricerca non si pone tra i suoi scopi quello di realizzare una descrizione normativa della legislazione e della regolazione, quanto piuttosto soffermarsi sull'analisi di alcune soluzioni, evidenziandone criticità relativamente all'efficacia rispetto alle problematiche sottese, nonché sottolineare la divergenza degli orientamenti espressi nell'ambito del processo di formazione ed assestamento delle norme tra soggetti istituzionali coinvolti (AEEGSI; AGCM; MISE) e degli orientamenti espressi dalla giurisprudenza e dottrina rilevanti.

Un aspetto che esula dalla presente trattazione riguarda l'analisi del rapporto tra assetti proprietari (gestione pubblica, privata, mista) e performance e redditività delle imprese.

L'indagine non proporrà un diverso dimensionamento dell'ambito di concessione. Sebbene il tema dell'identificazione dell'ambito ottimale rappresenti un aspetto non trascurabile ai fini della valutazione complessiva della riforma, soprattutto in termini di selezione efficiente degli operatori alla luce di modeste economie di scala e di densità, data la presenza di numerose altre variabili che dovrebbero essere valutate e l'assenza delle informazioni necessarie ad effettuare un'analisi di produttività si ritiene più proficuo considerare come una variabile non modificabile il numero di 177 ambiti (ATEM) identificati dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'Autorità di regolazione settoriale.

Saranno tuttavia evidenziate alcune criticità dell'analisi di produttività operata dalla stessa Autorità di regolazione ai fini dell'individuazione dei bacini ottimali, condividendo in linea generale l'opinione di quella parte della dottrina che ha evidenziato che *"il decisore politico, se è interessato all'efficienza, dovrebbe essere neutrale rispetto al fatto che il servizio di distribuzione del gas in Italia sia svolto da 10, 100, 100 soggetti"* (Dorigoni). La determinazione degli ATEM è stata infatti fortemente contestata rispetto all'effettivo raggiungimento delle economie di scala (Testa, 2013 Gullì, 2011).

In linea generale lo studio mette in evidenza ed analizza i principali aspetti economici, regolatori e normativi relativi allo svolgimento delle future gare per la distribuzione del servizio del gas naturale. Le analisi e gli esempi riportati non hanno la pretesa di essere esaustivi, quanto piuttosto di offrire un angolo visuale sotto cui valutare le scelte normative e regolatorie, per poi ricavarne alcune indicazioni di merito, in un contesto normativo ancora non sufficientemente stabile e definitivo.

## CAPITOLO I: AUCTION DESIGN

### **Introduzione**

Poco più che un anno e mezzo fa veniva a mancare uno dei padri fondatori della analisi economica del diritto, nonché premio Nobel per l'economia nel 1991: il Prof. H.R. Coase. Nel celebrare il suo contributo allo sviluppo dell'analisi delle istituzioni economiche, dall'elaborazione della teoria dell'impresa alle riflessioni sul costo sociale, parte della dottrina italiana (Amato e Nicita, 2013) ha evidenziato come la sua opera sia stata spesso oggetto di interpretazioni estreme e/o errate, tali da spingere lo stesso autore a dover chiarire il significato delle sue stesse parole attraverso un'attività di 'auto interpretazione'; è stato altresì evidenziato come per certi versi la sua opera sia stata inesplorata, almeno in alcune delle sue possibili declinazioni (Nicita e Pardolesi, 2008).

Non sussistono tuttavia dubbi rispetto alla rilevanza dell'intuizione coesiana che, per la sua attualità, continua ad offrire spunti per l'analisi della regolazione delle imprese sul mercato in presenza di regole incomplete e che ha costituito la base per consentire alla dottrina successiva di giungere ad evidenziare che il governo delle transazioni economiche dipende dalla selezione del miglior meccanismo istituzionale, il quale, a sua volta, dipende dalla dimensione dei costi transattivi (Williamson, 1985).

In presenza di razionalità limitata, opportunismo, contratti incompleti e investimenti specifici, il compito delle istituzioni è pertanto quello di scegliere tra le varie opzioni possibili che siano in grado di massimizzare le funzioni obiettivo e aumentare il benessere del consumatore (Nicita e Napolitano, 2010: 88). Il Regolatore pubblico, nel definire gli strumenti di *policy* per il perseguimento degli scopi che si pone, deve pertanto operare un'analisi comparata tra i vari modelli di governo, valutando i relativi *trade off* tra regole e soluzioni alternative possibili.

Partendo dall'assunto che non esista la ricetta politica univoca e perfetta (*first best*), e che la concorrenza non sia un obiettivo in sé, quanto piuttosto un bene giuridico strumentale per il perseguimento di assetti organizzativi efficienti e benessere sociale (Libertini, 2010: 97; Ghidini e Al., 2013), nell'introdurre regole

nuove o nel modificare e/o eliminarne di esistenti, il policy maker - sia questo il Legislatore o il Regolatore - dovrebbe preventivamente valutare gli effetti concreti del processo riformatore in termini di costi di transizione sostenuti dai soggetti interessati.

Se poi gli *chef* sono più di uno, non solo dovrebbero avere una visione univoca, ma anche - e seppur nel rispetto delle reciproche competenze e specializzazioni - comprendere che la singola decisione non deve essere valutata di per sé, ma in un'ottica funzionale d'insieme, al fine di costituire una sintesi virtuosa di una pianificazione normativo-regolatoria lungimirante, in relazione alla complessa trama di rapporti che intercorre tra i soggetti che costituiscono lo spazio regolatorio (Clarich, 2005).

Numerose sono le problematiche connesse alla gestione dei processi di liberalizzazione nella realtà concreta, soprattutto nella fase di apertura alla concorrenza, nell'ambito della quale si registrano generalmente i costi di transizione più elevati a causa dei processi di adattamento e stabilizzazione alle nuove regole (Archibugi e Pizzetti, 2001).

Nel presente lavoro vengono analizzati i differenti ingredienti della riforma per l'accesso al mercato del servizio di distribuzione del gas naturale, servizio erogato in presenza di alti costi di duplicazione e rendimenti decrescenti e pertanto gravato dalla presenza di condizioni di monopolio naturale.

Nelle pagine che seguono verrà effettuata *in primis* una ricognizione del quadro normativo e regolamentare del settore, che è stato completato e relativamente stabilizzato solo in epoca recente e dopo un lungo e tortuoso cammino verso l'apertura a forme di concorrenza per il mercato nell'assegnazione della gestione del servizio.

### **1.1. Il servizio di distribuzione del gas naturale: una breve ricostruzione storico-normativa, dagli affidamenti diretti alla concorrenza per il mercato**

L'attività di distribuzione del gas naturale consiste nel trasporto di gas su reti di gasdotti locali a media e bassa pressione per la consegna ai clienti finali<sup>1</sup>. Nel nostro Paese il settore è storicamente compreso nel novero dei servizi pubblici locali<sup>2</sup>, oggi più spesso individuati come servizi di interesse economico generale<sup>3</sup> ed è stato assoggettato per un lungo periodo di tempo ad un quadro istituzionale e normativo definito e stabile (Romano, 2014: 199), che è stato successivamente sottoposto ad una profonda revisione per influsso dell'ordinamento comunitario.

In origine, il regio decreto 15 ottobre 1925 n. 2578, recante *Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei Comuni e delle Province* prevedeva l'assunzione in modalità diretta in capo agli enti locali della gestione del servizio, attraverso la costituzione di aziende speciali, ferma restando la possibilità di affidamento in concessione a privati. In tali casi si prevedeva peraltro che il contratto di concessione dovesse necessariamente essere accompagnato da una clausola con la quale era riconosciuta la facoltà di riscatto da parte del Comune<sup>4</sup>, previo riconoscimento al concessionario di un'equa indennità, definita secondo i criteri di cui all'articolo 24 e 25 dello stesso regio decreto<sup>5</sup>. Mancavano invece riferimenti alla figura del concessionario, alla durata e alle modalità di rinnovo della concessione (D'Alberti, 1991; 106).

Il testo unico per la finanza locale definiva<sup>6</sup> infatti il contenuto delle convenzioni sottoscritte dai gestori e dagli enti locali solo relativamente ad alcuni

---

<sup>1</sup> Cfr. l'art. 2, comma 1, lettera n) del d.lgs. n. 164/2000

<sup>2</sup> Ai sensi dell'art. 22 della L. 142/1990 è un servizio pubblico locale un servizio avente ad oggetto la produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali

<sup>3</sup> Per una disamina sui SIEG si rinvia A Gallo D., *I servizi di interesse economico generale: Stato, Mercato e Welfare nel diritto dell'Unione Europea*, 2011, Giuffrè Editore; L. Bertonazzi - R. Villata, *Servizi di interesse economico generale*, in M.P. Chiti- G. Greco (a cura di), *Trattato di diritto amministrativo europeo*, Torino; E. Bruti Liberati e F. Donati (a cura di) *La regolazione dei servizi di interesse economico generale*, 2010, Quaderni CESIFIN 2007, 1793.

<sup>4</sup> Cfr. l'art 26 del regio decreto 15 ottobre 1925 n. 2578

<sup>5</sup> Da tale norma, come sarà esaminato più approfonditamente nel secondo capitolo, deriva il concetto di valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) per la quota di proprietà della rete di distribuzione e in caso di riscatto anticipato della concessione

<sup>6</sup> Cfr. l'art 265 del r.d. 14 settembre 1931 n. 1175

aspetti del rapporto: il canone dovuto all'Ente, la disciplina della manutenzione della rete, le modalità di trasferimento al Comune degli impianti, l'esercizio dell'opzione di riscatto anticipato, le sanzioni per l'inosservanza degli obblighi da parte del gestore. Relativamente alle modalità di affidamento, si stabiliva<sup>7</sup> che le concessioni dovessero di regola essere assegnate mediante asta pubblica, con la possibilità di ricorrere alla trattativa o licitazione privata in presenza di circostanze speciali in relazione alla natura del servizio e previa autorizzazione del prefetto.

Sebbene già nel '31 fosse stato sancito il principio in base al quale la concessione potesse essere attribuita al privato mediante gara, nella maggior parte dei casi tuttavia il Comune procedeva alla gestione diretta del servizio. Il d.P.R. n. 902 del 1986 stabiliva infatti che gli Enti Locali potessero gestire il servizio sia attraverso la gestione in economia che mediante un'azienda speciale. Con l'approvazione della L. 142/1990 è stata tuttavia decretata la scomparsa di alcune tipologie giuridiche quali le aziende speciali e municipalizzate, e con l'entrata in vigore della Legge Bassanini bis (L. 127/1997) sono stati introdotti incentivi nella forma di agevolazioni fiscali per la trasformazione in società per azioni delle aziende speciali<sup>8</sup>.

Tali ultimi interventi normativi hanno favorito il processo di riassetto della *governance*<sup>9</sup> e stimolato i processi di privatizzazione che hanno determinato la c.d. c.d. 'fuga dalla municipalizzazione', con la trasformazione delle società pubbliche e partecipate dagli enti locali in società per azioni (Merusi, 1990).

Analogamente ad altri servizi a rete (telecomunicazioni, poste, trasporto aereo e ferroviario) l'emergere di una nuova costituzione economica (Cassese, 2012; Della Cananea e Napolitano, 1998;) e l'avanzamento delle politiche comunitarie volte all'obiettivo della creazione di un mercato unico<sup>10</sup> hanno

---

<sup>7</sup>Cfr. l'art. 267 del r.d. 14 settembre 1931 n. 1175

<sup>8</sup> Per un excursus storico sui servizi di pubblica utilità a partire dagli anni Novanta si rinvia a Vigneri A., De Vincenti C. (a cura di), *I servizi pubblici locali tra riforma e referendum*, 2011, Astrid, il Mulino

<sup>9</sup> Le modifiche delle configurazioni societarie che sono intervenute in quegli anni, come sarà approfondito nel prosieguo della trattazione, hanno avuto importanti riflessi sulle modalità di valorizzazione degli *asset* da parte delle aziende, con effetti prospettici anche sullo svolgimento delle future gare.

<sup>10</sup> Un momento di svolta nella definizione a livello europeo di regole comuni per la costituzione di un mercato integrato è rappresentata dall'entrata in vigore del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea che ha introdotto la base normativa su cui è stata sviluppata la politica energetica comune. L'articolo 4 ha in particolare attribuito alle istituzioni comunitarie una competenza concorrente con



costituito un potente strumento di avvio e di accelerazione dei processi di liberalizzazione, questi ultimi intesi come percorsi volti a favorire lo sviluppo di condizioni concorrenziali in settori storicamente gravati dalla presenza di monopoli legali o naturali per promuovere l'efficienza allocativa, l'efficienza interna delle aziende e il perseguimento di obiettivi redistributivi (Pammoli, Cambini e Giannacari, 2007).

Con l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta), in recepimento della Direttiva n. 98/30/CE<sup>11</sup> recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, sono state gettate le basi per una riforma globale e profonda del settore<sup>12</sup>.

Il decreto si propone infatti di definire un riordino generale ed organico della disciplina del gas naturale<sup>13</sup> per ciascun segmento della filiera<sup>14</sup> (importazione e

---

quella degli Stati membri, fatta salva il diritto di ciascun Stato di potere determinare le condizioni di utilizzo delle fonti energetiche, la scelta tra queste e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico nel rispetto del principio generale di sussidiarietà. Per un'analisi dell'evoluzione normativa a livello comunitario relativamente alla creazione di un mercato energetico comune si vedano G. Napolitano, *La politica energetica europea per il mercato interno dell'energia e il suo impatto sull'ordinamento italiano* in *Federalismi.it* n. 4/2012

<sup>11</sup> Cfr. «Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee», n. L 204, 21 luglio 1998. L'attività di produzione del gas naturale è stata regolata dalla direttiva 94/22/CE del 30 maggio 1994, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi («Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee», n. L 164, 30 giugno 1994), trasposta nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 («Gazzetta Ufficiale », n. 293, 14 dicembre 1996).

<sup>12</sup> Le più importanti modifiche che sono state introdotte dal Decreto Letta, in estrema sintesi, sono: la definizione dei clienti idonei e la liberalizzazione dell'attività di approvvigionamento e vendita, la imposizione di obblighi di separazione societaria (*unbundling*) per le imprese verticalmente integrate, le condizioni di reciprocità e di accesso alle reti da parte del terzo non proprietario (c.d. *Third Party Access-TPA*). Per un'analisi del contenuto normativo del Decreto Letta sia rinvia a C. Cazzola, *“La volpe ed il coniglio”: monopolio e concorrenza nel mercato del gas naturale in Italia*, in *Mercato, Concorrenza e regole*, n. 2 , agosto 2000; G. Caia e S. Colombari, *Regolazione amministrativa e mercato interno del gas naturale*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2000, 338; G. Zavattoni, *Il recente decreto Letta sulla direttiva gas: profili antitrust e commerciali* in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2011, 61; M. Montini, *Il nuovo modello di gestione del servizio di distribuzione del gas naturale* in *Giornale di Diritto amministrativo*, 2002, 45; E. Corali, *Il mercato del gas naturale in Italia*, Milano, 2000; M. Alesio, *La liberalizzazione del mercato del gas naturale: dubbi e metodi applicativi*, in *Dir. giust.*, 2002, 90 ss; Cazzola, C. e Grillo, M. (1998), *L'apertura del mercato del gas naturale in Italia: prospettive della concorrenza alla luce della direttiva comunitaria*, in «Economia delle fonti di energia e dell'ambiente», n. 3.

<sup>13</sup> Per approfondimenti sul mercato del gas in generale si rinvia: Beccarello M. , Ascari S.(2000) *“Organisation and Regulation of the gas service in Italy”* in *“The natural gas in Europe”* Oxford Press a cura di F. Dupuit; Napolitano G., Zoppini A. (a cura di), *Annuario di diritto dell'Energia*, 2014 *Quali regole per il mercato del gas?*, il Mulino, 2014

<sup>14</sup> La filiera del gas è strutturata nelle seguenti attività: 1) Approvvigionamento (attività di produzione, cioè estrazione di gas naturale dal sottosuolo, importazione dall'estero, via gasdotto, rigassificazione del Gnl che consiste nella operazione di rigassificazione del gas trasportato via nave, sotto forma liquida, previo raffreddamento).2) Stoccaggio. Consiste nel deposito del gas presso i campi di stoccaggio con fini

produzione<sup>15</sup>, trasporto e dispacciamento<sup>16</sup>, distribuzione<sup>17</sup>, fornitura e stoccaggio<sup>18</sup>), perseguendo l'obiettivo di introdurre la concorrenza e promuovere l'efficienza e la qualità del servizio.

Con particolare riferimento all'attività di distribuzione<sup>19</sup>, questa viene qualificata<sup>20</sup> come attività di servizio pubblico<sup>21</sup>, e si prevede che il servizio sia affidato tramite concessione dagli enti locali esclusivamente mediante gara per periodi non superiore a 12 anni<sup>22</sup>, sulla base di meccanismi competitivi che consentano di selezionare l'operatore che sappia offrire le migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio nel rispetto degli standard di qualità, ambientali e di sicurezza.

---

di accumulo di riserva temporanea, per far fronte ai picchi della domanda. 3) Trasporto. Attiene alla fase di trasferimento di gas attraverso reti e gasdotti, per fornire le reti di distribuzione primaria e secondaria. 4) Distribuzione. Concerne il trasporto fino al cliente finale attraverso reti di gasdotti locali gestiti in concessione. 5) Vendita. E' l'attività commerciale di offerta ai clienti finali

<sup>15</sup> Cfr. gli art. 4-7 del d.lgs. 164/2000

<sup>16</sup> Cfr. gli art. 8-10 del d.lgs. 164/2000

<sup>17</sup> Cfr. gli art. 14-16 del d.lgs. 164/2000

<sup>18</sup> Cfr. gli art. 11-23 del d.lgs. 164/2000

<sup>19</sup> Per un'analisi approfondita delle caratteristiche del servizio di distribuzione locale del gas naturale prima dell'emanazione del Decreto Letta si rinvia all'indagine svolta dall'Autorità dell'energia elettrica e gas nel periodo febbraio – giugno 1999, confluita nel rapporto a cura di: O Bernardini e T. Di Marzio, *La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia: analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione*, in "Quaderni dell'energia elettrica e del gas", Roma, 2011, disponibile sul sito dell'Autorità. Tra le principali criticità lo studio evidenzia in particolare: "l'estremo frazionamento del settore, l'eterogeneità delle tipologie di affidamento del servizio e delle forme di gestione, il ruolo egemone degli enti locali nella proprietà degli esercenti, lo scarso grado di concorrenza per il mercato, l'esclusività del servizio e i meccanismi di conservazione dei diritti acquisiti, la controversa proprietà e devoluzione degli impianti, i ricavi degli enti locali." (pagg. 10).

<sup>20</sup> Cfr. all'art. 14 del d.lgs. 164/2000

<sup>21</sup> Sui servizi pubblici in generale e sui processi di liberalizzazione in particolare, si vedano: D. Sorace, *Servizi pubblici e servizi (economici) di pubblica utilità*, in *Dir. Pubbl.*, 1999, 7; N. Rangone, *I servizi pubblici*, Bologna, 1999; S. Cassese, *Le trasformazioni dei servizi pubblici*, in *Economia pubblica*, 1995, 5; M. Clarich, *Servizio pubblico e servizio universale: evoluzione normativa e profili ricostruttivi*, in *Dir. Pubbl.*, 1998, 181; E. Bruti Liberati, *La regolazione pro-concorrenziale dei servizi pubblici a rete. Il caso dell'energia elettrica e del gas naturale*, Milano, 2006; G. Caia, *La disciplina dei servizi pubblici*, in L. Mazarolli, Pericu, A. Romano, F.A. Roversi Monaco, F.G. Scoca (a cura di), *Diritto amministrativo*, Bologna, 2001, 945 ss.; G. Napolitano, *Regole e mercato nei servizi pubblici*, Bologna, 2005; F. Trimanchi Banfi, *Considerazioni sui nuovi servizi pubblici*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Com.*, 2002, 945; F. Vetro', *Il servizio pubblico a rete. Il caso paradigmatico dell'energia elettrica*, Torino, 2005; A. Predieri – M. Morisi (a cura di), *L'Europa delle reti*, Torino 2001; L. Ammanati (a cura di), *Monopolio e regolazione pro-concorrenziale nella disciplina dell'energia*, Milano, 2005; L. Ammanati – M.A. Cabiddu – P. De Carli (a cura di), *Servizi pubblici concorrenza diritti*, Milano, 2001; Cardi,  *Mercati e regole*, Padova, 2005;

<sup>22</sup> Prima dell'emanazione del Decreto Letta la legge non prevedeva limiti alla durata delle concessioni e il servizio di distribuzione del gas era esercitato nel territorio comunale dal gestore individuato dall'ente locale titolare del servizio.

Con l'emanazione del Decreto Letta per la prima volta viene pertanto sancito il principio per cui l'aggiudicatario del servizio di distribuzione del gas naturale dovrà essere selezionato esclusivamente attraverso una procedura ad evidenza pubblica.

L'entrata in vigore del decreto segna pertanto un momento di cesura rispetto alla varietà dei modelli previsti dalla normativa sui servizi pubblici locali, che si potevano distinguere in circa una dozzina di tipologie giuridiche<sup>23</sup>, riconducibili a tre gruppi: a) affidamenti diretti attraverso le gestioni in economia<sup>24</sup>; b) gestioni per mano di aziende speciali o società con capitale misto pubblico e privato, generalmente sulla base di convenzioni o contratti di servizio<sup>25</sup>; c) affidamenti da parte degli enti locali della concessione a terzi<sup>26</sup>.

In parallelo con i processi di liberalizzazione a livello comunitario, sul piano nazionale il passaggio dallo Stato Imprenditore allo Stato Regolatore<sup>27</sup> (La Spina e Majone, 2000) ha decretato l'erompere delle autorità amministrative indipendenti (Predieri, 1997) e l'attribuzione a queste di poteri di regolazione, advocacy ed enforcement, con l'effetto di determinare un complesso assetto istituzionale<sup>28</sup> nei settori di pubblica utilità (Clarich, 2000 e 2004).

---

<sup>23</sup> Secondo il già citato studio Bernardini e Di Marzio (vedere Nota n.9), nel 2000, dei circa 750 operatori attivi nel servizio di distribuzione, circa 300 erano aziende speciali cui era attribuita la gestione diretta da parte dei Comuni, altre 300 società private e le restanti 150 aziende pubbliche municipalizzate o società per azioni il cui capitale era a maggioranza in mano agli enti locali. Inoltre, prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, vi erano circa 5.700 monopoli su base locale la cui rete distributiva del gas naturale era riferita ad una utenza numericamente molto eterogenea (da 200 a 1 milione di utenti).

<sup>24</sup> Nelle gestioni in economia il Comune assumeva sotto la sua responsabilità la gestione del servizio pubblico. La gestione veniva delegata ad un ufficio tecnico dal consiglio comunale, che con delibera definiva le modalità e gli obiettivi della gestione ed esercita i poteri di controllo

<sup>25</sup> Il Comune delegava la gestione del servizio ad un soggetto terzo di cui era almeno in parte proprietario. La convenzione, redatta in genere all'atto di costituzione o trasformazione in società della municipalizzata, definiva il rapporto tra l'ente locale ed il concessionario che era responsabile della gestione del servizio

<sup>26</sup> Si tratta del modello meno diffuso (Bernardini, Di Marzio, 2001). Diversamente dalle gestioni per affidamenti diretti a società partecipate dal Comune, tali gestioni si basavano su contratti di concessione che implicavano un atto di conferimento della gestione e responsabilità del servizio a terzi non partecipati dall'ente locale

<sup>27</sup> All'inizio degli anni Novanta, in seguito all'emergere delle inefficienze dell'intervento diretto dello Stato nella fornitura dei servizi pubblici, preso atto dell'esigenza di coprire il deficit strutturale dello Stato, si diede avvio in Italia, come negli altri Paesi europei, a processi di privatizzazione e liberalizzazione. In questa nuova prospettiva, compito dello Stato non è più individuato nella gestione diretta della produzione dei beni e dei servizi pubblici (Stato imprenditore) bensì nella definizione di regole, principi e linee di condotta che le imprese privatizzate e private devono seguire nello svolgimento della propria attività produttiva (Stato regolatore).

<sup>28</sup> Con specifico riferimento al settore energetico, a livello nazionale è stata istituita l'autorità di regolazione settoriale, l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), oggi preposta alla regolazione anche dei servizi idrici (AEEGSI) ed avente il compito di definire, nel rispetto degli indirizzi governativi, i livelli delle tariffe e di sicurezza e qualità del servizio. L'Autorità Garante per la Concorrenza ed il

La governance<sup>29</sup> che caratterizza il comparto energetico in generale, e nello specifico il settore della distribuzione gas, è resa complessa dalla necessità di operare un bilanciamento tra interessi meritevoli di tutela ma talvolta contrapposti: il rispetto degli obblighi di servizio pubblico relativi alla qualità, alla sicurezza e alla continuità del servizio, la definizione di tariffe competitive che rispecchino i costi operativi e di investimento sostenuti dalle imprese, il perseguimento di obiettivi di interesse collettivo e sociale, quali la sostenibilità ambientale e la sicurezza di approvvigionamento.

Di tali interessi devono tenere debitamente conto i soggetti istituzionali preposti a definire la disciplina del settore, in considerazione della specifica *mission* che le contraddistingue. Come sarà infatti evidenziato nel prosieguo della trattazione, le principali criticità e ritardi nell'avvio della riforma per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sono strettamente connesse al difficile compito di bilanciamento di interessi contrapposti, e all'inadeguato coordinamento nelle scelte operate dal Legislatore ed dal Regolatore. Non sembrano essere infatti presenti degli strumenti di raccordo che garantiscano la coerenza fra la decisione politica e quella tecnico-regolatoria.

## 1.2. Il periodo transitorio e le gare per ambiti comunali: *the long and winding road* verso la concorrenza per il mercato

Oltre ad avere introdotto il principio dell'assegnazione del servizio con procedure competitive, il Decreto Letta ha anche provveduto<sup>30</sup> a stabilire un regime transitorio relativamente alle concessioni ed affidamenti in essere all'entrata in vigore del servizio, al fine di concedere agli enti locali un congruo arco di tempo per dotarsi degli strumenti necessari ad avviare le attività propedeutiche alla

---

Mercato (AGCM) ha invece una competenza di tipo trasversale, relativa a tutti i settori, ed è dotata di specifici poteri di *adjudication* ed *enforcement* per la repressione *ex post* degli illeciti derivanti da violazione del diritto della concorrenza.

<sup>29</sup> Per un approfondimento sul tema generale della governance del settore energetico si rinvia a Bassi N., Bruti Liberati E., Donati F., Rapporto OPEF (Osservatorio sulla politica energetica Fondazione Einaudi) "La governance dell'energia", presentato il 20 novembre 2012; Ammanati L., *Governance e regolazione attraverso reti*, in L. Ammanati - P. Bilancia (a cura di), *Governance dell'economia e integrazione europea. Governance multilivello regolazione reti*, in [www.astrid-online.it](http://www.astrid-online.it), 2008

<sup>30</sup> Cfr. all'art. 15 del d.lgs. 164/2000

pubblicazione dei bandi relativi ai nuovi affidamenti (Cioffo, 2006). La previsione del periodo transitorio era pertanto finalizzata ad operare un bilanciamento di interessi: consentire, da una parte, ai Comuni di riscattare le reti anticipatamente e avviare quanto prima il processo competitivo, ed evitare, dall'altra, un'eccessiva penalizzazione delle imprese di distribuzione che risultavano affidatarie delle concessioni che sarebbe venute a scadenza in epoca successiva a quella prevista come termine per bandire le nuove gare (Pinto, 2006).

La transizione verso il nuovo sistema di concorrenza per il mercato si è tuttavia protratta per quasi quindici anni, a causa dell'assenza di regole e soluzioni relative ad aspetti cruciali per l'affidamento del servizio quali, a titolo esemplificativo, la definizione degli ambiti di gara e l'approvazione del contratto di servizio. Nelle pagine che seguono si ricapitolano brevemente i passaggi legislativi che hanno dato corpo alla trasformazione delle regole, evidenziando come lo stallo nel processo di riforma si possa imputare principalmente ai ritardi del Legislatore nel dare attuazione alle misure previste dal Decreto Letta<sup>31</sup>.

Questo originariamente disponeva infatti che il periodo transitorio – inteso come periodo residuo di vigenza dei contratti di concessione - durasse per cinque anni a partire dal 31 dicembre 2000, con la possibilità di incrementarlo di uno anno o due in presenza di determinate condizioni<sup>32</sup>, al fine di incentivare processi di aggregazione industriale che avrebbero dovuto migliorare l'efficienza della gestione.

---

<sup>31</sup> La prassi della dilazione non è peraltro estranea dalla regolazione di altri settori di pubblica utilità, come testimoniato dal ritardo nell'implementazione di importanti riforme nel settore elettrico, idrico, ambientale, dei trasporti locali e ferroviario.

<sup>32</sup> Il Decreto Letta prevede (art. 15, co.7) che il periodo transitorio (cinque anni a partire dal 31 dicembre 2000) può essere incrementato in misura non superiore a:

a) un anno nel caso in cui, almeno un anno prima dello scadere dei cinque anni, si realizzi una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;  
b) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), l'utenza servita risulti superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa operi in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;  
c) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

Il decreto prescrive inoltre che ove ricorra più di una delle condizioni precedentemente indicate i relativi incrementi possono essere sommati e che gli affidamenti e che le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso sono mantenuti per la durata in essi stabilita ove questi siano stati attribuiti mediante gara, e comunque per un periodo non superiore a dodici anni a partire dal 31 dicembre 2000.

Secondo un orientamento giurisprudenziale<sup>33</sup> che si è andato formando sul punto, i Comuni in attesa di bandire le gare non potevano procedere al riscatto prima della scadenza della concessione, in quanto contrariamente si sarebbe tradito il dettato normativo del Letta, che prevedeva che il servizio potesse essere attribuito solamente con gara ad evidenza pubblica, escludendo, pertanto, una gestione in forma diretta da parte del Comune.

La legge Marzano (L. 239/2004) ha modificato la scadenza per l'indizione delle procedure, stabilendo che questa fosse posticipata al 31 dicembre 2007, fatta salva la possibilità per l'ente locale affidante di un'ulteriore proroga annuale laddove si fossero ritenute sussistenti generali ed indefinite 'motivazioni di pubblico interesse'; ha altresì chiarito con una norma di interpretazione autentica<sup>34</sup> dell'articolo 15 co. 5 del Letta che sussisteva la possibilità per gli enti locali di riscattare anticipatamente la rete durante il periodo transitorio, purché tale facoltà fosse prevista nelle convenzioni di affidamento del servizio. Tale disposizione ha dunque disposto in senso opposto rispetto a quanto ritenuto dalla giurisprudenza amministrativa, che aveva ritenuto implicitamente abrogato l'istituto del riscatto previsto dall'articolo 24 del TU. N. 2578/1925 per evidente incompatibilità con la nuova normativa<sup>35</sup> (Pinto, 2007).

In ossequio alla nuova interpretazione del Letta offerta dalla Legge Marzano anche nelle more del periodo transitorio si è pertanto ritenuto possibile per i Comuni procedere al riscatto anticipato, purché finalizzato all'assegnazione del servizio mediante procedura ad evidenza pubblica<sup>36</sup>.

Sulla definizione del lasso di tempo qualificabile come periodo transitorio è successivamente intervenuta anche la legge 51/2006 (c.d. Milleproroghe) che ha introdotto<sup>37</sup> come nuovo termine il 31 dicembre 2008 o, in presenza di talune condizioni, il 31 dicembre 2009<sup>38</sup>.

Un altro importante tassello alla definizione del quadro normativo per l'affidamento del servizio è stato rappresentato dall'entrata in vigore del decreto

---

<sup>33</sup> Consiglio di Stato, sentenze n. 902/2002; 3453/2002; 4788/2004

<sup>34</sup> Cfr. all'art. 1 co. 69 della L. 239/2004

<sup>35</sup> Consiglio di Stato, sentenza n. 4788/2004

<sup>36</sup> Tar Lombardia, sez Brescia, sentenza n. 111/05; 142/05; 153/05; 196/05; 441/05; 489/05; 549/05

<sup>37</sup> Cfr. all'art. 23 legge 51/2006

<sup>38</sup> Nel caso in cui ricorresse una delle condizioni già previste dall'articolo 15, comma 7, del Decreto Letta (si rinvia alla Nota n. 31)

legge 159/07, che ha sancito<sup>39</sup> che le gare si dovessero svolgere a livello sovra-comunale e che avessero ad oggetto ambiti territoriali minimi riferiti a bacini ottimali di utenza, selezionati in base a criteri di efficienza, continuità e omogeneità orografica e socioeconomica.

Tale disposizione ha dato peraltro adito ad ulteriori dubbi interpretativi circa la possibilità o meno di bandire, nelle more dell'attuazione della normativa secondaria volta ad individuare i criteri di gara e i bacini ottimali, l'assegnazione del servizio per ambito comunale (Sogari e Piron, 2009).

Si è quindi aperta una fase di incertezza sul potere stesso dei Comuni di bandire le gare, laddove le concessioni fossero scadute. In tale contesto la giurisprudenza amministrativa<sup>40</sup> ha riconosciuto che il singolo Comune potesse bandire isolatamente la procedura ad evidenza pubblica anche in assenza dei criteri di gara e di valutazione dell'offerta e della previa identificazione dei bacini ottimali di utenza di cui all'art. 46 bis del DL 159/2007.

Anche l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato si è espressa in favore della soluzione della facoltatività, ritenendo che rientrasse nella potestà degli Enti Locali poter scegliere se indire la gara oppure attendere la determinazione degli ambiti territoriali ottimali<sup>41</sup>.

Alla luce degli orientamenti espressi dal giudice amministrativo e della posizione dell'AGCM, molti Comuni, le cui convenzioni stipulate con i concessionari

---

<sup>39</sup> Cfr. all'art. 46 bis del d.l.159/07

<sup>40</sup> Tar Umbria, sezione I, sentenza n. 1 del 2011 e CdS. sez. IV, sent. N. 5419 del 12 novembre 2013. In particolare il Consiglio di Stato, confermando l'orientamento interpretativo espresso dal TAR in primo grado relativamente al contenuto dell'articolo 46 bis del D.L. 159 del 2007 ha ritenuto che non sussistesse un divieto per i Comuni di indire gare a livello comunale, in quanto: i) in attesa della determinazione da parte del legislatore degli ambiti territoriali minimi, non era possibile bandire gare per ATEM; ii) laddove si ritenesse sussistente tale divieto, i Comuni dovrebbero rinnovare le concessioni scadute, bloccando i processi competitivi ed entrando in conflitto con la legge, che prevede come termine massimo del periodo transitorio il 31 dicembre 2009 e, in presenza di determinate condizioni, il 31 dicembre 2010; iii) l'art. 46bis non può considerarsi come una previsione che impone un obbligo di aderire all'ATEM, dal momento che questo prevede esclusivamente degli incentivi alla formazione di questi.

<sup>41</sup> Nel parere reso al Comune di Grottammare (AS 674 in Boll. 12/2010) l'Autorità si è espressa nel modo seguente: *“pur essendo certamente auspicabile, sotto il profilo dell'efficienza delle gestioni, l'espletamento di gare sulla base di ambiti territoriali minimi, l'interpretazione orientata a sostenere il blocco delle gare fino alla determinazione di detti ambiti si pone in contrasto con il principio comunitario di concorrenza, la cui attuazione attraverso un atto ministeriale potrebbe essere rinviato ad un futuro incerto, con il rischio di ritardare ulteriormente il completamento del processo di liberalizzazione del settore gas. Pertanto, pur in presenza di un quadro normativo estremamente incerto, l'Autorità ritiene preferibile propendere quanto meno per la soluzione della facoltatività, lasciando liberi i comuni di decidere se indire le gare o se attendere la definizione degli ambiti”*.

originavano da affidamenti diretti senza scadenza, hanno deciso di avviare le gare (comunali) prima dell'emanazione del Decreto Ambiti.

Oltre ai contenziosi aventi ad oggetto il potere dei Comuni di bandire la gara, un'altra questione che è stata motivo di controversia ha riguardato la legittimità da parte del Legislatore di prorogare per un arco di tempo piuttosto lungo il periodo transitorio, in considerazione degli obiettivi del processo di riforma, volti a garantire l'affermazione della concorrenza per il mercato.

Sul punto l'Autorità Antitrust si è espressa criticamente<sup>42</sup>, invitando il Legislatore a non introdurre un'ulteriore proroga, evidenziando, come aveva peraltro già fatto in precedenti segnalazioni<sup>43</sup>, che una fase transitoria che consenta di rinviare l'esperimento di procedure pubbliche per un periodo eccessivamente lungo concorre a determinare ritardi nell'avvio del processo di liberalizzazione del servizio, laddove invece *"il ricorso a procedure di gara per l'individuazione dei concessionari è strettamente collegato alla realizzazione dei principi a tutela della concorrenza"*<sup>44</sup>.

La questione della legittimità è stata posta all'attenzione della Corte di Giustizia, avendo costituito oggetto di pronuncia pregiudiziale<sup>45</sup>.

La Corte ha ritenuto<sup>46</sup> che la proroga delle concessioni in affidamento causata dalla dilazione del periodo transitorio da parte del Legislatore nazionale non fosse contrastante con il diritto comunitario in quanto: 1) la direttiva 2003/55 non prevede che si rimettano in discussione le concessioni di distribuzione in essere<sup>47</sup>, né sancisce un obbligo di cessazione anticipata delle concessioni assegnate in violazione dei requisiti comunitari<sup>48</sup>; 2) non risultavano violati i principi di proporzionalità e non discriminazione e altri principi o disposizioni del diritto comunitario vigenti al momento dell'affidamento.

---

<sup>42</sup> AGCM, Segnalazione AS427 dell' 8.11.2008 sul ddl di conversione del d.l. 159/2007

<sup>43</sup> Segnalazione del 23 marzo 2000, (AS197) Norme comuni per il mercato interno del gas, in Boll. n. 11/00 e, più in generale, riguardo al favor espresso rispetto al ricorso a procedure di gara, si vedano anche le segnalazioni del 20 ottobre 1998, (AS152) Misure di revisione e sostituzione di concessioni amministrative, in Boll. n. 42/98, e dell'8 novembre 2001, (AS222) Disciplina dei servizi pubblici locali, in Boll. n. 43/01

<sup>44</sup> AGCM, Segnalazione AS427 dell' 8.11.2008 sul ddl di conversione del d.l. 159/2007

<sup>45</sup> TAR Lombardia, sezione di Brescia (cfr. ordinanza n. 936/2006).

<sup>46</sup> Corte di Giustizia, sentenza C- 347/06, 17 luglio 2008

<sup>47</sup> Cfr. J 67 sentenza C- 347/06, 17 luglio 2008

<sup>48</sup> Cfr. J 34 sentenza C- 347/06, 17 luglio 2008



I giudici comunitari hanno inoltre espresso alcune considerazioni sulla rilevanza dei principi di certezza del diritto e della tutela del legittimo affidamento, principi generali dell'ordinamento comunitario che richiedono che le norme di legge siano chiare, precise e prevedibili nei loro effetti, in particolare qualora esse possano comportare conseguenze sfavorevoli in capo ai singoli e alle imprese<sup>49</sup>; la Corte ha infatti concluso che *“il rispetto di tali principi non solo consente, ma impone che la risoluzione della concessione sia corredata di un periodo transitorio che permetta alle parti del contratto di sciogliere i rispettivi rapporti contrattuali a condizioni accettabili, sia dal punto di vista delle esigenze del servizio pubblico, sia dal punto di vista economico”*<sup>50</sup>, esprimendo quindi la necessità di un contemperamento delle esigenze pubbliche con quelle della certezza del diritto a tutela degli operatori coinvolti.

Se relativamente alla distribuzione del gas i giudici comunitari si sono espressi nei termini predetti, relativamente alla proroga delle attuali concessioni idroelettriche – disposta prima con il Decreto Bersani<sup>51</sup> e poi con il Decreto sviluppo<sup>52</sup> - la Commissione Europea ha invece avviato due procedure di infrazione<sup>53</sup> nei confronti dell'Italia per presunta violazione dell'art. 49 TFUE a tutela della libertà di stabilimento e della Direttiva Servizi (o Bolkenstein)<sup>54</sup>, la quale stabilisce<sup>55</sup> che, nel caso in cui il numero di autorizzazioni per lo svolgimento di un'attività sia soggetto a limiti o a causa della scarsità delle risorse o delle capacità tecniche, è vietato il rilascio di concessioni troppo lunghe<sup>56</sup>.

A parere della Commissione il Legislatore nazionale, nell'aver prolungato (di dieci anni) la durata delle concessioni attualmente affidate (ad operatori nazionali) avrebbe di fatto violato la libertà di stabilimento delle imprese di altri Stati membri,

---

<sup>49</sup> Sentenza 7 giugno 2005, causa C-17/03, VEMW e a., Racc. pag. I-4983, f 80

<sup>50</sup> Cfr. f 67-72 sentenza C- 347/06, 17 luglio 2008

<sup>51</sup> Cfr. all'art. 12 del D.lgs. 79/1999

<sup>52</sup> Cfr. all'art. 37 del d.l. n. 83/2012, convertito, con modificazioni, il L. n. 134/2012

<sup>53</sup> Procedura di infrazione UE n. 2011/2026 (*“Normativa italiana in materia di concessioni idroelettriche”*)

<sup>54</sup> Cfr. Direttiva 2006/123/CE

<sup>55</sup> Cfr. all'art. 12 della Direttiva 2006/123/CE

<sup>56</sup> Occorre inoltre rilevare che, analogamente a quanto disposto in relazione alle proroghe del periodo transitorio delle concessioni di distribuzione del gas naturale, l'AGCM aveva effettuato diverse segnalazioni ex art. 21 della legge 287/1990 in relazione alle proroghe disposte dal Legislatore relativamente alle concessioni idroelettriche: Segnalazioni AS233 - Segnalazione sulle concessioni per lo sfruttamento di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, del 14 marzo 2002, in Bollettino n. 11/02; AS650 - Segnalazione relativa alla gestione della produzione di energia idroelettrica in Provincia di Bolzano, del 22 dicembre 2009, in Bollettino n. 51/09.

non potendo questi partecipare alle gare per l'affidamento del servizio, essendo stata, a causa del rinnovo, ritardata l'apertura della concorrenza per il mercato<sup>57</sup>. Sul punto autorevole dottrina (Glachant e Saguan e Al, 2014) ha peraltro rilevato che la decisione di voler aprire una procedura di infrazione contro l'Italia per la proroga del regime delle concessioni idroelettriche sollevi molte perplessità, non solo per l'incoerenza rispetto a precedenti pronunce, ma dal momento che, da un'analisi comparata dei diversi regimi nazionali relativi alle concessioni<sup>58</sup> emerge che il grado di apertura della concorrenza sia più elevato in Italia che in altri Paesi che non sono state sottoposte a procedure di infrazione<sup>59</sup>.

La breve digressione operata in relazione alle concessioni idroelettriche evidenzia come le istituzioni comunitarie abbiano dato una lettura diametralmente opposta a due interventi legislativi analoghi (la proroga degli affidamenti in essere) in settori entrambi soggetti a monopolio naturale ma, sulla spinta dello stesso diritto comunitario, destinati all'apertura della concorrenza del mercato.

Con l'emanazione del D.lgs. n. 93/2011, in recepimento del Terzo Pacchetto energia, è stata comunque definitivamente decretata la fine dei contenziosi aventi ad oggetto il diritto di bandire la gara nel corso del periodo transitorio.

Il decreto ha infatti stabilito<sup>60</sup> che, a partire dalla data dell'entrata in vigore dello stesso (29 giugno 2011), le gare dovessero essere effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'art. 46 bis<sup>61</sup> del DL 159/2007 e che non potessero essere più bandite per ambiti comunali.

---

<sup>57</sup> Per una ricostruzione dell'evoluzione normativa italiana sulla durata delle concessioni ed in generale sui profili giuridici delle concessioni idroelettriche si rinvia a F. Donati, *I Profili giuridici delle concessioni idroelettriche: dalla normativa italiana alla legislazione comunitaria* in Gazzetta Ambiente, n. 5/2014, 58 e ss.

<sup>58</sup> Un'analisi svolta dalla Florence School of Regulation sui regimi delle concessioni idroelettriche in 10 Paesi europei evidenzia infatti come gli Stati oggetto dell'indagine (Austria, Francia, Germania, Gran Bretagna, Italia, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia, Svizzera) si collochino a differenti stati legislativi relativamente all'attribuzione ed al rinnovo di concessioni idroelettriche: in alcuni, quali l'Austria, viene utilizzato il sistema delle autorizzazioni, in altri (quali la Svezia) le concessioni sono assegnate per una durata limitata senza gara, in altri (tra cui Spagna, Portogallo ed Italia) è previsto lo svolgimento di gare per l'affidamento del servizio.

<sup>59</sup> In particolare lo studio citato evidenzia che, nonostante le proroghe, la nuova disciplina prevista dal Legislatore italiano prevede infatti tempistiche comunque più ristrette per l'avvio delle gare rispetto ad altri Paesi in cui le concessioni sono assegnate senza gara (es. Svezia e Germania).

<sup>60</sup> Cfr. all'art. 24 comma 4 del d.lgs. n. 93/2011

<sup>61</sup> Tale previsione ha peraltro superato peraltro il vaglio di legittimità costituzionale (Corte Costituzionale, decisione 7 Giugno 2013)

Un acceleramento al processo di attuazione della normativa secondaria è avvenuto inoltre con l'entrata in vigore della legge 99/09 che ha dato mandato<sup>62</sup> al Ministero dello sviluppo economico (MiSE), di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, sentita la Conferenza Unificata e l'AEEGSI, di definire entro il 31 dicembre 2012 i nuovi bacini di gara.

Il 2011 ha quindi costituito l'anno dell'adozione del decreto ministeriale del 19 gennaio 2011<sup>63</sup> con cui sono stati individuati i 177 ambiti territoriali minimi (c.d. ATEM) per i quali dovrà essere assegnato il servizio ad un unico gestore, nonché del decreto 18 ottobre 2011<sup>64</sup>, che ha individuato i Comuni facenti parte degli ATEM. A completamento del quadro normativo secondario nel 2011 sono stati altresì emanati il DM 226/2011<sup>65</sup>, noto anche come Regolamento Criteri, che identifica, tra gli altri, i criteri di aggiudicazione, i requisiti di partecipazione, le modalità di nomina della stazione appaltante, gli obblighi del gestore uscente e le modalità di selezione delle offerte, ed il decreto 21 aprile 2011<sup>66</sup>, recante disposizioni per governare gli effetti occupazionali connessi ai nuovi affidamenti.

### **1.3. L'individuazione degli ambiti ottimali (ATEM): il giusto *trade off* tra efficienza, concorrenza e riduzione dei costi transattivi?**

Il decreto del 19 gennaio 2011 nell' identificare gli ambiti territoriali minimi (ATEM) ha definito la dimensione geografica della concessione per la gestione del servizio di distribuzione. Ciascun ATEM è infatti costituito da un insieme di Comuni

---

<sup>62</sup> Combinato disposto di cui agli articoli 46 bis comma 2 della L. 222/2007 e art. 30 comma 6 della L.99/09

<sup>63</sup> Decreto ministeriale 19 gennaio 2011, Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale pubblicato in *GU n. 74, 31 marzo 2011*

<sup>64</sup> Decreto ministeriale 18 ottobre 2011, Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale, pubblicato in *GU n. 252 del 28-10-2011 - Suppl. Ordinario n.225, come modificato dal Comunicato pubblicato in GU n. 303 del 30 dicembre 2011 e dal Comunicato pubblicato in GU n. 282 del 3 dicembre 2012*

<sup>65</sup> Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 (*GU n. 22 del 27-1-2012 - Suppl. Ordinario n.20*)

<sup>66</sup> Decreto ministeriale 21 aprile 2011, Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas *pubblicato in GU n. 102, 4 maggio 2011*

serviti da impianti di distribuzione che dovranno essere gestiti da un unico concessionario, assegnatario del servizio ed identificato a seguito della gara.

La questione del dimensionamento dell'ambito della concessione assume una valenza strategica determinante sugli esiti ed in generale sul grado di competizione potenziale nel nuovo mercato della distribuzione del gas: l'identificazione di un determinato numero di ATEM necessariamente determinerà la fuoriuscita dal mercato di alcuni operatori attualmente impegnati nel settore, dal momento che per ogni ambito si avrà un'unica gestione con un solo soggetto che potrà erogare il servizio in esclusiva. Il numero e la dimensione dei bacini ha dunque rilevanti implicazioni sotto il profilo concorrenziale, in relazione alla struttura interessata dal bando di gara, in termini di numerosità e caratteristiche degli operatori (Denozza, 2006).

Essendo ad oggi attivi 224 distributori<sup>67</sup>, laddove si assumesse l'ipotesi (estrema ed invero irrealistica) che ogni distributore si aggiudichi un ambito e che non vi siano aggregazioni di ambiti e nuovi soggetti entranti, si avrebbe l'uscita dal mercato di 47 distributori<sup>68</sup>. Come sarà più dettagliatamente evidenziato nel corso della trattazione<sup>69</sup> è tuttavia ragionevole ritenere che uno dei principali effetti dello svolgimento delle gare sarà rappresentato proprio dalla riduzione (consistente) del numero dei distributori.

Numerose sono infatti le barriere di accesso al (nuovo) mercato della distribuzione del gas naturale. Dal punto di vista finanziario, quelle più rilevanti sono connesse all'obbligo del pagamento del valore industriale residuo sui cespiti non ammortizzati da corrispondere al gestore uscente (c.d. VIR<sup>70</sup>) che è in linea di

---

<sup>67</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014.

<sup>68</sup> Come sarà approfondito nel quarto capitolo, cui si rinvia, la situazione competitiva di partenza (dimensioni operatori, barriere finanziarie, presenza pregressa sul territorio e vantaggio dell'incumbent, etc..) porta a ritenere che la riduzione sarà ragionevolmente molto più consistente. Tale opinione è stata espressa anche da alcuni studi di settore (Bianchini R., Massari M., *La situazione attuale e la componente finanziaria negli scenari futuri*, REF-E, Banca Intesa San Paolo, 2012) che hanno effettuato delle valutazioni prognostiche sul futuro scenario ex post, a seguito dell'espletamento della prima tornata di gara, ritenendo che il numero totale dei distributori dovrebbe raggiungere un valore compreso tra 50 e 70 a seconda delle differenti scenari e variabili considerati

<sup>69</sup> Si rinvia in particolare al Capitolo IV

<sup>70</sup> La questione relativa alla valorizzazione del valore residuo dell'impianto, essendo particolarmente complessa è qui solo accennata, rinviandosi al Capitolo II per una trattazione sistematica dell'argomento.

massima tanto maggiore in funzione del numero dei PDR (punti di riconsegna) serviti nell'ambito messo a gara.

Ne deriva pertanto che: a) definendo ambiti più piccoli si favorirebbe la partecipazione di un numero più elevato di operatori; b) dal dimensionamento degli ATEM dipenda la sopravvivenza di un numero più o meno elevato di imprese attive a livello comunale nella gestione del servizio di distribuzione.

Il problema della individuazione dell'*optimal size* per la definizione dei nuovi bacini di gara<sup>71</sup> è pertanto certamente un tema di primario rilievo ai fini della valutazione dei modelli istituzionali predisposti dal Legislatore-Regolatore rispetto agli obiettivi pro concorrenziali e di riorganizzazione industriale del comparto.

Non stupisce, pertanto, che la questione sia stata oggetto di contestazione nell'ambito dei processi di consultazione con gli operatori e relative associazioni<sup>72</sup> e di specifici ricorsi alla giustizia amministrativa con i quali è stato contestato il mancato rispetto dei criteri previsti dalla normativa primaria per l'identificazione dei bacini. La questione ruota intorno alla definizione del concetto, di non facile ed univoca determinazione, di efficienza<sup>73</sup>.

---

<sup>71</sup> Il tema dell'identificazione dei bacini ottimali non interessa peraltro solo il settore della distribuzione gas ma anche altri servizi quale quello idrico (ATO) e ambientale

<sup>72</sup> L'Autorità nel 2008 aveva individuato 44 ambiti ottimali a seguito di uno studio sulla dimensione ottimale dell'impresa presentato nella consultazione n. 15/08, a valle della quale erano seguite forti critiche da parte di Assogas (Associazione rappresentativa di distributori privati di piccole dimensioni) e dell'ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani) che avevano proposto che i bacini di gara fossero individuati in modo da servire un massimo di 100.000-150.000 utenze, corrispondenti a circa 500 ambiti che avrebbero portato ad una riduzione comunque significativa (pari a circa il 90%) delle precedenti gestioni. In particolare, sulla proposta AEEGSI di accorpamento in bacini così ampi, l'associazione di categoria ha sottolineato il rischio di una forte concentrazione dei mercati a danno della concorrenza, mentre l'associazione dei Comuni il rischio di un difficile mantenimento del ruolo di verifica e controllo della gestione del servizio da parte degli Enti locali. In particolare Assogas ha evidenziato che la creazione di ambiti di ragguardevoli dimensioni (250.000-300.000 punti di riconsegna) risulterebbe non supportata da un'esatta valutazione dell'efficienza, poiché il dato identificato come parametro di efficienza nell'analisi svolta dall'AEEGSI è rapportato alle dimensioni dell'azienda e non all'efficienza locale. Secondo l'Associazione il criterio dell'efficienza non dovrebbe essere condotto rispetto alla dimensione aziendale ma a quella di ambito territoriale; in particolare Assogas concludeva che il corretto bacino d'utenza dovesse essere stimato in 15.000-20.000 unità. L'utilizzo di tale criterio avrebbe portato all'individuazione di circa 500 bacini di gara, garantendo un forte ridimensionamento del numero di gare ma anche un adeguato livello di concorrenza. Medesime considerazioni sono espresse da parte della dottrina (Testa, 2013), laddove si sottolinea che i costi della distribuzione locale del gas naturale sono assai variabili e *site specific*, per cui la differenza osservata tra i gestori può rispondere a variabili diverse dalla dimensione di impresa (ad esempio l'orografia o la minore densità abitativa possono avere un impatto determinante sulla struttura dei costi).

<sup>73</sup> Un'analisi del perseguimento degli obiettivi di efficienza allocativa delle misure di regolazione con riferimento al settore energetico è condotta da A. Biancardi e F. Fontini, *Liberi di scegliere? Mercati e regole nei settori dell'energia*, Bologna - Roma, 2005, 12 ss.

Parte della dottrina ha evidenziato (Caravita di Toritto, 2014)<sup>74</sup> come la legislazione italiana nell'affrontare la questione dell'individuazione degli ambiti nella gestione dei pubblici servizi abbia subito un'oscillazione tra due opposte tendenze: da una parte abbia seguito una logica orientata a far coincidere l'ambito con la dimensione provinciale; dall'altra abbia propeso per l'individuazione di ambiti diversi per ciascun servizio sulla base di analisi specifiche, volte a verificare la presenza o meno di economie di scala.<sup>75</sup> Nel caso della distribuzione gas è prevalso questo secondo approccio, con l'effetto di disegnare un Paese a macchia di leopardo: dei 177 ATEM definiti con il regolamento emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico solo 54 infatti coincidono con il territorio provinciale.

Relativamente ai criteri adottati per la definizione dell'area di gestione del servizio, questi si basano su uno studio sulle economie di scala eseguito dall'AEEGSI su dati di *unbundling* contabile forniti annualmente dagli operatori. Come illustrato nel documento di consultazione dell'Autorità<sup>76</sup>, l'analisi è stata in particolare condotta sui dati ottenibili dai conti annuali separati relativi all'anno 2006 redatti dalle imprese di distribuzione sulla base della regolazione vigente (AEEG, del. 311/01) considerando esclusivamente le poste economiche relative all'attività di distribuzione<sup>77</sup>.

L'Autorità, dopo aver fatto brevi cenni all'esperienza internazionale, evidenzia che in numerosi Paesi europei (Gran Bretagna, Austria, Belgio, Francia, Germania, Spagna, Olanda) si registri una generale tendenza verso l'aggregazione delle imprese di dimensioni minori (meno di 100.000 clienti) e che, fatta eccezione della Germania, il numero dei distributori risulti in tali Paesi di molto inferiore a quello nazionale<sup>78</sup> (al tempo 320 distributori)<sup>79</sup>.

---

<sup>74</sup> B. Caravita di Toritto, la definizione degli ambiti territoriali ottimali, in *Annuario di diritto dell'energia 2014, quali regole per il mercato del gas?* A cura di G. Napolitano e A. Zoppini, il Mulino, 2014

<sup>75</sup> B. Caravita di Toritto, la definizione degli ambiti territoriali ottimali, in *Annuario di diritto dell'energia 2014, quali regole per il mercato del gas?* A cura di G. Napolitano e A. Zoppini, il Mulino, 2014

<sup>76</sup> AEEG, Documento di consultazione *Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d'utenza* (DCO 15/08)

<sup>77</sup> Non anche le operazioni di misura; ai sensi della deliberazione 311/01 sono invece comprese nell'attività di distribuzione le operazioni di trasporto del gas naturale

<sup>78</sup> La situazione nazionale nel 2008 presentava in particolare le seguenti caratteristiche: circa 6.400 Comuni serviti, 2080 ambiti tariffari, 321 imprese di distribuzione del gas naturale, circa 20 milioni di punti di riconsegna serviti, circa 45 miliardi di metri cubi di gas distribuito

<sup>79</sup> In particolare l'Autorità sintetizza la situazione presente in alcuni Paesi Europei (Austria, Belgio, Francia, Germania, Spagna, Olanda, Gran Bretagna) con riferimento al numero di distributori

L'AEEGSI opera quindi un *excursus* sui risultati emersi dagli studi econometrici nazionali ed internazionali disponibili relativi alla struttura dei costi del settore della distribuzione del gas naturale<sup>80</sup>. La letteratura empirica citata non fornisce, tuttavia, risultanze univoche sullo sfruttamento delle economie di scala<sup>81</sup>.

In linea generale si evidenzia che la tecnologia dell'attività di distribuzione si caratterizza non solo in relazione all'effetto scala, relativo a variazioni proporzionali dei volumi di prodotto, del numero di clienti, della rete, ma anche con riferimento alle economie di densità, che indicano le variazioni proporzionali del numero di clienti e di volumi di prodotto a parità di dimensione della rete e quelle di prossimità legate alla continuità territoriale delle località servite.

In particolare l'Autorità perviene alla conclusione che alla luce delle letteratura disponibile sia possibile rilevare una convergenza sulla presenza di economie di densità. La presenza di economie di scala risulta significative solo per le imprese di dimensioni, mentre è debole per le imprese di dimensioni maggiori<sup>82</sup>. Secondo parte della dottrina (Testa, 2013) questo sarebbe il punto debole del ragionamento che porta poi il Regolatore a definire la dimensione degli ambiti: se infatti venisse provato che esistono sensibili economie di scala l'impulso alla concentrazione sarebbe giustificabile dall'esigenza di garantire una maggiore efficienza e una riduzione dei costi.

Dall'analisi di produttività condotta da AEEGSI si stima che l'effetto di economie di scala per il segmento della distribuzione su scala nazionale sia significativo almeno fino ad un numero di punti di riconsegna pari a 250.000/300.000<sup>83</sup>, qualora si considerino sia i costi di gestione tecnica delle reti sia

---

distinguendo tra imprese che servono oltre i 100.000 clienti e imprese con meno di 100.000 clienti. Occorre rilevare che i dati a cui si riferisce l'AEEGSI nella sua analisi hanno come fonte ERGEG ed EUROSTAT e si riferiscono al 2005. Da questi emerge che, fatta eccezione della Germania, in cui il numero totale di distributori è molto alto (719) e sono prevalentemente aziende che servono meno di 100.000 clienti (694), gli altri Paesi evidenziano un numero di distributori ridotto (19 per l'Austria, 18 il Belgio, 23 la Francia, 22 la Spagna, 11 l'Olanda, 4 la Gran Bretagna).

<sup>80</sup> Studi considerati: Erbetta-Rappuoli (2003), Hallas e altri (2003), Carrington, Coelli, Groom (2002), Farsi, Filippini, Kuenzle (2007). Tra i contributi relativi al caso italiano: Fraquelli-Giandrone (1997), Beccarello (1998), Fabbri et al. (2000), Franquelli, Piacenza e Vannoni (2002), Erbetta e Fraquelli (2002)

<sup>81</sup> L'Autorità conclude che, dall'analisi degli studi disponibili, in particolare dal lavoro svolto sulle imprese di distribuzione australiane da Carrington, Groom e Coelli è la presenza di economie di scala molto significative per le imprese medio-piccole, deboli per le imprese di dimensioni maggiori.

<sup>82</sup> Punti 4.16 e 7.2 del DCO 15/08

<sup>83</sup> L'analisi dell'AEEGSI sui dati relativi all'anno 2006 porta ad identificare, in linea di massima, una soglia minima di 250.000-300.000 punti di riconsegna serviti. L'Autorità perviene quindi alla conclusione che,

i costi delle funzioni centrali e dei servizi comuni, mentre il numero di punti di riconsegna (PDR) si riduce a 100.000 qualora si esaminino unicamente il primo parametro tecnico<sup>84</sup>.

Alla luce dell'analisi svolta dall'Autorità di regolazione e tenendo in considerazione le specificità orografiche, socioeconomiche ed impiantistiche secondo criteri di contiguità ed omogeneità, il Ministero dello Sviluppo Economico ha quindi inizialmente proceduto ad identificare 127 ambiti considerando i seguenti *driver*: 1) il riferimento alla dimensione provinciale; 2) la suddivisione in più ambiti in caso di Provincia con più di 300.000 PdR, ad eccezione delle grandi città che costituiscono un ambito singolo, insieme ai Comuni interconnessi quando il numero dei clienti addizionali è esiguo; 3) la suddivisione ulteriore in due ambiti se ciascuno di essi ha almeno 100.000 clienti ed uno è costituito per il 90% dai Comuni montani; 4) l'inclusione delle aree in fase di metanizzazione, per le quali è prevista la verifica di non superamento di 300.000 clienti potenziali<sup>85</sup>.

A valle del confronto con gli Enti locali in sede di Conferenza Unificata, al fine di semplificare ed accelerare le operazioni di aggregazione nella prima fase delle gare, si è ritenuto opportuno introdurre un ulteriore criterio: 5) la suddivisione dell'ambito originale qualora il numero dei Comuni sia maggiore di 50, purché i Comuni interconnessi appartengano allo stesso ambito ed i nuovi ambiti abbiano almeno 50.000 clienti effettivi. Dalla suddivisione dei 40 ambiti che non soddisfacevano il nuovo criterio addizionale il Ministero è pervenuto alla definizione del numero di 177 ATEM.

Tale numero finale, se confrontato con quello delle concessioni al tempo vigenti (5757<sup>86</sup>) definisce l'entità della riduzione del numero delle gare, cui è corrisposto l'aumento dimensionale dei bacini di gara.

---

*“anche tenuto conto dell'attuale frammentazione del settore, della distribuzione del gas, che consta ancora oltre 320 operatori, può costituire un passo significativo in un percorso di razionalizzazione del sistema”* (Punto 7.3 del DCO 15/08).

<sup>84</sup> La metodologia adottata tiene conto anche dei diversi livelli di metanizzazione nelle diverse aree geografiche, dimensionando in questi casi gli ambiti in base al numero di clienti potenziali.

<sup>85</sup> Decreto 19 gennaio 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la coesione territoriale “Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale” in G.U n. 74 del 31/03/2011.

<sup>86</sup> Bernardini O. e Di Marzio T., *La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia: analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione*, in “Quaderni dell'energia elettrica e del gas”, Roma, 2011, disponibile sul sito dell'AEEGSI



Parte della dottrina (Dorigoni, 2007, Gullì 2009; Testa, 2013) ed alcuni studi di settore (Bocconi, Assogas, 2011) hanno evidenziato come l'attuale dimensionamento potrebbe costituire una barriera all'ingresso per gli operatori di piccole e medie dimensioni che potrebbero non avere gli strumenti (soprattutto di tipo finanziario) per poter accedere alla competizione per il mercato, con la conseguenza di aumentare il rischio di una gara meno vantaggiosa per il concessionario e maggiormente esposta a rischi di collusione a causa del numero limitato di competitor (Bullow e Klemperer, 1996).

Un primo interrogativo che sorge rispetto alle scelte operate dall'Autorità e dal Ministero riguarda quale sia il reale obiettivo da perseguire: la razionalizzazione del settore è finalizzata alla concentrazione industriale o a favorire la concorrenza? Se è infatti l'efficienza dei costi di gestione del servizio l'obiettivo da perseguire, al Regolatore/Legislatore, raggiunto il valore soglia in cui sono rilevanti le economie di scala (identificato a 250.000/300.000 punti di riconsegna serviti), non dovrebbe interessare quale sia il numero dei distributori operanti nel segmento della distribuzione, dal momento che in tali circostanze non è la dimensione dell'azienda l'elemento su cui si valuta l'efficienza della gestione<sup>87</sup>.

Se la concorrenza si considera lo strumento volto ad ampliare il numero dei potenziali partecipanti alla gara ed abbattere le barriere economiche e legali di accesso al mercato, la determinazione del numero di operatori dovrebbe consistere infatti in un effetto della selezione competitiva *ex post* della gara e non, piuttosto, lo strumento *ex ante* per realizzare con determinate scelte istituzionali un certo assetto di concertazione industriale<sup>88</sup>.

Sul tema della determinazione dei nuovi bacini di affidamento del servizio, anche l'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato<sup>89</sup> nell'esercizio del suo

---

<sup>87</sup> Come già evidenziato (Nota n. 91) l'AEEGSI nella consultazione ha invece affermato che la frammentazione delle gestioni, dovuta all'elevato numero di distributori attivi a livello nazionale, specie se confrontato con il dato relativo agli altri Paesi Europei considerati, rappresenta un aspetto determinante nel compiere un passo significativo in un percorso di razionalizzazione del sistema

<sup>88</sup> Analoghe considerazioni sulla scala del servizio e le barriere all'ingresso sono espresse relativamente al trasporto del settore ferroviario regionale, in procinto di affrontare analogamente a quello della distribuzione gas una stagione di gare per l'affermazione della concorrenza per il mercato in Benedettini S., Stagnaro C., Il Trasporto ferroviario regionale in Italia: tracce di concorrenza? In Mercato, Concorrenza e Regole, n. 2, agosto 2014, pagg. 327-352

<sup>89</sup> AGCM, Segnalazione AS427 J12

potere di *advocacy*<sup>90</sup>, ha espresso un orientamento critico, invitando il Legislatore a riconsiderare la stessa desiderabilità della definizione autoritativa degli ambiti, sottolineando in particolare che “ciò (la determinazione del numero e della dimensione degli ambiti) *equivale a una configurazione, per via amministrativa, del mercato dal lato della domanda*”<sup>91</sup>.

L’Autorità sottolinea inoltre che definire ambiti territoriali minimi in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi per via esogena implichi l’oneroso compito di acquisire informazioni e dati e informazioni in condizioni di asimmetria informativa del Regolatore rispetto a realtà tecnico-economiche locali. Tali asimmetrie potrebbero favorire la definizione di ambiti che non riproducono strettamente le esigenze tecniche e di riduzione dei costi riscontrabili sul mercato, potendo eventualmente rispondere ad esigenze di mera semplificazione amministrativa che, in realtà, non esauriscono gli obiettivi di efficienza sottesi alla riforma.

Analogamente si è espressa parte della letteratura (Testa, 2013), evidenziando che la definizione di ambiti troppo ampi non produce sensibili miglioramenti in termini di sfruttamento delle economie di scala e rischia di vanificare l’obiettivo della riforma come strumento di ottimizzazione pro concorrenziale, decretando la fuoriuscita di imprese di piccole dimensioni ma comunque efficienti a vantaggio dei grandi player.

In alcune pronunce anche il giudice amministrativo<sup>92</sup> si è espresso criticamente nella determinazione amministrata degli ambiti ottimali, rilevando come la creazione di bacini ottimali non dovrebbe essere considerata come necessaria ed obbligatoria, ma subordinata ad un’attenta analisi costi benefici, e

---

<sup>90</sup> Per un’overview sull’attività di segnalazione da parte dell’AGCM ex. art. 21 della L. 187/1990 si rinvia a P.L. Parcu, Stato e concorrenza. L’attività di segnalazione dell’autorità antitrust: contenuti, efficacia e prospettive, in temi e problemi, a cura di AGCM, Roma, 1996

<sup>91</sup> L’Autorità ritiene che definire ambiti territoriali minimi “in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi” per via esogena e autoritativa implica l’oneroso compito di acquisire informazioni e dati su tali aspetti in condizioni di asimmetria informativa del regolatore rispetto a realtà tecnico-economiche locali. Inoltre, tali asimmetrie potrebbero favorire la definizione di ambiti che non riproducono strettamente le esigenze tecniche e di riduzione dei costi riscontrabili sul mercato, ma finiscono per rispondere, ad esempio, a esigenze di mera semplificazione amministrativa che, in realtà, non esauriscono gli obiettivi di efficienza sottesi alla riforma.

<sup>92</sup> TAR Lombardia, Sez. Brescia, sent. 566/08, punto 20; TAR Lombardia, Sez. Brescia, ord. N. 410 del 23 maggio 2008

che la gara dovrebbe essere indette per ambito sovra comunale solo laddove sia data dimostrazione che la gestione ad un livello dimensionale maggiore non determini una perdita di efficienza nel servizio, un aumento dei costi per gli utenti o una diminuzione dei canoni per i Comuni<sup>93</sup>.

Altra è la questione (che deve porsi) se la soluzione regolatoria della gestione del servizio per ATEM determini o meno un vantaggio in termini di innalzamento dei livelli di qualità, riduzione delle tariffe e riduzione dei costi di transizione. Sul punto è stato osservato (Giacomelli, 2008) che la proposta dell'Autorità non sia fondata esclusivamente su criteri di efficienza tecnica, quanto anche su criteri volti alla riduzione dei costi della regolazione<sup>94</sup>, delle tariffe di distribuzione<sup>95</sup> e all'aumento di titoli di efficienza energetica<sup>96</sup>.

Non sarebbe peraltro il primo caso in cui un parametro controverso quale quello dell'efficienza allocativa verrebbe sacrificato in virtù del perseguimento di un generale *consumer welfare*, ed anzi l'approccio economico al diritto è solito rivendicare l'analisi degli effetti come terreno su cui valutare la liceità delle condotte tenute sul mercato attraverso un'analisi del contesto fattuale (Pardolesi, 2007: 125).

Da questa angolazione prospettica, se pertanto il nuovo modello istituzionale ed il diverso dimensionamento del mercato contendibile determinano una razionalizzazione dei costi delle gare, potrebbe considerarsi anche giustificabile la scelta regolatoria attuata dai soggetti istituzionali preposti alla disciplina del settore con l'identificazione di ambiti sovra dimensionati.

Data l'importanza della valutazione dei costi transattivi quale elemento di valutazione dell'opportunità del modello istituzionale<sup>97</sup>, la scelta dell'Autorità di

---

<sup>93</sup> Rispetto a quest'ultimo punto, si rileva che la riduzione del canone non è contrastante ma anzi favorevole ad un ridimensionamento dei costi della gara a vantaggio dell'utenza finale. La motivazione della citata giurisprudenza appare, pertanto, rispetto a tale aspetto, illogica.

<sup>94</sup> Gli operatori più piccoli sono esentati da alcuni oneri regolamentari (ad esempio, relativamente agli obblighi di separazione contabile questi non si applicano agli operatori che servono meno di 5.000 utenti finali

<sup>95</sup> L'attuale regolazione tariffaria riconosce maggiori ricavi ai distributori con meno di 300.000 clienti a compensazione dei maggiori costi operativi sostenuti.

<sup>96</sup> L'obbligo di produzione dei TEE è applicato ai soli distributori con un numero di clienti superiore ai 50.000.

<sup>97</sup> La bibliografia sull'importanza dell'analisi dei costi transattivi nella determinazione delle scelte istituzionali è molto ampia. Senza pretesa di completezza si rinvia pertanto a: Commons, J.R (1931). "Institutional Economics". *American Economic Review* 21: 648–657. Retrieved February

regolazione di optare per un numero di ambiti più ampio di quello che si sarebbe potuto considerare ottimale solamente alla luce dell'analisi delle funzioni di costo e dei rendimenti decrescenti, se può essere discutibile sotto la lente dell'efficienza, potrebbe tuttavia ritenersi giustificabile dal punto di vista della riduzione del contenzioso tra enti locali e gestori nell'indizione ed assegnazione delle future gare: non può infatti trascurarsi la circostanza che il passaggio da un numero di oltre 5757 gare per ambito comunale ad un massimo di 177 procedure per ATEM (senza contare i possibili accorpamenti) riduce la mole dei (potenziali) contenziosi, nonché i costi amministrativi e gestionali sostenuti dalle stazioni appaltanti per il reperimento delle informazioni e la stesura dei bandi. Come rilevato peraltro anche dall'AGCM nella citata segnalazione, è evidente che *“la frammentazione delle concessioni e l'attuale assenza di un quadro uniforme contenente i requisiti di partecipazione e i criteri di aggiudicazione determinano in capo agli enti locali, che rappresentano la domanda dei servizi di distribuzione, ingenti oneri per dover bandire oltre 5000 gare, quasi tutte con scadenze vicine tra loro. Dal lato dell'offerta, l'attuale frammentazione determina costi anche in capo alle imprese interessate a partecipare alle gare. Gli operatori, a causa proprio di tale frammentazione, della contestualità delle gare bandite e della possibile individuazione di requisiti di partecipazione diversi, potrebbero non riuscire a monitorare la situazione su scala nazionale e cogliere tutte o quantomeno le migliori opportunità di gara”*<sup>98</sup>.

Le gara che si sono svolte hanno inoltre evidenziato come i Comuni non abbiano spesso le competenze adeguate per gestire la transizione dal monopolio alla concorrenza per il mercato, con particolare riferimento alla predisposizione

---

8, 2013; Coase, Ronald H. (1937), The Nature of the Firm. *Economica*, 4: 386; Coase, Ronald (1960). "The Problem of Social Cost". *Journal of Law and Economics* 3: 1-44; Williamson, Oliver E. (1981). "The Economics of Organization: The Transaction Cost Approach," *The American Journal of Sociology*, 87(3), pp. 548-577; Williamson O.E. (1987). *Le istituzioni economiche del capitalismo. Imprese, mercati, rapporti contrattuali*, Franco Angeli, Milano. Williamson O.E. (1985). *L'economia dell'organizzazione: il modello dei costi di transazione*, in Nacamulli R., Rugiadini A., *Organizzazione & Mercato*, Il Mulino, Bologna, pp. 161-186; Cheung, Steven N. S. (1987). "Economic organization and transaction costs". *The New Palgrave: A Dictionary of Economics* v. 2., pp. 55-58; Milgrom, P., and J. Roberts, "Bargaining Costs, Influence Costs, and the Organization of Economic Activity," in J.E. Alt and K.A. Shepsle (eds.), *Perspectives on Positive Political Economy*, Cambridge: University of Cambridge, 1990, 57-89; Milgrom, P.; Roberts, J. (1992). *Economics, Organization and Management*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall

<sup>98</sup> AGCM, Segnalazione AS427 J 103

della documentazione (Pinto, 2007; Utilitatis, 2009) a causa di un deficit organizzativo e di risorse (Ammannati e al, 2010).

Da questo punto di vista, la soluzione della definizione di 177 ambiti sembra costituire un difficile compromesso tra l'esigenza di garantire una competizione sufficiente e limitare i costi di transizione nel passaggio dall'assetto monopolistico a quello di concorrenza per il mercato.

La posizione dell'AGCM appare tuttavia piuttosto critica rispetto all'architettura definita per lo svolgimento delle gare e, in particolare, circa l'opportunità di definizione esogena degli ATEM suggerendo, seppur velatamente, che al fine di superare le criticità legate alla frammentazione sarebbe sufficiente la previsione di un bando tipo a livello nazionale contenente requisiti di partecipazione e una disciplina generale della gara, come previsto dal decreto Letta. L'Autorità conclude infatti che *“il Legislatore, nel valutare la desiderabilità di configurare autoritativamente il mercato, dovrebbe soppesare i costi dell'attuale frammentazione delle concessioni messe a gara e quelli connessi alla regolazione del processo di riaccorpamento”*<sup>99</sup>; tale orientamento, nel subordinare il giudizio di opportunità sul modello ATEM al superamento di un'analisi costi-benefici, non si discosta dalle considerazioni espresse anche da parte della giurisprudenza amministrativa<sup>100</sup>.

#### **1.4. Il Regolamento Criteri: una disciplina uniforme per ridurre le asimmetrie informative e i costi di transizione?**

In data 11 febbraio 2012 è stato emanato il DM 226/2011 (il c.d. Regolamento Criteri), che definisce una disciplina dettagliata per lo svolgimento delle gare relative all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambiti ottimali (ATEM).

La previsione di criteri uniformi di valutazione delle offerte per la selezione dell'aggiudicatario del servizio a livello nazionale rappresenta certamente un

---

<sup>99</sup> AGCM, Segnalazione AS427 J 12

<sup>100</sup> TAR Lombardia, Sez. Brescia, sent. 566/08, punto 20; TAR Lombardia, Sez. Brescia, ord. N. 410 del 23 maggio 2008

elemento innovativo di importanza fondamentale sotto l'aspetto della certezza delle regole e non discriminazione, e dovrebbe garantire una maggiore trasparenza riducendo le asimmetrie informative tra soggetti già presenti nel mercato e nuovi entranti, con conseguente beneficio per gli utenti finali.

Il Regolamento in particolare introduce quali criteri di valutazione dell'offerta anche elementi relativi ai livelli di qualità e sicurezza con l'intento di superare le criticità emerse dall'analisi dei documenti contrattuali e dei bandi nelle gare svoltesi per ambiti comunali nel corso del periodo transitorio, che avevano evidenziato (Utilitatis, 2009 e 2011) una preponderanza dell'offerta economica, in particolare del canone da riconoscere agli enti locali, a detrimento degli aspetti qualitativi del servizio e dell'offerta di investimenti.

La disciplina contenuta nel DM 226/2011 definisce regole bilanciate tra la necessità di aumentare il benessere degli utenti/consumatori (condizioni economiche, sicurezza e qualità) e quella di garantire un'adeguata remunerazione agli enti locali in virtù dei costi connessi allo svolgimento della gara<sup>101</sup>.

Se pertanto, come è stato sottolineato anche dalla giurisprudenza amministrativa<sup>102</sup>, il precedente sistema era ispirato alla logica del massimo beneficio economico per i Comuni, la nuova disciplina valorizza interessi pubblici

---

<sup>101</sup> In particolare il Regolamento all'articolo 8 definisce gli oneri che i gestori devono corrispondere agli Enti locali concedenti nonché ai proprietari di impianti:

- 1) Il corrispettivo una tantum da corrispondere alla stazione appaltante per la copertura degli oneri di gara, ivi inclusi gli oneri di funzionamento della commissione di gara.
- 2) un corrispettivo pari all'1% della somma della remunerazione del capitale di località relativi ai servizi di distribuzione e misura e della relativa quota di ammortamento annuale, a titolo di rimborso forfettario per gli oneri sostenuti dalla stazione e dagli enti locali per lo svolgimento dell'attività di controllo e vigilanza sul servizio;
- 3) il gestore corrisponde annualmente agli enti locali e alle società patrimoniali delle reti che risultino proprietarie di una parte degli impianti dell'ambito la remunerazione del relativo capitale investito netto che l'Autorità (AEEGSI) riconosce ai fini tariffari
- 4) il gestore corrisponde annualmente agli enti locali una quota parte della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura relativa al proprio territorio comunale, sia in caso in cui la rete sia di proprietà delle ente locale sia nel caso in cui sia proprietà del gestore, nonché della relativa quota di ammortamento annuale fino al 5% come risultato dell'esito di gara
- 5) il gestore è tenuto al pagamento della tassa di occupazione del suolo e sottosuolo della porzione di impianto di sua proprietà, a meno che la concessione non preveda la devoluzione gratuita all'ente locale alla sua scadenza
- 6) il gestore è inoltre tenuto ad effettuare gli interventi di efficienza energetica che il distributore può presentare come condizioni economica dell'offerta ed addizionali rispetto agli obblighi annuali del distributore ex articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e sue successive modificazioni ed integrazioni. Il valore dei relativi titoli è corrisposto agli enti locali concedenti in proporzione al gas distribuito in ciascun Comune nell'anno precedente.

<sup>102</sup> TAR Lazio, sez. III ter n. 03555/2014

ulteriori, quali lo sviluppo delle reti e degli impianti, la promozione di efficaci piani di investimento e la promozione dell'efficienza energetica.

Al fine di ridurre i gap informativi tra gestore uscente e potenziali competitor ed il rischio di incompletezza contrattuale, il Regolamento ha introdotto precisi obblighi di comunicazione dei dati relativi allo stato di consistenza degli asset, con il fine di operare una *disclosure* delle informazioni relative allo stato degli impianti e garantire pertanto una effettiva concorrenza nella predisposizione dei piani di sviluppo.

Sono stati inoltre individuate le regole fondamentali per la determinazione del valore di indennizzo da corrispondere al gestore uscente (c.d. VIR), nel rispetto delle prescrizioni contenute nel Decreto Letta, nonché gli strumenti per ridurre l'eventuale contenzioso instauratosi tra gestori uscenti e nuovi entranti, avente ad oggetto proprio la determinazione del valore dell'indennizzo<sup>103</sup>.

Nel prosieguo della trattazione ci si soffermerà sugli istituti più rilevanti contenuti nel Regolamento, che in maniera più o meno originale hanno cercato di definire le soluzioni ai problemi dell'incompletezza contrattuale e delle rinegoziazioni, nonché alle inefficienze derivanti dalla presenza di asimmetrie informative, che possono determinare il fallimento degli obiettivi perseguiti dalla riforma, pur in presenza di meccanismi di concorrenza per il mercato.

In presenza di monopoli naturali, la decisione di bandire una gara non è infatti, di per sé, sufficiente a garantire la riduzione dei costi del servizio o l'innalzamento dei livelli della qualità.

L'introduzione di forme di concorrenza non comporta né l'allargamento della possibilità di scelta del consumatore/utente, né necessariamente la riduzione del potere di mercato delle imprese attive nel settore (anzi, come sarà evidenziato, nel caso della distribuzione del gas determinerà una ulteriore concentrazione del settore).

L'analisi economica ha infatti evidenziato che eventuali benefici per i consumatori sono conseguiti solo se i meccanismi concorrenziali sono accompagnati

---

<sup>103</sup> Gli aspetti relativi alla determinazione del VIR da corrispondere al gestore uscente, data la rilevanza e la complessità dei temi che intercettano, saranno peraltro specificatamente trattati nel secondo capitolo, cui si rinvia.

dalla previsione di efficaci incentivi alle imprese, anche attraverso la trasformazione degli assetti regolatori (Williamson, 1976; Guasch, 2004).

L'analisi che segue si prefigge pertanto lo scopo di valutare se le soluzioni normative individuate dal Legislatore, e successivi 'aggiustamenti', appaiono efficaci e coerenti rispetto agli scopi della riforma.

### **1.5. Il ruolo nuovo di collaborazione tra gestori ed enti locali**

Fino all'emanazione del Regolamento Criteri la stazione appaltante, l'organismo deputato a redigere il bando di gara, coincideva con il Comune concedente la gestione del servizio.

Con la previsione di ambiti ottimali di dimensione sovra comunale si è reso necessario prevedere regole volte a definire le modalità di nomina del soggetto delegato alla redazione e pubblicazione del bando, in presenza di una molteplicità di Comuni nell'ambito dello stesso ATEM.

A tale scopo risponde l'articolo 2 del Regolamento Criteri, il quale distingue tra due ipotesi: a) se nell'ambito è presente il Capoluogo di provincia, gli Enti locali concedenti appartenenti a ciascun ambito demandano a questo il ruolo di stazione, ferma restando la possibilità di demandare in alternativa tale ruolo ad una società patrimoniale delle reti<sup>104</sup>; b) nel caso invece cui il Comune capoluogo di provincia non appartenga all'ambito, gli Enti locali individuano un Comune capofila, o la Provincia, o un altro soggetto già istituito, quale una società di patrimonio delle reti, al quale demandare il ruolo di stazione appaltante.

Con l'adozione del Regolamento Criteri si è pertanto operato una riduzione del numero delle stazioni appaltanti, dalle oltre 5000 operanti per la gestione delle gare precedentemente affidate, a un massimo di 177, fermo restando l'ipotesi di accorpamenti di ambiti che potrebbero portare ad una ulteriore razionalizzazione dei costi di gestione e monitoraggio da parte di una stazione appaltante, unica per più ambiti accorpati<sup>105</sup>.

---

<sup>104</sup> Cfr. all'art. 2 co.1 del DM 226/2011



La convocazione<sup>106</sup> viene effettuata dal Comune capoluogo di provincia, qualora appartenente all'ambito, o dalla Provincia negli altri casi, nel rispetto delle tempistiche di cui all'allegato 1 del Regolamento, pena l'attivazione dei poteri sostitutivi da parte della Regione<sup>107</sup>. Le tempistiche originariamente previste per la nomina delle stazioni e la pubblicazione dei bandi di gara hanno peraltro subito diverse proroghe, con l'emanazione di una serie di provvedimenti (D.L. 69/2013, D.L. 145/2013, D.L. 91/2014, DL 192/2014)<sup>108</sup>

Se da un lato il Legislatore è intervenuto disponendo numerose proroghe alle date previste per l'avvio delle gare, dall'altra ha tuttavia reso i termini vincolanti e introdotto meccanismi sanzionatori in capo agli enti locali nel caso di inadempimento del rispetto delle scadenze<sup>109</sup>.

Alcuni Comuni potrebbero infatti tendere ad opporre resistenza alle forme di collaborazione imposte dal Regolamento Criteri, in considerazione anche delle

---

<sup>106</sup> Cfr. All'art. 2 co.2 del DM 226/2011

<sup>107</sup> In particolare, ai sensi dell'art. 2 del DM 226/2011 per impedire che disaccordi tra Comuni relativi alla nomina della stazione potessero ritardarne la nomina, si prevede che se, decorsi 6 mesi dal termine previsto per l'indizione della gara, non si è preceduto all'individuazione, il Comune con il maggior numero di abitanti o la Provincia competente trasmette alla Regione una relazione sulla situazione e sulle attività svolte. La Regione è chiamata ad intervenire sostituendosi alla stazione appaltante, previa diffida ad adempiere entro un termine perentorio, se entro 7 mesi dalla scadenza per l'indizione della gara la stazione appaltante non è stata identificata oppure se entro 18 mesi non è stato pubblicato il bando di gara. In ogni caso, entro 6 mesi dall'individuazione della stazione appaltante, gli Enti locali concedenti devono fornire a quest'ultima la documentazione necessaria alla preparazione del bando. L'attribuzione di poteri sostitutivi alla Regione in caso di inerzia è peraltro già previsto dal Decreto Letta (art. 14, comma 7), laddove si dispone la sostituzione, anche mediante un commissario ad acta, nel caso in cui i Comuni non provvedano ad avviare le procedure di gara nel periodo di un anno antecedente la data di scadenza.

<sup>108</sup> Con diversi provvedimenti sono state disposte proroghe alle date limite di cui all'art. 3 del DM 226/2011 e all'Allegato 1 del Regolamento Criteri ai fini della nomina della stazione appaltante e per la pubblicazione dei bandi di gara. Il DL 69/2013 ha prorogato i termini di quattro mesi per il primo e secondo raggruppamento, il DL Destinazione Italia (DL 145/2013) ha disposto ulteriori proroghe per i primi tre raggruppamenti e disposto una specifica proroga in favore dei Comuni colpiti dagli eventi del 20 e 29 maggio 2012. Il DL Competitività (DL 91/2014) ha disposto proroghe di otto mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di sei mesi per gli ambiti del secondo, terzo e quarto raggruppamento e di quattro mesi per gli ambiti del quinto e sesto raggruppamento. Il Decreto Milleproroghe (DL 192/2014) ha fissato all'11 luglio 2015 la data limite per la pubblicazione dei bandi degli ATEM rientranti nel primo raggruppamento

<sup>109</sup> Il DL 91/2014 oltre ad avere disposto proroghe per la pubblicazione del bando di gara ha altresì disposto (art. 3, co. 2) che i termini di cui all'art. 3 del DM 226/2011 sono da considerarsi come perentori e che alla loro scadenza la Regione con competenza sull'ambito avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Qualora siano decorsi quattro mesi dalla scadenza dei termini di cui all'art. 3 del DM 226/2011 senza che la Regione abbia provveduto a nominare il predetto Commissario, il Ministero dello Sviluppo Economico interviene per dare avvio alla gara, esercitando il potere sostitutivo e nominando un commissario ad acta. Ai sensi dell'art. 30 bis si dispongono inoltre delle penalità in capo alla stazione appaltante in caso di ritardo nella pubblicazione del bando, pari al 20% del canone offerto in gara.

perdite attese, in termini di remuneratività della concessione, derivanti dalle nuove regole previste per l'assegnazione delle concessioni, che hanno ridimensionato il peso della componente economica, e dunque anche del canone riconosciuto agli enti locali, rispetto alle gare svoltesi per ambito comunale.

Per tali motivi, e per impedire possibili stalli nella partenza della gara, il Legislatore ha introdotto specifici meccanismi per superare il rischio di dilazioni opportunistiche, rafforzando i poteri sostitutivi delle Regioni<sup>110</sup> ed attribuendone dei nuovi allo Stato, nonché prevedendo che, in caso di inerzia degli enti locali nella nomina della stazione e della pubblicazione del bando, ai Comuni facenti parte dell'ambito sia decurtato il 20% della quota di remunerazione del capitale di località offerto dal gestore in sede di gara.

Relativamente inoltre alle modalità di nomina della stazione da parte degli enti che facciano parte dell'ambito, il Regolamento Criteri non definiva una regola precisa nel caso in cui tra i Comuni vi fosse disaccordo nella nomina del soggetto delegato. In assenza di precisazioni sul punto si sarebbe dovuto pertanto interpretare la norma nel senso che ai fini della nomina si sarebbe dovuta raggiungere l'unanimità. Tale interpretazione, l'unica possibile, avrebbe tuttavia determinato probabilmente il blocco delle gare, essendo elevate le possibilità di disaccordo tra i Comuni nella scelta della stazione a cui delegare il compito di redigere il bando di gara, vista i rilevanti interessi, soprattutto economici, derivanti dallo svolgimento delle procedure selettive, con particolare riferimento al canone riconosciuto agli enti locali affidatari.

Per risolvere il rischio dell'immobilismo nella nomina delle stazioni è pertanto intervenuto il decreto Fare<sup>111</sup>, che ha precisato i criteri di nomina della stazione appaltante da parte degli enti locali in caso di disaccordo<sup>112</sup>. Con tale norma, come sottolineato anche dai commentatori (Lamberti, 2013), può quindi

---

<sup>110</sup> Relativamente all'esercizio di poteri sostitutivi da parte della Regione la Corte Costituzionale ha peraltro chiarito (sentenza n. 43 del 2004) che l'articolo 120 comma 2 della Costituzione che definisce l'esercizio del potere sostitutivo statale non può essere inteso nel senso di esaurire - riservandolo esclusivamente allo Stato - l'esercizio di tali poteri, riconoscendo, pertanto, la legittimità dell'esercizio dei poteri sostitutivi da parte anche di altri soggetti. Vedere anche Nota n. 108

<sup>111</sup> D.l. 21 giugno 2013 n. 69 convertito in l. 9 agosto 2013 n. 98

<sup>112</sup> Ai sensi dell'articolo 4 del d.l. 69/2013, si prevede che, se l'ambito comprende un Comune capoluogo di provincia, è quest'ultimo ad assumere il ruolo di stazione appaltante; nelle altre ipotesi, ai fini della nomina della stazione è richiesto l'accordo dei 2/3 dei Comuni facenti parte dell'ambito.

dirsi efficacemente risolta e superata la questione del *quorum* necessario per la identificazione della stazione. L'assenza di una disciplina specifica volta a superare tale criticità avrebbe potuto comportare notevoli ritardi nell'avvio delle attività per la predisposizione dei bandi e, conseguentemente, esposto i Comuni, anche quelli eventualmente incolpevoli, non avendo posto in essere comportamenti ostruzionistici, al rischio delle sanzioni o del commissariamento, con aumento dei costi transizione connessi allo svolgimento delle gare.

## **1.6 La determinazione degli obblighi informativi e le forme di collaborazione tra enti e gestori**

Ai fini della predisposizione dei documenti di gara, il Regolamento prevede precisi obblighi informativi a carico dei gestori<sup>113</sup> per eliminare l'asimmetria informativa tra gestori uscenti e nuovi entranti che spesso costituisce uno specifico vantaggio in capo all'incumbent. Quest'ultimo, conoscendo lo stato reale degli impianti potrebbe, infatti, in virtù delle maggiori informazioni possedute, presentare un migliore piano di investimenti e un'offerta relativa agli interventi di efficienza energetica da realizzare nell'ambito maggiormente in linea con le esigenze specifiche del territorio.

A tali aspetti dell'offerta, come verrà evidenziato nel prosieguo, viene peraltro attribuito un peso specifico significativo (pari, rispettivamente al 45% e al

---

<sup>113</sup> Nello specifico entro 60 giorni dalla richiesta, i gestori hanno l'obbligo di fornire all'Ente locale concedente le informazioni relative a:

- lo stato di consistenza dell'impianto, ivi inclusa la cartografia ex delibera Aeeg 120/08;<sup>113</sup>
- il protocollo di comunicazione delle apparecchiature installate ai fini della misura;
- le obbligazioni finanziarie in essere relative agli investimenti e i contratti sullo svolgimento del servizio e sulla proprietà degli impianti (servitù e concessioni di attraversamento);
- lo stato dell'impianto con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale e dei dati di ricerca fughe negli ultimi tre anni;
- il numero dei PdR e volumi distribuiti riferiti ai tre anni precedenti;
- il costo riconosciuto di località e la tariffa di riferimento definiti dall'Autorità;
- il personale uscente;
- per i gestori con scadenza *ope legis* della concessione successiva alla gara anche il piano di sviluppo degli impianti gestiti per l'intero periodo residuo di concessione<sup>113</sup>.

Il termine di 60 giorni per l'invio dei dati è prorogabile di altri 30 dall'Ente locale in casi di particolare complessità. Entro 60 giorni dal ricevimento delle informazioni, in particolare dello stato di consistenza degli impianti anche previo accesso all'impianto, l'Ente locale può comunicare al concessionario le eventuali osservazioni o proposte di rettifica a cui il gestore è tenuto a rispondere entro 30 giorni

6%) ai fini dell'aggiudicazione, secondo il criterio dell'offerta economicamente più vantaggiosa.

In assenza di un set informativo e completo sullo stato degli impianti e di specifici obblighi di *disclosure* delle informazioni, gli operatori diversi dall'incumbent non potrebbero presentare offerte adeguatamente ponderate. Di particolare rilevanza è la previsione<sup>114</sup> che dispone l'obbligo dell'inoltro da parte del gestore uscente dello stato di consistenza, documento articolato con cui viene fornita in maniera dettagliata la composizione dell'impianto (quantità e qualità dei materiali, anno di costruzione e di posa, caratteristiche tecniche) e sulla base del quale viene anche determinato, in assenza di convenzioni, il valore di rimborso al gestore uscente che dovrà essere inserito nel bando di gara e che costituisce, come sarà più dettagliatamente espresso nel corso della trattazione<sup>115</sup>, il costo più ingente che un gestore nuovo entrante deve sostenere per accedere al nuovo mercato della distribuzione. E' pertanto attraverso lo stato di consistenza che i partecipanti alla gara possono avere la fotografia dello stato degli impianti e quindi anche stimare gli investimenti da realizzare per predisporre l'offerta tecnica contenente gli interventi di estensione e potenziamento della rete.

Prima dell'emanazione del Regolamento Criteri, l'AGCM aveva peraltro già sanzionato<sup>116</sup> il ritardo o l'omissione, in assenza di giustificazioni oggettive, nel fornire informazioni da parte del gestore all'ente in relazione allo stato delle reti, qualificando il comportamento un abuso di posizione dominante escludente.

Il Regolamento Criteri, oltre ad avere definito gli obblighi di comunicazione delle informazioni e relative tempistiche, stabilisce espressamente<sup>117</sup> con il fine di stabilire il rispetto dei principi di trasparenza e *par condicio* e limitare la presenza di eventuali vantaggi competitivi in capo al gestore uscente, che quest'ultimo ha altresì l'obbligo di permettere sia ai rappresentanti dell'Ente concedente che ai partecipanti alla gara di ambito l'accesso ai propri impianti per una verifica sul loro stato di conservazione, nonché di rendere disponibili la banca dati dei punti di riconsegna (PDR), le fonti contabili obbligatorie e i dati relativi alla gestione in corso

---

<sup>114</sup> Cfr. all'art. 4 a) del DM 226/2011

<sup>115</sup> Si rinvia in particolare al Capitolo II

<sup>116</sup> AGCM, Procedimento A435 Comune di Prato- Estra Reti Gas, provvedimento n. 23243

<sup>117</sup> Cfr. all'art. 4.8 e 4.9 del DM 226/2011

d'anno, necessari per gli adempimenti previsti dalla regolazione a carico del gestore entrante quali la rendicontazione annuale dei dati della qualità e della sicurezza. Nonostante una compiuta disciplina relativa allo scambio delle informazioni, volta a ridurre l'asimmetria informativa tra gestori, non può non rilevarsi che, fatta eccezione della disciplina di cui al DPR 902/1986<sup>118</sup> e quella in tema di risarcimento del danno ingiusto e per il danno da ritardo da effettuazione della gara<sup>119</sup> e ferma restante l'imputazione di violazioni del diritto della concorrenza, il Regolamento né altre disposizioni legislative dispongono delle specifiche sanzioni in capo ai gestori nel caso in cui questi non ottemperino agli obblighi di comunicazione ed invio dei dati necessari alla redazione del bando di gara, laddove invece penalità sono state poste in capo agli enti locali per il mancato rispetto dei termini limite per la pubblicazione dei bandi.

Nonostante la disciplina dettata dal Regolamento in tema di obblighi informativi, i Comuni potrebbero trovarsi nella situazione di non avere accesso ai dati necessari per definire il costo storico dell'impianto, attività che deve essere svolta, oltre che ai fini dell'inserimento nel bando del valore di indennizzo da corrispondere al gestore uscente (c.d. VIR), anche al fine di ottemperare all'attività di comparazione tra tale valore con quello delle immobilizzazioni nette di località riconosciute dalla regolazione tariffaria (la c.d. RAB)<sup>120</sup> che le stazioni sono chiamate a svolgere, ai fini dell'eventuale invio all'AEEGSI della documentazione laddove sia necessario che il Regolatore svolga un controllo di congruità, quando il delta tra i due valori è superiore a una determinata soglia<sup>121</sup>.

Parte della dottrina (Di Bari, 2014) ha suggerito che, non essendo per i Comuni possibile verificare se effettivamente la differenza sia quella dichiarata dal concessionario, essendo tali dati (VIR e RAB) in possesso dei gestori e dell'Autorità,

---

<sup>118</sup> In caso di mancata fornitura dello stato di consistenza degli impianti viene richiamata espressamente la disciplina dell'art. 10 del DPR 4 ottobre 1986 n. 192 che prevede l'accesso coatto agli impianti da parte degli incaricati del Comune che ne predispongono lo stato di consistenza, il quale si intende accettato decorsi 15 giorni senza che il distributore faccia pervenire le sue controdeduzioni.

<sup>119</sup> Cfr. all'art. 8.6 del DM 226/2011

<sup>120</sup> Il Regolamento all'art. 5 comma 15 prescrive infatti che, laddove il valore di riscatto superi del 25% il valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici e privati relativi ai cespiti di località riconosciuto dalla regolazione tariffaria (c.d. RAB, regulatory asset base) l'ente locale concedente deve trasmettere le relative valutazioni di dettaglio all'Autorità.

<sup>121</sup> Per approfondimento sul tema del delta VIR/RAB ed il controllo di congruità da parte di AEEGSI si rinvia al Capitolo II

sarebbe pertanto auspicabile, al fine di ridurre le asimmetrie esistenti, che l’Autorità di regolazione attivasse un doppio canale di interlocuzione, non solo con i gestori, ma anche con i Comuni. Una simile soluzione finirebbe tuttavia per svilire il ruolo delle stazioni appaltanti, che invece, in quanto soggetti delegati dai Comuni, sono chiamati a svolgere una fondamentale funzione di raccordo<sup>122</sup> e che sono dotate anche delle competenze tecniche richieste per la redazione dei bandi di gara (Cioffo, 2006).

Al contempo non può tuttavia non osservarsi che, in assenza della necessaria condivisione di informazioni e dati, la responsabilizzare dell’ente locale attraverso la imposizione di sanzioni pecuniarie per la mancata pubblicazione del bando di gara, volta nelle intenzioni del Legislatore a garantire il sollecito avvio delle procedure competitive, potrebbe rappresentare un rimedio irragionevole e sproporzionato, laddove l’impossibilità di pubblicare il bando di gara derivasse dal mancato adempimento degli obblighi di comunicazione in capo al gestore uscente.

### **1.7. Il bando di gara e disciplinare tipo: quale discrezionalità per la stazione appaltante?**

Uno dei principali compiti che la stazione appaltante è chiamata a svolgere, e a cui sono propedeutici gli oneri informativi posti in capo al gestore, è la definizione del bando di gare e del disciplinare tipo.

Le stazioni predispongono e pubblicano il bando ed il disciplinare attenendosi agli schemi ed alle indicazioni dei modelli di cui agli Allegati 2 e 3 del Regolamento Criteri. Una delle principali rivoluzioni della riforma del servizio di distribuzione del gas naturale consiste infatti nell’aver predisposto non solo le regole generali per la disciplina dei rapporti tra i soggetto coinvolti (enti locali, gestori entranti ed uscenti) ma anche un sostrato comune per la *lex specialis* delle gare.

---

<sup>122</sup> Una altra criticità che era emersa nell’ambito dello svolgimento delle gare per ambito comunale relativamente all’invio delle informazione e alla redazione dei bandi riguardava i casi in cui il Comune, pur disponendo delle necessarie informazioni, inoltrate dall’operatore, non avesse le risorse e le competenze tecniche per poter valutare tali dati. Come già accennato, tale problema di carenza di competenze è stato eliminato con il trasferimento delle stesse ad un soggetto delegato, la stazione appaltante, con funzione di raccordo

Il bando di gara tipo è unico per ciascun ambito ed è costituito da una parte generale<sup>123</sup>, con informazioni dettagliate per la partecipazione alla procedura competitiva ed informazioni di massima per la sua gestione<sup>124</sup> ed è composto da una serie di allegati<sup>125</sup> contenenti dati specifici<sup>126</sup> dei singoli Comuni appartenenti all'ambito, tra cui un documento che riveste particolare importanza in quanto costituisce il riferimento su cui i concorrenti redigono il piano di sviluppo degli impianti: il documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento degli impianti.

Esso è redatto dalla Stazione appaltante in collaborazione con gli Enti locali concedenti<sup>127</sup>, in conformità con le linee programmatiche d'ambito predisposte dalla stessa Stazione al fine di uniformare la preparazione dei documenti guida, che contengono le condizioni minime di sviluppo differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione, di vetustà dell'impianto e alle caratteristiche territoriali<sup>128</sup>.

Eventuali scostamenti dal bando o dal disciplinare tipo, nonché nella scelta dei punteggi utilizzati nei criteri di valutazione della gara, devono essere giustificati in un'apposita nota<sup>129</sup> da inviare assieme ai documenti di gara predisposti ad

---

<sup>123</sup> Cfr. all' art. 9 co. 5 del DM 226/2011.

<sup>124</sup> I riferimenti legislativi, la durata dell'affidamento, la data e le modalità di apertura dei plichi contenenti le domande di partecipazione, la cauzione provvisoria per i partecipanti alla gara e la cauzione definitiva da produrre in caso di aggiudicazione, gli oneri generali di gara e gli oneri a carico dell'impresa aggiudicataria.

<sup>125</sup> L'elenco dei Comuni dell'ambito deve essere riportato all'allegato A del bando di gara tipo, i dati significativi dell'impianto relativi a ciascun Comune all'allegato B, l'elenco del personale uscente addetto alla gestione dell'impianto di ciascun Comune all'allegato C, mentre all'allegato D la domanda di partecipazione alla gara.

<sup>126</sup> Cfr. all'art. 9, co. 6. Tra le principali informazioni specifiche per ogni Comune: i dati dell'impianto di distribuzione, i valori delle immobilizzazioni lorde e nette, il documento guida per gli interventi di sviluppo, il valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente, gli oneri annuali da riconoscere agli enti locali o società patrimoniali proprietarie delle reti, le informazioni sugli impianti con scadenza *ope legis* successiva alla gara, l'entità della tassa o canone di occupazione del suolo o sottosuolo (TOSAP o COSAP).

<sup>127</sup> Cfr., all'art. 9, co. 4 del DM 226/2011.

<sup>128</sup> Cfr. all'art. 9, co. 3 del DM 226/2011. Le condizioni minime di sviluppo possono comprendere: la densità minima di nuovi PdR per Km di rete in aree che richiedono estensione o potenziamento della rete, il volume di gas distribuito per Km di rete che in seguito a incrementi esistenti rende obbligatorio il potenziamento dell'impianto, gli interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti come previsti dalla regolazione, la vita media residua dell'impianto al di sotto della quale è obbligatoria la sostituzione.

<sup>129</sup> Cfr. all'art. 9, co. 1 del DM 226/2011.

AEEGSI, che può esprimere osservazioni.<sup>130</sup> Non è tuttavia precisato il perimetro e pertanto i limiti degli scostamenti ammissibili.

Parte della dottrina (Ferla, 2012) su tale specifico aspetto ha evidenziato che un'interpretazione eccessivamente elastica del margine di discrezionalità concesso alla stazione appaltante con particolare riferimento alla scelta ed al peso dei punteggi ai fini dell'aggiudicazione della concessione sarebbe idoneo a vanificare la *ratio* uniformante e pro concorrenziale della previsione di un bando e di un disciplinare tipo a livello nazionale; al contempo, un'eccessiva limitazione della possibilità per le stazioni appaltanti di discostarsi dal modello tipo potrebbe essere contestata sotto i profili della violazione dei principi di adeguatezza e proporzionalità dell'intervento statale nella materia trasversale (e a competenza concorrente) della tutela della concorrenza nella gestione dei servizi pubblici locali. Al contempo, l'imposizione di modelli tipo potrebbe inoltre risultare particolarmente gravosa per ambiti caratterizzati da specificità territoriali che rischiano di non essere adeguatamente considerate nello svolgimento della gara (Lamberti, 2013).

La disciplina non definisce esattamente e completamente i casi in cui siano ammessi gli scostamenti, aprendo il fronte a diverse possibili interpretazioni sul punto. La previsione del parere (facoltativo e non vincolante) che l'Autorità di regolazione può inoltrare, entro 60 giorni, non sembra costituire la soluzione più efficace per contrastare un eventuale comportamento opportunistico da parte del gestore e/o della stazione.

In assenza di un rimedio che non si limiti alla *moral suasion*, seppur autorevole, il rischio di impugnativa del bando da parte di competitor penalizzati dallo scostamento rispetto al bando ed al disciplinare tipo risulta infatti elevata.

## **1.8. Regolamento Criteri: indebita restrizione dell'autonomia degli enti locali?**

### **Alcune considerazioni sulla funzione della delega di cui all'articolo 46 bis**

Parte della dottrina ha evidenziato (Romano, 2014) come il Regolamento

---

<sup>130</sup> L'art 9, co. 2 del DM 226/2011 prevede che la stazione appaltante invia il bando di gara e il disciplinare di gara insieme alla nota giustificativa all'Autorità che può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante entro 30 giorni.



Criteri contenga prescrizioni di estremo dettaglio con conseguente compressione dell'autonomia degli enti locali che verrebbero sottratti di numerose competenze in favore di un soggetto delegato (la stazione appaltante).

La giurisprudenza amministrativa<sup>131</sup> ha tuttavia ritenuto che il modello disposto dal Legislatore per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sia legittimo sotto il profilo delle competenze e non lesivo dell'autonomia riconosciuta agli enti locali, posto che, come peraltro anche affermato dalla Corte Costituzionale<sup>132</sup>, sul piano generale la disciplina concernente le modalità di affidamento della gestione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica va ricondotta all'ambito tutela della concorrenza, tenuto conto degli aspetti strutturali e funzionali suoi propri e della sua incidenza sul mercato<sup>133</sup>.

Inoltre la specifica delega disposta dall'articolo 46 bis del d.l. n. 159/2007 - che attribuisce ai Ministeri dello Sviluppo Economico e delle Regioni e della coesione territoriale il compito di individuare i criteri di gara e valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio, tenendo conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni economiche offerte, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti - è inerente anche a tutti i profili organizzativi ed alle attività propedeutiche all'indizione della procedura comparativa che garantisce, in concreto, l'affidamento del servizio.

Per tali motivi il giudice amministrativo ha ritenuto che rientrino nell'oggetto della delega, e che non siano pertanto illegittime per eccesso di questa, le disposizioni contenute nel Regolamento Criteri relative a: la previsione di obblighi informativi e trasmissione documentale da parte di un soggetto delegato<sup>134</sup>, nonché la legittimazione di un unico soggetto ad essere controparte del contratto di servizio, in quanto disposizioni funzionali a garantire un regolare svolgimento del rapporto<sup>135</sup>; le disposizioni relative all'intervento sostitutivo della Regione in caso di

---

<sup>131</sup> Tar Lazio, sez. III sentenza n. 035555/2014

<sup>132</sup> Corte Costituzionale, sentenza 134/2013; sentenza 325/2010

<sup>133</sup> Sul tema della regolazione comunitaria, regolazione pro-concorrenziale e libera scelta delle amministrazioni locali riguardo all'organizzazione per l'affidamento del servizio si veda: L. Ammannati, I servizi pubblici locali. Quale concorrenza, come e quando? in De Vincenti C., Vigneri A. (a cura di), Le virtù della concorrenza, Bologna, 2006, pagg. 371 e ss.

<sup>134</sup> Cfr. all'art. 2 del DM 226/2011

<sup>135</sup> Cfr. all'art. 2 del DM 226/2011

inadempienza da parte degli enti locali<sup>136</sup>; la disciplina relativa alla determinazione del valore di rimborso<sup>137</sup> ed alla proprietà degli impianti<sup>138</sup>.

Rispetto specificatamente a questi ultimi due aspetti (determinazione del valore di rimborso e proprietà della rete) Il giudice in entrambi i casi ha ritenuto che la violazione non fosse sussistente in quanto sia la disciplina del valore di rimborso che quella della proprietà degli impianti riguarderebbero le attività funzionali allo svolgimento della gara ed in particolare alla determinazione dei criteri ed alla valutazione delle offerte, e rientrerebbero pertanto nella delega. Il giudice amministrativo ha altresì reputato non fondato il motivo, fatto valere dalla ricorrente, della presunta illegittima intromissione negli aspetti civilistici del rapporto concessorio da parte delle disposizioni del Regolamento che in via autoritativa avrebbero indebitamente violato l'autonomia negoziale delle parti.

Tali aspetti, come sarà trattato nel secondo capitolo, cui si rinvia, sono stati peraltro oggetto di successive contestazioni da cui sono derivati numerosi ricorsi i cui esiti sono, tuttavia, ancora pendenti.

### **1.9. Il contratto di servizio**

Una delle principali innovazioni della riorganizzazione del servizio di distribuzione del gas naturale è rappresentata da una più dettagliata definizione del rapporto tra gestore ed ente concedente. Il Decreto Letta prevede<sup>139</sup> infatti che i rapporti tra enti locali e il gestore affidatario del servizio di distribuzione del gas naturale siano regolati dal contratto di servizio sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità di regolazione ed approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico.

---

<sup>136</sup> Cfr. all'art. 3 del DM 226/2011

<sup>137</sup> Cfr. all'art. 5 del DM 226/2011. La disciplina relativa al valore da riconoscere al gestore uscente nel primo periodo sarebbe in particolare legittima, a parere del giudice amministrativo, dal momento che, come anche affermato dal Consiglio di Stato nel parere sullo schema di Regolamento, tale valore influisce anche sulla verifica dei requisiti economico-finanziari di partecipazione alle gare, determina il tetto sullo sconto delle tariffe ed è parte del piano industriale, e non esula, pertanto, dall'ambito della delega, influenzando sui criteri di gara e di valutazione delle offerte.

<sup>138</sup> Cfr. all'art. 7 del DM 226/2011

<sup>139</sup> Cfr. all'Art. 14 co. 1 del DM 226/2011

Il contratto tipo è stato approvato con decreto ministeriale del 5 febbraio 2013 che ha recepito lo schema predisposto da AEEGSI con deliberazione 514/2012/R/gas a seguito di una consultazione pubblica con gli operatori<sup>140</sup>.

In linea generale il contratto di servizio è un documento fondamentale in quanto disciplina per tutta la durata della concessione del servizio i rapporti tra il gestore aggiudicatario e l'ente locale affidatario (Bellini e Facchini, 2006). Attraverso di esso vengono pertanto definiti per via paritetica diritti ed obblighi del gestore che trapassano nella gestione imprenditoriale gli obblighi di servizio pubblico e che valgono ad attualizzare la dimensione di servizio universale con le regole della concorrenza e quindi del mercato (Taccola, 2004: 11).

Ai sensi di quanto disposto del Regolamento Criteri<sup>141</sup> sulla base del contratto di servizio tipo la stazione appaltante prepara la bozza di contratto che viene allegata al bando di gara e che, insieme con il Piano di Sviluppo degli Impianti presentato in sede di offerta, definisce l'insieme degli obblighi in capo al nuovo Gestore in conseguenza all'affidamento<sup>142</sup>.

Il contratto assolve al compito, in tal senso, di ridurre gli spazi di autonomia dell'ente locale quale regolatore sociale responsabile della tutela degli interessi generali della collettività di riferimento (Ammanati e Castaldo, 2005: 54), ed è dunque volto ad offrire una garanzia di stabilità e certezza del contenuto degli obblighi derivanti dall'assunzione della gestione, nonché a predisporre un'efficace sistema di sanzioni in caso di inadempimento<sup>143</sup>. La letteratura economica ha infatti evidenziato l'importanza della previsione di adeguati ed efficaci meccanismi di incentivi e sanzioni per garantire il rispetto degli accordi dopo l'assegnazione della concessione ed impedire comportamenti opportunistici (Williamson, 1986; Guash, 2004) quali rinegoziazioni delle condizioni contrattuali.

---

<sup>140</sup> AEEGSI, Documento di consultazione Schema del contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale (DCO 382/2012/R/GAS)

<sup>141</sup> Cfr. all'art. 9 co. 8 del DM 226/2011

<sup>142</sup> Il contratto si compone di sei parti: disposizioni generali, obblighi delle parti relativi agli impianti, modalità di svolgimento del servizio, condizioni economiche del contratto, controlli, inadempimenti e sanzioni<sup>142</sup>, disposizioni finali.

<sup>143</sup> La stipulazione del contratto del servizio costituisce inoltre il momento di cesura tra la fase pubblicitica della concessione, finalizzata alla selezione del gestore mediante procedura ad evidenza pubblica, e la fase contrattuale (o negoziale).

Relativamente al coordinamento tra gli enti locali facenti parte dell'ATEM e il soggetto aggiudicatario del servizio, è stato osservato (Ammannati e Al., 2011: 26)<sup>144</sup> che il Regolamento Criteri ha optato per una forma 'leggera' di aggregazione, evitando la forma consortile e la costituzione in Autorità d'ambito, diversamente a quanto previsto dal Legislatore in altri settori, ad esempio in relazione a quelli idrico. La qualificazione giuridica dell'aggregazione tra enti è in effetti circoscritta alla nozione di delega di competenze che appare coattiva, ovvero come una forma di coordinamento imposta dal Legislatore agli enti locali per la razionalizzazione del servizio nell'ottica della riduzione dei costi di gestione e monitoraggio delle gare. Può osservarsi inoltre che la previsione congiunta dell'assegnazione del servizio per ATEM (e non più a livello comunale) unita al ruolo attribuito alla stazione appaltante anche come soggetto delegato attraverso il contratto di servizio, ha fortemente ridimensionato il ruolo dei singoli enti locali facenti parte dell'ambito.

Il contratto di servizio, al pari del Regolamento Criteri, dovrebbe in generale costituire un importante elemento di armonizzazione a livello nazionale in termini della regolazione del rapporto tra amministrazione concedente ed il gestore del servizio, in un'ottica di semplificazione gestionale e riduzione dei costi amministrativi.

#### **1.10 Alla ricerca di un nuovo bilanciamento tra condizioni economiche e di qualità del servizio: i criteri di aggiudicazione dell'offerta**

L'analisi dei bandi delle gare svoltesi durante il periodo transitorio ha evidenziato come gli Enti locali abbiano fatto storicamente leva sul canone riconosciuto per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas per incrementare le proprie entrate<sup>145</sup>, a scapito di altri parametri quali il livello di qualità e sicurezza e garanzia di nuovi investimenti.

---

<sup>144</sup> Ammannati e Al., Studio commissionato dalla Regione Lombardia ad Energy Lab in collaborazione con l'Università degli studi di Milano, Milano-Bicocca ed Università Bocconi, *Modelli di proprietà e valorizzazione delle reti nel rinnovo degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas in Lombardia*, Aprile 2010

<sup>145</sup> Sulla base dei dati forniti dalla consueta indagine annuale del centro studi Utilitatis – Yellow Book 2011 – nel campione di gare esaminato attualmente l'offerta economica incide al 61,8% e

Studi di settore (De Paoli, 2006; Utilitatis, 2009 e 2011) hanno in particolare illustrato che in assenza di una disciplina uniforme sui criteri di valorizzazione dell'offerta, i Comuni abbiano goduto di ampi margini di discrezionalità nel determinare il peso delle varie componenti e preponderante sia stato il ruolo attribuito alla componente economica, che ha pesato in media nella misura del 63% nella formazione del punteggio finale, tanto da spingere alcuni commentatori a definire la distribuzione gas come *"la gallina delle uova d'oro volta a supplire la mancanza di trasferimenti statali"* (Pinto, 2007: 179).

Nelle offerte vincitrici il canone devoluto ai Comuni – che costituiva il principale parametro sulla base del quale veniva aggiudicata la gara – è risultato particolarmente elevato, rappresentando in numerosi casi più della metà del vincolo sui ricavi (VRD) riconosciuto dalla regolazione tariffaria ai distributori. I Comuni hanno infatti privilegiato i meccanismi di gara che comportassero la presentazione di canoni elevati, massimizzando le entrate delle casse comunali.

Secondo alcune analisi degli effetti delle gare sulla redditività delle aziende (Dorigoni, 2007; Pinto, 2007) la presentazione di un canone eccessivamente alto (rispetto al VRD) ha determinato il rischio per l'operatore che si è aggiudicato il servizio di non poter sostenere gli investimenti per il mantenimento della rete, laddove invece la ricerca di standard sempre più elevati costituisce, insieme a quello dell'efficienza, il principale obiettivo del processo di riforma del settore.

Come evidenziato anche da alcune pronunce del giudice amministrativo<sup>146</sup> un'offerta con un canone che supera di oltre la metà il VRD può essere sospettata di anomalia, essendo alto il rischio di gestione in perdita o con prestazioni di qualità non soddisfacente. Sul tema del rapporto tra VRD e canone da riconoscere al Comune si è peraltro espressa anche l'Autorità di regolazione che, interpellata dal giudice in via istruttoria<sup>147</sup>, ha ritenuto che la percentuale massima di VRD da riconoscere come canone non dovesse superare il 30-35% per garantire la sostenibilità finanziaria della gestione.

---

nell'ambito delle componenti economiche il canone ha un peso del 44,9%. Dagli esiti delle procedure si rileva una proposta media di canone da parte degli aggiudicatari ammontante al 53,4% del vincolo totale ai ricavi del distributore (VRD).

<sup>146</sup> TAR Lombardia, sez. Brescia n. 205/2005

<sup>147</sup> Nota di chiarimenti del 1 agosto 2003; Tar Lombardia, sez. Brescia n. 165/2004

Con segnalazione del 18 ottobre 2005 al Parlamento e al Governo<sup>148</sup> l'Autorità aveva quindi anche evidenziato che l'eccessiva erosione del vincolo del ricavo di distribuzione per i distributori in presenza dell'obbligo di corrispondere elevati canoni comunali avrebbe avuto effetti perversi con conseguenze sulla sicurezza e l'incolumità pubblica, potendo incentivare gestioni poco virtuose e aumentare il rischio di rinegoziazioni per garantire la sostenibilità della gestione e dei piani di investimenti nelle ipotesi di 'maledizione del vincitore' (Thaler, 1988).

Il Regolamento Criteri, al fine di sopperire alle criticità evidenziate dall'analisi dei bandi delle gare svoltesi per ambito comunale è pertanto intervenuto con una disciplina più bilanciata tra criteri economici e parametri tecnico-gestionali.

Il DM 226/2011 identifica come criterio di aggiudicazione delle offerte<sup>149</sup> l'offerta economicamente più vantaggiosa<sup>150</sup>, quest'ultima definita in base a tre macro criteri: condizioni economiche<sup>151</sup>, di sicurezza/qualità del servizio<sup>152</sup>; piano di sviluppo della rete<sup>153</sup>. I criteri sono quindi suddivisi a loro volta in sub criteri dettagliati nel disciplinare di gara tipo<sup>154</sup>, per ciascuno dei quali è assegnato un punteggio massimo: 28 punti relativamente alle condizioni economiche, 27 punti per i criteri di sicurezza e qualità e 45 punti per il piano di sviluppo degli impianti. Dall'analisi dei sub-criteri individuati, riportati in Tabella, si evidenzia che le condizioni tariffarie pesano nella misura del 23%, quelle di sicurezza nella misura del 22%, quelle di qualità per il 5%.

Da tale peso ponderale attribuito ai criteri di valutazione si desume che il Regolamento riconosce centralità agli elementi a sostegno di un adeguato piano industriale, ponendo invece in secondo piano l'elemento finanziario, in particolare il canone, facente parte dei criteri economici e cui sono attribuiti solamente 5 punti su 100. Tale scelta segna una decisa inversione di rotta rispetto al passato e

---

<sup>148</sup> AEEGSI, Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas al Parlamento e al Governo in tema di corrispettivo dovuto al gestore del servizio di distribuzione del gas all'ente locale per l'affidamento del servizio, 18 ottobre 2005

<sup>149</sup> Si rinvia agli articoli 12-13-14-15 del DM 226/2011

<sup>150</sup> Cfr. all'art. 14 co. 6 d.lgs. 164/2000

<sup>151</sup> Cfr. all'art. 13 del DM 226/2011

<sup>152</sup> Cfr. all'art. 14 del DM 226/2011

<sup>153</sup> Cfr. all'art. 15 del DM 226/2011

<sup>154</sup> Cfr. all'Allegato 3 del DM 226/2011.

costituisce espressione della volontà del Legislatore di limitare le principali criticità che erano emerse con lo svolgimento dalle gare per ambito comunale.

Qualche dubbio è stato espresso (De Vincenti, 2012: 26) rispetto all'attribuzione di un peso così determinante all'offerta relativa al potenziamento delle rete, sia in considerazione del fatto che il fabbisogno di investimenti nel settore della distribuzione gas è nettamente inferiore rispetto a quello stimato per gli altri servizi a rete<sup>155</sup> (in particolare quello idrico), con il rischio pertanto di favorire un eccesso di investimenti, sia in quanto potrebbe privilegiare in sede di gara gli operatori che abbiano maggiore disponibilità finanziaria, a prescindere dalla loro efficienza.

TABELLA N. 1 - CRITERI DI AGGIUDICAZIONE

| Criteri               | Sub criteri   | Punteggi |  |
|-----------------------|---|----------|--|
| Condizioni economiche | 1. entità dello sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità con un valore soglia tale che il valore economico dello sconto massimo sia pari alla somma di: <ul style="list-style-type: none"> <li>a. quota annua di ammortamento della differenza fra il valore complessivo di rimborso ai gestori uscenti e la somma delle immobilizzazioni nette di località appartenenti all'ambito, da ammortizzare nei 12 anni di durata dell'affidamento ed includendo in entrambi i parametri gli impianti con scadenza ope legis successiva alla gara;</li> <li>b. oneri annuali versati alla stazione appaltante <sup>156</sup>.</li> </ul> | 13       |  |
|                       | 2. sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi rispetto a corrispettivi di riferimento fissati dall'AEEGSI o, in assenza, dal contratto di servizio per tutte le seguenti voci: <ul style="list-style-type: none"> <li>- contributo di allacciamento</li> <li>- quota per supero della lunghezza limite</li> <li>- attivazione della fornitura</li> <li>- cambio o spostamento contatore</li> <li>- cessazione di utenza</li> </ul> La stazione appaltante può decidere di stabilire una soglia al di sopra della quale il punteggio non aumenta.  |          |  |

<sup>155</sup> Un prima stima indica un fabbisogno di circa 4,6 miliardi di euro (De Vincenti, 2012: 13)

<sup>156</sup> L'aggiudicatario del servizio è tenuto a corrispondere alla stazione appaltante:

- un corrispettivo una tantum per le coperture degli oneri di gara ivi inclusi quelli per il funzionamento della Commissione di gara, la cui determinazione è rimessa all'AEEGSI entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto;
- annualmente un corrispettivo pari all'1% della somma della remunerazione del capitale di località del servizio di distribuzione e misura e relativa quota di ammortamento per la copertura degli oneri di controllo e vigilanza sulla conduzione del servizio.

|                                  |  |    |    |
|----------------------------------|--|----|----|
|                                  | <p>3. metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisano la necessità.<br/>La stazione appaltante può decidere di stabilire una soglia al di sopra della quale il punteggio non aumenta.</p>  | 5  | 28 |
|                                  | <p>4. percentuale della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura e della relativa quota di ammortamento annuale, a favore degli enti locali<sup>157</sup> concedenti con un tetto del 5%.</p>  | 5  |    |
|                                  | <p>5. investimenti di efficienza energetica addizionali<sup>158</sup> rispetto agli obblighi del distributore previsti dai DM 21 dicembre 2007 e 20 luglio 2004, con un valore soglia del 20% al di sopra del quale il punteggio non viene incrementato.</p>   | 5  |    |
| Sicurezza e qualità del servizio | <p>in materia di sicurezza si prendono in considerazione i livelli incrementali offerti rispetto ai livelli obbligatori fissati dall'Aeeg con del. 120/08 per i seguenti parametri:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. percentuale annua di rete di media e alta pressione sottoposta ad ispezione</li> <li>2. percentuale di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione</li> <li>3. percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo entro 60 minuti</li> <li>4. numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione di gas per migliaio di clienti finali</li> </ol> | 22 | 27 |

FONTE: DM 226/2011

Relativamente al canone, la previsione di una percentuale massima è funzionale ad impedire che si possano riprodurre le criticità evidenziate dall'analisi delle gare svoltesi a livello comunale<sup>159</sup>.

Tra i criteri economici 13 punti possono essere assegnati all'operatore che presenti lo sconto tariffario maggiore a beneficio degli utenti, entro un valore

<sup>157</sup> Agli Enti locali e alle società patrimoniali delle reti che risultano anche proprietarie di una parte degli impianti il gestore deve corrispondere annualmente la remunerazione del capitale investito netto di località riconosciuto dall'AEEGSI.

<sup>158</sup> I titoli rimangono di proprietà del distributore che corrisponde all'Ente locale il relativo valore stabilito dall'AEEGSI. Nel caso di non raggiungimento del numero di titoli di efficienza energetica, dopo un anno di tolleranza, il gestore versa comunque agli Enti locali concedenti un ammontare pari al valore per cui si è impegnato in sede di gara oltre ad una penale per mancato rispetto del parametro di gara offerto. Le modalità operative sono stabilite dall'AEEGSI entro 120 giorni dall'entrata in vigore del regolamento.

<sup>159</sup> Sul punto occorre tuttavia puntualizzare che, sebbene il Regolamento al momento vigente preveda che tale percentuale da riconoscere agli enti locali non possa superare il 5% della remunerazione, si tratta di una disposizione destinata ad essere a breve superata con l'emanazione del decreto che recepisce le modifiche al Regolamento Criteri. Tra le modifiche apportate infatti si prevede proprio l'innalzamento del valore massimo dello sconto fino al 10%, tetto che - secondo le indicazioni dell'Autorità di regolazione nel già citato parere - dovrebbe comunque garantire la sostenibilità della gestione e degli investimenti e impedire che si ripetano anche per il futuro gli eccessivi rialzi dei canoni di concessione in favore degli enti locali che si erano registrati nelle gare precedenti.



massimo<sup>160</sup> dato dalla somma tra la remunerazione tariffaria dell'ammortamento annuale della differenza tra VIR e RAB (da ammortizzare nei dodici anni di durata dell'affidamento) e gli importi annuali destinati per l'attività di vigilanza alla stazione appaltante.

Con tale previsione, che deve essere necessariamente coordinata con le disposizioni relative al sistema tariffario per il nuovo periodo di regolazione<sup>161</sup>, il Legislatore ha inteso consentire al potenziale aggiudicatario del servizio di assumersi (totalmente o parzialmente) gli oneri derivanti dal mancato ammortamento degli investimenti nella precedente gestione che dovranno essere riconosciuti al gestore uscente nella fase di 'staffetta', nel passaggio tra una concessione ed un'altra (Archibugi e Pizzetti, 2001: 348).

Lo spirito della norma appare coerente rispetto agli obiettivi pro competitivi e di riduzione del costo del servizio. Nel corso della trattazione si tenterà tuttavia di dimostrare<sup>162</sup> che un'analisi fattuale porta ad una diversa valutazione dell'efficacia dello strumento rispetto agli scopi perseguiti (consentire che le dinamiche concorrenziali possano ridurre i costi di transizione in capo agli utenti/consumatori nella fase di passaggio a forme di concorrenza per il mercato).

Sarà infatti illustrato che il combinato disposto tra le regolazione tariffaria definita dall'AEEGSI e il quadro normativo di cui al Regolamento finisce con il determinare esiti sub ottimali nella selezione del gestore a causa della presenza di forme di regolazione asimmetrica nella determinazione del livello di remunerazione riconosciuto a fini tariffari, nonché della sperequazione esistente tra i diversi livelli di RAB riconosciute dalla regolazione al momento della presentazione dell'offerta.

Senza anticipare temi che saranno ampiamente trattati nel successivo capitolo, cui pertanto si rinvia, si limita ad anticipare che l'assenza di un coordinamento tra regolazione tariffaria e disposizioni normative (Il Regolamento è stato emanato prima della definizione degli orientamenti da parte di AEEGSI per il

---

<sup>160</sup> Cfr. art. 13 del DM 226/2011. La previsione di un limite massimo è stato evidentemente finalizzato a scongiurare il rischio che offerte economiche eccessivamente eccessiva possano mettere a repentaglio la garanzia che l'operatore effettui i necessari investimenti per la manutenzione e sviluppo della rete

<sup>161</sup> AEEGSI Deliberazione 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

<sup>162</sup> Si rinvia in particolare al Capitolo II

nuovo periodo di regolazione tariffaria 2014-2019) rischia di frustrare gli scopi di riduzione dei costi e di selezione dell'operatore capace di presentare l'offerta che, a parità di altre condizioni, sia più vantaggiosa per l'utente finale.

### **1.11 Incompletezza contrattuale, regolazione tariffaria ed investimenti: criticità e *trade off* della durata della concessione**

Nei precedenti paragrafi è stata già sottolineata la rilevanza, in termini di effetti sulla concorrenza potenziale delle future gare, della individuazione della dimensione ottimale dei bacini di gara. Nel presente paragrafo, sarà analizzato invece il tema dell'individuazione della durata ottimale del contratto di concessione.

Partendo dal dato normativo, il Decreto Letta stabilisce<sup>163</sup> che il servizio di distribuzione del gas naturale sia assegnato attraverso procedura competitiva per un periodo di 12 anni, che indica pertanto la durata della concessione e il periodo di tempo in cui il distributore aggiudicatario del servizio sarà controparte, in regime di monopolio legale regolato, del rapporto concessorio.

Prima dell'emanazione del Letta la legge non prevedeva un limite massimo alla durata della concessione, che veniva generalmente assegnata senza scadenza o con scadenza molto lunga, generalmente venticinquennale o trentennale (Bernardini e Di Marzio, 2001).

Affidamenti di così lunga durata venivano giustificati dall'esigenza di consentire alle imprese di ammortizzare i costi ed al contempo incentivare gli investimenti prima della cessione degli impianti a titolo gratuito agli enti locali al termine della concessione (Bernardini e Di Marzio, 2001: 101), fatto salvo il diritto ad un equo rimborso in caso di cessione anticipata della rete.

Le analisi delle gare svoltesi per ambito comunale successivamente all'emanazione del Letta hanno evidenziato che nella stragrande maggior dei casi (91%) vi sia stata una tendenza a rispettare le disposizioni sulla durata della concessione, essendo l'affidamento stato assegnato per 12 anni, e solo nel 9% dei casi per una diversa durata, maggiore o minore (Utilitatis, 2009 e 2011). Il contratto

---

<sup>163</sup> Cfr. all' art. 12, co. 1 del d.lgs 164/2000

di servizio tipo, adottato con decreto ministeriale 5 febbraio 2013<sup>164</sup>, ha peraltro espressamente sancito che il servizio sia affidato per tale periodo e non per un arco di tempo possibilmente anche inferiore, come interpretato da parte della dottrina<sup>165</sup>.

Sul tema della durata dei contratti è stato evidenziato (Goldberg, 1976; Williamson, 1985; Guash, 2004) come la limitazione della durata degli affidamenti riduca i rischi connessi all'incompletezza contrattuale, in quanto più è lunga la durata della concessione tante maggiori sono le possibilità che possano verificarsi eventi contingenti non previsti dal contratto e, dunque, il rischio di rinegoziazioni post contrattuali opportunistiche<sup>166</sup>. Se la determinazione di un arco temporale relativamente breve ha dunque il vantaggio di ridurre il rischio di *hold up*, dall'altra parte non può tuttavia non evidenziarsi il fatto che nel settore della distribuzione del gas i tempi per ammortizzare gli investimenti sono in media di gran lunga superiori a quelli della durata delle concessioni (12 anni). Ne consegue che al termine della concessione si replicherà il problema di dover specificare le modalità di valutazione e di indennizzo al gestore uscente della quota di investimento non ammortizzata (Giacomelli, 2008).

In linea generale il passaggio da una gestione monopolistica ad un'altra, specie se relativa a un processo di affermazione di forme di concorrenza (seppure per il mercato), comporta sempre dei costi, sia relativi alla conclusione della precedente gestione che ai fini dello svolgimento della gara (Archibugi e Pizzetti,

---

<sup>164</sup> Decreto Ministeriale 5 febbraio 2013 Approvazione del contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

<sup>165</sup> Parte della dottrina (Pinto, 2006; Dorigoni, 2007) aveva interpretato il Decreto Letta nel senso che questo stabilisse la durata massima della concessione e non anche quella minima e che, pertanto, se fosse raggiunto un accordo tra gli enti locali facenti parte dell'ambito, la stazione appaltante potrebbe anche bandire una gara per una durata inferiore del servizio.

<sup>166</sup> Un argomento che storicamente è utilizzato in favore di concessioni lunghe (Amstrong e Sappington, 2006; Archibugi e Pizzetti, 2001; Dorigoni, 2007) riguarda gli impatti negativi che la previsione di una durata troppo breve dell'affidamento potrebbe avere per il recupero degli investimenti. Se infatti la normativa non consentisse il recupero sul capitale investimento in un periodo di tempo limitato, le imprese potrebbero essere portate a sotto investire con pregiudizio per il mantenimento degli standard di sicurezza e qualità del servizio. L'accorciamento dell'orizzonte temporale delle decisioni d'impresa potrebbe inoltre disincentivare l'operatore ad effettuare investimenti non solo laddove non siano conosciuti ex ante i criteri di riconoscimento o nella determinazione del valore di investimento residuo non ammortizzato, ma anche laddove sussista il rischio regolatorio sulla determinazione di tali partite.

2001). La previsione di una durata della concessione eccessivamente breve potrebbe pertanto determinare un aumento dei costi della gara sostenuti dalla collettività nonché del rischio contenzioso tra gestore entrante e uscente o gestore e amministrazione. Questi, come sarà analizzato, riguardano peraltro nella maggior parte dei casi la determinazione del valore di rimborso residuo degli ammortamenti da riconoscere al gestore uscente (c.d. VIR).

La determinazione dei criteri per la valorizzazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente non è infatti esente da incertezze interpretative a causa del convulso incedere della normativa e della regolazione su tale specifico e complesso tema. Anticipando quanto sarà illustrato nel secondo capitolo, l'incertezza e l'incoerenza che si riviene in alcune scelte normative e regolatorie potrebbe avere effetti negativi sulla capacità di reperire risorse finanziarie necessarie ad effettuare gli investimenti necessari e rispetto ai quali il distributore si sia obbligato attraverso la presentazione del Piano di sviluppo degli impianti come condizione dell'offerta di gara (Piron e Morabito, 2013). Il disallineamento tra la durata della concessione e il periodo di ammortamento potrebbe infatti costituire una condizione sfavorevole alla sostenibilità finanziaria degli investimenti e alla bancabilità degli interventi infrastrutturali nel settore, specie nell'approssimarsi della scadenza dell'affidamento.

Occorre tuttavia rilevare che, rispetto allo svolgimento della prima tornata di gare, in cui il pagamento del VIR risponde ad una logica di determinazione contrattuale di partite tra gestore entrante ed uscente, nella fase a regime (ovvero per le gare successive alla prima tornata) la questione sarà affrontata a livello regolatorio, in termini di valorizzazione dell'asset riconosciuto a fini tariffari, ovvero in termini di RAB (*Regulatory Asset Base*), valore che, come verrà più dettagliatamente chiarito nel secondo capitolo, è qualitativamente e concettualmente diverso da quello del VIR<sup>167</sup>.

Se numerosi interventi legislativi e regolatori hanno modificato le modalità di determinazione del VIR, amplificando l'incertezza e aumentando i costi transattivi

---

<sup>167</sup> Il Decreto Letta, nel disporre l'obbligo del pagamento in capo al gestore entrante, del valore residuo dell'impianto da corrispondere al gestore uscente, distingue tra due differenti regimi: 1) la fase transitoria (relativa allo svolgimento della prima tornata di gare), ai sensi di quanto disposto dall'articolo 15 comma 5 del Decreto Letta; 2) quella successiva, secondo le disposizioni di cui all'articolo 14 comma 8.

legati al contenzioso, la determinazione del valore della RAB, essendo un valore definito a livello regolatorio, in presenza di disposizioni tariffarie certe, stabili e predefinite<sup>168</sup>, dovrebbe rappresentare una partita priva di controindicazioni quali rischio contenzioso e costi *sunk*<sup>169</sup>.

Parte della dottrina ha inoltre evidenziato (Pezzoli, 2006) che la necessità di compensare i crediti dei concessionari per gli investimenti effettuati non dovrebbe costituire un argomento in favore delle concessioni di lunga durata, posto che la gara può essere disegnata in modo che la base d'asta abbia a riferimento il credito vantato dal gestore uscente relativo agli investimenti non ammortizzati, in modo tale che l'impresa aggiudicataria possa farsi carico degli oneri derivanti dal mancato recupero degli investimenti. Come evidenziato nel paragrafo precedente, è proprio questa la scelta effettuata dal Legislatore attraverso la previsione, tra le condizioni economiche dell'offerta, dello sconto tariffario sul differenziale tra valore di rimborso e regulatory asset base (RAB).

Si rileva, peraltro, che al disallineamento tra la durata delle vite utili dei cespiti e la durata massima della concessione si somma quello tra il termine della concessione e del periodo di regolazione tariffaria, recentemente fissato a sei anni dall'Autorità di regolazione nella delibera con cui sono stati determinati gli orientamenti per il nuovo periodo di regolazione tariffaria per la distribuzione e misura gas (2014-2019)<sup>170</sup>.

Da tale assetto ne deriva che nell'ambito di una sola gestione si interverranno al minimo due periodi regolatori. Questi potranno costituire un momento per effettuare le rinegoziazioni indispensabili in presenza di investimenti specifici cui parte della dottrina si riferisce con riferimento al problema

---

<sup>168</sup> Secondo una recente indagine del rischio regolatorio in Italia (Il rischio regolatorio in Italia, analisi dei risultati della Survey AMCHAM – American Chamber of Commerce in Italy, Milano, giugno, 2014) il settore energetico è uno dei settori maggiormente esposti al rischio regolatorio, quest'ultimo inteso come cambiamento degli orientamenti espressi dall'Autorità di regolazione settoriale (AEEGSI), con effetti negativi nelle scelte di investimento delle aziende.

<sup>169</sup> I sunk cost sono costi irrecuperabili che un soggetto è tenuto a pagare per poter accedere in un mercato. Per approfondimenti si rinvia a: Sutton, J. *Sunk Costs and Market Structure*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1991; Samuelson, Paul; and Nordhaus, William. *Economics*. McGraw-Hill International Editions: 1989.

<sup>170</sup> Deliberazione AEEGSI 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

dell'incompletezza contrattuale (Williamson, 1985; Guash, 2004), che dovrebbe tuttavia essere in parte sterilizzato dalla durata breve della concessione.

Se la gara si considera come il momento esclusivo in cui si esprime il confronto competitivo (di fatto, una volta aggiudicato il servizio, il distributore lo gestisce in un regime di monopolio legale, seppur regolato), è tuttavia al contempo evidente che la riduzione dell'arco di tempo che intercorrerà tra lo svolgimento delle diverse tornate di gara dovrebbe anche impedire il formarsi di rendite di posizione: l'assegnazione di un diritto di monopolio, seppur regolato, per un periodo breve dovrebbe infatti limitare la possibilità per l'*incumbent* di porre in essere comportamenti strategici, nonché limitare i vantaggi informativi di cui questo gode (e che potrebbero essere sfruttati nelle gare successive) ed il rischio che variabili non considerate possano dare adito alla necessità di rinegoziare il contenuto della concessione. Le decisioni di investimento si basano infatti su valutazioni complesse che presentano un rischio relativo ai futuri sviluppi del mercato e della domanda e che sono pertanto maggiori quando considerano un arco di tempo lungo.

Le conclusioni che possono trarsi non sono pertanto diverse rispetto a quelle che riguardano il tema del riconoscimento dell'indennizzo al gestore uscente nella fase transitoria, ovvero di svolgimento della prima trince di gare d'ambito: la durata limitata della concessione non dovrebbe produrre criticità se la regolazione sarà stabile e certa nel prescrivere le modalità (e coerenti tassi di remunerazione<sup>171</sup>) per il recupero degli investimenti effettuati.

---

<sup>171</sup> Per approfondimenti sul tema si rinvia al paragrafo dedicato alla regolazione tariffaria AEEGSI

## CAP II

### IL COMBINATO DISPOSTO NORMATIVO REGOLATORIO: UNA BUONA RICETTA?

#### Introduzione

I processi di riforma e riorganizzazione del settore della distribuzione gas, ed in generale dei servizi pubblici locali, sono animati dalla finalità di introdurre modelli organizzativi volti ad aumentare l'efficienza e ridurre i costi a beneficio dei consumatori. Le esperienze del passato hanno tuttavia evidenziato che non è sufficiente decidere di bandire una gara per garantire l'innalzamento della qualità e l'abbattimento del prezzo (tariffa) pagati dagli utenti: non basta selezionare *the best type of contract* ma è necessario definire l'assetto istituzionale adeguato per "*administering such a contract*" (Goldberg, 1976: 431).

La letteratura economica (Simon, 1991) ha evidenziato infatti come compito delle istituzioni sia semplificare il processo negoziale e decisionale, riducendo i costi di transizione<sup>172</sup>.

Regole e istituzioni efficienti non sono infatti il semplice prodotto dell'interazione tra gli operatori, ma il frutto di un processo più complesso, in cui le autorità pubbliche intervengono definendo le regole del gioco, gli incentivi e l'*enforcement* (Antonioli, 2011: 98).

---

<sup>172</sup> Per incompletezza contrattuale si riprende la definizione data da parte della dottrina italiana (Nicita e Napolitano, 2010: 81), che, partendo dall'analisi della letteratura economica rilevante (in particolare Hart e Holmstrom, 1987; Milgrom e Roberts, 1990; Tirole 1999) ha definito quali cause di incompletezza contrattuale che impediscono l'esecuzione o l'*enforcement* dei contratti:

1. L'impossibilità dei contraenti di prevedere ogni possibile contingenza futura che dovesse verificarsi nel corso della regolazione
2. Gli elevati costi di contrattazione (*bargaining costs*) sostenuti dalle parti per accordarsi su ogni singola circostanza e il costo di descriverla (in modo non ambiguo) nel contratto
3. il costo di ricorrere al sistema legale per ottenere l'adempimento del contratto
4. La difficoltà ad ottenere l'*enforcement* del contratto, a causa, ad esempio, delle limitate informazioni tra le parti a causa, ad esempio, delle limitate informazioni esistenti tra le parti riguardo ad azioni, caratteristiche o stati del mondo (non osservabilità), oppure alla difficoltà di trasmettere queste informazioni – anche se condivise tra le parti – all'autorità esterna (non verificabilità)
5. Il rischio di dar luogo a comportamenti distorti (*dysfunctional*), che induce le parti a lasciar fuori dai contratti anche elementi verificabili (incompletezza endogena), al fine di permettere un adattamento efficiente del contratto nel corso del suo adempimento.

Per un'analisi della letteratura che indaga i fondamenti dell'incompletezza contrattuale si rinvia a Tirole 1999; Maskin e Moore (1999); Segal (1999); Maskin e Tirole (1999); Hart e Moore (1999); Maskin e Tirole (1999); MacLeod (2002), Nicita e Scoppa (2004)

Il presente capitolo analizza alcune scelte poste in essere dal Legislatore e dal Regolatore ed aventi ad oggetto la disciplina dei rapporti economici tra i soggetti protagonisti della riforma della distribuzione del gas naturale, al fine di valutare se tali strumenti di *policy* siano coerenti, oltre che legittimi, rispetto al perseguimento dei fini che questi si pongono, partendo dall'assunto che non sia di per sé sufficiente la previsione della gara e l'introduzione di forme di concorrenza per il mercato per garantire il perseguimento degli obiettivi posti dalla riforma. Le dinamiche concorrenziali possono infatti efficacemente esprimersi se accompagnate dalla garanzia di un quadro istituzionale e regolatorio chiaro e certo, che garantisca che le gare non solo siano bandite, ma che siano anche 'ben fatte' (Pezzoli, 2005).

Saranno pertanto analizzate in chiave critica le scelte normative e regolatorie che definiscono il contesto in cui le future gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sono chiamate a svolgere la loro funzione pro-competitiva, al fine di evidenziare se gli 'ingredienti' del menù definito dal Legislatore e dal Regolatore costituiscano degli incentivi efficienti per gli operatori rispetto al perseguimento degli scopi di selezione delle migliori condizioni economiche e qualitative e di riduzione dei costi di transizione.

## **PARTE I**

### **MISURE LEGISLATIVE E VALORE DI RIMBORSO**

#### **2.1. I costi di transizione nel passaggio dalla dimensione comunale a quella di ATEM: il valore di riscatto da corrispondere al gestore uscente**

A pochi mesi dall'avvio delle prime gare gli enti locali si trovano nella situazione di dover affrontare le criticità connesse al passaggio della gestione da un distributore all'altro ed a dover sciogliere l'intricato nodo del riscatto delle reti al termine del periodo transitorio.



Il processo di aggregazione che necessariamente accompagnerà l'affidamento della concessione per ATEM<sup>173</sup> fa infatti emergere con forza la problematica legata alla valutazione degli asset aziendali, che costituisce un passaggio obbligato nell'attuale contesto di transizione dal monopolio ad un regime di concorrenza per il mercato (Ammanati, Beccarello e al, 2010: 9).

Il tema è rilevante sotto più profili, al punto che parte della dottrina ha evidenziato come dall'entrata in vigore del Decreto Letta le maggiori problematiche che concernono la fattibilità delle nuove gare per l'affidamento delle concessioni per la distribuzione del gas naturale siano legate proprio alla determinazione dei rimborsi dovuti ai gestori uscenti (Ferla, 2014: 1; Berardi e Traini, 2014: 8).

Nella presente sezione sarà evidenziato come l'affannoso incedere delle modifiche alla disciplina su tale dirimente tema abbia contribuito a generare una situazione di incertezza in capo agli operatori ed investitori e lo stallo nell'avvio delle gare a causa del continuo rinvio delle date limite per la pubblicazione dei bandi di gara.

Il Legislatore, sia con il Decreto Letta che con il Regolamento Criteri, era intervenuto per introdurre una metodologia comune per la determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente, nell'ottica di ridurre il rischio contenzioso, e dunque i costi transattivi, in vista dello svolgimento della competizione. Le numerose modifiche disposte dal Legislatore hanno tuttavia stravolto l'originario quadro normativo e contribuito ad accrescere, come sarà evidenziato nei successivi paragrafi, l'incertezza sulla determinazione di tali rilevanti partite.

---

<sup>173</sup> Alcuni studi (Bianchini e Massari, 2012; Bianchini, La Cognata e Al., 2002) hanno evidenziato che il settore della distribuzione del gas naturale è destinato a subire un consistente processo di concentrazione come esito dello svolgimento delle gare d'ambito. In particolare, l'ampliamento dimensionale dei bacini di gara (ATEM), unito alle elevate barriere di accesso (soprattutto di tipo finanziario) necessarie per sostenere i costi delle gare, in particolare il pagamento del valore residuo da versare al gestore uscente, determineranno infatti una forte riduzione dei potenziali competitor e conseguentemente degli operatori attivi nel settore.

## 2.2. Il valore di rimborso e la *regulatory asset base*: la dicotomia definita dal Decreto Letta

Il Decreto Letta prevede<sup>174</sup> che, alla scadenza del periodo di affidamento, le reti - nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili - rientrino nella piena disponibilità dell'ente locale<sup>175</sup>. Si stabiliscono quindi due differenti discipline per il calcolo del rimborso al gestore uscente, distinguendo tra la prima tornata di gare, il cd, regime di transizione, (a) e la situazione a regime (b).

Relativamente alla fase transitoria (*Regime di transizione*<sup>176</sup> nell'attività di distribuzione), originariamente il decreto prevedeva<sup>177</sup> che ai titolari delle concessioni in essere – per i quali non fosse previsto un termine di scadenza o fosse previsto un termine che superasse il periodo transitorio – venisse riconosciuto un rimborso a carico del nuovo gestore, calcolato nel rispetto di quanto previsto dalle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, sulla base dei criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925 n. 2578, e restando esclusa la valutazione del mancato profitto dalla conclusione anticipata del rapporto (lucro cessante).

Il regio decreto, da applicare in mancanza di una espressa regolamentazione contrattuale, identifica il criterio della stima industriale, finalizzato ad individuare il costo che l'amministrazione dovrebbe sopportare per realizzare, nel rispetto dell'attuale disciplina, un nuovo impianto, analogo a quello esistente, dedotti il valore del degrado fisico ed i contributi pubblici<sup>178</sup>.

---

<sup>174</sup> Cfr. all'art. 14 co. 14 del d.lg. 164/2000

<sup>175</sup> Con riguardo al regime proprietario la disciplina distingue tra tre casistiche 1) se le reti o porzioni di rete sono già di proprietà dell'ente locale (o di società patrimoniali delle reti) esse non cambieranno di proprietà alla scadenza dell'affidamento; 2) nel caso in cui la concessione preveda la devoluzione gratuita della rete o porzione all'ente locale, lo stesso ne acquisisce la proprietà alla cessazione effettiva dell'affidamento, salvo l'obbligo a corrispondere il valore di rimborso al gestore uscente se la data di scadenza naturale supera la data di effettiva cessazione del servizio; 3) in tutti gli altri casi, la proprietà passa "temporaneamente" al gestore subentrante (previo rimborso da parte del gestore uscente) con il vincolo di farla rientrare nella piena disponibilità funzionale dell'ente locale concedente alla fine del periodo di affidamento.

<sup>176</sup> Transizione in questo caso è da intendersi come la fase in cui in un ambito per la prima volta le gare si svolgeranno non più a livello comunale, secondo le regole di cui al Regolamento Criteri (DM 226/2011)

<sup>177</sup> Cfr. all'Art. 15, Co. 5 del DM 226/2011

<sup>178</sup> L'articolo 24 del r.d. n. 2578/1926, comma 4, lettera a), richiamato dal Letta, definisce come valore industriale il valore "dell'impianto e del relativo materiale mobile ed immobile, tenuto conto del tempo trascorso dall'effettivo cominciamento dell'esercizio e degli eventuali ripristini avvenuti nell'impianto e nel materiale ed inoltre considerate le clausole che nel contratto di concessione siano contenute circa la proprietà di detto materiale, allo spirare della concessione medesima." L'art. 13 del

Il regio decreto ha quindi introdotto nel nostro ordinamento il principio in base al quale, in caso di riscatto anticipato della concessione, l'ente debba corrispondere un valore di rimborso al gestore per la parte di investimenti non ammortizzati per compensarlo del riscatto anticipato rispetto al termine originario dell'affidamento: avendo il criterio del costo di ricostruzione a nuovo costituito storicamente il riferimento per il calcolo del VIR, conseguentemente, numerose convenzioni stipulate da gestori e Comuni richiamano espressamente l'art. 24 del regio decreto stesso (Ferla, 2012). Per tale motivo, storico e logico, il Letta lo aveva individuato come riferimento per la determinazione del valore da riconoscere, fermo il principio dell'autonomia negoziale.

A regime<sup>179</sup> il Letta, come modificato dal d.l. n. 93/11<sup>180</sup>, stabilisce invece che il valore di rimborso al gestore uscente sia pari alla regulatory asset base (RAB), ovvero al valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti la cui proprietà viene trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà. La metodologia prevista in tal caso è quella del costo storico, al netto dei contributi pubblici e privati, rivalutato secondo i criteri previsti dalla regolazione tariffaria.

La RAB, che individua il valore riconosciuto al capitale investito dell'asset dal sistema tariffario, è un valore ontologicamente diverso da quello di rimborso per il riscatto anticipato della rete (VIR), che invece si fonda su un criterio di

---

D.P.R. n. 902/1986 ha specificato la nozione di valore industriale di cui all'articolo 24 del r.d., prevedendo che tale valore sia determinato sulla base dello stato di consistenza e del costo che dovrebbe essere sostenuto per la ricostruzione dell'impianto, deducendo il valore del degrado fisico degli impianti avuto riguardo al tempo trascorso e alla prevista durata utile degli impianti stessi. Il degrado si presume direttamente proporzionale al decorso del tempo, salvo prova contraria fornita da una delle parti mediante perizia tecnica. Si prevede inoltre che dall'importo sia dedotto anche il valore degli impianti divenuti obsoleti, al netto dell'eventuale valore di recupero, nonché i costi per la trasformazione degli impianti onde adeguarli alle esigenze del processo produttivo

<sup>179</sup> Cfr. all'art 14 co. 8 del Decreto Letta. Per 'regime' si intende la situazione in cui si svolgono per la seconda volta le gare per ATEM in un determinato ambito

<sup>180</sup> Cfr. all'art. 24 del dl. 93/2011

determinazione contrattuale, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 15, comma 5 Letta, per il periodo transitorio.

Come evidenziato da un'analisi di settore agli albori della liberalizzazione (Bernardini e di Marzio, 2001), già prima dell'emanazione del Letta la determinazione del valore di rimborso in caso di riscatto anticipato ha costituito motivo di scontro tra i concessionari e gli enti locali.

Con l'emanazione del Regolamento Criteri il Legislatore è pertanto intervenuto definendo una disciplina<sup>181</sup> volta ad introdurre modalità di dettaglio rispetto a quanto non disposto dalle convenzioni in essere allo scopo di limitare le incertezze, e dunque il rischio contenzioso sulla determinazione del valore di rimborso stesso. Le metodologia applicativa avrebbe dovuto pertanto svolgere una funzione meramente integrativa rispetto agli accordi stipulato con i Comuni, ovvero limitatamente alle ipotesi ed agli aspetti in cui non fosse già disposto nelle convenzioni e nei contratti<sup>182</sup>.

A pochi mesi dalla data limite per la pubblicazione dei primi bandi di gara, tuttavia, le regole di determinazione del valore di rimborso sono state modificate attraverso la previsione di nuovi strumenti di calcolo del VIR che si vanno a sostituire alle modalità in origine prescritte e, in numerosi casi, alla stessa determinazione contrattuale emergente dalle convenzioni in essere.

Tale mutamento dello scenario ha sortito effetti contrari agli obiettivi che si assume il Legislatore avesse voluto perseguire: anziché limitare i costi di transizione verso le nuove gestioni ha costituito uno dei principali motivi del contenzioso che, analogamente a quanto rappresentato relativamente alla durata del periodo transitorio<sup>183</sup>, rischia di compromettere in parte i benefici che dovrebbero derivare dalla definizione di forme di selezione competitiva dell'operatore.

---

<sup>181</sup> Tale disciplina è contenuta all'articolo 5 del Regolamento, il quale dispone le modalità per il calcolo del costo di ricostruzione a nuovo (CRN) dell'impianto. Questo viene calcolato sulla base dello stato di consistenza degli impianti, applicando il prezzario contenuto nei documenti contrattuali se esplicitamente previsto, ovvero qualora i documenti contrattuali non contengano il prezzario utilizzando in tal caso i prezzari per i lavori edili e per l'industria e agricoltura della Provincia d'ambito o in installazione di impianti tecnologici della Camera di commercio e, in assenza di questi, gli analoghi prezzari regionali.

<sup>182</sup> Cfr. Considerando nelle premesse del DM 226/2011.

<sup>183</sup> Si rinvia al Capitolo 1

Come evidenziato anche nelle premesse del Regolamento, l'identificazione degli elementi necessari per la determinazione del VIR risulta *“indispensabile ai fini della definizione dei criteri di gara e di valutazione dell’offerta”*, in quanto tali valori costituiscono *“importanti parametri da introdurre nel bando di gara sia ai fini della concorrenza, sia ai fini della tutela dei diritti del gestore uscente”*<sup>184</sup>.

Per stessa ammissione del Legislatore, dunque, la modifica dei criteri per la determinazione di tale valore avrà notevoli ripercussioni sugli investimenti, sulla sostenibilità delle offerte presentate e dei piani finanziari delle aziende, nonché sulla concorrenzialità della stessa gara. Ai fini della comprensione della vicenda, necessaria per poter esprimere considerazioni prospettive sugli esiti della riforma, occorre preliminarmente chiarire la portata della questione ed illustrare sinteticamente e per gradi le diverse giravolte normative che si sono intervallate sul tema.

### **2.3. La sottrazione dei contributi privati e l’emanazione delle Linee Guida ministeriali (DM 22/05/2014)**

Qualche anno dopo l’entrata in vigore del Regolamento Criteri, quando già erano state disposte le proroghe alle prime scadenze per la pubblicazione dei bandi, è stato adottato il DL 69/13 (convertito in l. n. 98/2013) il quale ha disposto che<sup>185</sup> *“al fine di facilitare lo svolgimento delle gare e di ridurre i costi, il Ministero dello sviluppo economico può emanare Linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale (VIR), in conformità con l’articolo 5 del DM 226/2012.”*

Il Ministero ha pertanto avviato un confronto con gli operatori e le associazioni di rappresentanza delle stesse per consentire una consultazione sui contenuti delle Linee Guida, che avrebbero dovuto avere funzione integrativa rispetto agli accordi e suppletiva nel caso mancassero convenzioni tra l’ente locale

---

<sup>184</sup> Ritenuto n. 6 del DM 226/2011

<sup>185</sup> Cfr. all’Art 4, co. 6 del d.l. 69/2013

ed il gestore, e sempre nel rispetto di quanto previsto dal Letta e dal Regolamento, fonti normative gerarchicamente sovra-ordinate<sup>186</sup>.

L'utilizzo delle Linee Guida ministeriali come strumento integrativo delle convenzioni, laddove presenti, o, in assenza, come strumento di calcolo del valore residuo dell'impianto, è stato formalizzato con l'entrata in vigore del d.l. Destinazione Italia, 145/2013 (convertito, con modificazioni, in l. n. 9/2014) il quale ha, tra le altre, introdotto alcune rilevanti modifiche all'articolo 15, comma 5 del Decreto Letta emendandolo nei seguenti termini: le parole 'con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925 n. 2578' sono state sostituite dalle seguenti: *"nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'articolo 4, comma 6, del decreto legge 69/2013, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013 n. 98"*<sup>187</sup>.

E' stata pertanto eliminato il riferimento al regio decreto, prevedendosi che le metodologie di determinazione fossero quelle di cui alle Linee Guida. Tale disposizione faceva comunque salva l'autonomia negoziale delle parti, richiamando espressamente le convenzioni già stipulate tra enti locali e gestori e rinviando all'applicazione delle Linee Guida solamente per quanto non desumibile dalla volontà contrattuale, coerentemente a quanto disposto dal Regolamento Criteri<sup>188</sup>.

Sempre il DL Destinazione Italia ha inoltre disposto<sup>189</sup> la sottrazione, ai fini del calcolo del VIR, anche dei contributi privati<sup>190</sup>, introducendo un'ulteriore modifica all'articolo 15 comma 5 del Decreto Letta e contribuendo con tale operazione ad avvicinare fortemente il valore del VIR a quello della RAB.

---

<sup>186</sup>Sebbene nell'ambito della consultazione con gli operatori il Ministero dello Sviluppo Economico non avesse esplicitato con quale strumento le linee guida sarebbero state recepite, la pubblicazione delle stesse è avvenuto attraverso decreto ministeriale, atto amministrativo generale subordinato sia al Regolamento Criteri, regolamento ministeriale, che al Decreto Letta, decreto legislativo e dunque fonte normativa primaria.

<sup>187</sup> Cfr. all'art. 1 co. 16 della l. n. 9/2014

<sup>188</sup> Cfr. all'art. 5 e ss. del DM 226/2011

<sup>189</sup> Cfr. all'art. 1 co. 16 della l. n. 9/2014

<sup>190</sup> Trattasi dei contributi che il cliente ha versato all'impresa di distribuzione sul costo delle opere di allacciamento alla rete I contributi privati rappresentano pertanto i costi di allacciamento sostenuti dall'utenza. Pertanto, dal punto di vista economico-distributivo, appare privo di giustificazione il loro mancato scomputo ai fini del riconoscimento del valore di rimborso, non trattandosi di investimenti realizzati dal gestore.

Il Legislatore ha infatti cercato di limitare la discrasia esistente tra i due valori (Berardi e Traini, 2014), in considerazione del fatto che la differenza tra VIR e RAB è riconosciuta in tariffa al nuovo gestore aggiudicatario della concessione<sup>191</sup> e che secondo stime dell'AEEGSI la mancata detrazione dei contributi privati arriva a pesare in termini del 40-50% sul delta tra i due valori<sup>192</sup>. Il tema era, peraltro, già dibattuto ed oggetto di contenzioso e di alcune controversie arbitrali<sup>193</sup>.

La dottrina ha evidenziato (Ferla, 2012: 80) come la principale criticità relativa alla previsione della sottrazione di tali componenti economiche si ravvisi nella circostanza che l'assenza di forme di regolamentazione contabile abbia determinato una situazione di incerta qualificazione e difficile ricostruzione nel tempo del trattamento, ai fini contabili, dei contributi stessi, cosicché i gestori abbiano utilizzato differenti modalità di contabilizzazione: in alcuni casi i contributi sono stati capitalizzati in rapporto all'investimento per l'opera di allacciamento; in altri, invece, sono stati inseriti nel conto economico come corrispettivi afferenti i rapporti di utenza<sup>194</sup>.

E' stato già accennato alla circostanza che il Legislatore, sancendo l'obbligo di sottrazione dei contributi, ha considerevolmente ridotto il differenziale tra il valore della RAB e quello del VIR e, conseguentemente, anche il prezzo pagato dagli utenti per il passaggio dal monopolio alla concorrenza per il mercato. Tale differenziale costituisce infatti una componente che viene riconosciuta in tariffa al gestore entrante, che può tuttavia rinunciarvi, in tutto o in parte, in sede di gara, attraverso la presentazione dello sconto tariffario<sup>195</sup>.

---

<sup>191</sup> Cfr. All'art. 24, comma 3, d.gls. 93/2011

<sup>192</sup> Memoria Autorità per l'Energia Elettrica Gas e Sistema Idrico del 9 gennaio 2014.

<sup>193</sup> TAR Veneto, sez. I, n. 2301/2009; parte della dottrina (Ferla, 2012: 81) riporta che la giurisprudenza arbitrale formatasi sul tema fosse prevalentemente orientata a considerare i contributi privati di allacciamento come poste scomputabili anche prima delle modifiche apportate dal DL Destinazione Italia, pur nel silenzio della legge sul punto, contrariamente a quanto disposto esplicitamente per la sottrazione dei contributi pubblici.

<sup>194</sup> In assenza di una specifica prescrizione, normativa o regolatoria, relativa al trattamento dei contributi privati, le aziende che hanno capitalizzato i contributi potrebbero esibire VIR più elevati a parità di condizioni di quelli che invece non lo abbiano fatto.

<sup>195</sup> Cfr. all'art. 13.1 del DM 226/2011. In questo modo il Regolamento che definisce i criteri per l'aggiudicazione della gara d'ambito consente al soggetto nuovo aggiudicatario di farsi carico degli oneri derivanti dal mancato recupero degli investimenti per il precedente gestore.

L'entrata in vigore della norma che ha sancito la sottrazione dei contributi ha tuttavia determinato un'alterazione della prospettazione economico-finanziaria delle partite economiche relative al passaggio da una gestione ad un'altra.

Il DL 145/2013 ha infatti modificato l'articolo 15 comma 5 del Letta<sup>196</sup>, prevedendo espressamente che i contributi privati siano sottratti *comunque*, dove tale locuzione sembra voler intendere la possibilità di intaccare anche quanto convenzionalmente pattuito tra le parti e quindi l'autonomia contrattuale, retroattivamente<sup>197</sup>. Determinante appare essere la qualificazione giuridica della convenzione che accede alla concessione per la gestione di un servizio pubblico: contratto avente forza di legge tra le parti o atto il cui contenuto, in quanto afferente ad una concessione pubblica, può essere revisionato con interventi normativi e autoritativi ex post aventi efficacia retroattiva?

La norma che definiva per il periodo transitorio la determinazione del valore di indennizzo (art. 15 comma 5 del Letta) rappresentava già una soluzione di bilanciamento tra l'interesse pubblico ad avviare la riforma (e dunque ad aprire il settore alla concorrenza) e le posizioni giuridiche dei concessionari, legittimamente fondate sui contratti in corso di esecuzione: a fronte dell'anticipazione *ex lege* della durata contrattuale veniva garantito il diritto al rimborso fondato sugli stessi contratti e – in assenza di questi – al criterio maggiormente diffuso di cui all'articolo 24 del R.D. n. 2578/1925.

Partendo da tale constatazione, parte della dottrina (Ferla, 2013:4) ha evidenziato come, sebbene possa essere consentito al Legislatore di intervenire su rapporti contrattuali già in corso di essere, incidendo ragionevolmente sull'assetto di questi, con particolare riguardo ad un contratto di concessione per l'affidamento di un pubblico servizio, non appare invece ragionevole intervenire una seconda volta sui medesimi rapporti, per alterare retroattivamente un assetto che era già frutto di un intervento d'imperio della legge<sup>198</sup>.

---

<sup>196</sup> L'articolo 1 co. 16 del DL 145/13 modifica l'articolo 15 comma 5 del D.lgs 164/2000 stabilendo che: *In ogni caso dal rimborso di cui al presente somma sono sottratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia tariffaria vigente.*

<sup>197</sup> Per un approfondimento sul principio di irretroattività della legge a contratti si rinvia a M.A. Livi, "Il principio di irretroattività della legge nel diritto dei contratti", in *Giurisprudenza Costituzionale e fonti del Diritto*, a cura di N. Lipari, Edizioni Scientifiche Italiane, 2006

<sup>198</sup> La previsione di cessare anticipatamente le concessioni in essere, disposta dal Decreto Letta e dai successivi interventi normativi di attuazione della riforma



La disposizione del Letta oggetto di modifiche da parte del Destinazione Italia – sia relativamente alla limitazione della validità degli accordi che alla sottrazione dei contributi anche privati – costituisce infatti un secondo intervento del Legislatore sull’assetto dei rapporti contrattuali dei concessionari del servizio di distribuzione, che incide sui diritti maturati nell’ambito di rapporti ormai esauriti *ex lege*.

La medesima questione di inquadramento e qualificazione giuridica si pone relativamente alle Linee Guida e alla loro capacità di intervenire sulle determinazioni contrattuali delle parti, con efficacia retroattiva. Le Linee Guida, adottate con decreto ministeriale 22 maggio 2014, sono state infatti oggetto di impugnativa davanti al TAR Lazio. Rispetto a quanto previsto dal DL 145/2013, che stabilisce<sup>199</sup> che le Linee Guida si utilizzino in assenza di accordi e convenzioni, senza porre sotto condizioni e limiti alla loro applicazione, il Ministero dello Sviluppo Economico ne ha infatti ampliato l’ambito di applicazione, limitando fortemente la casistica in cui il valore di rimborso sia definito dagli accordi.

Il Decreto prevede infatti che il VIR sia definito sulla base dei criteri di cui alle Linee Guida in casistiche non residuali<sup>200</sup>. La validità della maggior parte degli

---

<sup>199</sup> Cfr. all’art. 1 co. 16 del DL 145/2013

<sup>200</sup> Ai sensi di quanto disposto dalla Parte I, capitolo 2, le Linee Guida si applicano infatti ai seguenti casi:

- a) casi di cui all’articolo 5, comma 3, del regolamento criteri di gara, cioè i casi in cui è prevista alla scadenza naturale della concessione la devoluzione onerosa di una porzione di impianto al gestore entrante, la cessazione del servizio è anticipata rispetto alla scadenza naturale (inclusi i casi in cui non è previsto un termine di scadenza) e per cui:
  - i. i documenti contrattuali, stipulati prima dell’11 febbraio 2012, non prevedano alcuna previsione metodologica o la prevedano solo per alcuni aspetti del calcolo del valore di rimborso; in questo ultimo caso le Linee guida si applicano per gli aspetti metodologici non previsti o per l’applicazione operativa degli aspetti metodologici generali;
  - ii. gli atti integrativi, stipulati successivamente all’entrata in vigore del Dlgs. 164/2000 (21 giugno 2000), presentino solo un valore, anche se indicizzato, senza specificare la metodologia dettagliata applicata;
  - iii. i documenti contrattuali, per la valutazione del valore di rimborso, facciano riferimento generico all’articolo 24, comma 4, del regio decreto 2578/1925 o indichino genericamente che la valutazione debba essere effettuata a prezzi di mercato, senza fornire la metodologia dettagliata. A tale categoria appartengono i casi in cui un accordo successivo al 20 giugno 2000 ha sostituito gli atti precedenti in cui era definita la scadenza naturale e gli atti di concessione vigenti, stipulati prima dell’11 febbraio 2012, prevedono una metodologia riconducibile ai criteri di cui all’articolo 24, comma 4, del regio decreto 2578/1925;
- b) casi in cui gli atti di concessione ancora in vigore prevedano alla scadenza naturale la devoluzione gratuita al Comune dell’intero impianto o di una sua porzione, ma in cui la cessazione effettiva del servizio è anticipata per disposizioni di legge; in particolare nei due seguenti sotto casi:

accordi legittimamente stipulati tra gestori e Comuni risulta pertanto essere limitata con un intervento che si pone cronologicamente molto lontano, in numerosi casi, dalla data di stipulazione degli accordi.

Analogamente a quanto detto in relazione alla previsione dello scomputo dei contributi privati, la previsione secondo cui il VIR debba essere determinato sulla base delle Linee Guida ha introdotto un elemento di forte destabilizzazione che va a minare la certezza dei flussi di cassa su cui i gestori uscenti avevano per lungo tempo basato le proprie strategie di investimento e di eventuale partecipazione alle gare d'ambito o di uscita dal mercato. Dall'altra parte, l'intento perseguito dal Legislatore è quello di limitare determinazioni contrattuali opportunistiche (valori di rimborsi eccessivi) e di definire pertanto regole comuni per la determinazioni di partite che incidono significativamente, come sarà analizzato nei successivi paragrafi, anche sulle dinamiche competitive di selezione dell'operatore in sede di gara.

Tra i motivi dei ricorsi presentati davanti al giudice amministrativo, le aziende di distribuzione hanno lamentato la violazione dei principi generali del

- 
- i. gli atti di concessione prevedono l'applicazione del regio decreto n.2578/1925 in caso di cessazione anticipata del servizio (caso in cui si applica il secondo periodo dell'articolo 5, comma 14, lettera a, del regolamento criteri di gara);
  - ii. gli atti di concessioni non riportano alcuna modalità di calcolo in caso di cessazione anticipata del contratto rispetto alla scadenza naturale (caso in cui si applica l'articolo 5, comma 14, lettera b, del regolamento criteri di gara);
  - c) casi di cui all'articolo 5, comma 1, del regolamento criteri di gara, cioè i casi di cessazione del servizio alla scadenza naturale o successivamente, per cui gli atti di concessione ancora in vigore prevedano esplicitamente, come modalità di calcolo del rimborso alla scadenza naturale dell'affidamento, l'applicazione dei criteri di cui all'articolo 24, comma 4, del regio decreto n.2578/1925.

diritto in tema di legittimo affidamento<sup>201</sup>, proporzionalità e ragionevolezza<sup>202</sup>, irretroattività della legge e tutela dell'autonomia negoziale delle parti<sup>203</sup>.

In attesa dell'esito del contenzioso, e a pochi mesi dal termine limite per la pubblicazione dei primi bandi di gara, risultano pertanto pendenti ricorsi volti all'annullamento di disposizioni determinanti ai fini della definizione delle condizioni economiche che, oltre a contribuire al clima di incertezza per gli operatori, hanno anche impatti, come sarà dettagliato nel prosieguo della trattazione, sulla definizione delle offerte e sul grado di competitività delle gare.

#### **2.4. In attesa del 'nuovo' Regolamento Criteri:**

In data 17 dicembre 2014 è stato pubblicato il parere del Consiglio di Stato<sup>204</sup> sullo schema di decreto recante modifiche al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, ovvero al Regolamento Criteri.

Come illustrato nella Relazione di accompagnamento del Ministero dello Sviluppo Economico<sup>205</sup> e dallo stesso Consiglio di Stato, le modifiche apportate sono finalizzate innanzitutto ad adeguare la relativa disciplina alle novità legislative introdotte<sup>206</sup> dai numerosi interventi che si sono susseguiti e consentire all'Amministrazione, sulla scorta dell'esperienza maturata in fase di prima

---

<sup>201</sup> Sul principio del legittimo affidamento quale principio generale dell'ordinamento comunitario che deve essere applicato dal giudice nazionale, tra le altre: sentenza Corte di Giustizia 7 giugno 2005, C- legge 17/03; 3 maggio 1978, causa 112/77, Topfer, Racc. p. 1019; sentenza 27 settembre 1979, causa 230/78, Eridania, Racco. Pag. 2749; sentenza 26 aprile 1988, procedimento 316/86; sentenza 16 novembre 1983, causa 188/82; sentenza 15 dicembre 1982, causa 5/82; per una ricostruzione dottrinale sul principio del legittimo affidamento alla luce della dottrina e giurisprudenza nazionale ed europea si rinvia invece a Gigante M., Mutamenti della regolazione dei rapporti giuridici e legittimo affidamento, tra diritto comunitario e diritto interno, Giuffrè Editore, 2008

<sup>202</sup> Sul principio di ragionevolezza e proporzionalità si rinvia a: Fierro M., Porchia o., Randazzo B., i principi di proporzionalità e ragionevolezza nella giurisprudenza costituzionale, anche in rapporto alla giurisprudenza delle corti europee, Quaderno predisposto in occasione dell'incontro trilaterale tra Corte costituzionale italiana, Tribunale costituzionale spagnolo e Corte costituzionale portoghese, ottobre 2013

<sup>203</sup> Sui limiti del principio di irretroattività della legge si vedano Corte Costituzionale sentenza 4 agosto 2003; 4 novembre 1999 n. 416; n. 229 del 1999; n. 221 del 1997 e n. 390 del 1995

<sup>204</sup> Parere del Consiglio di Stato sullo schema di decreto di modifica al DM 226/2011, Sezione Consultiva per gli Atti Normativi, Adunanza di Sezione del 6 novembre 2014

<sup>205</sup> Relazione 23 ottobre 2014 n. 24952 con la quale il Ministero dello sviluppo economico - Ufficio legislativo - ha chiesto il parere del Consiglio di Stato sullo schema di regolamento

<sup>206</sup> Cfr. all'art. 4 del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98 e dall'art. 1, commi 16 e 16 quater, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

applicazione del Regolamento, di integrarne le disposizioni in più punti, rendendole coerenti sia con i criteri interpretativi delle linee guida ministeriali in tema di calcolo del valore di rimborso (DM 22 maggio 2014), e, nel contempo, di aggiornarle con riferimento alla regolazione del IV° periodo di regolazione tariffaria 2014/2019 oggetto di delibera dell’Autorità<sup>207</sup>.

La bozza di modifica<sup>208</sup> del Regolamento fissa un termine entro il quale eventuali accordi integrativi tra ente locale e distributore devono essere stati stipulati per essere ritenuti validi ai fini della determinazione del VIR. Detto termine coincide con l’11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del Regolamento Criteri, in coerenza con quanto già disposto dal DM 22/05/2013 contenente le Linee Guida.

Pur nulla dicendo riguardo alla legittimità di stabilire una data come spartiacque di definizione dell’ambito di operatività degli accordi, il Consiglio di definisce apprezzabile<sup>209</sup> *“l’impegno dell’Amministrazione proponente di procedere ad un aggiornamento del Regolamento..., sulla base delle innovazioni legislative nel frattempo intervenute e dei dati di esperienza, tenendo ben presenti gli obiettivi perseguiti dal legislatore, che ha inteso favorire la concorrenza nei servizi di distribuzione del gas naturale e i livelli minimi di qualità anche in contesti obiettivamente meno appetibili, quali sono appunto gli ambiti territoriali minimi, ai quali si riferisce l’art. 46 bis del d.l. n. 159 del 2007. Avuto riguardo agli scopi suddetti”* – prosegue il Consiglio – *“è da condividere la scelta dei Ministeri concertanti di ritenere validi soltanto gli accordi integrativi stipulati tra ente locale e distributore anteriormente alla data di entrata in vigore del DM n. 226 del 2011, coincidente con l’11 febbraio 2012”*.

Il parere è pertanto positivo sia sulla scelta di limitare la validità di contratti – e dunque l’autonomia negoziale – ad una certa data (l’entrata in vigore del Regolamento Criteri) che sull’applicazione delle Linee Guida con prevalenza sui contratti legittimamente stipulati tra enti locali e gestori.

---

<sup>207</sup>La bozza di decreto (non pubblicata) si compone, secondo quanto riportato dal Consiglio di Stato nel predetto parere, di 4 articoli di cui il primo recante le modifiche da apportare al Regolamento.

<sup>208</sup>AEEGSI, Deliberazione 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d’ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

<sup>209</sup>Parere del Consiglio di Stato sullo schema di decreto di modifica al DM 226/2011, Sezione Consultiva per gli Atti Normativi, Adunanza di Sezione del 6 novembre 2014,

Il Consiglio nello svolgimento della sua funzione consultiva evidenzia<sup>210</sup> inoltre come il Ministero, nel disporre le modifiche al Regolamento, si sia discostato da quanto segnalato dall'AEEGSI sull'opportunità di far risalire il termine per la validità degli accordi in questione alla data di entrata in vigore del Decreto Letta, o, in alternativa, al massimo, all'entrata in vigore della legge n. 222 del 2007<sup>211</sup>.

La scelta del Mise di non aver optato per tale soluzione, si legge nella parere<sup>212</sup>, è stata motivata dal Ministero in quanto, differentemente, si sarebbe sancito l'annullamento degli accordi integrativi stipulati successivamente a tali date, con inevitabile esplosione del contenzioso.

Uguualmente è stata disattesa la proposta dell'ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), emersa in sede di Conferenza unificata, di far riferimento alla data di pubblicazione delle Linee Guida ministeriali (22 maggio 2014) o, in alternativa, all'entrata in vigore della legge n. 9 del 2014 (DL Concorrenza), per garantire l'omogeneità delle valutazioni relative al valore di rimborso e prevenire effetti negativi sulla competitività delle gare, nonché aggravii sulle tariffe.

Alla luce della ricostruzione effettuata, si può desumere che il Ministero dello Sviluppo Economico abbia optato per l'identificare l'11 febbraio 2011 (entrata in vigore del DM 226/2011, Regolamento Criteri) come data limite per la validità degli accordi ritenendola un bilanciato *trade off* tra l'esigenza di garantire l'omogeneità nel calcolo del valore industriale residuo e ridurre gli oneri in capo agli utenti, sanzionando invece i comportamenti opportunistici degli operatori che, anche dopo l'emanazione del Regolamento, avessero rinegoziato gli accordi con gli enti locali<sup>213</sup>.

Dal punto di vista strettamente giuridico e di tecnica normativa, la scelta di limitare la validità degli accordi e dunque l'autonomia negoziale appare tuttavia di

---

<sup>210</sup> Parere del Consiglio di Stato sullo schema di decreto di modifica al DM 226/2011, Sezione Consultiva per gli Atti Normativi, Adunanza di Sezione del 6 novembre 2014,

<sup>211</sup> Ovvero del 1 gennaio 2007

<sup>212</sup> Parere del Consiglio di Stato sullo schema di decreto di modifica al DM 226/2011, Sezione Consultiva per gli Atti Normativi, Adunanza di Sezione del 6 novembre 2014,

<sup>213</sup> Sull'opportunità nella rinegoziazione delle concessioni si rinvia a: Guasch J. L., *Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it right*, World Bank, 2004; relativamente alle rinegoziazioni delle concessioni per l'affidamento di servizi di pubblica utilità, relativamente al settore idrico a Massarutto A., *La riforma della regolazione dei servizi idrici in Italia L'impatto della riforma: 1994-2011*, IEF Bocconi, Research Report Series n. 9 gennaio 2012; Di Laurea D., Doni N., Canitano G., *La convenzione di affidamento e la regolazione nel servizio idrico in Italia*. Atti della 1ª edizione degli incontri sulla regolazione dei servizi idrici ANEA, Italian Paperback – 1 Jan 2008

dubbia legittimità<sup>214</sup>, così come anche la scelta di limitare la validità degli accordi ad una certa data. La soluzione prospettata appare infatti una scelta di compromesso e mediazione tra interessi contrapposti<sup>215</sup>, che rischia tuttavia di minare la certezza della stabilità delle regole con impatti potenzialmente negativi anche per il futuro, in particolare sulla propensione ad investire.

La limitazione, con efficacia retroattiva, della validità degli accordi, operazione normativa sulla cui legittimità il giudice costituzionale potrebbe essere chiamato ad esprimersi<sup>216</sup>, costituisce infatti un precedente che potrebbe scoraggiare gli investitori ad entrare nel mercato, riducendo la liquidità finanziaria che questo invece necessita soprattutto nella fase di avvio, in cui la possibilità di accesso al credito costituisce per molti operatori, specie di piccolissime e piccole dimensioni, l'unica opportunità di risultare concorrenti credibili in sede di gara. La riduzione amministrata dei valori di rimborso da riconoscere ai gestori uscenti potrebbe pertanto innescare degli effetti perversi derivanti dalla perdita di credibilità delle regole che disciplinano il settore.

La stratificazione che si è andata delineando a più livelli (leggi, decreti ministeriali, provvedimenti amministrativi dell'Autorità di regolazione) sul tema del valore di rimborso appare infatti emblematica di una generale prassi normativa

---

<sup>214</sup> Per i presunti profili di illegittimità della disciplina di modifica del Decreto Letta introdotta con il DL Destinazione Italia si rinvia in particolare a Ferla S., *Rimborsi ai gestori uscenti, tariffe e gare d'ambito per la distribuzione gas. Note critiche sulla disposizione introdotta dal Decreto Destinazione Italia per porre rimedio al differenziale V.I.R./RAB (art. 1, c. 16, d.l. n. 145/2013)*, Diritto dei servizi pubblici, 4 febbraio 2014

<sup>215</sup> Da un lato, quelli dei Comuni e dei distributori, interessati a salvaguardare i patti legittimamente conclusi aventi ad oggetto il valore residuo degli impianti determinato spesso sulla base di perizie, dall'altra, quella di definire regole uniformi per la determinazione del valore da riconoscere al gestore uscente ed evitare che tale valore sia eccessivamente elevato in quanto frutto di una contrattazione tra gestore ed ente locale, che, in caso di partecipazione pubblica dello stesso alla società che gestisce il servizio di distribuzione del gas, potrebbe trovarsi anche in una situazione di pericoloso conflitto di interesse. Su quest'ultimo aspetto si sottolinea che secondo un rapporto del giugno 2014 del CERVED, il Portale della Pubblica Amministrazione, le partecipate comunali che operano nel settore dell'energia elettrica e del gas sono 638, il 12% circa del totale censito (secondo il Rapporto si conterebbero circa 118 mila partecipazioni dei Comuni in 6.469 società). Il Rapporto evidenzia che si tratta di aziende con rilevante peso economico (che generano quasi un quarto dell'attivo complessivo delle partecipate, il 23,7%) in cui sono impiegati oltre 20 mila dipendenti. Per una panoramica sulla composizione societaria e la governance delle società attive specificatamente nel servizio della distribuzione del gas naturale si rinvia allo Yellow Book, Utilitatis, 2009; 2011

<sup>216</sup> Nei ricorsi presentati contro le Linee Guida i ricorrenti hanno infatti sollevato la questione di costituzionalità

poco virtuosa, incoerente e frammentata<sup>217</sup>, che ha storicamente caratterizzato la disciplina dei servizi di pubblica utilità a partire dalla seconda metà degli anni '90 nel nostro Paese e che sembra riproporsi stancamente anche oggi con l'avvio (forse?)<sup>218</sup> delle gare d'ATEM.

La lezione, insomma, non sembra essere stata recepita, a detrimento del sistema industriale nazionale, con l'effetto di allontanare gli investimenti e scoraggiare la creazione di un mercato concorrenziale in senso non solo nazionale ma anche europeo.

Come ben evidenziato da autorevole dottrina *"l'incertezza degli assetti istituzionali e di mercato...fornisce segnali contrastanti ai soggetti preposti alla regolazione ed impedisce alle imprese di adottare strategie di sviluppo di lungo periodo, spingendole verso la difesa di posizioni di rendita esistenti"* (Vigneri e De Vincenti, 2011). I distributori hanno infatti pianificato i *business plan* sulla base di un quadro normativo successivamente alterato che fa venir meno la certezza sul ritorno degli investimenti stessi, e che rischia di frustare l'obiettivo originario di ridurre il contenzioso e quindi i costi di transizione nella fase di avvicendamento tra gestioni, contribuendo, *ou contraire*, a rallentare l'avvio della riforma.

Oltre a ciò, l'intricato combinato disposto normativo/regolamentare produce esiti sub ottimali di selezione dell'operatore, come si tenterà di dimostrare nel prosieguo della trattazione.

Nelle more dell'adozione delle modifiche al Regolamento, annunciate dal MISE nell'ambito di più occasioni istituzionali ed oggetto del citato parere del Consiglio di Stato, la situazione che si delinea non è priva di ambiguità: la normativa fondamentale per la definizione dei piani di sviluppo, offerta economica, oneri da riconoscere agli enti locali e disciplina dei rimborsi risulta essere oggetto di modifiche ed è – allo stato attuale - parzialmente incompatibile con norme di legge

---

<sup>217</sup> Per un approfondimento sul tema si rinvia a *I Costi per la competitività italiana derivanti dalla instabilità normativa: cause e possibili rimedi*, Relazione presentata dal Presidente On. Doris Lo Moro e pubblicata in allegato al resoconto della seduta del Comitato per la legislazione del 5 febbraio 2013, XVI Legislatura; la Relazione, presentata dal Comitato per la legislazione il 5 febbraio 2013 ha evidenziato il costo derivante dall'instabilità delle leggi, che finisce con il pregiudicare la qualità della legislazione stessa e quindi, in ultima istanza, la stessa certezza del diritto, provocano danni di non poco rilievo per i cittadini in generale e per gli operatori economici in modo particolare, avendo una ricaduta negativa anche in termini di attrarre investimenti esteri.

<sup>218</sup> Checchi C. e Bianchini R., *Partono (forse) le gare gas*. Approfondimento nella Newsletter del Gestore dei Mercati Energetici (GME) n. 75, ottobre 2014

gerarchicamente sovra ordinate, non essendo state ancora formalmente recepite le modifiche al Regolamento Criteri.

Quest'ultimo, da strumento di garanzia di stabilità e certezza delle regole uniformi sul territorio nazionale, è divenuto pertanto un elemento di destabilizzazione sia per gli operatori che per gli enti locali.

L'assenza di meccanismi di coordinamento istituzionale<sup>219</sup> tra soggetti preposti alla definizione dell'architettura normativo/regolatoria, risultato della crescente frammentazione dell'attività di *regulation* tra fonti diverse (normative ed amministrative, pubbliche e private), genera soluzioni applicative che non risultano sempre efficienti e che, anzi, rischiano di frustare gli obiettivi di policy che intendono perseguire.

## PARTE II

### STRUMENTI REGOLATORI E ASPETTI TARIFFARI

#### 2.5 Il differenziale VIR/RAB e la questione della socializzazione dei costi di transizione

Il tema del calcolo del valore di indennizzo assume una rilevanza generale, e non limitata alle gare d'ambito, costituendo una priorità anche per la riforma di un altro servizio pubblico locale prossima all'avvio nel nostro Paese: quello idrico integrato. Analogamente a quanto disposto per le gare d'ATEM per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, il valore residuo e le relative modalità di riconoscimento degli investimenti non ammortizzati sono infatti elementi essenziali da introdurre nel bando di gara per l'assegnazione delle concessioni idriche, e, pertanto, in grado di influenzare la partecipazione ed il livello desiderato di

---

<sup>219</sup> Un indicazione riguardo la necessità di una maggiore coordinazione tra livelli di governo nei settori regolati è stata espressa anche a livello europeo nel Country Report Italy 2015 (EU Commission, Country Report Italy 2015 including an In-Depth Review on the prevention and correction of macroeconomic imbalances, COM(2015) 85 final) nel quale la Commissione ha evidenziato come "*insufficient coordination and overlapping responsibilities between different layers of government are a major factor hampering the effective implementation of the measures adopted*" (J 3.1).



concorrenza per il mercato<sup>220</sup>. Analoghe considerazioni si ritiene potrebbero peraltro riguardare nel futuro anche le concessioni idroelettriche, che si avviano verso un percorso di apertura verso forme di concorrenza per il mercato anche a cause della pressione esercitata da parte delle istituzioni comunitarie<sup>221</sup>.

Pur trattandosi di servizi con caratteristiche molto diverse sia dal punto di vista tariffario che di qualificazione giuridica degli asset (ad esempio le reti del gas non hanno, contrariamente a quelle idriche, natura demaniale ed inalienabile, fermo il vincolo di destinazione d'uso<sup>222</sup>), alcuni commentatori (Bernardi e Trani, 2014: 3) hanno ventilato il timore che il percorso travagliato che ha caratterizzato la determinazione del valore di indennizzo da riconoscere all'uscente nelle gare d'ATEM possa ripetersi, in futuro, anche in relazione a quelle per l'affidamento del settore idrico<sup>223</sup>.

In linea generale, e pur nella consapevolezza delle differenze e specificità che caratterizzano i diversi settori, si ritiene che le principali questioni relative alla valorizzazione e al riconoscimento di tali partite economiche e le osservazioni che seguono possano fornire un'indicazione anche su future dinamiche regolazione/concorrenza per il mercato nella disciplina di altri servizi di pubblica utilità a rete.

Si è già cercato di evidenziare come il VIR sia ontologicamente diverso dal valore del costo di realizzazione dei beni, riconosciuto in tariffa, che invece si basa sul criterio del costo storico rivalutato che è rappresentato della *regulatory asset base*, che sta ad indicare il flusso dei redditi futuri generati dalla gestione degli asset (c.d. RAB). Diverse sono infatti le funzioni e la genesi di tali valori: il VIR nasce come partita economica determinata attraverso gli accordi tra gli enti locali e gestori nei casi di riscatto anticipato della concessioni sulla base di stime peritali, ed è

---

<sup>220</sup> Per un approfondimento del tema del valore residuo nel Sistema idrico integrato si rinvia a Berardi e Traini, *Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze*, Laboratori Servizi Pubblici Locali REF, luglio 2014

<sup>221</sup> Procedura di infrazione UE n. 2011/2026 ("Normativa italiana in materia di concessioni idroelettriche")

<sup>222</sup> Per una ricognizione della disciplina e sull'alienabilità delle reti del gas si rinvia a: S.C. Cereda, *I Comuni possono vendere le loro reti pubbliche del gas? Disamina della disciplina in Lombardia*, in *diritto dei servizi pubblici locali*, 3 marzo 2014

<sup>223</sup> Nel caso delle concessioni per la gestione del servizio idrico, essendo i beni inalienabili, il valore dell'indennizzo sarebbe solo relativo agli investimenti non ammortizzati, non potendo essere la proprietà dell'asset, come è, nella maggior parte dei casi nel caso del servizio di distribuzione del gas naturale, del gestore

generalmente più elevata della RAB. La RAB consiste invece nel valore stabilito dalla regolazione tariffaria per la valorizzazione del capitale investito, ovvero il valore attuale netto dei flussi di cassa attesi nel futuro.

Essendo le due nozioni concettualmente diverse, è pertanto naturale e strutturale che i due valori abbiano diverse entità (Ferla, 2014; 2/6).

E' stato evidenziato (Berardi e Traini, 2014) come tra i fattori che determinano lo scostamento tra i due valori vi sono principalmente: a) la diversa durata delle vite utili degli impianti (più lunga nel caso del VIR) e b) la disuguaglianza nel valore lordo dei cespiti dovute ai diversi principi di calcolo applicati.

Sul tema del differenziale VIR/RAB nelle gare d'ambito, parte della dottrina (Stagnaro, 2014:2) si è espressa ritenendo che la soluzione di *first best* alla questione sarebbe stata quella di porre il valore del VIR pari alla RAB<sup>224</sup>. Tuttavia, il pericolo dell'esplosione del contenzioso che una tale scelta di *policy* avrebbe comportato ha portato il Legislatore a prevedere una differente disciplina, distinguendo tra una fase transitoria ed una a regime. Questa soluzione di compromesso (di *second best*) sarebbe stata dunque dettata dall'esigenza di contemperare la riduzione dei costi di transizione, legati soprattutto al rischio contenzioso, con quella di limitare l'aumento delle tariffe per gli utenti.

L'articolo 24, comma 3, del d.lgs. n. 93/2011 stabilisce infatti che l'Autorità di regolazione - limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi - riconosca in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (VIR) e quella delle immobilizzazioni nette riconosciuti ai fini tariffari (RAB). Con tale disposizione è stato dunque introdotto il principio della copertura tariffaria del delta tra i due valori nel corso dei dodici anni di gestione, relativamente al solo periodo transitorio, con conseguente socializzazione dei costi sostenuti per la transizione verso forme di concorrenza per il mercato.

In termini economici, l'entità della differenza tra VIR e RAB è stata stimata a circa 6 miliardi di euro (Berardi e Traini, 2014), ma, dal momento che il

---

<sup>224</sup> L'Autore evidenzia in particolare come "Ponendo il VIR uguale alla RAB, si otterrebbe il risultato di aumentare (a parità di altre condizioni) la partecipazione alla gara, perché l'onere finanziario d'ingresso per gli "sfidanti" sarebbe minimizzato (essendo tipicamente la RAB significativamente inferiore).

Regolamento Criteri ha stabilito che tra le condizioni economiche dell'offerta vi sia anche lo sconto massimo che ogni concorrente può presentare rispetto alla tariffa, utilizzando come base imponibile proprio il differenziale VIR/RAB, è evidente che risulti difficoltoso (se non impossibile) quantificare l'entità effettiva di tale valore, dal momento che quest'ultimo dipenderà dal grado di concorrenza e di aggressività delle offerte economiche presentate e, dunque, dal grado di competizione delle gare.

La sfida che la riforma si pone è quella che, nel lungo periodo, i maggiori costi connessi alla socializzazione del differenziale, che determineranno necessariamente un incremento tariffario, siano compensati dai (supposti) maggiori benefici economici e/o in termini di qualità del servizio.

In tal senso la previsione di cui al Regolamento Criteri che permette agli operatori di sobbarcarsi di una parte dei costi di transizione connessi ai nuovi affidamenti<sup>225</sup>, rinunciando (totalmente o parzialmente) alla copertura tariffaria, è volta a consentire che il processo di selezione competitiva sia finalizzato a ridurre i costi di transizione in capo alla collettività.

In linea di principio la scelta normativa apparirebbe condivisibile ed in linea con gli obiettivi pro competitivi che il nuovo sistema dovrebbe perseguire. Occorre valutare se, tuttavia, l'attuazione delle disposizioni sul piano regolatorio e tariffario siano adeguate a garantire il perseguimento del contenimento di tali costi attraverso un meccanismo di incentivi<sup>226</sup> che sappia efficacemente premiare il soggetto che si assuma l'impegno di sobbarcarsi degli oneri che, altrimenti, verrebbero pagati dalla collettività e che costituiscono il principale 'prezzo' delle gare.

Sul tema della socializzazione dal delta VIR/RAB l'Autorità di regolazione tratta il valore di indennizzo da riconoscere all'uscente alla stregua di un costo non recuperabile (Stagnaro, 2014: 4), destinato a estinguersi progressivamente con

---

<sup>225</sup> Cfr. all'art. 13 del DM 226/2011

<sup>226</sup> Sull'importanza della previsione di corretti incentivi per assicurare gli esiti efficienti di una gara si rinvia per approfondimenti e senza pretesa di completezza a: Laffont J.J. e Tirole A., *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge, MA, MIT Press, 1993; Doni N., *L'interazione fra competizione e regolazione nell'aggiudicazione mediante una gara di una concessione*, *Rivista Italiana degli Economisti*, 2003 vol I, aprile, pagg. 97-120

l'eliminazione della specifica componente tariffaria ed al fine di allineare il valore degli *asset* ai fini regolatori a quello definito nelle convenzioni.

L'analisi della normativa e della regolazione tariffaria relative alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas può costituire pertanto lo spunto per una riflessione più ampia sull'efficacia delle soluzioni regolatorie ad un tema di carattere generale, che costituisce uno degli aspetti chiave nel decretare il successo dei processi di ristrutturazione che hanno storicamente coinvolto i settori regolati: il tema della corretta ripartizione degli *stranded cost*<sup>227</sup> che, come sottolineato da autorevole dottrina può costituire uno dei principali ostacoli e *“the most difficult and controversial issue confronting regulators in promoting competition in utility industry”* (Garcia-Martin, 2001: 1).

Andando per ordine, occorre *in primis* rilevare che al principio definito dal d.lgs 93/2011, in base al quale sono gli utenti a caricarsi dei costi di transizione connessi al riscatto della rete, è stata data attuazione con l'introduzione di una specifica componente tariffaria (VT), determinata nella recente deliberazione che definisce la regolazione per il nuovo periodo di regolazione tariffaria (relativo agli anni 2014/2019)<sup>228</sup>.

L'Autorità, recependo le osservazioni espresse dagli operatori nell'ambito della consultazione, ha previsto che, in ottica di semplificazione regolatoria, la componente sia applicata non a livello comunale, secondo l'orientamento originariamente espresso, ma a livello di ambiti tariffari sovra regionali<sup>229</sup>.

---

<sup>227</sup> Riprendendo una definizione classica, sono *stranded cost* *“those costs that the utilities are currently permitted to recover through their rates but whose recovery may be impeded or prevented by the advent of competition”* Baumol e Sidak, 1996:88). Altre definizioni di *stranded costs* si rinvencono anche in: Rose-Akerman e Rossi, 2000; Sidak e Spulber, 2007; Hovenkamp, 1999; Joskow, 1996. Per una trattazione generale sul tema si rinvia a: Garcia Martin J., *Stranded Cost, an overview*, Centre for Monetary and Financial Studies (CEMFI), giugno 2001, CEMFI Working Paper No. 0108

<sup>228</sup> AEEGSI, Deliberazione 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria.

<sup>229</sup> In base agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 53/2014/R/GAS, l'Autorità aveva previsto di identificare una specifica componente che riflettesse la differenza tra VIR e RAB da applicare a livello locale. Gli operatori intervenuti hanno tuttavia evidenziato come la previsione di componenti tariffarie comunali avrebbe potuto avere effetti fortemente negativi, sia in termini di gestione dei sistemi informativi e dei processi di fatturazione relativi alla distribuzione e alla vendita, che di aumento della complessità dell'attività di confronto delle offerte commerciali e di riduzione della capacità di comprensione della bolletta da parte dei consumatori, determinando, inoltre, una disomogeneità di costi per gli utenti residenti in territori confinanti e talvolta serviti attraverso il medesimo impianto.

Al fine di sterilizzare l'effetto derivante dal riconoscimento dei costi di transizione, l'Autorità ha inoltre disposto<sup>230</sup> che la componente tariffaria a copertura del differenziale tra VIR e RAB abbia un periodo di applicazione pari alla vita tecnica residua degli impianti in questione. Tale *escamotage* regolatorio, che brillantemente consente di ridurre l'impatto nel breve periodo in termini di aumento tariffario, a parità di costi sostenuti totali<sup>231</sup>, fa sorgere tuttavia alcuni interrogativi sulla regolazione economica della parte del valore residuo che non trovi copertura tariffaria nel corso dei 12 anni della durata della concessione<sup>232</sup>.

Dalla mancata sovrapposizione ed identità tra la durata (più breve) della concessione<sup>233</sup> e quella (decisamente più lunga) della vita tecnica residua dell'impianto, deriva infatti che, necessariamente, una quota del VIR da corrispondere all'uscente non sarà coperta dalla tariffa applicata nei 12 anni della durata della concessione. Quella che si prospetta, pertanto, è la possibilità della determinazione, a fine concessione, della necessità di riconoscere al gestore uscente, un valore residuo del valore residuo (!).

Rispetto a tale punto, occorre evidenziare, che per la fase 'a regime', ovvero quella successiva al primo affidamento, l'articolo 24 del D.lgs 93/2011 ha previsto che il valore residuo da corrispondere al gestore sia pari alla RAB, distinguendo tale regime da quello previsto per la fase transitoria.

Limitatamente infatti al solo periodo transitorio il Legislatore riconosce al gestore uscente il VIR, dove la soluzione di definire due regimi (uno a VIR,

---

<sup>230</sup> Cfr. all'art. 26 della Deliberazione 367/2014. Si rinvia alla Nota N. 234

<sup>231</sup> In quanto il differenziale VIR/RAB viene distribuito sulle tariffe, con conseguente socializzazione dei costi di transizione connessi all'avvio e allo svolgimento della gara, non per il periodo della concessione (12 anni) ma per un periodo molto più lungo, pari alla vita tecnica degli asset

<sup>232</sup> Ai sensi dell'art. 26.1. della deliberazione 367/2014 il valore di rimborso, di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, al termine del primo periodo di affidamento d'ambito è determinato come somma di: a) valore residuo dello *stock* esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento; b) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio del costo storico rivalutato per il periodo in cui gli investimenti sono riconosciuti a consuntivo, come previsto dall'Articolo 56 della RTDG e come media tra il valore netto determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato e il valore netto determinato sulla base delle metodologie di valutazione a costi *standard*, secondo quanto previsto dal comma 3.1 della deliberazione 573/2013/R/GAS, per il periodo successivo.

<sup>233</sup> Sulla durata della concessione si rinvia all'ultimo paragrafo del Capitolo I

transitorio; una a RAB, 'a regime') nasce dall'esigenza di controbilanciare il legittimo affidamento dei gestori con quello del contenimento dei costi di transizione.

Nel prevedere invece che la componente tariffaria relativa al delta VIR/RAB abbia un'applicazione oltre la durata della concessione, l'Autorità di regolazione sembra avere implicitamente ammesso la possibilità che anche nella fase a regime all'uscente sia riconosciuto un micro valore residuo, coincidente con la parte dell'originale VIR che non abbia ancora goduto della copertura tariffaria, per la quota di ammortamenti residua<sup>234</sup>.

L'operazione, finalizzata a limitare, nel breve periodo, l'esplosione dei costi di transizione connessi al passaggio alla gestione d'ambito, sembra pertanto violare o comunque superare il dettato normativo di cui all'articolo 24 del D.lgs 93/2011, contribuendo ad aumentare ulteriormente le incertezze ed aspettative sul riconoscimento tariffario per i futuri periodi di regolazione, al termine dello svolgimento delle gare.

## 2.6 Il controllo di congruità sul delta VIR/RAB

Il Legislatore, pur riconoscendo che la differenza tra i valori di VIR e RAB sia strutturale, ha tuttavia al contempo identificato il limite di tale variazione, oltre il quale il differenziale può essere considerato patologico o anomalo, e dunque soggetto ad un controllo da parte dell'Autorità di regolazione (controllo di congruità). La ratio di tale potere di verifica è intuitiva: il Regolatore è chiamato ad accertarsi, nell'interesse e a protezione dei consumatori, che il differenziale non sia sproporzionato, in quanto un'eccessiva valorizzazione andrebbe a pesare sulla collettività, dato il meccanismo di socializzazione attraverso la componente tariffaria (VR).

In passato il tema della valorizzazione degli impianti nelle fasi di transizione verso forme di concorrenza per il mercato è stato affrontato, seppur relativamente ad altri settori (Biancardi, 2009), evidenziando come la privatizzazione di servizi

---

<sup>234</sup> Sul punto si segnala peraltro che la conferma di tale interpretazione sulla possibilità di un riconoscimento del VIR anche post gara e dunque nel periodo a regime, è stata esplicitata dall'AEEGSI attraverso la pubblicazione di specifiche FAQ sul sito internet istituzionale, su richiesta delle Associazioni rappresentative dei gestori.

pubblici abbia avuto tra i suoi effetti negativi la sopravvalutazione degli asset, con conseguente aumento del costo del servizio a scapito dell'utente finale.

Con l'obiettivo di scongiurare che tale risultato possa ripresentarsi in esito allo svolgimento delle gare d'ambito, l'Autorità ha pertanto proceduto ad individuare un limite di tolleranza al di sopra del quale procedere ad effettuare una specifica verifica di idoneità del livello di scostamento tra il valore del capitale investito riconosciuto e rilevante ai fini tariffari ed il valore residuo dell'impianto da riconoscere al gestore.

Tale limite di tolleranza, originariamente identificato nella misura del 25%, dovrebbe, con l'emanazione del decreto di modifica al Regolamento Criteri, essere ridimensionato<sup>235</sup> al 10%, in conseguenza dello scomputo dal calcolo del VIR dei contributi privati, previsto con l'emanazione del DL Destinazione Italia, dove pertanto la riduzione del 15% rappresenta il peso medio stimato dei contributi privati.

Attualmente il Regolamento Criteri stabilisce che<sup>236</sup>, nel caso in cui il differenziale tra il valore da riconoscere al gestore (VIR) e il valore tariffario del capitale investito (RAB) sia maggiore del 25% (10%<sup>237</sup>), l'Ente locale è tenuto a trasmettere valutazioni di dettaglio all'Autorità, che provvederà ad una verifica prima della pubblicazione del bando, fornendo *“indicazioni alla stazione appaltante, che ne dovrà dare conto ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando”* stesso.

Per impedire che contenziosi sulla determinazione del valore del VIR possano bloccare o ritardare lo svolgimento della gara, il Legislatore ha previsto<sup>238</sup> che il bando debba infatti riportare, oltre alla stima dell'Ente locale concedente e la stima del gestore uscente, un valore di riferimento da utilizzare ai fini del bando, determinato come il più grande dei valori tra la stima del VIR dell'ente concedente e la RAB. L'eventuale differenza tra il valore accertato in esito alla definitiva

---

<sup>235</sup> Si utilizza il condizionale dal momento che il riferimento è alla bozza di modifica del DM 226/2011 che introduce, tra le varie modifiche, la riduzione di tale soglia dal 25% al 10%. Non può non sottolinearsi che, a pochi giorni dalla scadenza della data limite della pubblicazione dei bandi di gara, ancora non sia stato pubblicato in Gazzetta il decreto di modifica del Regolamento Criteri, la cui emanazione è attesa e che è stata più volte annunciata dalla stampa di settore.

<sup>236</sup> Cfr. all'art. 5 co. 14 del DM 226/2011

<sup>237</sup> Si rinvia alla Nota n. 237

<sup>238</sup> Cfr. all'art. 5, co. 16 del DM 226/2011

risoluzione del contenzioso e quello di riferimento versato dal gestore subentrante è quindi regolata fra il gestore entrante e il gestore uscente.

Tale soluzione dovrebbe, almeno nelle intenzioni del Legislatore, consentire l'ordinario e regolare svolgimento delle gare pur in presenza di contenziosi. Il meccanismo di controllo presenta tuttavia molti punti di debolezza, in quanto rimette alla stazione appaltante la scelta se uniformarsi o meno – e in che misura? – alle indicazioni fornite dall'Autorità, non essendo il parere espresso da questa vincolante.

La locuzione secondo la quale la stazione appaltante '*dovrà tenere conto*' delle indicazioni fornite dall'AEEGSI *a latere* della verifica, risulta infatti eccessivamente generica e non fornisce una regola precisa nei casi in cui il differenziale riscontrato sia considerato eccessivo e non giustificato da una specifica realtà territoriale o locale, configurandosi piuttosto come un'espressione del potere di *moral suasion* riconosciuto all'Autorità di regolazione in virtù della sua specifica competenza tecnica<sup>239</sup>, che, pur nella sua autorevolezza, lascia tuttavia alla 'sensibilità' della stazione appaltante la scelta se recepire o meno il contenuto della raccomandazione nella stesura del bando di gara.

## 2.7. Il delta VIR/RAB e le RAB anomale

Come rilevato dalla stessa Autorità<sup>240</sup>, la differenza tra i valori di VIR e RAB può essere di rilevante entità, fino al 40-50%.

Un delta così significativo deriva da due ordini di ragioni: la prima riguarda la diversa natura e storia dei due valori, volti a rispondere a diverse logiche – contrattuale una, tariffaria l'altra - espressione delle differenti funzioni svolte da ciascuna delle due componenti (di ristoro per la cessazione anticipata della concessione nel caso del VIR, di remunerazione del capitale investito per la RAB); ne

---

<sup>239</sup> Per approfondimenti sul tema di strumenti di *soft law* e *moral suasion* nella regolazione settoriale da parte di autorità amministrative indipendenti si rinvia a: D'Alberti M., Poteri pubblici, mercati, globalizzazioni, 2008; S.S. Scoca, L'autorità per la vigilanza di contratti pubblici di lavori, servizi e forniture: attività e controlli, 1341; Lacava, sui poteri di regolazione dell'autorità per la vigilanza sui lavori pubblici, 32; Relativamente al settore bancario: S. Nicodemo, Gli atti normativi delle Autorità indipendenti, Padova, 2000, p. 141;

<sup>240</sup> Memoria AEEGSI del 9 gennaio 2014 per Audizione alla Camera dei Deputati (VI e X commissione)



consegue che il differenziale tra i due tipi di rimborso sia, pertanto, entro certi limiti<sup>241</sup>, ontologico.

La seconda ragione che ha determinato la presenza di differenziali così elevati tra i valori di VIR e RAB è invece figlia dell'incompletezza contrattuale e dell'applicazione del metodo parametrico per la determinazione delle tariffe d'ufficio da parte dell'Autorità laddove, a causa dell'assenza o dell'incompletezza della rendicontazione dei bilanci comunali, non fosse possibile procedere ad una valutazione contabile del valore degli asset.

Secondo parte della dottrina (Ferla, 2012), e come evidenziato anche dagli operatori e dall'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI) nell'ambito della consultazione con l'Autorità relativa al IV periodo regolatorio<sup>242</sup>, la RAB sarebbe in numerosi casi non rappresentativa degli effettivi costi di investimento sostenuti per la realizzazione degli impianti. Il differenziale potrebbe dunque essere elevato non perché il VIR convenuto sia eccessivamente alto, ma perché l'asset sia in effetti sotto valorizzato a causa o dell'applicazione di tariffe d'ufficio, in alcuni casi non realmente rappresentative del valore degli impianti che saranno posti a base di gara.

Benché il Regolatore parli di casi residuali, parte della dottrina (Piron e Colamonico, 2013)<sup>243</sup> ha invece evidenziato come la sotto valorizzazione delle reti ai fini tariffari riguardi la maggior parte degli operatori nazionali di piccole e medio-grandi dimensioni e sarebbe, pertanto, un fenomeno non residuale, in particolare per le aziende ex municipalizzate. Nella maggior parte dei casi l'applicazione delle tariffe d'ufficio deriverebbe infatti dall'assenza di una stratificazione contabile dei cespiti da parte delle amministrazioni comunali, o dell'impossibilità di tradurre i bilanci comunali in bilanci di esercizio di imprese.

---

<sup>241</sup> Per la valutazione di tali limiti come già evidenziato l'Autorità individua un valore percentuale del 25% (10%) entro il quale non si prevedono controlli da parte dell'Autorità di regolazione.

<sup>242</sup> Senza voler ripercorrere l'evoluzione del sistema tariffario gas definito da AEEGSI nel rispetto dei principi e criteri direttivi della normativa primaria – in quanto a tali tematiche potrebbe essere dedicata una monografia - ai fini delle presente trattazione è sufficiente evidenziare come in tutti i casi in cui non era possibile procedere alla stratificazione dei cespiti la RAB - e dunque i livelli riconosciuti del capitale investito – siano stati definiti attraverso l'applicazione di tariffe d'ufficio, stabilite dall'Autorità.

<sup>243</sup> F. Piron e C. Colamonico, *Gare gas e tariffe: il nodo del delta VIR-RAB. Novità, interrogativi e forte preoccupazione sul nuovo periodo regolatorio*, Quotidiano Energia, 27 settembre 2013

Il complicato framework normativo-regolatorio definitosi nel corso degli anni anche in conseguenza di continue modifiche relative alla disciplina dei servizi pubblici locali con particolare riferimento agli assetti di governance ha certamente contribuito a rendere il quadro instabile ed incoerente, in assenza di una normativa e regolazione relativa all'iscrizione contabile dei cespiti nella fase in cui molte aziende pubbliche hanno subito processi di privatizzazione<sup>244</sup>.

Analogamente a quanto già evidenziato in relazione al tema dello scomputo dei contributi privati, anche in questo caso la differenza nella valorizzazione sarebbe da imputare all'applicazione di differenti regole contabili come conseguenza della differente evoluzione proprietaria e dell'applicazione della regolazione tariffaria d'ufficio in tutte quelle situazioni in cui la valorizzazione dei cespiti non sia stata supportata dalle evidenze contabili richieste dall'Autorità per: 1) indisponibilità di fonti obbligatorie idonee a supportare la stratificazione dei cespiti da parte dei soggetti proprietari degli asset e 2) politiche di capitalizzazione adottate nel passato.

Alle amministrazioni locali, 'colpevoli' di non avere correttamente adempiuto a prescrizioni volte a garantire la corretta e trasparente stratificazione dei cespiti, sono pertanto state applicate tariffe d'ufficio, non sempre in grado di intercettare l'entità degli investimenti effettuati e dunque possibilmente penalizzanti sul piano della remunerazione del capitale investito.

Se il problema della sperequazione tra i livelli di RAB riconosciuti era fino ad oggi un problema solamente sul piano della confrontabilità delle tariffe nelle differenti località, e dunque a livello comunale, con l'avvio delle gare d'ambito assurge invece a tematica rilevante sul piano competitivo ai fini dell'ordinario svolgimento della gara 'ad armi pari' tra i potenziali concorrenti, con riflessi non solo tariffari, ma anche in termini di selezione dell'operatore.

---

<sup>244</sup> Delle criticità derivanti dalla sovrapposizione normativa regolatoria nella disciplina delle imprese partecipate si rinviene traccia anche nell'ultimo Country Report della Commissione Europea (COM, Country Report 2015 Italy), laddove, dove, con riferimento alle aziende di proprietà pubblica, si afferma che *"although state-owned enterprises are in principle subject to private law, speciale provisions of features of public law add to the legal framework. This complicated framework is the result of developements over the years, which have seen the introduction of several legal tools reflecting the contemporary trends and addressing the needs of the moment. This give rise to inconsistencies and uncertainties which result in cumbersome court proceedings in order to be resolved"*, § 58.

L'AEEGSI, consapevole della rilevanza, sotto molteplici profili, della questione, ha pertanto riconosciuto la possibilità che vi siano casi di RAB anomale in quanto sottostimate, prevedendo, per tali ipotesi, specifici meccanismi che consentano di trattare tali situazioni anomale.

Vista la rilevanza prospettica sull'andamento delle gare della disciplina relativa alle modalità di valorizzazione delle RAB sottostimate o, secondo la dicitura utilizzata dall'Autorità, 'deprese', si ritiene opportuno analizzare il meccanismo finalizzato a ridurre la sperequazione attualmente esistente.

L'AEEGSI ha previsto<sup>245</sup> che il riallineamento della RAB riguardi esclusivamente quelle RAB il cui valore risulti inferiore a partire da un quarto della RAB media d'ambito. Sono dunque considerate 'deprese' solamente le RAB il cui valore lordo risulti inferiore a partire dal 25%<sup>246</sup> rispetto al corrispondente valore medio registratosi nell'ambito tariffario. Per tali casi si prevede quindi di procedere - dopo l'effettuazione delle gare - a riallineare il valore delle immobilizzazioni lorde per metro di rete, in modo tale che i valori di queste siano portate al 75%<sup>247</sup> del valore medio nell'ambito tariffario<sup>248</sup>. Ciò implica in pratica che, laddove un operatore abbia una RAB inferiore rispetto alla media d'ambito fino al 25% non potrà godere di alcuna rivalutazione dell'asset a seguito del meccanismo di allineamento, né prima né successivamente alla gara.

---

<sup>245</sup> AEEGSI Deliberazione 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria, adottata a seguito di pubblica consultazione: AEEGSI, Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per le gestioni d'ambito del quarto periodo regolatorio, (DCO 53/2014/R/GAS)

<sup>246</sup> Ai sensi dell'art. 22 della Deliberazione 367/204/R/Gas qualora il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete risulti inferiore del 25% rispetto al valore unitario per metro di rete determinato in via parametrica secondo la formula riportata all'Articolo 23, il valore iniziale, per il periodo di affidamento, delle immobilizzazioni nette viene calcolato in funzione del valore lordo parametrico di cui all'Articolo 23, applicando un coefficiente pari a 0,75. 22.2 Le disposizioni di cui al comma 22.1 si applicano anche ai cespiti di proprietà degli Enti locali concedenti, con le medesime decorrenze previste per i cespiti soggetti a trasferimento dal gestore uscente al gestore entrante.

<sup>247</sup> Peraltro occorre sottolineare che l'originario orientamento dell'Autorità in tema di meccanismo di riallineamento delle RAB sottostimate era quello di riconoscere alla RAB depressa un valore massimo pari al 50% del valore medio; nell'ambito della consultazione gli operatori hanno tuttavia evidenziato l'inadeguatezza, rispetto all'obiettivo, del modello previsto dal Regolatore

<sup>248</sup> Per approfondimenti sul modello econometrico si rinvia al documento di consultazione AEEGSI, Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per le gestioni d'ambito del quarto periodo regolatorio, (DCO 53/2014/R/GAS)

In particolare, se si considera, a titolo esemplificativo, il caso di due operatori (A e B) di cui uno (A) presenti un differenziale VIR/RAB pari al 9% e l'altro (B) una RAB sottostimata rispetto alla media d'ambito ma in misura inferiore del 25% rispetto a questa, sulla base dell'attuale regolazione A non sarà soggetta ad alcun controllo e manterrà il proprio valore di RAB (pur risultando questo sovrastimato rispetto alla media) mentre l'operatore B non potrà giovare di alcun meccanismo di riallineamento (pur essendo la sua RAB sotto stimata).

Se le regole introdotte in tema di calcolo del valore di rimborso possono essere finalizzate a ridurre il rischio di abusi e determinazioni arbitrarie, a detrimento degli interessi degli utenti finali, dall'altra gli strumenti di correzione delle RAB sottostimate potrebbero essere non sufficienti a sanare situazioni di squilibrio anche rilevanti tra operatori.

Nelle ipotesi più estreme, la differenza tra la RAB di A e di B potrebbe arrivare a raggiungere pertanto anche percentuali considerevoli. Inoltre, anche nel caso in cui l'operatore B possa beneficiare del meccanismo di rivalutazione della RAB (ammettendo che questa sia sottostimata in misura pari o superiore al 25% rispetto al valore medio determinato sulla base del metodo parametrico) la rivalutazione è ammessa fino al 75% del valore medio, laddove una soluzione volta a garantire un effettivo riequilibrio tra valori sperequati dovrebbe invece prevedere che il riallineamento avvenga in modo da riportare la RAB sottostimata al 100% del valore medio, essendo quest'ultimo peraltro un valore di per sé già, per l'appunto, medio.

Dal punto di vista logico, infatti, laddove si volesse perseguire il fine di garantire un reale allineamento tra i livelli della remunerazione del capitale investito (e dunque eliminare la sperequazione, garantendo a tutti i potenziali competitor una base di partenza omogenea, almeno per quanto concerne gli aspetti di regolazione tariffaria) si potrebbero: 1) porre i valori delle RAB depresse pari al 100% del valore medio riscontrato (anziché 75%); oppure, 2) procedere a verifiche *case by case* delle consistenze, attraverso perizie svolte da un organismo terzo a ciò espressamente deputato dall'Autorità.

Tale seconda soluzione, l'unica che probabilmente potrebbe garantire la massima trasparenza nella stratificazione e valorizzazione dei cespiti, risulta tuttavia

non percorribile sia per ragioni tecniche, che di risorse di tempo e di costi di realizzazione.

La soluzione n. 1), ovvero quella di riallineare la RAB depressa al 100% del valore medio appare invece soddisfacente, sia in termini di semplificazione regolatoria che di parità di trattamento tra operatori. Tale soluzione porterebbe tuttavia ad un incremento dei livelli tariffari ancora maggiore rispetto a quello che si avrà in caso di rivalutazione utilizzando la metodologia prevista da AEEGSI (riallineamento fino al 75%).

L'analisi della regolazione evidenzia pertanto come l'obiettivo di creare un *level playing field* tra competitor risulti mediato (ed in parte sacrificato) dall'obiettivo di limitare l'aumento delle tariffe. La questione che si pone, pertanto, è se il fine giustifichi i mezzi, fino a che punto, e quali effetti derivino sulla gara da tale disciplina.

## **2.8. RAB depresse: quale effetto sulle gara?**

Preso atto dell'esistenza di discrasie nella determinazione del valore di capitale investito ai fini tariffari nelle attuali gestioni, si propone di analizzare se sussistono, ed in che termini, ripercussioni sulla concorrenzialità delle gare d'ambito derivanti da tale assetto normativo e regolatorio con particolare riferimento a possibili distorsioni in termini di concorrenza *ex ante*.

Dal momento che il meccanismo previsto per la rivalutazione delle RAB interviene solo successivamente all'aggiudicazione della gara, il gestore uscente la cui RAB risulti depressa parteciperà alla gara e formulerà la propria offerta sulla base delle aspettative di futura rivalutazione dei cespiti (rivalutazione della RAB).

Se è evidente che da una parte la corretta determinazione della RAB è cruciale per garantire uno degli obiettivi che si prefigge la riforma - quello del contenimento dei costi (Stagnaro, 2014: 1) – dall'altra è ugualmente evidente che il raffronto tra le RAB dei diversi operatori rischia di essere un raffronto tra valori non effettivamente confrontabili, in quanto calcolati sulla base di metodologie contabili diverse e in assenza di strumenti che efficacemente possano riequilibrare la situazione relativa alla valorizzazione dei cespiti, a danno, peraltro, di quegli operatori che al momento gestiscono il servizio ricevendo una remunerazione

tariffaria lorda in media più bassa rispetto a quella ricevuta dagli altri operatori nelle altre località che fanno parte dell'ambito.

La domanda che emerge pertanto è: qual è la funzione della gara? Garantire che il servizio sia erogato ad un prezzo (tariffa) più basso a parità di altre condizioni? Tale obiettivo può giustificare una discriminazione tra operatori nel riconoscimento della remunerazione del capitale investito?

A parere di chi scrive per garantire che il confronto tra operatori possa essere effettivo, occorrerebbe che questo si basasse sugli stessi parametri di confronto. A tal fine bisognerebbe pertanto procedere prima dell'avvio delle gare ad una rivalutazione delle RAB depresse e non solo a valle dei nuovi affidamenti, dal momento che una simile soluzione svantaggia fortemente proprio i soggetti che risultano più virtuosi, ovvero gli operatori con RAB depresse, che erogano il servizio a condizioni economiche attualmente più vantaggiose per l'utenza ma che possono presentare le offerte senza conoscere anticipatamente la remunerazione del capitale investito a seguito dell'adeguamento della RAB depressa.

Laddove si procedesse a riequilibrare le situazioni prima della gara si avrebbe, tuttavia, l'aumento, in alcune località, per l'anno 2015 o comunque nella fase transitoria, della tariffa nella componente relativa ai servizi di rete<sup>249</sup>.

La scelta di prevedere che la valorizzazione intervenga invece all'esito della gara, pur in presenza di uno scostamento forte rispetto al valore medio dell'ambito, se appare logica dal punto di vista dell'obiettivo del contenimento tariffario nel breve termine (in attesa dell'avvio della gara), sotto il profilo del corretto svolgimento della competizione risulta tuttavia idoneo a penalizzare fortemente gli operatori che risultino avere RAB sotto valorizzate.

Come evidenziato anche da alcuni gestori nell'ambito della consultazione relativa al nuovo periodo di regolazione tariffaria<sup>250</sup>, peraltro la disciplina relativa alla modalità di trattamento riservato alle c.d. RAB depresse appare eccessivamente

---

<sup>249</sup>Relativamente agli effetti economici sulla bolletta derivanti dall'incremento dei costi relativi all'attività di distribuzione, appare opportuno precisare che la componente tariffaria relativa ai servizi di distribuzione del gas naturale è quella che in termini percentuali in misura minore pesa sul costo complessivo della bolletta energetica che risulta così suddiviso: componenti che remunerano i servizi di vendita, relativi dei costi di approvvigionamento della materia prima e commercializzazione al dettaglio (37%), imposte (37%) e servizi di rete (19%). Fonte: AEEGSI.

<sup>250</sup> Le osservazioni ai documenti di consultazione sono pubblicati e dunque reperibili sul sito istituzionale dell'Autorità

generica ed introduce degli elementi di incertezza tali da incidere pesantemente non già e non soltanto sulla futura gestione del servizio ma anche, ed ancor prima, sulla concreta possibilità per gli operatori di formulare un'offerta in sede di gara in modo pienamente consapevole a fronte di un quadro normativo e regolatorio che tuttora non può certo considerarsi né stabile né definito.

La poderosa impalcatura normativo – regolatoria che nel corso degli anni si è andata definendo con l'intento di definire una disciplina uniforme come terreno di partenza per la competizione rischia di cedere alla prova dei fatti: le regole del gioco sono uniformi a livello nazionale ma la loro applicazione non è uguale per tutti, a seconda della 'storia' contabile degli impianti o societaria del distributore e, come sarà evidenziato nel paragrafo capitolo, del posizionamento competitivo nell'ambito di gara.

## **2.9. 'Spunta' la regolazione asimmetrica: la deliberazione 357/2014/R/Gas**

Tra i compiti istituzionali dell'Autorità di regolazione, vi è quello di definire i livelli tariffari per la distribuzione *"in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito"*<sup>251</sup>.

Tale obiettivo deve essere tuttavia perseguito bilanciandolo con altri interessi meritevoli di tutela e talvolta confliggenti con esso: riduzione dei costi sostenuti dai consumatori e della collettività, l'esigenza di garantire standard di qualità, sicurezza delle fonti di approvvigionamento, sostenibilità ambientale, etc. L'AEEGSI è pertanto chiamata ad operare una valutazione comparativa nelle scelte tecniche discrezionali di regolazione in un equilibrato *trade off* tra politica economica, efficienza ed equità.

In data 25 luglio 2014 l'Autorità ha pubblicato la deliberazione 367/2014/R/gas recante *"Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura*

---

<sup>251</sup> Ai sensi dell'art. 1 della legge istitutiva dell'AEEGSI legge 14 novembre 1995, n, 481 "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità" si prevede nello che specifico che il sistema tariffario debba essere *"certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse"*.

*del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria".*

La delibera assume enorme rilievo in prossimità dell'avvio delle gare d'ambito in quanto, disciplinando le modalità di calcolo delle tariffe che verranno riconosciute ai gestori nonché le modalità di riconoscimento del delta VIR/RAB previsto dall'art. 24, comma 3 del d.lgs. n. 93/11, rappresenta, insieme alle prescrizioni di cui all'art. 15, comma 5 del Decreto Letta e delle Linee Guida ministeriali concernenti i criteri per la determinazione del VIR, un fondamentale elemento di cui gli operatori dovranno necessariamente tener conto nel formulare le proprie valutazioni circa la convenienza o meno a partecipare ad una determinata gara e nel proporre una certa offerta.

La delibera costituisce il provvedimento finale di un lungo iter di consultazione, avviato con la deliberazione 573/2013/R/GAS che, data la rilevanza prospettica delle disposizioni tariffarie per le scelte strategiche e di investimento, è stata scandita da una serie di consultazioni intermedie<sup>252</sup> che hanno registrato un elevato tasso di partecipazione sia da parte degli Enti locali che dei maggiori operatori attualmente attivi nel settore della distribuzione e loro associazioni.

Uno degli orientamenti dell'Autorità sul quale sia le aziende di distribuzione che gli Enti Locali si sono espresse in maniera particolarmente critica ha riguardato la previsione, per il periodo transitorio (la prima gara di aggiudicazione di un ambito) di riconoscere solamente al gestore subentrante il differenziale tra il VIR e la RAB<sup>253</sup>.

---

<sup>252</sup>La delibera che ha definito la disciplina tariffaria per il nuovo periodo regolatorio rappresenta il provvedimento finale di un lungo iter procedimentale avviato con la deliberazione 573/2014/R/gas e oggetto di numerosi documenti di consultazione: DCO 341/2012/R/Gas recante "Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione – Inquadramento generale"; DCO 56/2013/R/Gas recante "Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione"; DCO 257/2013/R/Gas, recante "Tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas e meccanismi di perequazione per il quarto periodo di regolazione"; 359/2013/R/Gas, recante "Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione"; DCO 53/2014/R/GAS, recante "regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per le gestioni d'ambito nel quarto periodo regolatorio.

<sup>253</sup> L'orientamento, espresso nelle citate consultazioni, è stato confermato dall'Autorità con l'approvazione della delibera 367/2014/R/Gas



L’Autorità ha infatti stabilito<sup>254</sup> che la determinazione del livello iniziale del capitale investito di località con riferimento alle gestioni d’ambito sia fissato con logica asimmetrica, ossia: a) sulla base del VIR per i cespiti che il gestore entrante<sup>255</sup> ha acquisito dal gestore uscente; b) in continuità di valori con il periodo precedente (quindi sulla base della RAB esistente) per i casi in cui gestore entrante e gestore uscente coincidano, limitatamente alla porzione di rete che era già di proprietà del gestore entrante prima del nuovo affidamento.

In linea generale forme di regolazione asimmetrica sono state adottate in altri settori nelle fasi di transizione dal monopolio alla apertura alla concorrenza per il mercato, con lo scopo di favorire la concorrenza e il benessere (surplus) dei consumatori.

Non esistendo una nozione di regolazione asimmetrica, questa può desumersi solamente in negativo, partendo da quella di regolazione simmetrica: definire regole comuni a tutti gli operatori di un mercato (Shankerman, 1996).

Regolare in modo asimmetrico significa dunque definire regole diverse per gli operatori che si trovano in un medesimo mercato, ma in situazioni diverse. Storicamente il ricorso a tale strumento è divenuto una prassi regolatoria in molti settori di pubblica utilità a partire dagli anni Novanta, al fine di adeguare gli ordinamenti nazionali ai principi di economia di mercato e della concorrenza sanciti a livello comunitario, con la conseguenza che la regolazione dei pubblici servizi sia divenuta nel tempo una regolazione sempre più asimmetrica (Clarich e Zanettini, 2006: 29).

Lo scopo che il Regolatore persegue attraverso la regolazione simmetrica è quello di definire regole differenziate tra soggetti incumbent (o aventi determinate quote di mercato) ed altri competitor, con l’obiettivo di consentire ai nuovi entranti

---

<sup>254</sup> Cfr. all’Art. 21 della delibera 367/2014/R/Gas

<sup>255</sup> Ai fini della valutazione del profilo soggettivo di gestore entrante e gestore uscente, nel caso di raggruppamenti temporanei (ATI) la deliberazione stabilisce che occorre valutare come gestore uscente o gestore entrante gli interi perimetri delle società appartenenti ai raggruppamenti medesimi nonché considerare la nozione di gruppo societario, quale insieme di società tra le quali sussistano situazioni di controllo ai sensi dell’articolo 26 del decreto legislativo 127/91. Nel caso di partecipazioni del gestore entrante nel gestore uscente che non rientrino nelle fattispecie del controllo, si prevede di determinare il valore iniziale, per il periodo di affidamento, delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante: - sulla base del valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori, per una quota del valore dei cespiti pari alla quota della partecipazione detenuta

di superare quelle barriere (soprattutto di accesso) che altrimenti avrebbero reso il mercato di riferimento di fatto non realmente contendibile e ripristinare, pertanto, una condizione di uguaglianza sostanziale (*level playing field*).

Gli interventi cronologicamente più risalenti riguardano in particolare il settore delle telecomunicazioni elettroniche<sup>256</sup>, rinvenendosi tuttavia numerosi esempi di regolazione asimmetrica anche in altri settori di pubblica utilità, quale

---

<sup>256</sup> Sulla nozione di regolazione asimmetrica nel settore delle telecomunicazioni si rinvia ad A. Gambino, *Dal monopolio alla liberazione: regolazione normativa delle asimmetrie nel mercato delle telecomunicazioni*, in Giur. Comm. 1996, 5 e ss.; L.G. Radicati Di Brozolo, *Simmetria e asimmetria nel diritto comunitario delle telecomunicazioni*, in Dir. Inform., 1997, 493; Shankerman, M. and Waverman, L., *Asymmetric regulation, asymmetric information and competition in multimedia markets*. Mimeo. September 1997; L. Delli Priscoli, *Asimmetrie e funzioni delle Authorities nel processo di liberalizzazione delle telecomunicazioni*, in Dir. Inform., 1998; A. Genovese e G. Fonderico, *Concorrenza e regolazione asimmetrica nelle telecomunicazioni*, in Europa, dir. Priv, 1999, 45 e ss.; Shankerman, M. (1996), "Symmetric Regulation for Competitive Telecommunications", *Information Economics and Policy*, 8, pp. 3-23.

E. Lupis Crisafis, La regolazione asimmetrica nel settore delle telecomunicazioni, in Riv. Giur. Quadr. Pub. Serv., 2002, 33 e ss; E. Noam, G. Pogorel (a cura di) *Asymmetric deregulation – the dynamics of telecommunications policy in Europe and United States*, Noordwood, 1994; D. Weisman, *Asymmetric regulation – principles for emerging competition in local service markets*, in Telecommunications, 1994, 449 ss.. Per una panoramica delle esperienze europee in relazione in materia di accesso alle infrastrutture fisiche di rete nel settore delle telecomunicazioni si rinvia a AGCOM, Deliberazione n. 538/2013/CONS, Regolamentazione simmetrica in materia di accesso alle infrastrutture fisiche di rete. Gli interventi di regolazione asimmetrica che si sono intervallati nel settore delle telecomunicazioni, sulla spinta spesso di direttive comunitarie, sono stati principalmente orientati alla definizione delle condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete. In tale settore, prima dell'avvio del processo di apertura del mercato a dinamiche concorrenziali, l'operatore (ex incumbent) offriva infatti in esclusiva i servizi di interconnessione in originazione e terminazione, esercitando un controllo monopolistico su di un fattore produttivo (input) essenziale, trovandosi, conseguentemente, nella condizione di poter attuare strategie di chiusura del mercato (*foreclosure*) volte ad impedire l'accesso alla rete agli operatori rivali. Tra le differenti analisi svolte sui benefici dell'introduzione di regole discriminatorie tra incumbent e new comer, è particolarmente significativa, data le analogie con il caso analizzato, quella che evidenzia (De Bijil e Peitz, 2002; Peitz, 2005) come la discriminazione in termini di prezzi di accesso (per cui l'incumbent è remunerato in base ai prezzi storici mentre al new comer è riconosciuto un margine ulteriore) abbia determinato benefici sia sui livelli tariffari pagati dall'utente che di aumento del numero dei competitor e relativa apertura del mercato alla concorrenza. Gli Autori citati in particolare hanno analizzato l'impatto della tariffa di interconnessione sull'intensità della competizione nel settore, confrontando il *benchmark* costituito da tariffe allineate ai costi con due casi alternativi: 1) tariffe di terminazione reciproche sopra costo per entrambi gli operatori; 2) tariffe di terminazione asimmetriche, ossia allineate al costo per l'incumbent e sopra costo per l'entrante. Nel primo caso, la presenza di profitti di terminazione per l'entrante rende quest'ultimo più aggressivo e, di conseguenza, anche l'incumbent è costretto ad adeguarsi per non perdere quota di mercato. La maggiore concorrenza riduce i profitti complessivi di entrambi gli operatori almeno nelle fasi iniziali, mentre i consumatori ne beneficiano (rispetto al caso di terminazione regolata al costo). Nel lungo termine, tuttavia, una tariffa superiore al costo è inefficiente dal punto di vista allocativo e riduce il benessere collettivo. La dottrina successiva (Cambini, Reporelli e Reverberi, 2005) successiva ha tuttavia evidenziato come una tariffa reciproca superiore al costo sia inefficiente nel lungo periodo, ma possa indurre gli operatori a competere più intensamente nelle fasi iniziali in cui la distribuzione delle quote di mercato è fortemente asimmetrica.

quello dell'energia elettrica<sup>257</sup>, del gas<sup>258</sup>, e, più recentemente, quello idrico<sup>259</sup>. Anche in tali settori lo strumento è stato utilizzato con il fine di ridurre il presunto vantaggio competitivo in capo ad alcuni soggetti o anche per perseguire finalità considerate meritevoli di tutela, in particolare quelle connesse alla garanzia della sicurezza del sistema di approvvigionamento<sup>260</sup> o del fabbisogno di investimenti in alcune aree geografiche<sup>261</sup>.

Concentrandosi tuttavia sull'utilizzo ai fini pro competitivi, volto alla riduzione delle barriere (legali, finanziarie, derivanti dalla presenza di asimmetrie informative) di accesso al mercato, la regolazione asimmetrica può considerarsi uno

---

<sup>257</sup> Con riferimento al settore elettrico si rimanda a Green, 1992; Green 2007; Crampes e Creti, 2005

<sup>258</sup> Con specifico riferimento al settore del gas naturale, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, costituiscono esempi di regolazione asimmetrica i programmi di *gas release*, finalizzati a dare un più facile o a stimolare l'accesso alla *commodity*, imponendo ad altri competitor condizioni più favorevoli rispetto a quelle imposte agli incumbent (ad esempio in termini di obblighi di sicurezza di approvvigionamento). Programmi di *gas release* che sono stati attuati a partire dagli anni '90 in Gran Bretagna e successivamente in altri Paesi Europei (Spagna, Italia, Germania, Austria e Francia. Per approfondimenti sugli impatti derivanti da tali programmi sul surplus dei consumatori si rinvia a: Clastres and David, 2008; Clastres, 2005; Clastres, 2008.

<sup>259</sup> Il nuovo metodo tariffario idrici (MIT) previsto dall'AEEGSI in materia di servizio idrico si basa su un impianto regolatorio asimmetrico relativamente alla remunerazione degli investimenti che dei costi operativi a seconda del fabbisogno di investimento in una determinata area geografica. Ad esempio, laddove il fabbisogno di investimento è significativo (investimenti programmati nel quadriennio 2014-2017 superiori al 50% del capitale investito netto al 2011) è prevista la possibilità di accedere ad ammortamenti accelerati e alle risorse accantonate in un apposito fondo (FNI). Per approfondimento sul tema si rinvia a Berardi, 2014

<sup>260</sup> Un altro recente esempio di asimmetria regolatoria nella remunerazione dei costi riconosciuti nell'ambito del settore del gas naturale è stata disposta dall'AEEGSI nell'ambito del processo di riforma delle modalità di riconoscimento dei costi di approvvigionamento della materia prima gas, in forza delle quali gli operatori hanno ridefinito le proprie modalità di approvvigionamento e relative attività. La riforma, avviata con la deliberazione 196/2013/R/GAS e successive, oltre a prevedere il *decoupling* dal prezzo del petrolio (indice Brent) nella formula per la determinazione del costo riconosciuto di approvvigionamento (non più parametrato al costo medio efficiente di un contratto *take or pay*) ma alle quotazioni che si formeranno sui mercati spot europei in attesa dell'avvio di una borsa nazionale del gas sufficientemente liquida e matura, ha disposto l'applicazione di una componente tariffaria asimmetrica, ovvero applicata ai soli soggetti detentori dei contratti di lungo periodo con clausole *take or pay*. Tale discriminazione tra i soggetti detentori di tali contratti e gli altri è stata giustificata dall'Autorità di regolazione dalla necessità di garantire la sostenibilità economica di tali contratti a tutela, oltre che dell'equilibrio economico dei detentori, anche della sicurezza nazionale di approvvigionamento. Sebbene infatti la riforma abbia previsto il superamento dell'indicizzazione del costo di approvvigionamento al 'prezzo medio' di tali contratti, questi rappresentano ancora uno dei principali strumenti con cui gli operatori si approvvigionano ma che hanno un costo generalmente più elevato dei contratti di breve termini (spot). Per un approfondimento si rinvia a M. Milan, La nuova riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, AGI Energia, 22/05/2013 e disponibile all'indirizzo: [www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=988&id=44&ante=0](http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=988&id=44&ante=0). Per un'analisi dell'evoluzione dei mercati energetici, con particolare riferimento di quelli a termine si rinvia a: Bracco P., Da Empoli S. e Al, Mercati a termine dell'energia, IPSOA, 2012

<sup>261</sup> Il riferimento è al nuovo metodo tariffario idrici (MIT) previsto per il servizio idrico. Si rinvia alla Nota n. 261

strumento volto ad assolvere, nella teoria generale della regolazione, ad un ruolo analogo a quello assolto dal principio di uguaglianza sostanziale a livello costituzionale: rimuovere quegli ostacoli di ordine oggettivo che impediscono il pieno sviluppo delle dinamiche concorrenziali e che pertanto richiedono l'intervento di un soggetto esterno (il Regolatore), per ripristinare una situazione di uguaglianza sostanziale tra competitor.

Nella prospettiva di garantire che le dinamiche competitive tra gli operatori siano possibili ed effettive, una penalizzazione dell'operatore incumbent quando questo si trova in una condizione di oggettivo vantaggio tale da poter limitare lo sviluppo di un'effettiva concorrenza è pertanto non solo possibile, ma anche auspicabile (OCSE, 2005).

Come è stato peraltro sottolineato dalla stessa AEEGSI in relazione al quadro dei rapporti tra Autorità di regolazione e Autorità Garante per la Concorrenza ed il mercato, il riconoscimento alle Autorità di regolazione di poter introdurre misure regolatorie asimmetriche implica *“una valutazione sul grado di concorrenzialità del mercato”* nonché *“la scelta della misura più efficace per migliorarlo”*..., decisione questa che può a sua *“volta condizionare l'intervento di tutela ex post demandato all'Antitrust”*<sup>262</sup>.

Il potere di introdurre forme di regolazione asimmetrica nel settore energetico, è stato peraltro espressamente sancito con l'adozione del D.lgs. 93/2011 che ha disposto<sup>263</sup> che l'AEEGSI, al fine dell'efficace svolgimento dei propri compiti possa *“adottare e imporre provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati”*, e che in particolare L'Autorità possa *“in funzione della promozione della concorrenza, adottare misure temporanee di regolazione asimmetrica”*.

Il ricorso a tale strumento non è tuttavia incondizionato o esente da limiti. Il primo limite è di tipo temporale: le misure asimmetriche non possono essere imposte per un periodo di tempo ulteriore a quello necessario per il perseguimento dei fini perseguiti, in quanto contrariamente tradirebbero la loro stessa natura,

---

<sup>262</sup> AEEGSI, Memoria per l'audizione presso la 1a Commissione Affari Costituzionali del Senato – Riforma dell'Autorità indipendenti, 31 maggio 2007

<sup>263</sup> Cfr. all'art. 43, co.5, del d.lgs. n. 93/11

finendo, anziché con il rimuovere, con l'attribuire in capo a taluni soggetti vantaggi competitivi o di altro genere rispetto ad altri operatori.

La limitazione temporale non è peraltro l'unica a cui soggiace il potere di introdurre misure asimmetriche, dovendo questo rispondere come qualsiasi altro intervento regolatorio a dei criteri generali di rispetto della normativa primaria, logicità, proporzionalità e ragionevolezza. Inoltre, l'attribuzione di tale potere all'Autorità di regolazione consta di un limite di tipo teleologico, dal momento che forme di regolazione asimmetrica possono essere disposte in funzione di specifici scopi considerati meritevoli di interesse e specificatamente di quello di promozione della concorrenza.

Il successivo paragrafo sarà quindi dedicato ad analizzare se la regolazione asimmetrica introdotta dall'AEEGSI nella remunerazione del capitale investito di località nell'ambito della riforma per il servizio di distribuzione del gas naturale sia efficace rispetto al fine che questa si prefigge: garantire una *par condicio* sostanziale tra i concorrenti per stimolare le dinamiche competitive e produrre benefici per gli utenti finali.

## **2.10 Gli effetti della regolazione tariffaria asimmetrica sulle dinamiche competitive e di selezione dell'operatore**

L'AEEGSI, nel prevedere una differenziazione nella valorizzazione del riconoscimento ai fini tariffari delle immobilizzazioni nette, distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente da quelli in cui il gestore entrante e il gestore uscente coincidono, ha motivato tale scelta di regolazione asimmetrica affermando che si renderebbe necessaria al fine di limitare il riconoscimento della differenza VIR/RAB ai casi in cui c'è un effettivo esborso finanziario<sup>264</sup>.

Secondo il Regolatore nel caso di continuità gestionale la valorizzazione dei

---

<sup>264</sup> L'Autorità ha infatti sostenuto che: *“Questa soluzione consente da un lato di diluire l'effetto dell'eventuale incremento di valore tra VIR e RAB per la vita utile residua dei cespiti, dall'altro appare equa in quanto limita il riconoscimento ai casi in cui c'è un effettivo esborso finanziario, senza introdurre discriminazioni tra imprese, alcune delle quali, nell'ipotesi di riconoscimento del VIR a tutti i soggetti indipendentemente dalla presenza di un effettivo esborso finanziario, godrebbero di extra-profitti”* ( J17.13 DCO 359/2013/R/Gas, recante *“Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione*

cespiti sulla base del VIR si sostanzierebbe infatti nel riconoscimento di una rendita al gestore uscente che, formulando la propria offerta ai sensi delle disposizioni dell'articolo 13 del Regolamento Criteri, si troverebbe in una posizione di vantaggio in quanto potrebbe offrire sconti tariffari più elevati rispetto alle tariffe previste dall'Autorità, attingendo a tale rendita<sup>265</sup>.

La regolazione simmetrica, costituirebbe, pertanto, uno strumento volto a riequilibrare – analogamente al meccanismo per la valorizzazione delle RAB 'deprese' - uno squilibrio 'sostanziale' esistente tra gestore *new comer* ed *incumbent*.

Il gestore uscente godrebbe infatti di un presunto vantaggio competitivo consistente nella necessità di non dover subire un esborso finanziario ai fini del pagamento del VIR al gestore (essendo egli stesso, rispetto alle località da lui servite facenti parte dell'ATEM, uscente). Tale mancato esborso rappresenterebbe dunque la 'rendita' dalla quale potrebbe attingere per presentare offerte più aggressive (sconti più elevati rispetto alla tariffa) rispetto ai competitor nuovi entranti che invece dovrebbero procurarsi le risorse finanziarie per l'indennizzo da riconoscere all'incumbent.

Quest'ultimo, laddove dovesse riconfermarsi come nuovo gestore, a seguito dello svolgimento della gara, non avrebbe alcun motivo per ricevere il valore residuo dell'impianto né di beneficiare di un incremento tariffario dato dal differenziale VIR/RAB.

Su tale aspetto, occorre rilevare che, così ragionando, l'Autorità non sembra considerare la gara come un 'punto zero' ma, piuttosto, come una parentesi sospensiva dell'attuale gestione del servizio, che continuerebbe ad essere remunerato sulla base della RAB (che è alla base della remunerazione del capitale) già riconosciuta e che potrebbe, eventualmente, in caso di riconferma, essere rivalutata solo laddove questa risultasse sottostimata, secondo i criteri individuati per la valorizzazione delle c.d. RAB 'deprese'.

Tale ragionamento sembra tuttavia trascurare la circostanza che, nel caso di

---

<sup>265</sup> DCO 359/2013/R/Gas, recante "Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione" §17.13 e 17.18

riconferma del gestore uscente nella località servita in seguito allo svolgimento della gara, tra questo e l'amministrazione si instaurerà nuovo rapporto concessorio, che si basa su diverse determinazioni contrattuali rispetto a quelle che caratterizzavano la precedente gestione per ambito comunale, e che consta di obblighi specifici, identificati secondo quanto previsto dalla normativa di settore (in particolare dal Regolamento Criteri), dal bando, dalle condizioni dell'offerta dall'operatore (Piano di sviluppo degli impianti, interventi di efficienza energetica, etc...) e dal contratto di servizio.

La previsione regolatoria che introduce una disparità di trattamento tra gestore incumbent e *new comer* sembra inoltre anche incompatibile con il dato normativo di cui all'articolo 24, comma 3, d.lgs. 93/11, laddove la citata disposizione si limita a prevedere che il delta VIR/RAB venga riconosciuto al gestore entrante, senza tuttavia introdurre alcuna ulteriore distinzione in merito al fatto che detto soggetto sia o meno coincidente con il gestore uscente.

A supporto della scelta di prevedere la disparità di trattamento tariffario, l'AEEGSI fa espresso riferimento all'esigenza di tutelare *"le finalità di promozione della concorrenza, evitando distorsioni nei meccanismi di gara"*<sup>266</sup>, affermando che la disparità di trattamento garantirebbe *"la selezione dei soggetti più efficienti"*<sup>267</sup>.

Occorre verificare, pertanto, se, ad un'analisi fattuale e coerentemente a quanto disposto anche dal Decreto Letta e dal Regolamento Criteri, gli strumenti adottati siano effettivamente efficaci rispetto ai predetti scopi.

Partendo dall'analisi normativa, il Regolamento (art. 13 comma 1, lettera a) stabilisce che fra le condizioni economiche oggetto di gara vi sia l'*"Entità dello sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità, espressa come percentuale del valore massimo dello sconto. Il valore massimo dello sconto è pari in ciascun anno alla somma di: i. la quota annua di ammortamento, nella misura riconosciuta in tariffa, della differenza fra il valore complessivo di rimborso ai gestori uscenti (VIR) e la somma delle immobilizzazioni nette di località appartenenti all'ambito, al netto dei contributi pubblici capitalizzati e dei contributi privati relativi*

---

<sup>266</sup> DCO 359/2013/R/GAS, recante *"Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione* § 17.9

<sup>267</sup> DCO 53/2014/R/GAS, recante *"Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione* § 8.15

*ai cespiti di località (RAB), da ammortizzare nei 12 anni di durata dell'affidamento ed includendo in entrambi i parametri gli impianti con scadenza ope legis successiva alla gara.”*

Ne deriva, pertanto, che il differenziale VIR/RAB rappresenta la base imponibile rispetto alla quale gli operatori possono offrire lo sconto tariffario in sede di gara, da cui deriva l'opportunità per l'operatore di aggiudicarsi il relativo punteggio.

La ratio della norma, come si è già avuto modo di evidenziare, era quella di introdurre dei meccanismi che, attraverso le dinamiche competitive, consentissero di ridurre i costi di transizione in capo agli utenti (socializzati altrimenti in tariffa ex art. 24 del D.lgs 93/2011), consentendo al soggetto aggiudicatario di sobbarcarsene, in tutto o in parte. Avendo tuttavia previsto che il differenziale VIR/RAB non sia riconosciuto in ogni caso all'incumbent che si riconfermi nella località in cui era in precedenza gestore, di fatto l'AEEGSI ha trasformato quello che era un semplice incentivo volto a stimolare il perseguimento della riduzione dei costi di transizione attraverso il funzionamento delle dinamiche competitive in un trattamento discriminatorio, determinando anche delle possibili disfunzioni del meccanismo di selezione di cui al Regolamento Criteri.

Nell'architettura originaria del Regolamento Criteri è infatti evidente che l'attribuzione del punteggio in base al livello di sconto sia stata concepita come uno strumento per stimolare gli operatori a competere sul terreno della rinuncia a parte del ricavo tariffario, a beneficio del cliente finale. In assenza di regolazione asimmetrica tale rinuncia in termini di remunerazione del capitale, offerta attraverso lo sconto, era omogenea per tutti gli operatori e dunque confrontabile.

Con l'introduzione di tariffe asimmetriche è stata invece modificata la base imponibile rispetto alla quale viene applicato lo sconto e rispetto alla quale si sarebbe dovuta giocare la concorrenza, determinando una distorsione del meccanismo di selezione dell'operatore, con la conseguenza che il punteggio non sarà attribuito al concorrente che applichi la tariffa più bassa, ma a quello che applichi lo sconto maggiore<sup>268</sup>.

---

<sup>268</sup> Il Regolatore ha definito una specifico componente tariffaria *ST*, espressa in centesimi di euro/punto di riconsegna, che riflette lo sconto tariffario offerto in sede di gara per l'aggiudicazione



Si immaginino che vi siano solo due distributori: l'incumbent (A) ed un nuovo entrante (B). Il nuovo entrante, sfruttando l'handicap generato dalla regolazione asimmetrica in capo ad A, presentando uno sconto appena superiore a quello dell'uscente si aggiudica, a parità di altre condizioni, la gara, benché la tariffa applicata da B sia più alta rispetto a quella che si avrebbe se la gara fosse stata aggiudicata dall'incumbent B.

Riconoscendo al solo entrante il differenziale VIR/RAB, è infatti evidente che il meccanismo previsto dal Regolamento Criteri determina una selezione non efficiente, in quanto va a premiare l'operatore che non presenta l'offerta economica che sia realmente più conveniente, ma lo sconto in percentuale maggiore. Ciò in quanto la base imponibile su cui è calcolato lo sconto è diversa.

In tale assetto il gestore entrante risulta dunque favorito non solo in termini di remunerazione tariffaria (in quanto, a parità di condizioni, andrebbe, in caso di aggiudicazione, a percepire una tariffa maggiore dell'incumbent), ma anche in termini di selezione competitiva.

Tali considerazioni sono state peraltro espresse nell'ambito della consultazione per il nuovo periodo di regolazione tariffaria da diversi operatori della distribuzione<sup>269</sup>, e sono state supportate anche da specifiche analisi economiche volte ad indicare i possibili effetti perversi sulla concorrenza derivanti dall'applicazione combinata della regolazione tariffaria alle disposizioni di cui al Regolamento Criteri (Gullì, 2014)<sup>270</sup>.

Se da una parte sono stati minimizzati gli impatti dei costi di transizione sulle tariffe in forza della regolazione asimmetrica, dall'altra il combinato disposto di questa e della disciplina di cui al Regolamento comporta esiti paradossali e sub ottimali per il consumatore/utente, consistenti nel premiare l'operatore che, a

---

del servizio ai sensi delle disposizioni dell'articolo 13, comma 1, punti i e ii del decreto 226/11, con applicazione a livello di ambito tariffario.

<sup>269</sup> Si rinvia sul punto alle risposte ai documenti di consultazione, disponibili sul sito istituzionale dell'AEEGSI all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/053-14.jsp>

<sup>270</sup> Gullì, Le gare per gli ambiti di distribuzione del gas: note sulle regole proposte dall'AEEG (DCO 359/3203/R/Gas e DCO 53/2014/R/Gas), disponibile come allegato 1 alle osservazioni Federutility pubblicate sul sito dell'AEEGSI e disponibili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/053-14.jsp>; a parere dell'Autore, il principale difetto logico del modello di regolazione definito da AEEGSI consiste nel non aver considerato la rinuncia al VIR come un diritto di credito vantato dall'operatore in forza di specifiche disposizioni di legge e come un costo opportunità che il gestore uscente sostiene per partecipare alla competizione in grado di influenzare le strategie di partecipazione alla gara.

parità di altre condizioni, garantirà non la tariffa più bassa, ma lo sconto più elevato in percentuale.

Risulta dunque del tutto sconfessata la ratio del meccanismo competitivo: selezionare l'operatore che, a parità di altre condizioni, possa offrire le migliori condizioni economiche.

## **Conclusioni**

Nel presente capitolo è stato evidenziato come il nodo della partecipazione alle gare ed il loro grado di competitività siano fortemente dipendenti dalle scelte regolatorie relative alle modalità di valorizzazione delle partite economiche tra operatore uscente ed entrante, sia nella fase di transizione che eventualmente in quella successiva, a regime.

E' altresì evidente quanto sia rilevante la corretta determinazione del valore dell'asset al fine di garantire il rispetto di uno degli scopi della riforma: il contenimento dei costi.

Rispetto a tale tema, l'eliminazione *tout court* del differenziale VIR/RAB per i gestori uscenti, animata dallo scopo di ridurre gli oneri in capo agli utenti finali del servizio in termini di 'prezzo' pagato per l'affermazione della concorrenza per il mercato, rischia tuttavia di non essere necessariamente calibrata rispetto gli strumenti normativi e agli incentivi già definiti dal Legislatore e contenuti nel Regolamento Criteri, con l'effetto di determinare l'esito paradossale di selezionare, a parità di altre condizioni, l'operatore che offra la condizione economica peggiore per gli utenti/consumatori.

La soluzione regolatoria definita dall'AEEGSI per il nuovo periodo di regolazione tariffaria non sembra pertanto idonea a soddisfare gli obiettivi che secondo la stessa Autorità dovrebbero essere perseguiti attraverso di essa: *promozione della concorrenza, non distorsione dei meccanismi di gara e tutela del cliente finale.*

E' stato altresì anche evidenziato che i meccanismi disposti dall'AEEGSI per il riallineamento delle RAB sottostimate, anch'essi determinati dall'intento di definire un reale *level playing field* tra competitor, solo parzialmente raggiungono l'obiettivo di ridurre le sperequazioni tra operatori, originate in molti casi dalle

differenti storie contabili e societarie.

In particolare, la previsione secondo la quale la valorizzazione debba avvenire solo successivamente allo svolgimento della gara appare idonea a determinare in capo agli operatori che risultino già svantaggiati *ex ante* (in quanto ad essi sono riconosciuti, in media, bassi livelli di remunerazione del capitale) un ulteriore svantaggio competitivo, derivante dalla necessità di presentare un'offerta economica non conoscendo né l'*an* né il *quantum* di una successiva ri-valorizzazione dell'asset. Sarebbe pertanto necessario che la rivalutazione avvenisse prima dello svolgimento della gara, al fine di consentire agli operatori una corretta e certa prospettazione della remunerazione attesa in caso di aggiudicazione del servizio, che consenta di presentare delle offerte economiche consapevoli.

Gli strumenti posti in campo dall'Autorità, dalla regolazione asimmetrica al meccanismo di riallineamento delle RAB 'deprese' fino al 75% del valore medio d'ambito, sembrano rappresentare delle soluzioni di compromesso che rischiano di non sciogliere i nodi più importanti che fino ad oggi hanno determinato il ritardo nella partenza delle gare, con il rischio di crearne anzi dei nuovi.

L'assenza di una visione univoca e il mancato coordinamento, pur nel rispetto delle specifiche competenze e poteri, tra i soggetti preposti alla regolazione del settore (MISE ed AEEGSI) ha certamente contribuito ad aggravare la situazione di incertezza in capo agli operatori.

I numerosi interventi che si sono succeduti in relazione alla definizione dei criteri di calcolo dei valori di indennizzo sono infatti espressione di un'instabilità che rischia di minare non solo gli esiti delle future gare, ma la stessa credibilità del sistema e che sembra essere figlia di un'"*inflazione regolatoria*" che produce norme necessarie ma non sempre coordinate nei loro effetti, o non sempre rispondenti al principio di proporzionalità tra obiettivi ed esternalità negative provocate sul sistema economico (Termini, 2002).

### **CAPITOLO III**

#### **PROFILI ANTITRUST E AGGREGAZIONI**

##### ***Introduzione***

E' stato già evidenziato nei precedenti capitoli come la previsione di nuovi ambiti di gara ottimali (ATEM) determinerà certamente una profonda riforma dello scenario competitivo del settore della distribuzione gas, e una probabile consistente riduzione del numero degli operatori. Il Legislatore è infatti intervenuto sulla configurazione della domanda, ridefinendo i bacini di gara sulla base di criteri che, secondo parte della dottrina (Gulli, 2009; Stagnaro 2009 e 2011; De Sanctis, 2013; Testa, 2013), sarebbero opinabili e sacrificerebbero la concorrenzialità del settore in virtù di una presunta (e tutta da dimostrare) migliore organizzazione del servizio.

Uno degli effetti dell'ampliamento geografico del bacino di utenza delle gestioni, dalla dimensione comunale a quella di ATEM, consiste nel determinare un aumento delle esigenze di investimento da parte degli operatori e la necessità per questi di elaborare *business plan* complessi.

In questo contesto l'avvio di forme di collaborazione più o meno temporanee (RTI, operazioni di concentrazione, creazione di Newco) potrebbe considerarsi come una naturale evoluzione del processo di concentrazione industriale che determinerà, da una parte, il consolidamento di alcuni gruppi societari e, dall'altra, la fuoriuscita dal mercato di un rilevante numero di distributori (Bianchini e Massari, 2012).

Oltre dalla necessità di superare barriere di tipo tecnico, la spinta alla ricerca di partnership potrà essere dettata dalla necessità di superare le barriere di tipo finanziario per accedere al nuovo mercato. Tali barriere sussistono infatti sia per gli operatori che non hanno sufficienti risorse per poter partecipare alle gare singolarmente (per le quali, pertanto, l'aggregazione costituisce l'unica alternativa a non uscire dal mercato), ma anche per gli operatori di medie dimensioni che vantano una presenza non maggioritaria nell'ambito, dato l'obbligo del pagamento del valore residuo degli impianti (c.d. VIR) ai gestori uscenti, ai fini del riscatto delle

reti per la quota dell’impianto di proprietà del gestore stesso<sup>271</sup>. L’ampliamento della dimensione dei bacini di gara ha infatti determinato un innalzamento delle barriere finanziarie, che è tanto maggiore in relazione alla grandezza e alla densità (punti di riconsegna serviti per lunghezza delle rete) dell’ambito di gara considerato<sup>272</sup>.

La necessità di ampliare la platea di potenziali competitor, così da garantire un confronto competitivo adeguato ed efficace, o di ricercare sinergie che consentano un efficientamento della gestione e la riduzione dei costi di transizione, deve necessariamente essere temperata con quella di vigilare affinché le forme di collaborazione o le operazioni societarie non abbiano, al contrario, l’effetto di sterilizzare la concorrenza, o di restringerla in modo duraturo, vanificando gli obiettivi perseguiti dalla riforma.

Il presente capitolo è finalizzato ad analizzare il delicato rapporto tra concorrenza potenziale nelle future gare d’ambito e le spinte di concentrazione industriale che si sono manifestate in maniera molto forte negli ultimi anni.

A tal fine saranno analizzati gli orientamenti dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e della giurisprudenza amministrativa in relazione ad alcuni *case study* che hanno avuto ad oggetto presunte intese restrittive, abusi di posizione dominante ed operazioni di concentrazione tra aziende attive nel servizio di distribuzione del gas naturale.

TABELLA N. 2 – I PROCEDIMENTI ANALIZZATI

| Rif.  | CASO                           | DATA       | N.    | BOLLETTINO | ESITO          |
|-------|--------------------------------|------------|-------|------------|----------------|
| 9810  | GDF SUEZ/ITALGAS               | 11.12.2008 | 19280 | 47/2008    | non violazione |
| 9327  | ASCOPIAVE- EDIGAS-EDIGAS DUE   | 15.05.2008 | 18384 | 19/2008    | non violazione |
| 11695 | Cassa Depositi e Prestiti/Snam | 08.08.2012 | 23824 | 32/2012    | non violazione |
| 11744 | HERA-ACEGAS/APS HOLDING        | 28.09.2012 | 23932 | 39/2012    | non violazione |

<sup>271</sup> Per approfondimenti sul tema della valorizzazione degli asset nel periodo transitorio e a regime si rinvia al Capitolo 2

<sup>272</sup> Per approfondimenti sull’entità delle barriere finanziarie si rimanda al Capitolo IV

|       |                                      |            |       |          |  |
|-------|--------------------------------------|------------|-------|----------|--|
| 1740  | Comune di Casalmaggiore              | 02.08.2012 | 23794 | 31/2012  | Violazione ex. art. 2 L. 287/90            |
| 11878 | ITALGAS-ACEGAS-APS/Isontina Reti Gas | 17.04.2013 | 24320 | 17/2013  | concentrazione vietata ex art. 6 L. 287/90 |
| 11940 | HERA/AMGA Multiservizi               | 27.02.2014 | 24821 | 11/2014. | non violazione                             |

FONTE: AGCM

Come emerge nell'ultima Relazione annuale dell'AEEGSI<sup>273</sup>, nel corso degli anni termici 2012-2013 e 2013-2014 si sono realizzati numerosi mutamenti nella *governance* delle società attive nella gestione del servizio. L'obiettivo della presente rassegna è quello di analizzare i provvedimenti dell'Autorità Antitrust ed eventuali sentenze del giudice amministrativo ad essi collegate. L'attenzione è rivolta alle decisioni più significative intervenute negli ultimi sette anni (2008/2015), che evidenziano profili non necessariamente innovativi rispetto a precedenti orientamenti dell'AGCM o della giurisprudenza in altri settori, ma che lo sono invece dal punto di vista dell'evoluzione della metodologia di analisi e dell'approccio nella definizione del mercato rilevante nelle fattispecie considerate come idonee a determinare una restrizione durevole e significativa della concorrenza nelle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. L'analisi dei provvedimenti e delle pronunce è dunque finalizzata in particolare ad evidenziare i fondamenti logici e metodologici su cui si sono basate le decisioni, al fine di verificare se le assunzioni di principio e le conseguenti determinazioni espresse dall'AGCM risultino frutto di una valutazione rigorosa e coerente.

### **3.1. Premessa: il mercato (o i mercati?) rilevanti nel settore della distribuzione del gas naturale**

L'individuazione del mercato rilevante è un'attività necessaria e prodromica dell'indagine antitrust che sensibilmente può influire l'esito di un procedimento per presunte violazioni della normativa a tutela della concorrenza (Stigler and Sherwin, 1985).

<sup>273</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

E' dunque naturale e logico che proprio sulle modalità di definizione del concetto di mercato rilevante si concentrino spesso gli sforzi delle autorità antitrust (Buccirossi, 2005: 926) e che gli operatori nel corso dei procedimenti giurisdizionali contestino spesso la definizione di tale concetto, con la logica conseguenza che il giudice amministrativo è sempre maggiormente investito del compito di valutare la legittimità, sotto i profili della ragionevolezza, logica e proporzionalità, dell'analisi (anche economica) posta a fondamento del ragionamento in base al quale l'Autorità Antitrust ha definito il mercato rilevante.

Con specifico riferimento alle operazioni di concertazione, l'identificazione del mercato rilevante è finalizzata a verificare l'astratta lesività dell'operazione sulla concorrenza, attraverso un giudizio che non può, pertanto, che essere prognostico.

Generalmente l'individuazione del mercato rilevante relativa al prodotto, ovvero al servizio, è svolta attraverso l'analisi del grado di sostituibilità sia dal lato della domanda che dell'offerta nel mercato geografico, quest'ultimo inteso come il mercato che comprende tutti i prodotti e/o servizi considerati interscambiabili o sostituibili dal consumatore, in considerazione delle loro caratteristiche, prezzi e degli usi a cui sono destinati<sup>274</sup>.

La valutazione degli effetti di una concentrazione sul mercato presenta tuttavia delle caratteristiche specifiche quando ha ad oggetto i c.d. *bidding markets*<sup>275</sup>, ovvero quei mercati che prevedono l'affidamento di un servizio pubblico mediante una gara d'appalto (Dell'Atti, 2013).

---

<sup>274</sup>Cfr. Comunicazione sulla definizione del mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto comunitario di concorrenza, in GUCE C 372/1997; e AGCM, Formulario per la comunicazione delle operazioni di concentrazione, in Boll. 1.7. 1996

<sup>275</sup> Per la definizione di *bidding market* si rinvia a: Patterson and Shapiro (2001) secondo i quali "*the (European) commission described a true bidding market as one where 'tenders take place infrequently, while the value of each individual contract is usually very significant. Contracts are typically awarded to a single successful bidder (so-called "winner-takes-all" principle)*". Gli Autori hanno in particolare dedotto tale definizione nel caso Pirelli/BICC, Case No. Comp/M 1882 (7/19/00), sottolineando il differente approccio delle Corti statunitense e quelle europee nella valutazione della dominanza in un *bidding market*. Per approfondimenti si rinvia a: Patterson D. and Shapiro C., Trans-Atlantic Divergence in GE/Honeywell: Causes and Lessons, Antitrust magazine, Fall 2001, pp. 1-19 Secondo Kempleter (2008) un *bidding market* ha le seguenti caratteristiche: la competizione si esprime nella fase di selezione dell'operatore, secondo il principio del 'winner takes it all', il che implica che la gara o è vinta da uno o da nessuno. La competizione è del tipo 'lumpy competition', in quanto ogni gara è grande rispetto alle vendite complessive del prodotto o servizio nel periodo considerato per ogni fornitore. Ogni gara è una nuova gara e non sono presenti fenomeni 'lock-in', per cui l'esito di una gara è importante o determinante per l'esito dell'altra. A volte, l'entrata degli operatori nel mercato è facile. Nel mercato viene effettuata una gara (bidding process).

In tali mercati la concorrenza è infatti limitata al solo momento della gara e assume, pertanto, la forma di concorrenza per il mercato<sup>276</sup>.

Relativamente al profilo dell'oggetto, l'AGCM ha identificato come mercato rilevante l'attività di distribuzione del gas naturale, definita come «*il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti*», nonché «attività di servizio pubblico»<sup>277</sup>, affidata dagli enti locali in concessione esclusiva tramite gara, per un periodo non superiore ai dodici anni.

Sia nell'attuale contesto di mercato che in quello che si determinerà successivamente allo svolgimento delle gare, l'attività di distribuzione sarà infatti esercitata attraverso il monopolio legale relativo alla gestione della rete dei gasdotti locali. L'unica forma di concorrenza possibile è, pertanto, quella relativa alla partecipazione alle gare per l'affidamento delle concessioni venute a scadenza.

La giurisprudenza amministrativa<sup>278</sup> e l'AGCM<sup>279</sup> hanno infatti evidenziato che, ai fini dell'analisi delle dinamiche concorrenziali, trattandosi di gare future, non potrà farsi riferimento al classico concetto di concorrenza effettiva, che identifica la pressione competitiva esercitata dalle imprese già presenti nel mercato, dato che non si tratta né di un mercato attualmente esistente né perdurante nel tempo, bensì a quella potenziale, intesa come la pressione competitiva esercitata dalle imprese che potranno, verosimilmente, entrare nel mercato ovvero presentare un'offerta nelle gare interessate dall'operazione. Con particolare riferimento ai casi di concentrazione, è evidente che assume carattere dirimente la circostanza che l'operazione societaria sia valutata prima o dopo lo svolgimento della gara: nella prima ipotesi, infatti, l'indagine non potrà che avere ad oggetto la concorrenza potenziale, ovvero se la pluralità dei partecipanti (potenziali) sia tutelata ovvero inficiata dall'operazione di concentrazione.

---

<sup>276</sup> Nel caso dell'analisi della concorrenza effettiva viene valutato l'effetto su un mercato esistente, laddove invece nel caso dei bidding market l'indagine ha come mercato rilevante un mercato che esisterà nel futuro (per un lasso di tempo definito equivalente alla durata dell'appalto). Sul tema delle gare pubbliche e della concorrenza per il mercato si rinvia a L. De Caro, Procurement e concorrenza alla luce delle segnalazioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, 2010, 4

<sup>277</sup> Cfr. all'art 2, comma 1, lettera n) del d.lgs. 164/2000

<sup>278</sup> TAR Lazio, sez. I, 20/03/2014 n. 3046 sull'annullamento del provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenze ed il mercato avente ad oggetto l'acquisizione da parte di Italgas Spa e di Acegas-Aps del controllo congiunto di Isontina Reti Gas

<sup>279</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) f 85-89



Una volta identificato il mercato del prodotto, l'operazione logica successiva consiste nella determinazione del mercato geografico rispetto al quale devono essere indagati gli effetti dell'operazione sulla concorrenza potenziale. La valutazione sarà necessariamente prospettica, *ex ante*, e dovrà pertanto essere fondata su criteri di ragionevole certezza, utilizzando un approccio metodologico particolarmente rigoroso<sup>280</sup>.

L'analisi del mercato rilevante e degli effetti di un'operazione o intesa sulla concorrenza potenziale nel caso delle gare d'ambito è tuttavia ulteriormente complicata dal fatto che si tratti di procedimenti che si svolgono per la prima volta, senza che sia quindi possibile trarre indicazioni dall'esperienza precedente. Con particolare riferimento al mercato rilevante geografico, dirimente è la circostanza che sia mutato il bacino di affidamento delle concessioni, dalla dimensione comunale a quella di ATEM<sup>281</sup>. Come sarà evidenziato dall'analisi dei provvedimenti, questo passaggio ha determinato un profondo cambiamento nell'approccio dell'Autorità nel valutare gli effetti delle operazioni o delle intese sulla concorrenza potenziale.

Una metodologia classica utilizzata ai fini della valutazione degli effetti di un'operazione sulla concorrenza potenziale consiste nell'analizzare la struttura del mercato e le quote delle imprese *pre* e *post merger*, nonché l'eventuale presenza di legami tra le parti che possa aumentare la trasparenza del mercato e gli incentivi a colludere, ovvero la presenza di barriere all'ingresso, intese come quelle

---

<sup>280</sup> Una specifica indicazione in tal senso proviene dalla Corte di Giustizia, laddove, in relazione all'analisi delle operazioni di concentrazione, sottolinea che *"un'analisi prospettica, come quelle indispensabili in materia di concentrazioni, deve essere effettuata con notevole attenzione, dal momento che non si tratta di analizzare eventi del passato, relativamente ai quali spesso si dispone di numerosi elementi che consentono di comprenderne le cause, e neppure eventi del presente, ma piuttosto di prevedere quelli che si verificheranno in futuro, in base ad una più o meno forte probabilità.."* (Corte di Giustizia CE, 15 febbraio 2005, causa C-12/03, § 42). Nella stessa sentenza peraltro la Corte ha espresso anche alcune considerazioni sul potere, da parte del giudice comunitario di controllare la validità, dal punto di vista dell'analisi economica, effettuata dalla Commissione affermando che: *"sebbene la Corte riconosca alla Commissione un potere discrezionale in materia economica, ciò non implica che il giudice comunitario debba astenersi dal controllare l'interpretazione, da parte della Commissione, di dati di natura economica. Infatti, detto giudice è tenuto in particolare a verificare non solo l'esattezza materiale degli elementi di prova adottati, la loro attendibilità e la loro coerenza, ma altresì ad accertare se tali elementi costituiscano l'insieme dei dati rilevanti che devono essere presi in considerazione per valutare una situazione complessa e se siano di natura tale da corroborare le conclusioni che se ne traggono. Tale controllo è ancor più necessario in quanto si tratta di un'analisi prospettica imposta dall'esame di un progetto di concentrazione atto a produrre un effetto di conglomerato"* § 39 della sentenza già citata.

<sup>281</sup> Sul processo che ha portato alla definizione degli ambiti ottimali (ATEM) si rinvia al Capitolo I

caratteristiche specifiche che conferiscono alle imprese già insidiate dei vantaggi rispetto ai concorrenti potenziali<sup>282</sup>. L'esame in particolare richiede di confrontare l'equilibrio futuro che si determinerebbe attraverso la prospettata operazione con quello che si otterrebbe se la concentrazione non venisse realizzata (Buccirossi, 2005: 929).

Con riferimento alla valutazione delle quote di mercato, potrebbe non essere significativa in un *bidding market*, dal momento che, trattandosi di una competizione del tipo *'the winner takes it all'*, l'esito della gara comporterà necessariamente una concentrazione, in capo ad un unico operatore, gestore del servizio dell'ATEM, del mercato.

Nel caso specifico delle gare per l'affidamento del servizio del gas naturale, tuttavia, essendo il grado di presenza pregressa nell'ATEM fortemente connesso all'entità delle barriere (soprattutto di tipo finanziario) di accesso (pagamento del VIR), la valutazione del numero di punti di riconsegna già serviti nell'ambito rappresenta una variabile significativa del grado di concorrenzialità della gara, come sarà peraltro espresso anche dagli stessi operatori nell'ambito del *market test* che l'AGCM ha svolto nel Caso Italgas/Isontina Reti Gas<sup>283</sup> per valutare quali variabili possano determinare in capo ad un distributore uno specifico incentivo a presentare un'offerta in un ambito.

La rassegna dei provvedimenti esaminati evidenzia come l'analisi delle quote di mercato, pur consistendo nella prima operazione da effettuare per valutare gli effetti di un'operazione sulla concorrenza potenziale nelle gare d'ATEM, non rappresenta tuttavia l'unico strumento da prendere in considerazione nell'analisi degli effetti dell'operazione, potendo arrivare a soccombere davanti ad altre evidenze e risultanze dell'istruttoria.

---

<sup>282</sup> Cfr. Comunicazione della Commissione sugli orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali, in GUCE, 2004, C 31/03, laddove si afferma che *"Per valutare i prevedibili effetti di una concentrazione sui mercati rilevanti, la Commissione analizza i possibili effetti anticoncorrenziali da questa scaturenti e i rilevanti fattori in grado di controbilanciare tali effetti, quali il potere degli acquirenti, le barriere all'entrata e gli eventuali miglioramenti di efficienza invocati dalle parti"* § 12

<sup>283</sup> AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*)

### 3.2. Operazioni di concentrazione GDF SUEZ/ITALGAS e ASCOPIAVE- EDIGAS- EDIGAS DUE (2008): il mercato rilevante è individuato a livello comunale

Dal punto di vista cronologico, il procedimento più risalente è quello GDF SUEZ/ITALGAS, nell'ambito del quale l'AGCM ha valutato l'operazione di concentrazione tra due operatori di grandi dimensioni: Gas De France (GDFS) ed Italgas. L'operazione riguardava in particolare l'acquisizione da parte di GDFS dell'intero capitale sociale di una Newco (DRG), appositamente costituita per farvi confluire il ramo di azienda di Italgas relativo all'attività di distribuzione di gas naturale dalla stessa svolta in regime di concessione nel Comune di Roma ed in alcuni comuni limitrofi<sup>284</sup>.

Sotto il profilo geografico, l'AGCM ha evidenziato la caratteristica di dimensione locale del servizio di distribuzione del gas naturale, ritenendolo coincidente con il territorio dei comuni in relazione ai quali era stata rilasciata la concessione per l'esercizio dell'attività<sup>285</sup>.

L'Autorità ha ritenuto che l'operazione non fosse idonea a modificare le condizioni concorrenziali nei suddetti mercati della distribuzione gas basandosi su tre diverse constatazioni: i) l'operazione comportava la mera sostituzione di un operatore monopolista con un altro; ii) dall'analisi delle quote di mercato a livello nazionale di GDFS e del ramo d'azienda oggetto di acquisizione, si rilevava che i due soggetti rappresentassero rispettivamente appena il 3,9% ed il [1-5%], in termini di quota sui volumi di gas complessivamente distribuiti<sup>286</sup>; iii) l'operazione, comportando la cessione a GDFS di una parte dell'attività di distribuzione del gas svolta dal principale operatore (Eni), aveva l'effetto di ridurre la quota in termini di volumi di gas allo stesso attribuibile a livello nazionale, la quale sarebbe passata dal 26,19 al [20-25%] circa.

---

<sup>284</sup> Nel contratto di compravendita era inserita anche una clausola di non concorrenza con la quale Italgas si impegnava a non competere con Newco DGR, direttamente e/o tramite società controllate o soggette al medesimo controllo di Eni, per un periodo di 5 anni a partire dalla data di conclusione dell'accordo, limitatamente all'attività di distribuzione di gas ed all'area geografica in cui il ramo d'azienda operava alla data di conclusione del contratto.

<sup>285</sup> Nel caso di specie sono stati pertanto qualificati quali ambiti geografici rilevanti quelli nei quali operava il ramo d'azienda oggetto di acquisizione individuati in alcuni Comuni del Lazio (Comuni di Roma, Ciampino, Fiumicino, Frascati, Grottaferrata, Marino e Rocca di Papa).

<sup>286</sup> I dati si riferiscono al 2007

L'AGCM ha pertanto ritenuto che sotto il profilo della rilevanza qualitativa l'operazione non fosse idonea a determinare una restrizione (potenziale) della concorrenza, in considerazione delle quote di gas distribuite a livello nazionale dai soggetti coinvolti nell'operazione. E' stato altresì valutato l'effetto della concentrazione sulle quote di mercato di un altro (potenziale) competitor (Eni), sempre prendendo a riferimento il dato nazionale (la dominanza del principale operatore in termini di gas distribuito a livello nazionale) e non, pertanto, operando valutazioni sulle implicazioni competitive nelle future gare di ambito.

Medesima metodologia è stata applicata per la valutazione degli effetti sulla concorrenza dell'operazione di concentrazione tra ASCOPIAVE e EDIGAS-EDIGAS DUE, consistente nell'acquisto da parte di ASCOPIAVE della totalità del capitale sociale di EDIGAS e EDIGAS 2 e che prevedeva la conclusione di un patto di non concorrenza tra le parti della durata di tre anni ed esteso al territorio di Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna e Toscana.

Come nel precedente caso GDF SUEZ/ITALGAS<sup>287</sup>, il mercato rilevante è stato identificato dall'Autorità Antitrust come l'attività di distribuzione del gas naturale (mercato del prodotto) geograficamente coincidente con il territorio dei comuni per il quale era stata rilasciata la concessione per l'esercizio dell'attività (mercato geografico), ciò benché l'Autorità sottolinei che *"gli operatori concorrano a livello nazionale per l'assegnazione delle concessioni venute a scadenza (c.d. concorrenza per il mercato)"*<sup>288</sup>.

L'AGCM afferma in particolare che la dimensione geografica del mercato potrebbe essere fatta coincidere con l'ambito geografico di applicazione delle tariffe di distribuzione<sup>289</sup>, sebbene al contempo sottolinei come ai fini della

---

<sup>287</sup> AGCM, Provvedimento n. 19280 del 11 dicembre 2008 (GDF SUEZ/Italgas), Parte IV

<sup>288</sup> AGCM, Provvedimento n. 18348 del 11 dicembre 2008 (Ascopiave/Edigas Gas-Edigas Due), Par. IV

<sup>289</sup> Ovvero sulla base della *Relazione tecnica alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) n. 237/00 e la delibera AEEG n. 170/04: "ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione del gas naturale"*; l'AGCM perviene a tale conclusione dopo aver proceduto ad effettuare un'analisi del mercato rilevante anche con riferimento al mercato della vendita di gas: relativamente a quello della vendita ai clienti finali di piccola dimensione, ha evidenziato come dal lato dell'offerta fossero ancora principalmente attive le imprese di vendita di gas integrate verticalmente con le imprese di distribuzione del gas, storicamente presenti sul territorio ed operanti in regime di concessione in una o più aree locali

operazione l'esatta definizione della dimensione geografica del mercato potesse essere lasciata aperta, in quanto non incidente sulla valutazione concorrenziale dell'operazione stessa<sup>290</sup>.

L'AGCM ha ritenuto infatti che l'operazione in esame non avesse alcun impatto concorrenziale significativo nei mercati rilevanti locali della distribuzione di gas naturale sulla base del medesimo ragionamento tenuto nel caso GDF/ITALGAS: l'operazione avrebbe determinato la mera sostituzione, in ciascun comune, di un operatore in monopolio legale con un altro; inoltre, a livello nazionale, i volumi di gas distribuiti su reti del gruppo ASCOPIAVE e di EDIGAS rappresentavano comunque meno del 5% dei volumi complessivamente distribuiti<sup>291</sup> (il dato si riferisce al 2006).

Anche in tale caso, l'Autorità non si è spinta, pertanto, ad effettuare un'analisi di mercato relativa ai futuri ATEM, né relativa alla presenza, in termini di punti di riconsegna serviti, dei due operatori nei futuri ambiti o in quelli limitrofi.

### **3.3. Concentrazione CDP/SNAM: il mercato rilevante è il mercato nazionale?**

Con provvedimento dell'agosto 2012 l'AGCM ha autorizzato l'operazione di concentrazione consistente nell'acquisizione del controllo di SNAM da parte di Cassa Depositi e Prestiti (CDP). L'operazione non è stata infatti considerata idonea a determinare la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza, né a determinare

---

comunali. Dal lato della domanda, osserva l'AGCM, nonostante la liberalizzazione, i fenomeni di *switching* appaiono avere ancora rilevanza ridotta; per tale motivo, la concorrenza appare svolgersi ancora a livello essenzialmente locale, in un territorio in prima approssimazione riconducibile all'area di esercizio di ciascun impianto di distribuzione interconnesso.

<sup>290</sup> AGCM, Provvedimento n. 18348 del 11 dicembre 2008 (Ascopiave/Edigas Gas-Edigas Due), Par. IV

<sup>291</sup> L'AGCM ha ritenuto che l'operazione non determinasse restrizioni della concorrenza neanche con riferimento all'altro mercato rilevante considerato: quello della vendita di gas naturale, né relativamente ai clienti termoelettrici che ai clienti finali di dimensioni medio grandi, atteso che in entrambi i mercati la quota detenuta dal gruppo ASCOPIAVE nel 2006 era inferiore al 5% e quella di EDIGAS 2 era largamente inferiore all'1%, mentre nel mercato della vendita di gas ai clienti finali di piccola dimensione, non si realizzavano sovrapposizioni tra le attività delle parti nei mercati locali individuati dai singoli ambiti tariffari. A livello nazionale, i volumi di gas venduti dal gruppo ASCOPIAVE nel 2006 a questa tipologia di clienti rappresentavano meno del 5% delle vendite complessive di gas a livello nazionale a tali clienti, mentre i volumi di gas venduti da EDIGAS 2 ne rappresentavano una frazione largamente inferiore all'1%.

una restrizione di questa nei mercati rilevanti considerati<sup>292</sup>, tra i quali: a) il mercato della distribuzione e b) il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione del gas.

In particolare l'Autorità evidenzia come, a seguito del completamento del quadro normativo sulle modalità di effettuazione delle gare per ambiti sovra comunali<sup>293</sup>, l'avvio della riforma determinerà un rinnovamento degli assetti e delle concessioni in un arco di tempo breve.

L'AGCM richiama<sup>294</sup> infatti espressamente l'Allegato 1 del DM 226/2011 (Regolamento Criteri), che stabilisce uno scaglionamento temporale tale da consentire che tra le gare che si svolgono in ambiti limitrofi intercorra un congruo arco di tempo (6 mesi) e così che l'intero processo di rinnovo delle concessioni si sviluppi per un totale di 4/5 anni, nel corso dei quali dovrebbero essere indette le gare. L'Autorità arriva pertanto a concludere che la riforma dovrebbe ridefinire lo scenario competitivo del settore in un termine relativamente breve, e partendo da tale constatazione conclude che il mercato rilevante per l'accesso all'attività di distribuzione del gas naturale debba considerarsi di dimensione nazionale, posto che le gare *“interessarono l'intero territorio e che alle stesse parteciperanno principalmente gli operatori attualmente detentori delle concessioni”*<sup>295</sup>.

L'orientamento di considerare come mercato rilevante il mercato nazionale è tuttavia stato smentito e ribaltato dalla stessa Autorità, come sarà analizzato nel prosieguo della trattazione, in diversi procedimenti successivi<sup>296</sup>.

Occorre rilevare come una particolarità del caso di specie (rispetto ad altri successivi in cui l'AGCM ha proceduto ad effettuare un'analisi della *incumbency* dei

---

<sup>292</sup> Nel provvedimento in oggetto i mercati rilevanti individuati sono stati nello specifico: 1) il mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas; 2) il mercato del trasporto e del dispacciamento del gas; 3) il mercato dello stoccaggio del gas e della flessibilità; 4) i mercati della distribuzione del gas; 5) il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione del gas; 6) i mercati della vendita di gas ai clienti termoelettrici, ai grandi clienti industriali ed ai clienti domestici, del commercio e industriali di piccole dimensioni.

<sup>293</sup> Occorre rilevare come infatti nel 2012, anno dell'adozione del provvedimento, fosse ormai sostanzialmente completato il processo normativo per l'attuazione delle disposizioni contenute nel Decreto Letta attraverso l'emanazione dei decreti ministeriali Ambiti, Comuni, Salvaguardia Occupazionale e Regolamento Criteri. Per approfondimenti si rinvia al Capitolo I

<sup>294</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012, § 74 (CDP/Snam)

<sup>295</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012, § 75 (CDP/Snam)

<sup>296</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas); AGCM, Provvedimento n. 24184 del 23 gennaio 2013 (Estra/Egea); AGCM, Provvedimento n. 24895 del 7 maggio 2014 (Italgas/AES Torino); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

singoli ATEM interessati dall'operazione<sup>297</sup>) consiste nel fatto che la concentrazione, pur qualificandosi come tale<sup>298</sup>, non si svolge tra soggetti che siano direttamente attivi nel settore della distribuzione e richieda un'analisi delle strutture societarie e delle partecipazioni dei soggetti coinvolti<sup>299</sup>. L'indagine che l'Autorità ha effettuato non è infatti consistita nel valutare gli effetti della operazione sulla concorrenza potenziale nei singoli ambiti di gara interessati dall'operazione, bensì volta a valutare l'idoneità dell'operazione a creare un possibile coordinamento, tramite CDP, tra F2i ed Italgas nella determinazione concertata delle strategie di partecipazione alle gare.

Snam è infatti una società holding di partecipazione che detiene l'intero capitale sociale di Snam rete gas, GNL Italia, Stogit e Italgas s.p.a., società quest'ultima operativa nel settore della distribuzione. Cassa depositi e prestiti (CDP) è invece una società attiva nel finanziamento di enti pubblici territoriali e nell'assunzioni di partecipazioni in società di rilevante interesse nazionale<sup>300</sup>. In particolare, CDP al momento dell'adozione del provvedimento da parte dell'AGCM deteneva il 29% del capitale sociale in Eni, il 29,9% in Terna e l'89% in Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG). Deteneva altresì quote di partecipazione in numerose società di investimento, tra cui una quota del 90% in Fondo Strategico Italiano S.p.a. (FSI) e una quota del 15,99% in F2i SGR s.p.a., società di gestione del Fondo F2i, che controlla, insieme al gruppo AXA, la società F2i Reti Italia S.r.l., la quale a sua volta, detiene l'85,1% di Enel Rete Gas e G6 Rete Gas s.p.a., società entrambe attive, così come Italgas, nel settore della distribuzione del gas naturale.

---

<sup>297</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

<sup>298</sup> Si rinvia a: AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012 (CDP/Snam) § 41 e alla Comunicazione consolidata della Commissione sui criteri di competenza giurisdizionale in materia di controllo delle concentrazioni (2008/C 95/01) § 52

<sup>299</sup> In particolare viene indagata l'idoneità delle misure correttive apportate da CDP ai propri poteri di *governance* in F2i ed Italgas ad escludere la possibilità da parte di Cassa Depositi e Prestiti di influire nelle decisioni strategiche dei due operatori.

<sup>300</sup> CDP ha come *mission* istituzionale il finanziamento dello sviluppo delle infrastrutture destinate alla fornitura di pubblici servizi, opere di interesse nazionale e altri interventi di pubblico interesse. CDP costituisce pertanto, uno dei principali possibili finanziatori delle Utilities che intendano cogliere la sfida delle gare della distribuzione. Per approfondimenti sul tema della finanziabilità degli investimenti nelle Utilities si rinvia per approfondimenti a: Clerici S., Le modalità di finanziamento, in Introduzione all'economia e alla gestione delle Public Utilities (a cura di) Gilardoni A., Introduzione alla economia e gestione delle public utilities, Agici, 2011, pagg. 193-214

Da tale complesso assetto di partecipazioni societarie pre-merger, si può dedurre che l'acquisizione da parte di CDP del controllo esclusivo su SNAM avrebbe richiesto un'attenta analisi dei potenziali effetti distorsivi sulla competizione nell'ambito dello svolgimento delle future gare, dal momento che tale acquisizione, pur non realizzandosi tra soggetti direttamente attivi nel mercato della distribuzione, avrebbe tuttavia determinato, per stessa ammissione dell'Antitrust, un "legame strutturale"<sup>301</sup> tra Italgas ed F2i, che vantavano al momento dell'operazione una presenza, rispettivamente, in 128 e 137 ambiti su 177<sup>302</sup>.

La stessa Autorità Garante riconosce<sup>303</sup> peraltro che, a causa della presenza di elevate barriere finanziarie di accesso ai mercati sovra comunali, derivanti dall'obbligo di pagare al gestore uscente il valore residuo degli impianti per le quote di proprietà di questi (VIR), i due distributori siano gli unici soggetti in grado di adottare una strategia di partecipazione a livello non meramente locale e, proprio per tale motivo, desume che saranno probabili concorrenti in numerosi ambiti, soprattutto in quelli di maggiore dimensione, dove l'accesso al mercato risulta essere limitato a pochi soggetti.

Nonostante tali premesse, e l'aver sottolineato il ruolo di incumbent dei due operatori in numerosi ambiti, l'Autorità non ha avviato un'istruttoria più approfondita, ritenendo che l'operazione non avesse effetti di natura anticoncorrenziale, in quanto il legame strutturale che sarebbe venuto a crearsi a seguito della concentrazione tra Italgas e Enel Reti Gas (poi F2i), e il conseguente possibile coordinamento relativo alle strategie di partecipazione alle gare, sarebbe stato sterilizzato dalle misure di *governance*<sup>304</sup> adottate da CPD in relazione ai

---

<sup>301</sup> AGCM, Provvedimento. n. 23824 del 8 agosto 2012, J94 (CDP/Snam)

<sup>302</sup> Per approfondimenti sulla presenza pregressa negli operatori negli ATEM si rinvia al Capitolo IV

<sup>303</sup> AGCM, Provvedimento. n. 23824 del 8 agosto 2012, J 91

<sup>304</sup> L'Autorità in particolare ritiene che *"Le misure di governance che saranno adottate da CDP con riferimento ai suoi legami con Enel Rete per il tramite di F2i ed F2i Reti – relative all'obbligo di non partecipazione dei rappresentanti di CDP nel CdA e nel Comitato investimenti di F2i alle discussioni di delibere in materia di gare per la distribuzione del gas ed al divieto per qualsiasi rappresentante di CDP di avere incarichi in F2i Reti (e nelle sue controllate, ossia Enel Rete), incidono efficacemente sul rischio che CDP possa esercitare una qualche influenza sulle decisioni di Enel Rete in ordine alla partecipazione alle gare o comunque venire a conoscenza in anticipo delle strategie di partecipazione alle gare della società. Con riferimento ad Italgas, in primo luogo verrà mantenuta l'attuale regola che esclude una discussione (o approvazione) preventiva delle decisioni di Italgas in materia di partecipazione alle gare per la distribuzione gas in seno al CdA di Snam. Inoltre, CDP, non appena assumerà il controllo pieno di Snam, e dunque successivamente alla nomina del nuovo CdA di Snam da parte dell'assemblea della società che approverà il bilancio 2012 (entro l'estate 2013), proporrà*



propri poteri in F2i ed Italgas, cosicché la Cassa Depositi e Prestiti in futuro non potrebbe esercitare un'influenza, diretta o indiretta, sulla politica di gara delle due società partecipate.

L'Autorità nel procedimento in oggetto ha identificato due mercati della distribuzione del gas naturale: quello locale (coincidente con le singole località in cui viene esercitato il servizio sulla base delle concessioni comunali in essere), e quello futuro (per l'accesso all'attività di distribuzione del gas naturale), considerato invece di dimensione nazionale. Non ha tuttavia proceduto ad un'analisi degli impatti in termini concorrenziali dell'operazione sull'uno o l'altro mercato, ritenendo non sussistente il pericolo di un coordinamento rispetto alla determinazione delle strategie di gara.

Ciò che è maggiormente rilevante ai fini della presente trattazione è che per la prima volta l'AGCM evidenzia la presenza di due mercati distinti rispetto ai quali valutare l'operazione nella fase 'transitoria' di passaggio, dalla gestione del servizio: quello relativo alla dimensione locale (comunale) a quello (*in fieri*) della gestione per ambito. Nella ricostruzione operata pertanto dall'AGCM sembrerebbe che tale passaggio determini anche un mutamento nella definizione del mercato geografico

---

*alcune modifiche alla governance di Italgas. In particolare, dall'attuale situazione che vede il CdA di Italgas composto da tre membri interamente di nomina Snam, si passerà ad una situazione in cui l'organo sociale sarà composto da cinque membri di cui due dotati dei requisiti di indipendenza di cui al Codice di autodisciplina delle società quotate. Gli altri tre saranno nominati da Snam ma non potranno essere soggetti che ricoprano cariche di gestione in CDP, siano meri dipendenti di CDP, oppure siano, sempre con riferimento a CDP, in significativa relazione commerciali, finanziarie e professionali ai sensi del Codice di autodisciplina delle società quotate. In tale nuovo contesto di governance, qualsiasi delibera che il CdA di Italgas dovrà assumere in materia di partecipazione alle gare d'ambito dovrà essere approvato con il voto favorevole di 4/5 dei membri, per cui almeno un consigliere indipendente da Snam sarà determinante.*

*Nel periodo antecedente alla nomina del nuovo CdA di Snam (tarda primavera 2013) e quindi, all'introduzione delle modifiche alla governance di Italgas, l'indipendenza delle decisioni di quest'ultima in relazione alle gare della distribuzione del gas è, invece, assicurata dalla stessa composizione che sarà assunta, ad interim, dal CdA di Snam.*

*Infatti, sino a quel momento, il CdA di Snam sarà ancora per 6/9 quello nominato da Eni in regime di unbundling funzionale. Al netto infatti dei tre consiglieri organici ad Eni [omissis], i restanti sei consiglieri, che resteranno in carica*

*fino alla prima assemblea del 2013, sono tutti indipendenti ai sensi del Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa. Tutto ciò appare sufficiente a limitare il rischio che la politica di partecipazione alle gare per la distribuzione del gas di Italgas nei prossimi anni possa essere in qualche modo influenzata da CDP. L'insieme congiunto di tale modifiche alla governance di Italgas e F2i operano nella direzione di escludere che CDP possa interferire nella politica di partecipazione alle gare di Italgas e Enel Rete in ossequio ad un obiettivo di massimizzazione congiunta delle partecipazioni di CDP". Cfr. AGCM, Provvedimento. n. 23824 del 8 agosto 2012 f96-99*

rilevante in cui valutare l'operazione: da quello coincidente con l'oggetto della concessione a quello nazionale.

#### **3.4. Operazione di concentrazione HERA-ACEGAS/APS (2012)**

Nel settembre 2012 l'AGCM ha autorizzato l'operazione di fusione per incorporazione di ACEGAS in HERA<sup>305</sup>, in seguito della quale la presenza del gruppo sul territorio nazionale è passato da 6,5% al 7,9% in termini di gas distribuito rispetto al dato nazionale<sup>306</sup>.

Relativamente alla definizione del mercato rilevante, l'AGCM rileva come all'interno di ciascun settore<sup>307</sup> considerato, sia possibile distinguere tra diversi mercati rilevanti per la valutazione dell'operazione. Per il mercato della distribuzione di gas naturale, riprendendo il precedente orientamento espresso nel caso CDP/ITALGAS, l'Autorità differenzia tra il mercato locale attuale, coincidente con l'area di attribuzione di ciascuna concessione esclusiva, di dimensione comunale, e quello futuro, che si realizzerà in seguito all'espletamento delle gare, definito come mercato per l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale.

Analogamente a quanto evidenziato nel caso CDP/ITALGAS, l'AGCM sottolinea che le gare d'ATEM, che costituiranno l'attuazione delle disposizioni contenute nel Decreto Letta, si svolgeranno per scaglioni successivi nei prossimi anni<sup>308</sup>, in modo che la prima tornata di gare dovrebbe essere avviata in tempi

---

<sup>305</sup> L'operazione in particolare prevedeva l'emissione di nuove azioni di HERA a favore del Comune di Trieste e del Comune di Padova, sulla base di un pattuito rapporto di cambio con le azioni ACEGAS. Si prevedeva che a seguito di tale incorporazione, il Comune di Trieste e quello di Padova avrebbero detenuto ciascuno il 5,7% circa delle azioni di HERA. Al buon esito della fusione, HERA avrebbe lanciato un'offerta pubblica di acquisto e scambio sul capitale di AcegasAps S.p.A. non controllato da ACEGAS, a seguito della quale sarebbero state emesse nuove azioni HERA. Al termine di questa operazione, si prevedeva che l'unico azionista di HERA con una quota superiore al 10% sarebbe stato il Comune di Bologna.

<sup>306</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

<sup>307</sup> Trattandosi di un'azienda multiutility, plurimi sono i mercati rilevanti considerati ai fini dell'operazione, ed in particolare quelli: 1) della distribuzione, 2) della vendita di gas naturale 3) della produzione 4) della distribuzione di energia elettrica 5) della vendita di energia elettrica 6) della raccolta, trasporto dei rifiuti, trattamento e smaltimento dei rifiuti 7) del ciclo idrico integrato, 8) della gestione degli impianti di illuminazione pubblica, 9) del teleriscaldamento, 10) delle telecomunicazioni e 10) dei servizi cimiteriali e funerari. AGCM, Provvedimento. n. 23923 del 28 settembre 2012, J9 (HERA/Acegas-Aps)

<sup>308</sup> Il provvedimento come il precedente CPD/SNAM si inserisce cronologicamente in seguito all'emanazione del Regolamento Criteri che ha decretato il completamento del quadro normativo sulle modalità di effettuazione delle gare per ambiti sovra comunali.

prossimi e l'ultima nella seconda metà del 2016, dovendo lo svolgimento della riforma avvenire nell'ambito di un arco temporale complessivo di circa 4/5 anni. Basandosi proprio sulla durata complessiva della riforma, l'Autorità giunge a ritenere, richiamando espressamente il provvedimento CDP/SNAM<sup>309</sup>, che l'insieme delle gare d'ambito costituirà la dimensione nella quale si svolgerà la concorrenza per l'accesso all'attività di distribuzione gas, concludendo che *“tale insieme (le gare d'ATEM) rappresenta un mercato rilevante per la valutazione della presente operazione”*<sup>310</sup>. Una certa ambiguità nella identificazione del mercato rilevante è tuttavia espressa laddove l'Autorità afferma che *“in prima approssimazione il mercato possa ritenersi di dimensione nazionale, anche se la posizione di indubbio vantaggio degli incumbent nelle concessioni ricomprese nei vari ATEM permette una segmentazione a livello di ATEM di tale mercato, dal momento che tutti gli affidatari attuali, nonché eventuali nuovi entranti, possano astrattamente partecipare a tutte le gare, che, secondo lo scaglionamento previsto dalla normativa, si svolgeranno tutte entro un ristretto lasso di tempo di 4-5 anni”*<sup>311</sup>.

Una volta evidenziata la distinzione tra i mercati locali (comunali) della distribuzione, e quello per l'accesso all'attività di distribuzione, l'Autorità procede quindi ad esaminare la struttura del mercato e la posizione delle parti. Relativamente ai mercati locali della distribuzione, evidenzia come HERA ed AcegasAps si trovino in virtù della concessione in essere in posizione di monopolio nei bacini comunali<sup>312</sup> e che tale situazione non muterà a seguito dell'operazione, che si risolverà quindi soltanto nella sostituzione di un operatore con un altro<sup>313</sup>.

---

<sup>309</sup> AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012, § 75 (CDP/Snam)

<sup>310</sup> AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, § 14

<sup>311</sup> AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, § 14

<sup>312</sup> In particolare l'AGCM, relativamente al mercato della distribuzione del gas (di dimensione locale) evidenzia che: *“la distribuzione di gas consiste nel servizio di trasporto di gas naturale lungo le reti locali. Dal lato dell'offerta, il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale è caratterizzato da condizioni di monopolio naturale ed è svolto in monopolio legale dalle imprese di distribuzione. L'unica forma di concorrenza possibile è dunque quella relativa alla partecipazione alle gare per l'affidamento delle concessioni venute a scadenza (c.d. concorrenza per il mercato). Si tratta di un mercato di dimensione geografica locale, attualmente coincidente con l'area di attribuzione di ciascuna concessione esclusiva, che è di dimensione comunale, mentre, successivamente all'espletamento delle gare d'ambito, avrà una dimensione maggiore. Nel caso di specie, i mercati rilevanti per la valutazione della presente operazione sono i comuni in cui HERA e AcegasAps svolgono l'attività di distribuzione del gas. In particolare, per HERA si tratta di: 114 comuni dell'Emilia Romagna, situati nelle province di Bologna, Modena, Ferrara, Forlì-Cesena, Ravenna, Rimini (compresi i capoluoghi di Modena, Bologna, Ferrara, Ravenna, Forlì, Cesena), in 40 Comuni della provincia di Pesaro-Urbino (Marche) e in 2 comuni della provincia di Firenze (Toscana). ACEGAS*

Relativamente invece alle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas, viene effettuata una specifica analisi delle quote di mercato detenute dagli operatori coinvolti nell'operazione in quegli ATEM che l'AGCM reputa possano essere interessati dall'operazione.

La scelta di voler effettuare una valutazione del grado di dominanza (*incumbency*<sup>314</sup>) rispetto ai futuri bacini di gara costituisce l'aspetto maggiormente innovativo del provvedimento, che cronologicamente interviene dopo l'emanazione del DM 226/2011, ovvero in seguito al completamento del quadro normativo di riferimento per lo svolgimento delle gare d'ATEM.

L'Autorità evidenzia che i due operatori sono presenti in 15 dei 177 ATEM in cui è stato diviso il territorio nazionale<sup>315</sup> e che, complessivamente, HERA serve il 5,6% dei PDR presenti a livello nazionale e AcegasAps l'1,2% di essi. Procedo quindi a riportare le percentuali di mercato detenute da ciascuno in termini di punti di riconsegna (PDR) già gestiti nell'ambito<sup>316</sup>.

L'AGCM conclude quindi che a livello di ATEM non sussistano sovrapposizioni tra le parti. A tale conclusione arriva in particolare partendo dall'assunto che *"nell'ipotesi che i concorrenti più aggressivi, a livello locale, siano gli incumbent, l'operazione non comporterà l'eliminazione di un importante concorrente a livello di ATEM"*<sup>317</sup>.

---

*opera, invece, a Padova e in 7 comuni della sua provincia, a Trieste e in 4 comuni della sua provincia, nella provincia di Gorizia, capoluogo incluso (in quest'area attraverso Isontina Reti Gas)." Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, f10 e 11*

<sup>313</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, f65

<sup>314</sup> Per valutazione di incumbency si intende l'analisi della presenza pregressa, in termini di punti di riconsegna serviti (PDR) negli ambiti considerati

<sup>315</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, f 66

<sup>316</sup> Nella sua analisi l'Autorità si limita a riportare che: *"HERA è presente negli ATEM di Bologna città (dove serve il 97% dei punti di riconsegna (PDR)), Bologna provincia (89% dei PDR serviti), Forlì-Cesena (84% dei PDR serviti; altro operatore di rilievo è F2I S.p.A.), Modena Sud (90% dei PDR serviti), Ravenna (76% dei PDR serviti), Pesaro e Urbino (66% dei PDR serviti; altro operatore di rilievo è Gruppo Società Gas Rimini S.p.A., azionista di minoranza di HERA), Ferrara (53% dei PDR serviti; altro operatore di rilievo è F2I S.p.A.), Modena Nord (49% dei PDR serviti; altro operatore di rilievo è AIMAG S.p.A., in cui HERA detiene una partecipazione del 25%), Rimini (11%; la maggior parte dei rimanenti PDR è servita da Gruppo Società Gas Rimini). AcegasAps serve la totalità dei PDR dell'ATEM Gorizia (attraverso Isontina Reti Gas), la quasi totalità di quelli dell'ATEM Trieste, il 69% dei PDR dell'ATEM Padova 1 (dove altri operatori di rilievo sono F2I e Ascopiave S.p.A.) e una frazione marginale di quelli dell'ATEM Padova 2 (dove l'operatore principale è Italgas S.p.A.). Ha inoltre una presenza trascurabile negli ATEM di Padova 3 e di Venezia 2 (dove i principali operatori sono F2I e Italgas)". Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, f66*

<sup>317</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, f67

Dal punto di vista metodologico l'analisi svolta dall'Autorità per i singoli ambiti si limita a riportare le quote di mercato detenute dagli operatori nei 15 ambiti considerati, e ad evidenziare la presenza di altri operatori solo quando questa sia significativa, senza peraltro riportarne il valore percentuale in termini di presenza nell'ambito. Non si procede infatti ad un esame più approfondito della situazione competitiva, evidenziando le quote di tutti i competitor che siano presenti negli ATEM considerati, anche con quote ridotte, come sarà fatto invece in successivi provvedimenti<sup>318</sup>.

L'Autorità si limita infatti a registrare che le quote detenute dai due operatori non sono mai inferiori al 50%, con l'eccezione degli ATEM di Rimini per HERA e di Padova 2 e 3 per AcegasAps. Pertanto l'AGCM desume che, essendo già forte sui territori considerati la presenza dei due operatori, l'operazione non comporti delle distorsioni della concorrenza potenziale nelle future gare. Al contempo, rileva che invece la concentrazione eliminerà un importante concorrente potenziale dalle gare relative agli ATEM in cui AcegasAps è attualmente operante (Gorizia, Trieste, Padova1, Padova 2, Padova 3 e Venezia 2). Sebbene tale affermazione non sia motivata né accompagnata da una specifica analisi, è da ricondurre alla circostanza che Acegas ed Italgas avevano, ancora prima della stipula dell'accordo di fusione per incorporazione di ACEGAS in HERA, definito un Memorandum of Understanding ("MoU"), avente ad oggetto la trasformazione di Isontina Reti Gas (che detiene il 100% dei PDR dell'ATEM di Gorizia) in una *joint venture*, nella quale sarebbero state concentrate tutte le concessioni di distribuzione possedute dalle due società nelle province di Trieste, Gorizia, Pordenone e Padova. Dell'esistenza del memorandum è data evidenza nel provvedimento. L'AGCM riporta infatti che risultava come parte integrante dell'accordo di concentrazione tra HERA ed Acegas l'acquisto, da parte di Italgas e di AcegasAps, delle azioni detenute da ENI in Isontina Reti Gas, in modo che, a valle dei conferimenti previsti, Italgas detenesse il 49% delle azioni della *joint venture* e AcegasAps il 51%.

---

<sup>318</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*)

L'AGCM ha tuttavia espressamente affermato che la *joint venture* tra AcegasAps ed Italgas non sarebbe stata oggetto di valutazione nell'ambito dell'operazione<sup>319</sup>, limitandosi a sottolineare che, qualora fossero ricorsi i presupposti di legge, questa sarebbe stata valutata separatamente, come in effetti si è poi verificato, e avendo l'Autorità con successivo provvedimento vietato l'operazione<sup>320</sup>.

Come sarà analizzato nel prosieguo della trattazione, in tale circostanza, l'AGCM ha ritenuto infatti che il mercato geografico rilevante rispetto al quale valutare l'operazione fosse quello esclusivamente degli ATEM interessati e non anche quello nazionale.

Nel caso in oggetto, invece, pur riconoscendo che l'operazione HERA/AcegasAps potesse ridurre la concorrenza negli ambiti in cui Acegas era presente, anche non considerando gli effetti del Memorandum, l'Autorità ha autorizzato l'operazione ritenendo che a livello nazionale la concentrazione non apparisse in grado di produrre significativi effetti unilaterali di riduzione della concorrenza, né a livello di singoli ATEM, data la presenza, negli ambiti considerati, di qualificati concorrenti quali, in primo luogo, le società Italgas e 2I Rete Gas<sup>321</sup>.

### 3.5. Il caso Italgas-Acegas Aps/Isontina Reti Gas (2013)

Dei casi di concentrazione tra operatori attivi nel settore della distribuzione del gas naturale che sono stati valutati dall'AGCM tra il 2008/2015<sup>322</sup>, il caso ACEGAS/Italgas è l'unico in cui l'Autorità si è espressa vietando l'operazione,

---

<sup>319</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, §7 (HERA/AcegasAps)

<sup>320</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*)

<sup>321</sup> L'AGCM ha peraltro specificato che *"se eventuali effetti di coordinamento potrebbero derivare dalla presenza di legami societari e personali tra una delle Parti e altri operatori del mercato, ...la recente separazione proprietaria tra ENI S.p.A. (che controlla, congiuntamente ad AcegasAps, la società Isontina Reti Gas) e SNAM S.p.A., unico controllante di Italgas S.p.A., appare aver sterilizzato ogni possibile effetto di coordinamento, in particolare in relazione alla concorrenza negli ATEM in cui HERA è incumbent"* AGCM, Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, §68 (HERA/Acegas-Aps)

<sup>322</sup> AGCM, Provvedimento n. 19280 del 11 dicembre 2008 (*GDF SUEZS/Italgas*); AGCM, Provvedimento n. 18348 del 11 dicembre 2008 (*Ascopiave/Edigas Gas-Edigas Due*); AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012 (*CDP/Snam*); AGCM, Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, §9 (HERA/Acegas-Aps); AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi); AGCM n. 24184 del 23 gennaio 2013 (*Estra/GEA*); AGCM, Provvedimento n. 24895 del 7 maggio 2014 (*Società Italiana per il Gas/AES Torino*)

ritenendo che questa desse luogo o rafforzasse una posizione dominante<sup>323</sup> ex art. 6 della legge 287/1990.

L'operazione consisteva nell'acquisizione da parte di Italgas ed Acegas Aps, appartenente al gruppo Hera, del controllo congiunto di Isontina Reti Gas (IRG), il cui capitale era in precedenza detenuto da ENI (70%) e dalla stessa Acegas (30%)<sup>324</sup>.

Si inserivano nell'ambito dell'operazione di concentrazione anche la stipulazione di un patto parasociale, che prevedeva l'astensione di entrambe le società dalla partecipazione alle gare nei bacini interessati dall'operazione, e di due accordi di servizio, che attribuivano a ciascuna società la gestione operativa ed amministrativa delle attività relative alla partecipazione alle gare e la gestione delle concessioni eventualmente aggiudicate.

L'Autorità ha vietato l'operazione in quanto ha ritenuto che lo scopo della stessa fosse quello di ridurre significativamente la concorrenza nelle gare che si sarebbero svolte in un arco di tempo ravvicinato a quello dell'operazione negli ATEM di Padova 1, Padova 2, Padova 3, Pordenone, Trieste e Gorizia, in considerazione della presenza in tali territori o negli ambiti ad essi limitrofi degli operatori coinvolti.

L'analisi è stata pertanto circoscritta ad un numero ristretto di ATEM, identificati come mercati rilevanti. Il mercato per l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale non è stato, dunque, ritenuto un mercato di rilevanza nazionale.

Tale approccio risulta differente da quello seguito in precedenti casi<sup>325</sup>, da ultimo in quello con cui si era stata autorizzata la fusione tra Acegas e HERA e

---

<sup>323</sup> Ovvero se *"l'impresa detiene un potere di mercato che le permetta di agire in modo indipendente da concorrenti, clienti e consumatori e, per tale via, di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato in questione"*. Così Corte di Giustizia 13 febbraio 1979, causa C-85/76, *Hoffman la Roche/Commissione*

<sup>324</sup> L'operazione si sarebbe dovuta svolgere in due fasi: la prima consistente nella cessione da parte di ENI della partecipazione in Isontina Reti Gas ad Italgas (50%) ed Acegas (20%), che avrebbe determinato pertanto la sostituzione di un azionista (ENI) con un altro (Italgas) nella compagnia societaria di IRG e che avrebbe consentito, pertanto, l'ingresso ad un nuovo operatore nel mercato rilevante; la seconda consisteva invece nel conferimento ad Isontina Reti Gas dei rami di azienda gestiti dalle holding e relativi agli affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas naturale in alcuni territori del Veneto e del Friuli, coincidenti con gli ambiti di Padova, Pordenone, Trieste e Gorizia. Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 *f 12*

nell'ambito del quale l'Autorità, pur avendo riconosciuto che la presenza di barriere e di vantaggi in capo agli incumbent potesse determinare una partecipazione segmentata alle gare d'ambito aveva qualificato, non tuttavia senza una certa ambiguità (*"in prima approssimazione"*), come mercato geografico rilevante il mercato nazionale.

Nel caso Isontina si assiste ad un cambiamento nella metodologia seguita dall'AGCM: l'Autorità basa infatti l'analisi degli ambiti interessati dall'operazione sulle risultanze del *market test* effettuato in sede di istruttoria, e finalizzato ad esplicitare quale caratteristiche differenzino in modo cruciale i potenziali partecipanti così da renderli dei competitor credibili in una gara<sup>326</sup>.

L'AGCM parte infatti dall'assunto che sebbene, in teoria, tutte le aziende di distribuzione del gas potrebbero essere potenziali competitor per l'aggiudicazione del servizio e presentare un'offerta, in pratica la presenza di elevate barriere finanziarie che caratterizza l'ingresso nel mercato della distribuzione impedisce alle aziende di poter partecipare a tutte le gare e di essere, pertanto, concorrenti credibili.

Nel precedente paragrafo è stato evidenziato come, nell'ambito del caso HERA/Acegas-Aps, l'Autorità abbia escluso che l'operazione potesse configurare una distorsione delle dinamiche competitive nelle future gare d'ambito sulla base del presupposto che una forte presenza pregressa nell'ambito (più della metà dei punti di riconsegna serviti) avrebbe dovuto scoraggiare dal partecipare alle gare gli operatori che non fossero gli incumbent, assumendo l'aggressività della strategia di questi<sup>327</sup>. Nel caso in oggetto invece l'Autorità, piuttosto che effettuare delle assunzioni sulle potenziali strategie degli operatori, utilizza il *market test*<sup>328</sup> per

---

<sup>325</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 23824 del 08 agosto 2012 (*CDP/SNAM*); AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*)

<sup>326</sup> L'AGCM afferma infatti che *"L'obiettivo del market test svolto anche alla luce della richiamata assenza di indicazioni desumibili da passate gare d'ATEM, è stato quello di individuare gli elementi che influenzano maggiormente la partecipazione alla gara, con l'ausilio di un gran numero di imprese presenti nel settore della distribuzione del gas"*. Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) § 86

Un altro caso in cui l'AGCM ha fatto ricorso al *market test* è nel caso C 5838 – Telecom Italia/Magabeam Italia, provv. N. 12319, 7 agosto 2003 in Boll. N. 32, 2003

<sup>327</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, §67

<sup>328</sup> Le informazioni acquisite dalle imprese di distribuzione e dalle relative associazioni di categoria attraverso il *market test* hanno fornito importanti elementi fattuali e valutativi in merito ai seguenti aspetti:



identificare le variabili che determinano la probabilità per un distributore di partecipare ad una gara d'ATEM.

Il *market test* persegue infatti la finalità specifica di identificare quali siano quelle aziende che si trovino in una posizione per cui possano considerarsi dei concorrenti potenziali e credibili, ed è pertanto uno strumento volto a rendere più rigorosa l'analisi (prognostica) degli effetti sulla concorrenza potenziale (Desogus e Sicca, 2014). Ciò in quanto *“la concorrenza potenziale deve essere definita sulla base di considerazioni realistiche, ipotizzando che l'ingresso su di un certo mercato risponda ad uno sviluppo logico e prevedibile delle attività delle imprese, non bastando una mera semplice possibilità teorica”*<sup>329</sup>.

Le risultanze dell'indagine e le risposte fornite dagli operatori e delle associazioni rappresentative interpellate costituiscono inoltre la base di partenza rispetto alla quale l'AGCM effettua valutazioni di carattere generale, con valore anche prospettico, relativamente alle future gare. Dalle risultanze del *market test* l'Autorità sembra infatti aver desunto una serie di principi e definito una metodologia di analisi che ha poi applicato anche in procedimenti successivi<sup>330</sup>.

Sulla base delle risposte fornite, l'Autorità ha infatti individuato le principali variabili da indagare per stabilire se sussista uno specifico incentivo a partecipare ad una gara, ovvero: i) la significativa pregressa presenza dell'operatore nell'ATEM in termini di punti di riconsegna serviti (grado di *incumbency*); ii) la solidità finanziaria e le barriere finanziarie di accesso al mercato; iii) la presenza pregressa significativa in ambiti limitrofi; iv) la possibilità di costituire un raggruppamento temporaneo di imprese (RTI).

- 
- i. i programmi, laddove disponibili, di partecipazione alle future gare d'Atem delle singole società;
  - ii. il ruolo, per la partecipazione alle gare d'Atem, che assume la presenza pregressa di un'impresa nell'Atem per il quale viene bandita la gara (c.d. *incumbency*);
  - iii. l'importanza della possibilità di costituire RTI per partecipare alle gare;
  - iv. la possibilità che alle gare partecipino operatori diversi da quelli attualmente già presenti sul territorio nazionale nella distribuzione del gas (ad esempio, operatori esteri);
  - v. il giudizio dato dagli operatori in merito all'impatto che l'operazione in esame potrà avere sulla dinamica concorrenziale delle gare.

Per approfondimenti si rinvia al provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) § 25-44

<sup>329</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, §67 §87

<sup>330</sup> Ci si riferisce ai successivi AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*); AGCM, Provvedimento n. 24895 del 7 maggio 2014 (*Società Italiana per il Gas/AES Torino*)

Relativamente al vantaggio di cui godrebbe l'operatore che sia già presente nell'ambito, gli operatori hanno evidenziato che il vantaggio deriverebbe dalla possibilità di evitare gli esborsi finanziari e le richieste di finanziamento necessarie per subentrare nella gestione della rete e sarebbe tanto maggiore quanto maggiormente risulta significativa in termini di punti di riconsegna (PDR) serviti nell'ambito di gara la presenza dell'operatore incumbent<sup>331</sup>.

Rispetto a tali osservazioni, occorre ricordare che nel momento in cui l'istruttoria è stata compiuta non erano tuttavia ancora conosciuti gli orientamenti dell'AEEGSI relativi alla possibilità di introdurre una regolazione tariffaria asimmetrica tra *incumbent* e *new comer*, né erano altresì noti gli orientamenti in merito alle modalità di valorizzazione delle RAB 'deprese'<sup>332</sup>. Le considerazioni rispetto al vantaggio dell'operatore incumbent sono state pertanto espresse dai distributori quando ancora non erano noti i meccanismi correttivi che l'Autorità di regolazione avrebbe poi dichiarato di voler adottare per garantire un allineamento

---

<sup>331</sup> E' evidente infatti, che se un operatore prima della gara serve il 60% dei pdr totali compresi nell'ambito, l'esborso finanziario relativo al pagamento del valore residuo per il riscatto sarà proporzionato ai pdr serviti dell'ATEM, laddove invece un operatore che abbia una presenza nell'ambito ridotta, ad esempio del 20% dei pdr serviti, dovrebbe pagare un valore di riscatto relativo a circa l'80% dell'impianto, mentre un nuovo entrante del 100%. Da tali osservazioni è scaturita la riflessione sulla necessità di prevedere forme di regolazione asimmetrica, che ha indotto l'Autorità di regolazione AEEGSI a prevedere un differente trattamento tra incumbent e new comer nel riconoscimento del capitale investito di località nelle prime gare. Per approfondimenti su tema si rinvia al Capitolo II della presente trattazione.

Sul vantaggio competitivo degli operatori che detengono una presenza pregressa nell'ATEM, proporzionale al numero di punti di riconsegna serviti, l'AGCM sulla base del market test evidenzia che (J 51 del Provvedimento): *“Questo elemento (il vantaggio derivante dalla pregressa presenza nell'ambito) avrebbe come conseguenza il fatto che nessuna impresa di distribuzione, neppure quelle di maggiore dimensione come Italgas, deterrebbe mezzi finanziari sufficienti per presentare offerte alle gare in tutti i 177 ATEM esistenti sul territorio nazionale, né avrebbe convenienza a presentarsi laddove la pregressa presenza in termini di PDR serviti fosse inferiore rispetto a quella dei concorrenti. Ciò in ragione del fatto che i costi da sostenere per partecipare a gare di ATEM nei quali non si è già presenti sarebbero proibitivi. Nell'individuare i criteri che influenzano l'ammontare di tali costi, Italgas menziona esplicitamente:*

- il rimborso ai gestori uscenti nel caso di aggiudicazione della gara d'ATEM;
- l'acquisizione di personale da terzi che dovrà essere adeguatamente formato alle procedure degli strumenti informatici utilizzati in azienda;
- la necessità di caricare (previa bonifica) le informazioni commerciali e tecniche delle gestioni acquisite;
- l'esigenza di provvedere ad adeguati sopralluoghi per verificare lo stato degli impianti a seguito dei quali potrebbero sorgere investimenti non preventivati”.

<sup>332</sup> Si rinvia al Capitolo II ed alla deliberazione AEEGSI n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria per approfondimenti relative al trattamento tariffario.

delle posizioni e favorire la competizione effettiva riducendo le barriere di accesso al nuovo mercato.

Tale precisazione si ritiene opportuna al fine di contestualizzare le affermazioni degli operatori al momento in cui è stato effettuato il market test, ovvero quando l'ipotesi della regolazione asimmetrica non era stata ancora contemplata o considerata come una soluzione regolatoria possibile<sup>333</sup>, posto che le risultanze dello stesso sono utilizzate dall'AGCM come base per definire la metodologia di analisi per la valutazione dell'effetti dell'operazione sulla competizione potenziale della gara.

L'Autorità in particolare riporta che le risposte fornite dagli operatori hanno sottolineato che la difficoltà a competere in ambiti nuovi - in cui l'operatore non vanta una presenza o una presenza che possa dirsi comunque significativa - deriverebbe principalmente dalla dimensione dell'azienda e soprattutto dalla sua disponibilità finanziaria. L'individuazione degli ambiti alle cui gare partecipare non dipenderebbe infatti unicamente dalla redditività attesa dei diversi impianti di distribuzione, bensì dalla capacità dell'impresa ad ottenere finanziamenti sufficienti per subentrare nella gestione del nuovo impianto.

A tal fine gli operatori hanno evidenziato che il migliore indicatore per misurare la presenza di un distributore nell'ambito di gara (e l'entità del suo vantaggio competitivo) è rappresentato dalla quota percentuale dei punti di riconsegna serviti: più questa è elevata, maggiore è il vantaggio competitivo di cui gode il gestore rispetto ad altri potenziali concorrenti<sup>334</sup>. Su tale specifico aspetto, la maggior parte dei partecipanti al market test ha evidenziato che il valore idoneo a determinare in capo all'operatore un vantaggio competitivo significativo è

---

<sup>333</sup>La circostanza che gli operatori non immaginassero l'intento dell'AEEGSI di prevedere forme di regolazione asimmetrica può desumersi dalle risposte alla pubblica consultazione relativa al nuovo periodo di regolazione tariffaria, laddove le aziende di distribuzione e loro Associazioni hanno espresso, in modo compatto, contrarietà all'ipotesi di introdurre forme di regolazione asimmetrica contestando anche la base normativa dell'intervento dell'Autorità, sottolineando il fatto che l'art. 24 del D.lgs 93/2011 relativamente al riconoscimento del valore residuo di rimborso dell'impianto fa riferimento in generale al gestore uscente, senza operare alcuna distinzione tra new comer ed incumbent. Tale era pertanto l'interpretazione che gli operatori davano alla citata disposizione. Si rinvia per approfondimenti al Capitolo II ed alla deliberazione AEEGSI n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria per approfondimenti relative al trattamento tariffario.

<sup>334</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) f 30-31

rappresentato da una quota pari o superiore al 50% dei punti di riconsegna serviti nell'ATEM<sup>335</sup>.

In merito al concetto di incumbency, l'Autorità rileva inoltre come nelle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale, esauendosi il confronto competitivo in un istante (concorrenza per il mercato), secondo lo schema *"the winner take it all"*, ai fini dell'analisi non debba essere considerata la quota di mercato a livello nazionale, ma quella dell'ambito di gara, dal momento che *"nei bidding markets le quote di mercato non rilevano nulla sulla concorrenzialità della gara e sull'esito della stessa"*<sup>336</sup>.

Al contempo, l'AGCM afferma<sup>337</sup> che, esprimendosi la concorrenza solo in un istante, ciò rende necessario valutare *ex ante*, in base ad un'analisi necessariamente prognostica ma fondata su criteri di ragionevole certezza, quali sono le condizioni nelle quali si svolgeranno le gare, al fine di verificarne la rispondenza ai principi concorrenziali, ovvero di esaminare se la pluralità dei soggetti partecipanti può considerarsi tutelata ovvero inficiata dall'operazione.

Sulla base di tale ragionamento, pertanto, un operatore che pure serva una quota percentuale di PDR esigua rispetto al dato nazionale può essere considerato un incumbent quando abbia una quota di mercato nell'ambito significativa. E' al contempo evidente che, se tuttavia l'Autorità si limitasse a valutare il grado della presenza pregressa dell'operatore, finirebbe per non valorizzare adeguatamente gli altri elementi che sono stati invece definiti dagli operatori dirimenti a considerare un competitor (anche quello che non abbia nell'ambito una presenza significativa) credibile: la dimensione e la capacità finanziaria, nonché la possibilità di partecipare in RTI. Occorre inoltre sottolineare che la stessa valutazione della presenza pregressa nell'ambito (c.d. *incumbency*) risulta mediata dalla valutazione della situazione competitiva relativa anche agli ATEM limitrofi. Se pertanto il livello di

---

<sup>335</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) § 36

<sup>336</sup> In realtà, precisa l'AGCM, il numero di PDR attualmente serviti nell'ATEM da ciascuna impresa, su cui si basa parte del ragionamento alla base dell'analisi, *"non deve essere inteso come equivalente ad una quota di mercato.."* in quanto *"le attuali percentuali di PDR nell'ATEM rappresentano in realtà solamente uno degli indicatori considerati nella valutazione del grado di concorrenzialità della gara, sebbene il più importante, ossia la presenza pregressa nell'ATEM"*. Cfr. AGCM Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) § 89 . Per approfondimenti l'AGCM rinvia inoltre a V. T Swen, *Market Power in Bidding Market: an Economic Overview, in World Competition, 2008, n. 31, p. 37-62.*

<sup>337</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) § 84

*incumbency* consiste nel primo indicatore da considerare, la dimensione dell'operatore e la capacità finanziaria e di partecipare alla gara in RTI devono essere utilizzati per valutare nel dettaglio la situazione specifica.

L'Autorità considera dunque come potenziali partecipanti alle gare relative ai sei ATEM interessati dall'operazione (Padova 1, Padova 2, Padova 3, Gorizia, Pordenone) non tutti i soggetti che potrebbero presentare un'offerta in quanto astrattamente in possesso dei requisiti economici e tecnici necessari, ma solamente quegli operatori che, sulla base di quanto emerso nell'ambito dell'istruttoria e delle strategie emergenti dai documenti interni delle Parti<sup>338</sup>, avrebbero uno specifico incentivo.

L'approccio è il seguente: individuare la presenza pregressa degli operatori e verificare se i soggetti siano congiuntamente presenti in uno a più ambiti. La circostanza che tale condizione non sia soddisfatta non è tuttavia sufficiente ad escludere che l'operazione possa avere effetti distorsivi sulla concorrenza. La seconda verifica che deve infatti essere effettuata è se negli ambiti limitrofi in cui almeno un operatore sia presente l'altro operatore coinvolto vanti una presenza pregressa. L'analisi deve considerare quindi le quote di punti di riconsegna serviti negli ambiti e le altri variabili considerate come significative dagli operatori: 1) dimensione dell'azienda, 2) capacità finanziaria e 3) possibilità dell'operatore di partecipare alla gara in forma consorziata.

Relativamente alla valutazione del grado di *incumbency*, l'Autorità ha messo a confronto tra loro le quote che le Parti dal procedimento detenevano nei sei ATEM (PDR serviti rispetto al totale dell'ambito considerato).

---

<sup>338</sup> Nel provvedimento pubblicato sono omesse le informazioni relative alle strategie delle parti. Dalla lettura del documento si evince tuttavia chiaramente che l'Autorità sia in possesso di documentazione dalla quale emerge che le aziende avrebbero partecipato singolarmente alle gare negli ATEM oggetto dell'analisi.

| PREGRESSA PREGRESSA DELLE IMPRESE OPERANTI NEGLI ATEM INTERESSATI DALL'OPERAZIONE |                    |          |          |          |           |           |           |
|---|--------------------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|
| % PER ATEM IN PDR   |                    |          |          |          |           |           |           |
| DISTRIBUTORE  | % NAZIONALE IN PDR | PADOVA 1 | PADOVA 2 | PADOVA 3 | PORDENONE | TREISTE   | GORIZIA   |
| ITALGAS   | (30-35%)           | (0-5%)   | (25-30%) | (35-40%) | (85-90%)  | (0-5%)    | (0-5%)    |
| HERA/ACEGAS   | (5-10%)            | (65-70%) | (0-5%)   | (0-5%)   | (95-100%) | (95-100%) | (95-100%) |
| F2I RETI  | (15-20%)           | (10-15%) | (0-5%)   | (0-5%)   | (0-5%)    | (0-5%)    | (0-5%)    |
| EDISON  | N.R.               | (0-5%)   | (65-70%) | (0-5%)   | (0-5%)    | (0-5%)    | (0-5%)    |
| ENERCO  | N.R.               | (0-5%)   | (0-5%)   | (25-30%) | (0-5%)    | (0-5%)    | (0-5%)    |

Fonte: AGCM

Dai dati emergeva che in tre ambiti (Padova 1, Trieste e Gorizia) Acegas avesse una quota molto elevata di PDR serviti (rispettivamente, 65-70%; 95-100%; 95-100%), laddove invece la presenza di Italgas risultava di entità trascurabile (0-5%).

Nell'ambito di Pordenone la situazione appariva invece ribaltata, dal momento che Italgas aveva un tasso di *incumbency* pari a 85-90% ed Italgas non era sostanzialmente presente.

Negli ambiti di Padova 2 e Padova 3 era invece rilevante la presenza di Italgas, con un indice di *incumbency* medio (rispettivamente 25-30% e 35-40%), mentre era irrilevante quella di Acegas.

Gli altri operatori che avevano quote significative nei sei ambiti considerati erano F2i (30-35% della quota di pdr nell'ATEM Padova 3 e di 10-15% dell'ATEM Padova 1), Edison (65-70% di pdr nell'ambito di Padova 2), ed Enerco (25-30% di pdr nell'ATEM Padova 3).

Da quanto emerso nell'istruttoria, l'Autorità ha ritenuto verosimile che<sup>339</sup> le parti interessate dall'operazione avrebbero partecipato non solamente alle gare relative agli ambiti rispetto ai quali avevano già una forte presenza (dunque, per Italgas: Pordenone, Padova 3; per Acegas: Trieste, Gorizia, Padova 1), ma anche alle gare in cui era l'altra parte a godere di una forte presenza sul territorio<sup>340</sup>.

<sup>339</sup>Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gasf 101

<sup>340</sup> Come già evidenziato, tale conclusioni appaiono contrastanti rispetto a quelle che erano state alla base delle conclusioni cui l'Autorità era pervenuta nel caso HERA/ACEGAS, in cui l'AGCM aveva ritenuto che la concentrazione non avrebbe avuto effetto sulle gare, dal momento che gli operatori

Ha quindi concluso che l'operazione avrebbe costituito in capo ad Isontina un rafforzamento di posizione dominante restrittiva della concorrenza ex art. 6 della l. 287/1990 negli ambiti di Gorizia, Pordenone, Trieste e Padova <sup>341</sup>. Ciò in quanto avrebbe determinato l'effetto di aggiungere alla posizione di grande vantaggio di uno dei due operatori il beneficio derivante dall'eliminazione della concorrenza di uno dei due principali concorrenti. Secondo la ricostruzione dell'Autorità sarebbe infatti verosimile ritenere che, in assenza della concentrazione, in tutte e quattro le gare tre operatori fossero credibili e potenziali, ovvero avessero uno specifico incentivo a partecipare alla gara. La concentrazione avrebbe dunque avuto lo scopo di ridurre il numero dei competitor a due, attribuendo a IRG una posizione di forte dominanza nei quattro ambiti dei sei considerati.

Nel caso Isontina l'Antitrust ha pertanto ritenuto che i due operatori coinvolti nell'operazione (Italgas e Acegas/Hera) fossero dei concorrenti credibili anche nelle gare per gli ATEM per cui non avessero quote di rilievo.

Tale conclusione sembra essere contrastante non solo con orientamenti espressi in precedenti casi<sup>342</sup> ma anche con quanto emerso dal *market test*, laddove gli operatori avevano evidenziato che uno dei principali ostacoli che disincentiva un'impresa a partecipare ad una gara relativa ad un ambito in cui non si è presenti (o non si sia presenti in modo considerevole) è rappresentato dalla presenza pregressa sul territorio di un altro operatore, dove tale ostacolo e il vantaggio di cui gode l'operatore incumbent è tanto maggiore quanto è maggiore il numero di punti di riconsegna serviti nell'ambito e la dimensione e la capacità finanziaria dell'impresa.

Ebbene, dall'analisi degli ambiti, si evidenzia che in quelli di Trieste e Gorizia Acegas-aps/Hera deteneva una quota pari al 95-100% in termini di PDR, mentre nell'ambito di Pordenone Italgas serviva circa l'85-90% del totale dei punti di riconsegna.

Nonostante tale evidenze, l'AGCM ha ritenuto che i due operatori avessero uno specifico incentivo a partecipare a tali gare, desumendo la caratteristica di

---

non incumbent non avrebbero partecipato alle gare, in quanto la presenza pregressa forte di altri operatori avrebbe scoraggiato la partecipazioni a tali gare.

<sup>341</sup>Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas f125, 129, 133,137

<sup>342</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012 (Italgas-Acegas/Aps/HERA)

potenziali competitor dalla sussistenza di un patto di non concorrenza, che sarebbe stata altrimenti superflua, laddove non ci fosse stata la possibilità<sup>343</sup>, nemmeno ipotetica, che una delle due società intendesse ampliare il proprio bacino di utenza anche in ambiti che fossero quasi completamente gestiti dall'altro.

Oltre ad aver desunto l'intento di entrambi i soggetti di partecipare alle gare in assenza dell'operazione dall'evidenze raccolte nell'ambito dell'attività istruttoria, l'AGCM ha quindi sottolineato che le società possedevano due delle caratteristiche che secondo il market test rendono credibile la minaccia di un operatore quando anche non sia incumbent nell'ambito: la presenza negli ATEM limitrofi e la solidità finanziaria.

Ha invece escluso che potesse sussistere la possibilità di partecipazione attraverso RTI, dal momento che dalle dichiarazioni degli operatori e dai documenti non risultava in alcun modo esplicito l'orientamento di definire un simile accordo. Pur non considerandola pertanto una fattispecie rilevante ai fini del caso in oggetto, l'AGCM ha colto l'occasione per effettuare alcune considerazioni rispetto all'utilizzo dello strumento del raggruppamento temporaneo di imprese, rilevando<sup>344</sup> che questo possa consentire soprattutto agli operatori di minori dimensioni di superare le barriere finanziarie e ipotizzare di presentare una propria offerta anche in ATEM nei quali non siano anche incumbent.

Tale inciso sembra esprimere un orientamento piuttosto formalistico rispetto al ricorso allo strumento dell'ATI, tendente a suggerire un uso limitato del ricorso al raggruppamento, come un *extrema ratio* rispetto alla prospettiva di fuoriuscita dal mercato. Tale approccio risulta peraltro coerente a quanto espresso dall'Autorità in un precedente procedimento avente ad oggetto un'intesa tra soggetti attivi nel settore della distribuzione del gas naturale<sup>345</sup> (Comune di Casalmaggiore).

In entrambi i casi (Italgas-AcegasAps/HERA e Comune di Casalmaggiore) l'AGCM ha rifiutato l'argomentazione relativa ai presunti guadagni di efficienza che l'operazione e l'aggregazione temporanea avrebbero determinato. In particolare l'Autorità nel caso Italgas-AcegasAps/HERA sottolinea che laddove "l'operazione dà

---

<sup>343</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas) §117

<sup>344</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas) § 95

<sup>345</sup> AGCM, provvedimento n. 239764, I-740 (Comune di Castelmaggiore)



*luogo a una posizione di potere di mercato particolarmente significativa, può escludersi ogni incentivo da parte delle imprese a trasferire gli asseriti guadagni di efficienza ai consumatori finali, nel caso di specie attraverso l'offerta di gara....*<sup>346</sup>.

Tale considerazione si basa tuttavia su un giudizio meramente prognostico, di fatto svincolato da evidenze, e che richiederebbe, pertanto, una particolare cautela e uno specifico rigore, rischiando di assumere, altrimenti, le vesti del pregiudizio<sup>347</sup>.

L'AGCM ha infatti basato la propria decisione analizzando i probabili esiti anticompetitivi dell'operazione alla luce delle probabili strategie degli operatori e rispetto dunque alla concorrenza potenziale in un mercato in divenire.

Un aspetto che pare assumere una rilevanza determinante ai fini della decisione è quello temporale. L'AGCM ha infatti ritenuto che la circostanza che l'operazione di concentrazione fosse stata pianificata in contemporanea all'emanazione del Decreto che ha identificata gli ambiti di gara come nuovi bacini indicasse il fine anticompetitivo della stessa<sup>348</sup> e sarebbe sintomatica del fatto che fosse finalizzata a perseguire lo scopo di costituire una posizione dominante in capo a IRG, in vista delle future gare e con specifico riferimento ad alcuni ATEM del Nord Est<sup>349</sup>.

Al contrario, le Parti avevano osservato che, essendo le gare non imminenti, ma dovendosi svolgere realisticamente nei futuri 4/5 anni, l'operazione perseguiva piuttosto l'intento di aumentare l'efficienza operativa delle imprese nell'attuale gestione, grazie alle sinergie che sarebbero potute derivare da una razionalizzazione

---

<sup>346</sup>Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, J 80

<sup>347</sup> Una specifica indicazione in tal senso proviene dalla Corte di Giustizia che in relazione all'analisi delle operazioni di concentrazione sottolinea che *"un'analisi prospettica, come quelle indispensabili in materia di concentrazioni, deve essere effettuata con notevole attenzione, dal momento che non si tratta di analizzare eventi del passato, relativamente ai quali spesso si dispone di numerosi elementi che consentono di comprenderne le cause, e neppure eventi del presente, ma piuttosto di prevedere quelli che si verificheranno in futuro, in base ad una più o meno forte probabilità.."* (Corte di Giustizia CE, 15 febbraio 2005, causa C-12/03)

<sup>348</sup> Secondo l'originaria *timeline* prevista dall'Allegato 1 del DM 226/2011 i bandi di gara avrebbero dovuto essere pubblicati entro gennaio 2014 per l'ambito di Padova 2, entro maggio 2014 per gli ambiti di Gorizia, Trieste e Padova 1, entro luglio 2015 per l'ambito di Padova 3. A causa dei numerosi interventi normativi intervallatesi a partire dal 2013 tale date sono state tuttavia più volte prorogate.

<sup>349</sup> In particolare l'Autorità sottolinea come dalla documentazione degli atti sia possibile ricostruire con chiarezza che sin dall'origine il principale obiettivo della società IRG era quello di partecipare alle gare d'ATEM (J 24)

della gestione dell'attività delle stesse<sup>350</sup>, ed avrebbe dovuto pertanto essere valutata in relazione all'attuale assetto delle concessioni<sup>351</sup>.

L'Autorità ha ritenuto non soddisfacenti tali argomentazioni, ritenendo che l'operazione non avrebbe consentito *“di raggiungere gli obiettivi di maggiore razionalizzazione del settore, in coerenza con la ratio del D.lgs. n. 164/2000 su cui si basa l'intera riforma della distribuzione. Infatti, benché la riforma miri a ridurre il numero degli operatori, aumentando la dimensione media degli stessi, attraverso l'istituzione di ambiti territoriali più ampi, è tuttavia evidente che l'individuazione di ben 177 ATEM sia funzionale a mantenere una pluralità di operatori che garantisca la concorrenza nella partecipazione alle gare. In tale senso l'operazione in esame, che vede due dei più grandi operatori nazionali nella distribuzione decidere la partecipazione congiunta tramite un comune veicolo societario a sei gare, non risulta certamente idonea a raggiungere l'obiettivo della norma che al più potrebbe essere perseguito attraverso la fusione di operatori di minore dimensione. Da tutto quanto precede”* – conclude l'Autorità – *“la valutazione dell'operazione deve essere effettuata con riferimento alle dinamiche concorrenziali che ragionevolmente si realizzeranno nelle gare d'ambito future per la concessione della distribuzione del gas naturale.”*<sup>352</sup>

### **3.6. Il giudizio davanti al giudice amministrativo**

In data 20 marzo 2014 il TAR Lazio<sup>353</sup> ha annullato il provvedimento con cui l'AGCM ha vietato l'operazione di acquisizione da parte di Italgas e Acegas-Aps/Isontina Reti Gas.

Relativamente alla definizione del mercato rilevante, che costituisce *“il necessario presupposto dell'analisi di compatibilità dell'operazione di*

---

<sup>350</sup> In particolare, nell'ambito del procedimento istruttorio le Parti avevano evidenziato che *“il modello organizzativo e di funzionamento secondo il quale IRG affida a Italgas e Acegas-Aps le attività strumentali al perseguimento dell'oggetto sociale, nonché l'integrazione delle risorse umane oggetto dei conferimenti, sarebbe volto a conseguire adeguate economie di scala, nonché un netto miglioramento delle performance operative ed economiche del business”* (f49 del Provvedimento)

<sup>351</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 23923 del settembre 2012, f 72

<sup>352</sup> Cfr. AGCM Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*) f 81

<sup>353</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014

*concentrazione con la tutela della concorrenza*<sup>354</sup>, il giudice di prime cure ha infatti ritenuto illogica l'impostazione seguita dell'AGCM<sup>355</sup>: la mera sussistenza di una situazione di monopolio dal lato dell'offerta, che caratterizza il servizio di distribuzione del gas naturale, non può infatti a parere del Tribunale caratterizzare l'ambito territoriale in oggetto, che non assumerebbe alcuna peculiarità rispetto ai numerosi mercati locali nei quali la domanda appare egualmente distribuibile ad opera dei medesimi operatori presenti sul mercato<sup>356</sup>.

Viene contestato all'Autorità, pertanto, di aver identificato come mercato rilevante un mercato locale (coincidente con gli ATEM interessati dall'operazione) e non quello nazionale, contrariamente a quanto peraltro espresso nel precedente caso Cassa depositi e prestiti/SNAM, nell'ambito del quale l'AGCM aveva ritenuto invece che *"il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas è da ritenersi di dimensione nazionale in quanto, in un ristretto lasso di tempo*<sup>357</sup>, *le gare interesseranno l'intero territorio nazionale e alle stesse parteciperanno principalmente gli operatori attualmente detentori delle concessioni"*<sup>358</sup>.

Il TAR del Lazio ha ritenuto inoltre assente il presupposto della rilevanza del mercato, in considerazione del fatto che le gare in esame riguardassero solo sei ATEM e conseguentemente una quota minima del mercato nazionale (suddiviso in 177 ATEM)<sup>359</sup>.

Viene espresso altresì l'argomento secondo cui la strategia di razionalizzazione delle concessioni non deve assumere di per sé una valenza anticoncorrenziale, ritenendo che nel caso in oggetto sarebbe stata assente la

---

<sup>354</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014

<sup>355</sup> Anche in tale sede il TAR Lazio, così come nella precedente sentenza Casalmaggiore, ribadisce che l'operazione di determinazione del concetto di mercato rilevante è un'operazione di contestualizzazione che implica margini di opinabilità, atteso il carattere di concetto giuridico indeterminato e che le valutazioni che nelle singole fattispecie conducono l'organo competente all'individuazione del mercato rilevante non sono pertanto sindacabili nel loro merito intrinseco dal giudice amministrativo, al quale non è consentito sostituire le proprie valutazioni a quelle riservate all'Autorità. (f 44 della sentenza)

<sup>356</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014, f 52

<sup>357</sup> Gli scaglioni temporali identificati dall'Allegato 1 del DM 12 novembre 2011 n. 226 (Regolamento Criteri) che definiscono le date limite per la nomina della stazione appaltante e della pubblicazione del bando, sono pertanto qualificati in tal sede dall'AGCM come un lasso di tempo ristretto per cui le gare si svolgerebbero a distanza così ravvicinata da far ritenere come mercato rilevante l'intero mercato nazionale.

<sup>358</sup> AGCM, Delibera C 11695, Cassa Depositi e Prestiti/SNAM - Provvedimento n. 23824 dell'8 agosto 2012, punto 75

<sup>359</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014, f 56

dimostrazione che il coordinamento fosse preordinato ad avere finalità restrittive della concorrenza, così da essere suscettibile di incidere sulla corretta e fisiologica dinamica concorrenziale<sup>360</sup>.

In relazione alla valutazione della presunta restrizione della concorrenza, il TAR afferma che, affinché sia suscettibile di assumere rilievo antigiuridico, il coordinamento, lungi dal trovare fondamento in un mero programma di collaborazione tecnicamente e/o economicamente giustificabile, dovrebbe infatti essere finalizzato ad alterare le dinamiche concorrenziali con carattere avente obiettiva rilevanza.

L'AGCM non avrebbe invece dato sufficienti dimostrazioni che la collaborazione avesse tali finalità specifiche, avendo piuttosto trascurato di considerare i benefici derivanti dallo sfruttamento delle economie di scala che l'operazione avrebbe garantito, con conseguente immediato miglioramento delle performance operative ed economiche nella gestione del servizio<sup>361</sup>.

Il ragionamento secondo cui Italgas ed Acegas-Aps/Isontina Reti Gas potessero considerarsi potenziali concorrenti negli ambiti di Pordenone (in cui Italgas detiene l'85-90% dei pdr) e in quelli di Gorizia, Trieste e Padova 2 (in cui Acegas-Aps/Isontina Reti Gas detiene rispettivamente il 100%, 95-100% e 65-70% dei pdr) risultava inoltre illogico rispetto alle stesse indicazioni sulle strategie di partecipazione alle gare fornite dai distributori nel *market test*, sulla base delle quali l'Autorità aveva dichiarato di volere effettuare la propria analisi per valutare quali soggetti potessero essere considerati come concorrenti credibili e potenziali.

Il TAR in particolare sottolinea che il *market test* evidenziava in modo chiaro che i vantaggi dell'incumbent erano considerati dirimenti ai fini della partecipazione alla gara dagli operatori e tanto maggiori quanto maggiore fosse stata la presenza

---

<sup>360</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014, J 57

<sup>361</sup> In particolare il TAR afferma che *"la riorganizzazione societaria consente di realizzare immediatamente un nuovo assetto operativo e di razionalizzare l'attività societaria con la previsione del trasferimento ad IRG dei rami di azienda delle Parti negli ATEM di riferimento. Tale riassetto societario, peraltro, seppure in previsione della partecipazione a successive gare, assume una valenza immediata che appare prescindere dalla unicità di scopo ravvisata dall'AGCM nel provvedimento impugnato. L'espletamento delle gare d'ATEM, infatti, si esaurirà in un periodo temporale relativamente lungo mentre la riorganizzazione societaria risulti immediatamente operativa e tale da garantire immediati e diretti miglioramenti delle performance operative ed economiche che propendono a far ritenere corretta la finalità dell'operazione volta alla riorganizzazione dell'assetto sociale in vista della ottimizzazione della performance"*. TAR LAZIO, Sentenza n. 3047 del 20 marzo 2014

nell'ambito in termini di quote di PDR. Ciò sarebbe stato dunque sufficiente ad escludere che i due operatori potessero essere concorrenti. L'AGCM avrebbe dovuto pertanto ragionevolmente ritenere che l'operazione non avrebbe avuto un effetto in termini di restrizione (nemmeno potenziale) della concorrenza, dal momento che la concentrazione non era di fatto "*idonea a modificare la situazione attualmente esistente*"<sup>362</sup>, caratterizzata da una posizione di vantaggio difficile da scalfire goduta dai due operatori in ambiti distinti, che risultavano non inaccessibili ma poco appetibili dal punto di vista economico, data la presenza di elevate barriere finanziarie di ingresso.

Affinché un soggetto possa qualificarsi come concorrente potenziale – sottolinea il giudice del primo grado – è infatti necessario che l'ingresso sul mercato corrisponda ad una strategia economica efficace e razionale, che nel caso di specie si riteneva non sussistente, posto che l'esborso monetario richiesto per la partecipazione alle gare sarebbe stato di rilevante entità anche per operatori con una discreta capacità finanziaria<sup>363</sup>.

Il TAR non fa inoltre proprio l'approccio formalistico espresso dall'Antitrust nel considerare l'ipotesi di RTI aleatoria per il semplice fatto che dall'analisi dei documenti non si evidenziasse tale intenzione nelle strategie degli operatori. Al contempo, il giudice sottolinea di non condividere l'ostilità che l'AGCM sembra esprimere rispetto all'utilizzo di strumenti legittimamente posti dall'ordinamento a disposizione degli operatori, laddove a questi si attribuiscono finalità ripartitorie del mercato senza aver dato concreta dimostrazione delle ricadute effettuali derivanti dal loro concreto utilizzo<sup>364</sup>.

Nel valutare gli accordi tra distributori di gas naturale, il giudice ritiene che l'Autorità avrebbe dovuto tenere debitamente conto delle peculiarità del settore in cui queste operano, ed in particolare considerare la problematicità dello stesso con riferimento agli elevate esigenze soprattutto di tipo finanziario che connotano l'assunzione della gestione, che potrebbero ragionevolmente indurre gli operatori a ricercare sinergie con altri soggetti con il fine (lecito) di perseguire obiettivi (leciti) di razionalizzazione.

---

<sup>362</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3047 del 20 marzo 2014 § 83

<sup>363</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3047 del 20 marzo 2014

<sup>364</sup> TAR LAZIO, Sentenza n. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014 § 79 e 80

Il Consiglio di Stato<sup>365</sup> in data 26 gennaio 2015 ha riformato la sentenza del giudice di primo grado, confermando che l'operazione fosse idonea a creare una posizione dominante di Isontina Reti Gas e dunque la legittimità del provvedimento con cui l'Autorità Antitrust aveva comminato la sanzione. In particolare il CdS relativamente alla determinazione del mercato rilevante afferma che<sup>366</sup> come rilevato dalla giurisprudenza<sup>367</sup> l'estensione di tale concetto<sup>368</sup> ben può essere desunta dall'esame della singola fattispecie e condotta della quale sia sospettata la portata anticoncorrenziale. La definizione del mercato rilevante, non è pertanto connotata in senso meramente geografico e spaziale ma è relativa all'ambito nel quale l'intento anticoncorrenziale ha, o avrebbe, capacità di incidere sulla diretta dinamica concorrenziale ed è dunque correlata al contesto in cui si inquadra il comportamento collusivo. Il Consiglio di Stato ritiene inoltre che le conclusioni a cui è pervenuto il TAR siano erronee anche in relazione al giudizio relativo alla restrizione potenziale della concorrenza, evidenziando<sup>369</sup> che le evidenze istruttorie, consistenti nell'interesse per entrambe le società di espandersi nell'area dove di trovavano gli ATEM rilevanti e quella relativa alla presenza negli ATEM rilevanti e/o limitrofi, oltre che alla loro capacità finanziaria, sarebbero *“di per sé idonee a legittimare il divieto contestato in giudizio, senza che assumano rilevanza, contrariamente a quanto ritenuto dal Tribunale amministrativo, ulteriori considerazioni attinenti a pretese finalità di maggiore efficienza operativa ed economica delle società interessate, del tutto irrilevanti nell'ambito dell'indagine circa la potenziale distorsione della concorrenza”*<sup>370</sup>.

### 3.7. L'operazione di contrazione tra HERA e AMGA Multiservizi

L'importanza del caso Acegas/Italgas in termini di definizione dell'approccio che l'AGCM ha inteso far proprio nell'analisi delle operazioni societarie in vista delle

---

<sup>365</sup> Consiglio di Stato, Sentenza 334/2015

<sup>366</sup> Consiglio di Stato, Sentenza 334/2015 f III a.

<sup>367</sup> Consiglio di Stato, sez. VI, 4 novembre 2014, n. 5423

<sup>368</sup> Che spetta all'Autorità definire concretamente, essendo frutto di una valutazione non censurabile nel merito dal giudice amministrativo

<sup>369</sup> Consiglio di Stato, Sentenza 334/2015 f III 2

<sup>370</sup> Cfr. Consiglio di Stato, Sentenza 334/2015 f III 2

gare d'ambito è evidente nel provvedimento con il quale in data 17 marzo 2014 l'Autorità ha autorizzato l'operazione tra Hera s.p.a. e AMGA Azienda Multiservizi s.p.a ritenendo che non costituisse o rafforzasse una posizione dominante sui mercati interessati tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza.

L'AGCM ha infatti seguito lo stesso approccio tenuto nel caso Isontina, che sembra tracciare una vera e propria linea di demarcazione tra passato e futuro negli orientamento in relazione alla definizione di mercato rilevante ed identificazione dei possibili concorrenti.

Essendo le gare d'ATEM dei *bidding markets*, l'Autorità sottolinea come debba farsi riferimento alla concorrenza potenziale, ovvero alla pressione competitiva esercitata dalle imprese che possono verosimilmente entrare nel mercato rilevante, esprimendo in modo chiaro un principio a cui aveva dato attuazione già nel caso Isontina: *“sebbene tutte le imprese che soddisfino i requisiti formali per l'ammissione alla gara siano, in linea meramente teorica, concorrenti potenziali”* – il che equivarrebbe a dire che tutti gli operatori attualmente attivi sul mercato possano considerarsi concorrenti credibili nella maggior parte delle gare – *“tale qualificazione richiede tuttavia un'operazione di affinamento, al fine di tenere conto di altri elementi (che possono derivare anche da condizioni oggettive esogene) in grado di influenzare l'effettiva probabilità che un'impresa partecipi ad una gara d'ambito e che eventualmente operino nella direzione di rendere asimmetrica la posizioni dei partecipanti alla gara<sup>371</sup>”*.

Al fine di definire quali soggetti possono pertanto considerarsi come concorrenti potenziali, l'AGCM fa espresso riferimento al caso Isontina, riprendendo gli elementi di discriminazione tra i potenziali partecipanti evidenziati nell'ambito del *market test*: i) la presenza pregressa significativa nell'Atem in termini di quota sul totale dei PDR serviti prima della gara che, come esplicitato dall'Autorità nel provvedimento stesso, rappresenta l'indicatore più importante<sup>372</sup>; ii) la solidità finanziaria per superare le barriere derivanti dalla previsione normativa che impone al gestore che si aggiudica la gara di pagare il valore residuo dell'impianto

---

<sup>371</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

<sup>372</sup> AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

all'incumbent; iii) la presenza pregressa significativa in ambiti limitrofi; iv) la possibilità di costituire RTI.

Per quanto concerne la definizione del mercato rilevante, viene confermata la identificazione di un mercato geografico locale, che coincide con quegli ATEM che sono interessati dall'operazione. L'Autorità esprime specificatamente il percorso che la porta ad identificare come mercati rilevanti i sei ATEM analizzati: non registrandosi in nessuno degli ambiti in cui opera una delle parti la presenza dell'altra<sup>373</sup>, trattasi di quegli ambiti caratterizzati, oltre che dalla significativa presenza pregressa di almeno una delle parti, dalla contestuale presenza significativa dell'altra parte dell'operazione in uno o più ambiti limitrofi<sup>374</sup>.

Sulla base di tale percorso logico, sono stati dunque identificati come mercati rilevanti e considerati ai fini degli effetti dell'operazione gli ambiti di: Gorizia, Padova 1, Trieste, Udine 1, Udine 2 e Udine 3, le cui quote di PDR sono distribuite tra i vari operatori secondo i dati espressi nella tabella.

TABELLA N. 4 –ANALISI ATEM OPERAZIONE HERA/AMGA

| AMBITO   | HERA | AMGA | ITALGAS  | F2I      | ALTRI    |
|----------|------|------|----------|----------|----------|
| GORIZIA  | 100% | 0    | 0        | 0        | 0        |
| PADOVA 1 | 68%  | 0    | 0        | [10-15%] | [15-30%] |
| TRIESTE  | 97%  | 0    | [1-5%]   | 0        | 0        |
| UDINE 1  | 0    | 25%  | [55-60%] | [5-10%]  | [10-15%] |
| UDINE 2  | 0    | 93%  | 0        | [1-5%]   | [1-5%]   |
| UDINE 3  | 0    | 54%  | [30-35%] | [1-5%]   | [10-15%] |

Fonte: AGCM

Relativamente ai mercati delle gare per gli ATEM di Gorizia, Padova 1, Trieste, si evidenzia che in tutti e tre gli ambiti HERA avesse una presenza pregressa rilevante (rispettivamente: Gorizia 100%; Padova 1 68%; Trieste 97%), mentre AMGA non era presente in nessuno dei tre; quest'ultima vantava invece una presenza significativa negli ambiti limitrofi di Udine 2 (25%) e Udine 3 (93%).

<sup>373</sup> Hera è attiva negli atem di Bologna 1, Bologna 2, Forlì, Cesena, Ferrara, Modena 1, Modena 2, Pesaro ed Urbino, Ravenna, Rimini, Gorizia, Padova 1, Padova 2, Padova 3 e Trieste. AMGA è invece presente negli ATEM di Pordenone, Udine 1, Udine 2, Udine 3.

<sup>374</sup> Si osserva che non viene data una precisa indicazione di ambito limitrofo, dove tuttavia, sulla base degli Ambiti individuati come rilevanti nel caso Isontina e in quello in oggetto appare ragionevole desumere che si intenda ambiti i cui territori siano geograficamente confinanti.



L'Autorità ha concluso che AMGA non potesse considerarsi come un concorrente potenziale negli tre ambiti di Gorizia, Padova e Trieste 1 che quindi l'operazione non fosse idonea a falsare le dinamiche competitive su tali mercati. La decisione si basa evidentemente sulla constatazione che, vantando Italgas una presenza significativa negli ambiti, AMGA, pur rivestendo la posizione di incumbent in ambiti limitrofi, non potesse risultare un competitor credibile.

Il ragionamento seguito dall'AGCM appare tuttavia incoerente rispetto a quello applicato nel caso Italgas-AcegasAps/Isontina Reti Gas, laddove l'Autorità aveva ritenuto che la concentrazione tra i due operatori coinvolti fosse idonea a restringere la competizione in particolare negli ambiti di Trieste, Pordenone e Gorizia.

Se si confrontano infatti le quote di ambito, in termini di PDR serviti, di Italgas e Acegas/Isontina Reti Gas non sembra che la situazione sia molto diversa rispetto a quella che si rinviene nei tre ambiti di Gorizia, Padova 1 e Trieste tra HERA ed AMGA.

In particolare, se si considerano i due ambiti Trieste-Gorizia, la presenza pregressa delle parti (HERA e AMGA) è pressoché speculare alla situazione competitiva *ex ante* relativamente agli ATEM di Pordenone, Trieste e Gorizia in termini di presenza pregressa di Acegas- Aps ed italgas. In tali ambiti, così come in quelli di Trieste ed Gorizia, una delle due parti coinvolte nell'operazione detiene infatti la quasi totalità dei PDR, mentre l'altra non è presente, avendo invece quote significative in ambiti limitrofi (in particolare, Udine 2 e Udine 3).

Una giustificazione alle diverse conclusioni cui perviene l'AGCM nei due casi, pur applicando lo stesso approccio metodologico, sembra essere tuttavia fornita dalla stessa Autorità, quando, nel dichiarare di ritenere che l'operazione non abbia effetti anti-competitivi sulle gare dei tre ambiti considerati (Gorizia, Padova 1, Trieste), afferma<sup>375</sup> che AMGA non potesse essere un competitor credibile in nessuna delle tre gare, in quanto, nell'ambito del market test per la valutazione dell'operazione Italgas-Acegas Aps/Isontina Reti Gas, aveva dichiarato di non essere

---

<sup>375</sup> Cfr. AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*), 1.a. l mercati delle gare per gli ATEM di Gorizia, Padova 1, Trieste

interessata a partecipare alle gare negli ATEM in cui fossero presenti incumbent particolarmente forti.

L'AGCM rileva inoltre che l'operazione non solo non comporterebbe l'eliminazione di un concorrente potenziale dalle gare, ma avrebbe anche l'effetto di rafforzare la posizione di HERA che, a valle della fusione con AMGA, acquisirà maggiore capacità competitiva nei confronti degli altri potenziali partecipanti alla suddetta gara (Italgas e F2i).

Occorre rilevare come, tuttavia, i due operatori in questione siano presenti singolarmente solamente nell'ambito di Padova 1 (F2i, con una presenza pregressa pari a 10/15%) e di Trieste (Italgas con una quota peraltro molto residuale, pari a circa 1-5% pdr).

Per quanto riguarda invece gli ambiti di Udine 1, Udine 2 e Udine 3, AMGA ha una presenza pregressa significativa in tutti e tre gli ATEM, mentre HERA non è presente ma è invece attiva, e con quote elevate, negli ambiti limitrofi di Gorizia, Trieste e Padova 1 (rispettivamente con 100%, 97% e 68% dei pdr serviti). Anche in tale caso, l'Autorità ha ritenuto che l'operazione non incida in misura significativa sul livello di competitività delle gare, in quanto avrà l'effetto di rafforzare la capacità competitiva esercitabile da HERA nei confronti degli altri potenziali concorrenti, in particolare Italgas e F2i, che risultano essere presenti in due dei tre ambiti considerati, con quote, rispettivamente, di 55-60% e 5-10% nell'ambito di Udine 1 e 30-35% e 1-5% in quello di Udine 3. Altri competitor non risultano invece presenti nell'ambito di Udine 2.

### **3.8. Il Caso Casalmaggiore: RTI come intesa restrittiva (per sé?) della concorrenza vs. giustificazioni efficientistiche**

Nei paragrafi precedenti sono stati analizzati alcuni provvedimenti relativi ad operazioni di concentrazione intervenuti tra soggetti attivi nel servizio di distribuzione del gas naturale.

Nel prosieguo sarà invece trattato un caso in cui l'Autorità Antitrust ha sanzionato un'intesa restrittiva della concorrenza tra due distributori che avevano

deciso di partecipare in associazione temporanea di impresa ad una gara comunale per l'affidamento del servizio.

In precedenza l'AGCM aveva accertato alcune pratiche di natura escludente per abuso di posizione dominante connesse soprattutto alla mancata comunicazione di dati ed informazione alla stazione appaltante ai fini della predisposizione del bando di gara<sup>376</sup>. Come già espresso nel corso della trattazione<sup>377</sup>, il Regolamento Criteri ha sancito espressamente gli obblighi di comunicazione e di accesso alle reti che sono imposti al gestore uscente, al fine precipuo di ridurre le asimmetrie informative e di consentire nelle tempistiche previste l'avvio ordinario delle gare.

Si è pertanto preferito concentrare l'analisi su un caso che invece ha come oggetto la tematica della partecipazione alle gare in forma associata, dal momento che si ritiene che per molti operatori la ricerca di partner industriali rappresenti una necessità concreta per superare le barriere dimensionali e finanziarie derivanti dalla definizione dei nuovi bacini di gara (ATEM).

Con sentenza del 4 novembre 2014 n. 5423 il Consiglio di Stato<sup>378</sup> ha decretato l'epilogo di una vicenda che ha visto contrapposti, da un lato, due operatori della distribuzione gas - Linea Distribuzione e F2i (al tempo dell'avvio del ricorso ancora Enel Rete Gas) – e, dall'altro, l'Autorità Garante la Concorrenza del Mercato (AGCM) ed il Comune di Casalmaggiore.

Il supremo organo della giustizia amministrativa ha riformato la sentenza del TAR Lazio del maggio del 2013<sup>379</sup>, che aveva a sua volta disposto l'annullamento del provvedimento<sup>380</sup> con cui l'Autorità aveva accertato una violazione dell'art. 2 della L. 287/1990 ed irrogato una sanzione amministrativa in capo ai due operatori.

L'analisi del caso in oggetto si ritiene particolarmente significativa in quanto l'AGCM per la prima volta con riferimento al settore della distribuzione del gas

---

<sup>376</sup> AGCM, Provvedimento n. 23423 del 25 gennaio 2012 (*Comune di Prato-Estra Reti Gas*)

<sup>377</sup> Si rinvia al Capitolo I

<sup>378</sup> Consiglio di Stato, sentenza 4 novembre 2014 n. 5423

<sup>379</sup> TAR Lazio, sentenza n.4478 del 7 maggio 2013

<sup>380</sup> AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 (*Comune di Castelmaggiore*)

naturale esprime valutazioni ed orientamenti sulle modalità di partecipazione alle gare in forma aggregata (RTI)<sup>381</sup>.

L'intervento dell'AGCM ha tratto origine dalla segnalazione del Comune di Casalmaggiore, che in data 24 giugno 2010 aveva deliberato, in qualità di capofila, l'indizione di una gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per sé e per altri sette comuni limitrofi, ai sensi dell'articolo 14 del D.lgs. 164/2000 e dell'articolo 30 del D.lgs. 163/2006<sup>382</sup>.

In particolare, il Comune aveva lamentato il comportamento del gestore uscente (E.On Rete, poi 2iGas, fusa per incorporazione in Enel Rete Gas s.p.a.), il quale aveva negato l'accesso al proprio impianto ai soggetti invitati alla procedura di gara. A seguito di accertamenti pre-istruttori, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento per una presunta intesa restrittiva della concorrenza tra E.On Rete S.p.a. (poi F2i) e Linea Distribuzione (LD)s.r.l., riunitesi in associazione temporanea (ATI) ai fini della partecipazione alla gara.

L'AGCM ha ritenuto che il comportamento posto in essere dai due operatori, risultati aggiudicatari del servizio ed in possesso singolarmente dei requisiti di partecipazione richiesti dalla normativa e dal bando (ATI sovradimensionata), consistesse in un accordo finalizzato alla spartizione territoriale ed ad ottenere l'aggiudicazione alle condizioni minime previste dal bando.

L'Antitrust ha dedotto quali indici rilevatori del carattere anticoncorrenziale dell'intesa: i) l'imminente apertura della concorrenza per effetto della definizione dei nuovi ambiti territoriali ottimali come bacini di gara (ATEM), ii) la prassi degli operatori di medio piccole dimensioni di difendere le proprie preesistenti posizioni in attesa dell'emanazione della nuova disciplina (*stronghold strategy*), evidenziata dalle informazioni rese dalle aziende nell'ambito dell'attività istruttoria<sup>383</sup>, iii) il fatto che entrambe le società (E.On e Linea Distribuzione) facessero parte di gruppi

---

<sup>381</sup> L'associazione temporanea di imprese non costituisce una particolare figura giuridica a sé stante, né porta alla costituzione di un nuovo ente (mancando di regola qualunque organizzazione o associazione comune), ma si basa essenzialmente sul conferimento a una delle imprese (denominata capogruppo) da parte delle altre di un mandato collettivo speciale, valevole specificatamente per l'opera da compiere, nonché della rappresentanza di fronte alla stazione appaltante (Cons. St., sez. V, 16 aprile 1987, n. 246)

<sup>382</sup> Occorre rilevare che al tempo non era stato ancora emanato il Regolamento Criteri (DM 226/2011) che definisce i requisiti e le modalità di partecipazione alla gara

<sup>383</sup> AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 – Comune di Castelmaggiore, f 52

imprenditoriali in possesso ampiamente e singolarmente dei requisiti per poter partecipare, iv) il non aver l'RTI nessuna giustificazione in termini di efficienza gestionale e/o industriale, dal momento che ciascuna società sarebbe rimasta gestore individuale, con piena autonomia, nei Comuni nei quali già esercitava il servizio; vi) la ridotta remuneratività della gara e l'improbabilità della presentazione di offerte da parte di altri soggetti; vii) il livello minimo dell'offerta presentata, giustificabile solo alla luce della ragionevole certezza di essere i soli a partecipare.

L'elemento fondamentale su cui l'Autorità ha poggiato il suo impianto accusatorio consiste nel fatto che, benché i raggruppamenti temporanei tra soggetti singolarmente in possesso dei requisiti di partecipazione non siano in generale vietati per legge (e non lo erano nemmeno sulla base della *lex specialis* di gara, che anzi li ammetteva espressamente), in assenza del raggruppamento le due società avrebbero potuto partecipare individualmente e competere l'una contro l'altra, possibilmente offrendo condizioni economiche migliori rispetto a quelle offerte dall'RTI, oppure ciascuna impegnandosi a maggiori investimenti per il miglioramento del servizio. Tali elementi, ovvero la non necessità del raggruppamento e l'assenza di giustificazioni di carattere industriale, sarebbero a parere dell'Antitrust da soli sufficienti a determinare la illecità del comportamento posto in essere.

Dal momento che costituisce fatto notorio che la riforma darà luogo alla riduzione del numero degli operatori e che li indurrà, pertanto, ad aggregarsi per poter partecipare alle gare, parte della dottrina (De Sanctis, 2013) si è espressa criticamente rispetto alla scelta operata dall'Autorità di ritenere come indicativo del fine anticompetitivo dell'intesa la circostanza che fosse imminente l'apertura della concorrenza del mercato con l'avvio delle gare d'ambito.

Nella ricostruzione della vicenda da parte del TAR Lazio sono espresse analoghe considerazioni, laddove si ritiene che l'AGCM non avrebbe considerato la peculiarità del contesto normativo e regolamentare in cui si inserisce la riforma, che richiederà uno sforzo agli operatori e la necessità di ripartire anche gli ingenti rischi finanziari e di gestione connessi alla partecipazione alle gare, che si caratterizzano per la presenza di rilevanti barriere finanziarie. A parere del giudice amministrativo del primo grado l'Autorità non avrebbe pertanto colto le dinamiche del settore in

cui gli operatori sono concorrenti potenziali non solo se posseggono (come nel caso di specie) in astratto i requisiti del bando di gara, ma se hanno, soprattutto, un'adeguata disponibilità finanziaria per poter partecipare alla gara.

Il provvedimento Casalmaggiore costituisce un caso in cui l'Autorità torna ad esprimere un orientamento particolarmente formalistico sulla legittimità delle ATI orizzontali sovrabbondanti ed il primo in cui tale tema viene toccato con riferimento ai processi di aggregazione connessi allo svolgimento delle future gare d'ambito. Per tali motivi il provvedimento e le valutazioni che in esso esprime l'AGCM si ritengono di particolare interesse ai fini della presente trattazione.

In linea generale la cooperazione tra più imprese nel rispetto del mantenimento dell'individualità e gestione produttiva di ciascuna ai fini della partecipazione ad un appalto o ad una concessione, rappresenta, in tema di contratti governati dalle regole dell'evidenza pubblica, una realtà con la quale l'ordinamento interno da tempo si confronta (Franchini, 2007).

L'associazione temporanea nell'aggiudicazione ed esecuzione di un contratto pubblico è come noto fondata su di un rapporto di mandato con rappresentanza, gratuito e irrevocabile, conferito collettivamente da uno o più imprese ad un'altra 'capogruppo', legittimata a compiere, nei rapporti con l'amministrazione, ogni attività giuridica connessa o dipendente dall'appalto e produttiva di effetti giuridici direttamente nei confronti delle imprese mandanti sino all'estinzione del rapporto. Come tanti istituti di previsione legislativa, l'RTI trae la propria origine da esigenze pratiche, connesse con la necessità, o convenienza, di eseguire congiuntamente un'opera o una fornitura che per la sua onerosità o complessità tecnica, organizzativa o finanziaria, o per i rischi che da essa discendono, potrebbe essere attuata da una sola impresa con eccessiva difficoltà (Piselli, 2007). La complessità crescente degli oggetti degli appalti e delle concessioni, le dimensioni delle opere e dei lavori commissionati, o degli investimenti richiesti per gestire un servizio, tendono infatti a creare delle fisiologiche barriere dimensionali che attraverso il ricorso all'associazione possono tuttavia essere superate (Scarcia, 2007).

Dal punto di vista dell'impresa, lo strumento associativo soddisfa pertanto almeno tre esigenze: quelle di crescita, quelle di organizzazione, quella di divisione del rischio; dal punto di vista dell'amministrazione, il ricorso a tale istituto trova

conforto nell'utilità che deriva nel dover interagire con un solo interlocutore, aspetto questo che si traduce in un sensibile incremento di efficienza, sia per il risparmio in termini di costi di transizione, che in termini della maggiore garanzia che proviene dalla maggiore affidabilità dell'RTI rispetto alle singole imprese partecipanti (F. Bertini, 2008).

Qualche implicazione anti-competitiva tuttavia potrebbe derivare dalla specifica ma ricorrente ipotesi (che rileva nel caso in oggetto) in cui le associate sul mercato della gara siano anche potenziali concorrenti (c.d. associazione temporanea orizzontale) e siano in possesso dei requisiti che consentirebbero loro di partecipare, singolarmente, alla gara (Tiziana, 2009).

L'AGCM in numerosi provvedimenti<sup>384</sup> ha evidenziato come nella realtà dei fatti i RTI facilmente si prestino ad orientare l'esito della gara e a difendere lo status quo dell'operatore incumbent, consentendo all'impresa di mantenere il proprio bacino di affidamento<sup>385</sup>.

Nel caso in analisi il Tribunale amministrativo ha ritenuto che la presunta intesa restrittiva della concorrenza tra LG ed E.ON difetterebbe dell'elemento soggettivo della concertazione, ovvero della presenza di un intento che, *“lungi dal trovare fondamento in un mero programma di collaborazione tecnicamente ed economicamente giustificabile, fosse invece preordinato ad alterare il libero sviluppo delle dinamiche concorrenziali con un carattere avente obiettiva rilevanza in un particolare settore o segmento di mercato”*<sup>386</sup>. L'accordo stipulato difetterebbe in particolare di positivi riscontri atti a consentire di ricostruire che esistesse una concertazione *inter partes* con l'intendimento di alterare o restringere il gioco della concorrenza e sarebbe, piuttosto, determinato da ragioni di politica imprenditoriale, che si inseriscono naturalmente e logicamente nel processo di

---

<sup>384</sup> AGCM, AS 251 del 30 gennaio 2005 in Bollettino n.5/2003; AGCM Provvedimento del 9 novembre 2005 n. 1480 (Servizi aggiuntivi di trasporto pubblico nel Comune di Roma) in Boll. 43 del 2005

<sup>385</sup> Con specifico riferimento ad altri servizi di pubblica utilità l'AGCM prima del provvedimento Casalmaggiore aveva ritenuto restrittive ATI e raggruppamenti che erano strumentali a realizzare più ampie intese a monte tra i partecipanti, aventi ad oggetto la ripartizione del territorio a livello nazionale o delle forniture nel corso di più gara (AGCM, provvedimento n. 11726/2003 relativo ad ATI e consorzi tra concorrenti per partecipare ad una pluralità di gare per la fornitura di carburante ad alcune aziende di trasporto pubblico locale; AGCM, provvedimento 30 ottobre 2007, n. 17550 relativo a raggruppamenti e consorzi per partecipare alle gare nel settore del trasporto pubblico locale; AGCM, provvedimento del 22 novembre 2007 n. 17623 relativo a raggruppamenti tra concorrenti per partecipare a gare relative al settore idrico

<sup>386</sup> Cfr. TAR Lazio, Sez. I, sentenza del 7 maggio 2013 n. 4478

razionalizzazione del settore, voluto e determinato dal Legislatore con l'identificazione di nuovi bacini di gara (ATEM).

Su tale ultimo aspetto, il Tribunale ha evidenziato che rispetto agli elementi indiziari su cui l'AGCM aveva impostato il suo impianto accusatorio, una strategia di razionalizzazione non possa *tout court* assumere una valutazione anticoncorrenziale.

L'intendimento di "*preservare il proprio bacino di affidamento*" e "*razionalizzare il portafoglio di concessioni*"<sup>387</sup> non costituirebbero infatti una illecita modalità di per sé indicativa di finalità anticompetitive, inserendosi, piuttosto, in una strategia tesa alla creazione di sinergie e riduzione dei costi, in ragione di una politica di efficientamento comune alla totalità delle imprese presenti sul mercato, ed innescata dal processo di riforma strutturale del settore.

Con tale ragionamento il giudice di primo grado aveva pertanto non solo indicato la necessità che la fattispecie dovesse essere analizzata nel contesto di evoluzione normativa e regolatoria in atto, ma aveva anche tracciato un'indicazione di carattere generale e sistematico, spingendosi fino a ricordare le peculiarità del mercato del gas, con riferimento alle condizioni di incertezze relative alla remunerazione del servizio<sup>388</sup> e alla contestuale esigenza da parte delle aziende di porre in essere strategie per la ripartizione dei rischi finanziari connessi alla partecipazione alla gara, data la rilevanza quantitativa degli investimenti e delle risorse necessarie a definire un piano di investimenti complesso ed a riscattare le reti.

Il TAR aveva pertanto ritenuto che la circostanza che nell'ambito della gara fosse stata presentata un'offerta economica al minimo non fosse un indizio sufficiente a dimostrare l'intento anti competitivo dell'accordo, essendo giustificata invece dall'incertezza sulla futura remunerazione. Concentrandosi quindi non solo sull'analisi della fattispecie astratta, il TAR aveva rilevato che non vi fosse stata una

---

<sup>387</sup> Cfr. TAR Lazio, Sez. I, sentenza del 7 maggio 2013 n. 4478

<sup>388</sup> Gli operatori si assumono infatti l'obbligo di gestire un servizio senza conoscere le condizioni economiche che saranno riconosciute dalla regolazione tariffaria almeno per un periodo della gestione. Nel periodo in cui il procedimento è stato avviato non erano inoltre nemmeno noti gli orientamenti dell'Autorità di regolazione relativi al IV periodo di regolazione tariffaria (2004-2009), successivamente definito con la deliberazione n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria



restrizione della concorrenza, dal momento che qualsiasi altra impresa avrebbe potuto presentare un'offerta, non essendo stati evidenziati elementi esterni a provarne l'illecità.

Il Consiglio di Stato<sup>389</sup> ha rifiutato le argomentazioni del TAR, riformando la sentenza di primo grado e convenendo con la ricostruzione dell'Autorità Antitrust, la quale aveva invece rilevato come l'assenza di una effettiva e dimostrabile giustificazione di efficienza o di carattere tecnico – industriale a sostegno dell'RTI sovrabbondante potesse renderla, benché di per sé lecita, uno strumento utilizzato al fine di perseguire il fine anticoncorrenziale di restrizione del confronto competitivo, e ciò indipendentemente dalla circostanza che fosse stato adottato in una sola gara o in attuazione di un più generale piano di partecipazione coordinata a più gare<sup>390</sup>.

Parte della dottrina (Piron, 2013) ha sottolineato come, al di là del formale ed ovvio riconoscimento della liceità del raggruppamento, è evidente che nel caso Casalmaggiore l'AGCM si sia espressa in modo piuttosto severo sullo utilizzo di tale strumento riprendendo un orientamento peraltro risalente<sup>391</sup> che considera lo strumento lecito quando questo consente: a) una partecipazione di soggetti che altrimenti non avrebbero potuto prendere parte alla gara, ad esempio perché non sono singolarmente in possesso dei requisiti o lo sono solo in linea teorica, e b) laddove dall'aggregazione derivino effettivi e comprovati miglioramenti di efficienza per il servizio reso o la rete presa in gestione (non soltanto un risparmio di costi per i partecipanti).

E' stato altresì evidenziato (De Sanctis, 2013) come tale orientamento restrittivo non trovi nemmeno alcun fondamento o indizio nelle disposizioni contenute nel Regolamento Criteri<sup>392</sup> che invece consente un ampio ricorso alle modalità di partecipazione alle gare in forma associata – attraverso raggruppamenti e consorzi<sup>393</sup>, limitandosi a richiedere che il mandatario possieda almeno il 40% dei

---

<sup>389</sup> Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza n. 5423 del 2014

<sup>390</sup> Consiglio di Stato, sentenza n. 2204/09

<sup>391</sup> AGCM Segnalazione AS 251/03 (*Bandi predisposti dalla concessionaria servizi informatici pubblici – Consip S.P.A.*)

<sup>392</sup> Cfr. all'art. 10, comma 7 del DM 226/2011

<sup>393</sup> Salvo l'obbligo della mandataria di possedere tali requisiti in misura minima del 40% e la costituzione di una società di capitali che sarà il soggetto stipulante il contratto di servizio con la stazione appaltante

requisiti, ma non rilevando la misura del contributo individuale dei mandanti, che potrà, pertanto, essere inferiore o superiore alla soglia minima.

Se dunque il Regolamento non vieta il ricorso a forma di aggregazione alle aziende che siano singolarmente in possesso dei requisiti, e pur esprimendo anzi un *favor* verso la partecipazione in forma aggregata, volto a garantire il più ampio confronto e ridurre il rischio che la selezione del gestore avvenga esclusivamente in base alla disponibilità finanziaria dei singoli operatori, nel caso Casalmaggiore l'AGCM ha espresso un orientamento formalistico sull'utilizzo delle RTI sovrabbondanti, escludendo ogni possibilità di un qualche guadagno efficientistico derivante dall'aggregazione.

Un altro elemento che è stato valorizzato dall'Autorità per affermare la natura anticompetitiva dell'impresa è la circostanza che le due imprese riunite in RTI appartenessero a due gruppi di grandi dimensioni e che, pertanto, avrebbero potuto disporre della capacità finanziaria per partecipare alle gare, dunque al di là anche dei requisiti formali richiesti dal Regolamento Criteri.

Un altro punto che ha costituito motivo di scontro tra il TAR, da una parte, e l'AGCM e il Consiglio di Stato, dall'altro, riguarda l'individuazione del mercato, con particolare riferimento al requisito della rilevanza. Come noto ai sensi dell'articolo 2 della l. 287/1990 gli accordi restrittivi<sup>394</sup> sono quegli accordi che hanno ad oggetto, o per effetto, quello di impedire, restringere o falsare in maniera consistente il gioco della concorrenza all'interno del mercato nazionale o in una sua parte rilevante.

Nel diritto della concorrenza europeo e nazionale, è considerata un'intesa qualsiasi forma d'interazione o collaborazione tra imprese, attuata mediante una direzione almeno consapevole delle attività, che sia suscettibile di influenzare la concorrenza commerciale anche solo di una di esse<sup>395</sup>. Sia gli articolo 101 del TFUE che l'articolo 2 della l. 287/1990 non definiscono una definizione esaustiva della

---

<sup>394</sup> Per una ricostruzione generale del concetto di intesa alla luce della giurisprudenza nazionale e comunitaria si rinvia a M. D'Ostuni, *Il concetto di intesa*, p. 69-76 in Dizionario Sistematico del diritto della concorrenza, a cura di L. Pace, Jovene Editore, 2013, Napoli

<sup>395</sup> Corte di Giustizia CE, 8 luglio 1999, causa C-49/92 P, Commissione c. Anic Partecipazioni in Racc., 1999 p. I-4125, Giustizia CE, 16 dicembre 1975, cause riunite 40-48, 50, 54-56, 11, 113 e 114/73 Suiker Unie e altri c. Commissione – “Suiker Unie” in racc. 2001, p. 1663; Trib. CE, 12 luglio 2011, cause riunite T-202, 204 e 207/98, Tate e Lyle e altri c. Commissione – “British Sugar” in Racc, 2001, p. II-2035

nozione di intesa, avendo tale concetto assunto una identità incerta, avendo le Corti nazionali ed europee fornito un'interpretazione così estensiva da farvi ricomprendere qualsiasi forma di collusione tra imprese<sup>396</sup>, potendo questa svolgersi tra imprese attive nello stesso ambito merceologico e geografico (intese orizzontali) o tra imprese attive in diverse fasi della filiera o dei processi produttivi e distributivi (intese verticali).

Non ricadono tuttavia nell'ambito di applicazione della legge le fattispecie restrittive che producono effetti al di fuori del territorio nazionale, né quelle di minore importanza, relative ad aree geografiche 'trascurabili' (Bruzzone, 2006).

Se la definizione del mercato rilevante implica un accertamento di fatti cui segue l'applicazione delle norme giuridiche così come interpretate dalla giurisprudenza comunitaria e nazionale, la presenza di concetti indeterminati come quello di rilevanza implicano margini di opinabilità e danno adito ad interpretazioni diverse come risultati di approcci non sempre univoci e coerenti, che a loro volta esprimono non solo differenti scelte di tipo tecnico nell'esaminare le fattispecie, ma anche diverse scelte di *policy* da parte dell'Autorità Antitrust (Buccirossi, 2000).

Relativamente agli orientamenti espressi dalla giurisprudenza sulla nozione di mercato rilevante, anche una porzione ristretta del territorio nazionale può assurgere a mercato rilevante, laddove in esso si abbia l'incontro di domanda ed offerta in condizioni di autonomia rispetto ad altri ambiti anche contigui e, dunque, laddove una concorrenza sia suscettibile di essere alterata. L'AGCM non ha tuttavia mai definito delle soglie di apprezzabilità dell'intesa, preferendo una valutazione ad hoc di ciascuna fattispecie, alla luce del contesto di mercato in cui l'intesa si iscrive. La giurisprudenza ha osservato che anche le singole gare di appalti pubblici possono costituire un mercato a parte, rilevando come la definizione di mercato vari da caso a caso, in funzione delle diverse situazioni di fatto<sup>397</sup>.

In particolare, la possibilità di identificare il mercato rilevante con una singola gara è stata risolta in senso favorevole, dovendosi indagare in concreto le

---

<sup>396</sup> Corte di Giustizia Ce, 6 gennaio 2004, cause riunite C-2 e 3/01 p; BAI e Commissione c. Bayer – "Bayer", in Racc. 2004, p. I-23; Corte di Giustizia CE, 14 luglio 1972, causa 48/69, ICI e Commissione – "ICI", in Racc., 1972, p. 619

<sup>397</sup> Cons. St. n. 926/2004 relativamente alle gare Consip per i buoni pasto; Cons. St., sez. VI, 10 febbraio 2006 n. 588 in relazione alle gare per la fornitura di carburante indette da aziende comunali di trasporto pubblico; Cons. st., sez. VI, 16 marzo 2006 n. 1397 per le gare per la fornitura di prodotti diabetici

caratteristiche del mercato oggetto di gara<sup>398</sup>. Relativamente alle gare di appalto (*big rigging*) la giurisprudenza amministrativa ha infatti rilevato che, a fronte di una definizione di pratica concordata come “*comportamento costante, uniforme, parallelo di una pluralità di imprese, frutto di una concertazione che, pur non formalizzata in un accordo, emerge dalla univocità dei comportamenti concreti*”<sup>399</sup>, la carenza della ripetizione delle condotte nel tempo non valga ad escludere la configurabilità della fattispecie quando tale carenza si spiega alla luce dell’unicità dell’episodio cui i comportamenti sono finalizzati (la gara)<sup>400</sup>.

Nel caso in esame, l’AGCM ha ritenuto che il mercato rilevante potesse definirsi, sotto il profilo del prodotto, in relazione al servizio oggetto di concessione, ovvero la distribuzione del gas naturale. Tale orientamento è peraltro coerente con quello precedentemente espresso in un altro caso relativo ad una presunta intesa restrittiva della concorrenza in relazione al settore della distribuzione del gas naturale<sup>401</sup> dove l’Autorità, avendo dato particolare rilievo alle barriere regolamentari all’accesso, aveva individuato i mercati rilevanti come coincidenti con le concessioni riconosciute in regime di monopolio alle imprese sotto indagine. In quella circostanza l’AGCM aveva in particolare sottolineato che, dal momento che la gestione del servizio era affidata dal Comune in esclusiva ad Estra Reti, l’unica forma di concorrenza possibile fosse quella relativa alla partecipazione alla gara per l’affidamento del servizio relativamente alle concessioni scadute. Analogamente si era espressa con riferimento ad un altro settore di pubblica utilità, quello ambientale<sup>402</sup>, laddove si era evidenziato che, essendo la gestione del servizio di raccolta dei rifiuti urbani svolta in regime di monopolio in aree determinate, l’unica forma di concorrenza possibile fosse quella consistente nella partecipazione alle gare per l’affidamento del servizio.

Nel caso in oggetto l’Autorità ha evidenziato, da un lato, la natura di servizio pubblico gravato da condizioni di monopolio naturale e legale, in cui l’unica forma di concorrenza possibile è quella per oil mercato; dall’altro, la dimensione geografica

---

<sup>398</sup> Cons. St., sez. VI, 2 marzo 2011, n. 1191, imprese di assicurazione

<sup>399</sup> Cfr. Consiglio di Stato, VI, 22 marzo 2001, n. 1699, Tariffe Fisso Mobile e 12 febbraio 2011, n. 652, Associazione Vendomusica

<sup>400</sup> Cfr. Consiglio di Stato, VI, 2 marzo 2004 n. 926 (*Pellegrini/Consip*)

<sup>401</sup> AGCM, Provvedimento n. 23243 del 25 gennaio 2012 (*Comune di Prato/Estra Reti Gas*)

<sup>402</sup> AGCM, Provvedimento n. 23396 del 14 marzo 2012 (*Affidamento del servizio della gestione integrata dei rifiuti solidi urbani nel Comune di Messina*)

locale del mercato della distribuzione, coincidente con l'area di attribuzione di ciascuna concessione in esclusiva, concludendo pertanto che nel caso specifico il mercato rilevante coincidesse con il territorio dei Comuni oggetto della concessione<sup>403</sup>.

In forza del processo di riforma e di definizione degli ambiti ottimali, l'area geografica è come noto tuttavia destinata a mutare dimensione, da comunale a quella d'ATEM, con l'espletamento delle procedure competitive secondo le nuove regole. Non essendosi al tempo tuttavia ancora completato il processo di definizione del quadro normativo per la determinazione dei nuovi bacini di gara, l'Autorità ha valorizzato il contenuto del servizio, identificando come mercato rilevante il mercato dove si incontravano al momento in cui è stata conclusa l'intesa domanda ed offerta, che coincideva con la singola gara, avente dimensione comunale.

Rispetto a tale punto, il Tribunale amministrativo aveva ritenuto il ragionamento dell'AGCM non immune da vizi logici, in quanto, per poter identificare in una sola gara il mercato rilevante, sarebbe stato necessario che l'appalto assumesse dimensioni nazionali, o riguardasse almeno una parte rilevante del territorio<sup>404</sup>, laddove invece si ritenevano non soddisfatte nessuna delle due condizioni. Il TAR ha infatti identificato quale *“presupposto fondante il potere sanzionatorio dell'Autorità.. la rilevanza – quantitativa e qualitativa – del mercato di riferimento, prescindendo dalla singolarità del contesto competitivo ovvero dall'ambito geografico di riferimento”*<sup>405</sup>.

In particolare, aveva dedotto l'irrilevanza quantitativa e qualitativa (che farebbe venire meno il potere sanzionatorio da parte dell'AGCM) della considerazione del fatto che la gara di Casalmaggiore riguardava solamente 9.200 punti di riconsegna, in grado di rappresentare appena il 5% della popolazione di

---

<sup>403</sup> Comuni di Casalmaggiore, Rivarolo del Re, San Martino del Lago, Solarolo Rainiero, Motta Baluffi, Torricella del Pizzo e Voltido

<sup>404</sup> A tal proposito il TAR si riferisce al caso Consip, nel quale si è ritenuto che la gara indetta da Consip per i buoni pasto costituisse un mercato rilevante dal momento che si trattava di una gara centralizzata, che ha concentrato gran parte della domanda proveniente dalla P.A. ed era idonea ad estendere l'ambito di operatività anche alla domanda di altri enti pubblici, che volontariamente potevano aderire all'offerta. AGCM Provvedimento n. 10832 del 13 giugno 2002 (Pellegrini/Consip). Per la giurisprudenza si rinvia invece a Cons. St., n. 5067/2012

<sup>405</sup> Cfr. TAR Lazio, Sez. I, sentenza del 7 maggio 2013 n. 4478

Cremona ed una quota di gran lunga inferiore all'1% del totale dei punti di riconsegna a livello nazionale.

Il Consiglio di Stato non ha tuttavia ritenuto condivisibile tale ricostruzione, in quanto collegata a una considerazione preventiva ed aprioristica, meramente geografica e percentuale, dell'ambito di riferimento, che non avrebbe peraltro tenuto conto del fatto che, nell'ambito del servizio di cui si trattava, non vi erano, né erano prevedibili, gare di dimensione nazionale ma solo per singoli ambiti.

Occorre sottolineare che lo stesso TAR aveva comunque rilevato che, a differenza di quanto avviene per gli abusi di posizione dominante<sup>406</sup>, nel caso della valutazione delle intese l'individuazione del mercato non può dirsi strumentale alla determinazione di uno dei presupposti dell'illecito, ma solamente alla decifrazione del suo grado di offensività<sup>407</sup>.

L'AGCM con riferimento agli strumenti utilizzati per l'individuazione del mercato rilevante avrebbe pertanto, in linea con gli orientamenti e le indicazioni della giurisprudenza europea<sup>408</sup>, continuato a fare ricorso al principio secondo cui si

---

<sup>406</sup> Peraltro, anche ai fini della valutazione della rilevanza del mercato negli abusi di posizione dominante gli orientamenti della Corte di Giustizia europea si esprimono nel senso di prendere in considerazione “ *la struttura ed il volume della produzione e del consumo della merce in questione, come pure le abitudini e le capacità economiche dei venditori e degli acquirenti*” (cit. C. Giustizia CE, 16 dicembre 1975, cause riunite C-40-48, 50, 54-56, 111, 113-114/73 Cooperatieve Vereniging “Suiker Unie” UA e a.c. Commissione, in Racc. 1975, p. 1663, punto 371); la giurisprudenza ha infatti ritenuto che anche mercati corrispondenti a una parte ristretta del territorio potessero costituire una “*parte rilevante del mercato comune*” (C. Giustizia, 25 ottobre 2001, causa C-475/99, Firma Ambulanz Glockner c. Landkreis Sudwestpfalz, in Racc. 2001, p. I-8137, 38), persino porti ed aeroporti quando questi abbiano un particolare rilievo commerciale (C. Giustizia, 10 dicembre 1991 causa C-179/90, Mercati Convenzionali Porto Genova c. Siderurgica 29 marzo 2001, causa C-163/99, Repubblica portoghese c. Commissione in Racc. 2001, p. I-2638) o anche una pluralità di piccoli mercati locali distinti, contigui e non contigui (Corte di Giustizia, 5 ottobre 1994, causa C-323/93, Societe civil agricole du Centre du insemination de la Crespelle c. Cooperative d'elevage et d'insemination artificielle du departament de la Mayenne, in Racc., 1994 p. I-5097, punto 17; Corte di Giustizia, 4 maggio 1988 causa C-30/87, Corinne Bodson c. SA Pompes Funebres des Regions Liberees – “Bodson in Racc. 1988, p. 2507)

<sup>407</sup> Tar Lazio, sez. I, 8 ottobre 2013, n. 8674, Intesa nel mercato delle barriere stradali; Consiglio di Stato, sez. VI, 21 maggio 2013, n. 2722 Mercato del Cartongesso; Tar Lazio, sez. I, 18 ottobre 2012, n. 8614, Monitoraggio post concentrazione; - Compagnia aerea italiana/Alitalia linee aeree italiane – Airone; Consiglio di Stato, sez. VI, 24 settembre 2012, n-1192, Acea-Suez Environment/Publiacqua; Consiglio di Stato, sez. VI, 16 settembre 2011, n. 5171, Listino prezzi della pasta; Consiglio di Stato, sez. VI, 2 marzo 2004, n. 926, Pellegrini/Consip; Consiglio di Stato, sez. VI, 12 febbraio 2001, n. 652, Associazione Vandomusica/Casa discografiche multinazionali musica italiana. A livello comunitario su tutte Corte di Giustizia, 16 dicembre 1975, casi riuniti 40 a 48, 50, 54 a 56, 111, 113 e 114-73, Cooperatieve vereniging Suiker Unie UA e altri contro Commissione delle Comunità Europee

<sup>408</sup> Corte di Giustizia, 24 settembre 2009, casi riuniti C-125/07 P, C-133/07 P, C-135/07 P e C-137/07 P, Erste Group Bank AG(C-125/07), raiffeisen Zentralbank Osterreich AG (C 133/07 P), Bank Austria

presume che sia la stessa intesa restrittiva a delimitare i confini del mercato rilevante (Cazzato, 2014, 388).

Relativamente allo strumento dell'associazione temporanea di imprese, il Consiglio di Stato rileva che l'AGCM *“avrebbe dato conto, nel provvedimento finale, delle ampie evidenze documentali attestanti la strategia di alleanze, non belligeranza e sinergia territoriale posta in essere dalle società esaminate”* (che costituirebbero, pertanto, la prova degli elementi 'esterni' all'ATI). Il giudice amministrativo in secondo grado non si limita tuttavia a tale constatazione, ma si spinge ad affermare che tali evidenze documentali non sarebbero state peraltro neppure necessarie, dal momento che *“anche a prescindere da tali evidenze, assume preminente e dirimente rilievo la circostanza che le due società raggruppate erano i precedenti gestori, in esclusiva, del servizio per i Comuni destinati a confluire nel medesimo, più ampio, ambito territoriale, e che l'ATI, non necessaria per la partecipazione alla gara, assicurava il mantenimento della medesima ripartizione del bacino di azione..”*.

Sulla base di tale ricostruzione dell'istituto dell'ATI il Consiglio di Stato ha pertanto accolto il ricorso presentato dall'AGCM, confermando l'esistenza di un'intesa restrittiva della concorrenza nella gara di Casalmaggiore.

## **Conclusioni**

Dalla breve rassegna dei procedimenti considerati possono trarsi alcune considerazioni. Possono evidenziarsi due diversi orientamenti dell'AGCM in relazione all'individuazione del mercato geografico in cui effettuare le analisi relative all'effetto sulla concorrenza potenziale: un orientamento più risalente (GDF SUEZ/ITALGAS;ASCOPIAVE-EDIGAS/EDIDUEGAS;HERA/AcegasAps), in cui gli effetti della concentrazione sono stati valorizzati considerando il mercato locale, coincidente con le località dei comuni nei quali era stata assegnata la concessione in regime di monopolio legale, e dunque non analizzando gli effetti prospettici delle

operazione sulle future gare d'ATEM; un orientamento successivo (Italgas-AcegasAPS/Isontina Reti Gas; HERA/AMGA Multiservizi), in cui invece l'Autorità ha optato per un'analisi delle quote di mercato detenute dagli operatori non a livello nazionale (o non solo) ma in riferimento all'ATEM (analisi di *incumbency* nell'ambito o negli ambiti limitrofi), insieme ad altri fattori ritenuti determinanti per considerare credibile la minaccia di ingresso nel mercato da parte di un soggetto non incumbent, ovvero: i) la dimensione dell'operatore ii) la capacità finanziaria dei soggetti coinvolti nell'operazione iii) la possibilità per questi di partecipare alla gara in associazione temporanea di imprese (RTI).

Un fattore che sembra inoltre determinante nella identificazione del mercato geografico rilevante, e conseguentemente per l'esito dell'analisi, è quello temporale.

Nel provvedimento CDP/SNAM e successivamente in quello HERA/AcegasAps, l'AGCM ha infatti valorizzato la circostanza che le gare per l'affidamento del servizio dovessero svolgersi in un arco di tempo di circa 4/5 anni per qualificare il mercato rilevante come un mercato dimensione nazionale. Ciò in quanto le gare si sarebbero dovute svolgere a intervalli di tempo brevi tra loro ed avrebbero interessato i medesimi soggetti (distributori). Tale ricostruzione sembra basarsi sull'assunto che gli operatori non pianifichino le loro strategie con riferimento a singoli ambiti, ma a livello nazionale. Al contempo, la stessa Autorità ammette che solamente due operatori (Italgas e F2i) possiedono i requisiti (soprattutto finanziari) che consentano di partecipare a quasi tutte le gare.

Il provvedimento Italgas-AcegasAps/HERA sembra segnare una cesura in termini di approccio metodologico seguito dall'Autorità Antitrust sia con riferimento alla determinazione dei mercati geografici che alla procedura utilizzata per l'analisi dell'ambito, che viene svolta con maggiore rigore e che si basa sulle dichiarazioni espresse dagli operatori nel *market test*, finalizzato ad individuare i criteri che consentano di definire quando un soggetto possa essere considerato un competitor potenziale e credibile, ovvero avere uno specifico incentivo a partecipare ad una gara.

La necessità di definire le variabili che identifichino le reali probabilità per un operatore di partecipare alla gara d'ambito derivano dalla consapevolezza da parte



dell'AGCM, espressa in più punti dei provvedimenti analizzati, che la circostanza che un operatore possieda i requisiti formali richiesti ai fini della partecipazione ad una gara non sia sufficiente a rendere quest'ultimo un concorrente credibile. Ciò a causa della presenza di elevate barriere finanziarie di accesso al mercato, derivanti in particolare dalla necessità di pagare il valore di indennizzo al gestore uscente, da cui deriva la constatazione che pochi operatori potranno in effetti porre in essere una strategia di partecipazione alla gare che non sia di tipo locale, in quegli ambiti in cui vantino una presenza pregressa significativa e volta al consolidamento delle posizioni (c.d. *stronghold strategy*).

L'analisi del provvedimento Casalmaggiore, con il quale l'AGCM ha ritenuto che un raggruppamento di imprese per la partecipazione a una gara comunale costituisca un'intesa restrittiva della concorrenza, evidenzia che l'Autorità, pur avendo una conoscenza delle caratteristiche del mercato della distribuzione (elevate barriere di accesso, necessità di elevata disponibilità finanziaria per effettuare gli investimenti presentati nel piano di sviluppo) ha espresso un approccio piuttosto formalistico escludendo la possibilità che lo strumento dell'RTI sovrastimata possa essere giustificato da motivi di efficienza o dalla necessità di ripartire il rischio finanziario. Se tale approccio dovesse essere riconfermato in successivi provvedimenti, il rischio è che il confronto concorrenziale potenziale, già di per sé piuttosto basso, in presenza di elevate barriere finanziarie come risultato dell'aumento dimensionale degli ambiti, possa essere ulteriormente sacrificato.

Il caso Casalmaggiore presenta diversi elementi di interesse, in quanto, pur vertendo su una questione non certo nuova, sulla quale l'Autorità antitrust ed il giudice amministrativo sono più volte intervenuti in passato - la legittimità delle ATI sovrabbondanti e la sua attitudine a potere essere considerata come un'intesa restrittiva della concorrenza - affronta una serie di questioni che si ritengono avere una valenza non solo attinente al caso specifico, ma prospettica in relazione alle spinte alla partecipazione in forma aggregata tra operatori del settore che si realizzeranno con l'avvio delle gare d'ambito.

Particolarmente significativa appare la dicotomia esistente tra la visione dell'AGCM e quella espressa dal giudice amministrativo di primo grado in merito agli obiettivi che persegue la riforma: se infatti l'Autorità Antitrust sembra rifiutare

le giustificazioni efficientistiche del ricorso a forme più o meno strette di collaborazione tra operatori che non siano di piccole dimensioni, il TAR esprime invece di considerare tali strumenti come necessitati dal processo di ristrutturazione aziendale e giustificati dall'esigenza di un utilizzo frazionato delle risorse economiche a disposizione, che potrebbe consentire ad alcuni operatori, che pur posseggano singolarmente i requisiti di partecipazione, di partecipare a gare relative a più ATEM<sup>409</sup>.

Essendo in atto un processo di razionalizzazione del numero degli operatori, voluto dal Legislatore attraverso la individuazione di nuovi bacini di gara, il dubbio che esprime il Tribunale amministrativo è pertanto se la valutazione in merito alla liceità o meno del ricorso ad RTI sovrabbondante non debba essere operata considerando le specifiche dinamiche ed il contesto normativo e regolatorio in divenire, con particolare riferimento all'esigenza di ricercare sinergie per garantire una maggiore efficienza della gestione ed una ripartizione dei costi.

Limitare la possibilità di partecipazione in RTI in tal fase di transizione significherebbe dunque limitare la possibilità di diversificare il rischio connesso alla partecipazione alle gare. Parte della dottrina (De Sanctis, 2014) ha evidenziato come l'AGCM con l'adozione dei provvedimenti esaminati si sia arrogata un ruolo di regolatore, dettando prescrizioni che vanno a limitare le scelte organizzative dei distributori e che si sovrappongono in maniera non sempre coerente rispetto alle disposizioni contenute nel Codice degli appalti e nel DM 12 novembre 2011 n. 226 (c.d. Regolamento Criteri).

L'Antitrust sembra in particolare qualificare come anticompetitivo 'di per sé' un raggruppamento sovrabbondante laddove presume che anche eventuali miglioramenti in termini di efficienza non verrebbero comunque trasferiti agli utenti finali e laddove l'ATI sovrastimata si considera di per sé illegittima per il fatto di essere posta in essere dai soggetti incumbent. Tale orientamento esprime infatti un pregiudizio nel considerare l'RTI come uno strumento avente la finalità di proteggere la posizione del distributore che vanta una presenza pregressa

---

<sup>409</sup> Analoga dicotomia di orientamenti sul peso delle giustificazioni efficientistiche si rinviene anche nella valutazione degli effetti sulla concorrenza potenziale nella future gare d'ATEM delle operazioni di concentrazione. Si rinvia in particolare a quanto già evidenziato in relazione al caso Italgas/Acegas Aps/Isontina Reti Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013

consolidata nell'ambito di gara. Tale orientamento appare inoltre in contrasto con il dato normativo del Regolamento Criteri e con precedenti consolidati orientamenti giurisprudenziali. Il giudice amministrativo ha infatti più volte chiarito che non può ritenersi collusiva una ATI sovrabbondante per il semplice fatto che questa si presenti in una gara pubblica (in quanto, contrariamente, si affermerebbe l'illeicità, di per sé, dello strumento), occorrendo, invece, la presenza di indici rilevatori dell'illeicità dell'accordo rinvenuti all'esterno dello stesso, onde dimostrare l'utilizzo, con finalità anticompetitive, di uno strumento lecito.

Pur rappresentando il caso Casalmaggiore un provvedimento isolato, tale da non poter considerarsi come un'indicazione univoca dell'Autorità Antitrust, si concorda con quella parte della dottrina (Todarello e Sarrocco, 2013; De Sanctis, 2013) che ritiene che, laddove tale orientamento formalistico dovesse essere confermato anche in relazione alla partecipazione in future gare d'ATEM, finirebbe di fatto per precludere a numerosi soggetti la possibilità di partecipare con modalità di aggregazione legittime nei casi di: i) imprese che posseggano i requisiti di gara; ii) operatori in posizione di incumbent nell'ATEM di riferimento o in quelli contigui; iii) incumbent che vogliano ricercare sinergie attraverso raggruppamenti con imprese di piccole dimensioni e/o accordi che possano avere un impatto sulla partecipazione alla gara d'ambito o a quella nell'ambito limitrofo; iv) imprese controllate da capogruppo di grandi dimensioni.

Occorre tuttavia rilevare che, se da un lato la giustificazioni efficientistica derivante dalla partecipazione in forma aggregata non dovrebbe essere esclusa in partenza, pena la considerazione della illegittimità 'di per sé dell'ATI, dall'altra le giustificazioni di carattere industriale non sembrano tuttavia potersi nemmeno semplicemente identificare nell'esigenza di ripartire il rischio finanziario tra soggetti (e questa sembrerebbe essere la strada indicata dal TAR), dal momento che altrimenti si finirebbe per considerare qualsiasi RTI, anche quella palesemente finalizzata ad una spartizione del mercato, legittima.

E' infatti evidente che la partecipazione in raggruppamento di imprese consenta una riduzione del rischio che l'impresa assume partecipando ad una gara, rischio che, tuttavia, non ha lo stesso valore per tutti gli operatori: per alcune imprese ripartire il rischio finanziario può significare anche scegliere di partecipare a

più gare, e il ricorso all'RTI avrebbe in tali casi una funzione realmente pro competitiva. Per altre che per caratteristiche intrinseche partono da un vantaggio competitivo rispetto a qualsiasi altro operatore (capacità finanziaria, dimensione, presenza pregressa nell'ATEM e in quelli limitrofi) la giustificazione efficientistica potrebbe essere invece più difficile da dimostrare. Il giudizio sulla legittimità del raggruppamento non sembra pertanto potersi svincolare dalla valutazione delle caratteristiche proprie degli operatori coinvolti.

## IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE GAS OGGI: UN'ANALISI EX ANTE

### ***Introduzione: scopo e metodologia dell'indagine***

Il presente capitolo si propone di fornire una fotografia dello scenario competitivo nella fase antecedente all'avvio delle gare d'ambito. In particolare sarà analizzata l'entità della presenza ed il posizionamento dei gestori che attualmente forniscono il servizio di distribuzione del gas naturale nelle località coincidenti con gli ATEM, che definiscono il perimetro geografico delle nuove concessioni ed il (nuovo) mercato rilevante.

L'analisi ha comportato un'attività di ricerca e di elaborazione di dati ed informazioni<sup>410</sup> che si ritengono maggiormente significative per esprimere una valutazione sul livello atteso di concorrenzialità delle gare, quest'ultima intesa come possibilità effettiva per un operatore di essere un concorrente credibile e presentare un'offerta.

Le risultanze del *market test* effettuato dall'AGCM nell'istruttoria relativa al caso Italgas-AcegasAps/Isontina<sup>411</sup>, che sono state poste alla base dell'analisi antitrust anche in procedimenti successivi<sup>412</sup>, hanno evidenziato alcune variabili fondamentali che determinano in capo all'operatore uno specifico incentivo a partecipare ad una gara d'ambito: 1) la presenza pregressa nell'ATEM considerato; 2) la dimensione dell'operatore; 3) la capacità finanziaria; 4) l'eventuale presenza pregressa in ambiti limitrofi.

Il valore soglia che in particolare è stato considerato dagli operatori come indicativo di un forte vantaggio competitivo è stato identificato come superiore al 50% dei punti di riconsegna serviti (PDR) rispetto al totale dell'ATEM.

Alcuni distributori, nell'ambito dell'istruttoria relativa al Caso Casalmaggiore<sup>413</sup> hanno inoltre dichiarato di essere intenzionati a porre in essere

---

<sup>410</sup> I dati si riferiscono all'anno 2013 e hanno come fonte il sito istituzionale dell'Autorità dell'energia elettrica, il gas e i servizi idrici (AEEGSI), le banche dati del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) relative agli ambiti di gara

<sup>411</sup> AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-AcegasAps/Isontina Reti Gas*). Per approfondimenti si rinvia al Capitolo III

<sup>412</sup> AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*); AGCM, Provvedimento n. 24895 del 7 maggio 2014 (*Società Italiana per il Gas/AES Torino*)

<sup>413</sup> AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 (*Comune di Casalmaggiore*)

una strategia di consolidamento negli ambiti in cui vantino una presenza significativa (*stronghold strategy*), essendo scoraggiata la partecipazione alle gare in ATEM in cui l'incumbent detenga un forte vantaggio competitivo, che è tanto più rilevante quanto maggiore è la sua presenza nell'ambito in termini di PDR serviti.

Vista la concordanza nelle risposte fornite dagli operatori sulle strategie di partecipazione alle future gare nell'ambito dei procedimenti considerati<sup>414</sup>, una prima analisi che sarà svolta riguarderà il grado di *incumbency*, ovvero la quota in termini di punti di riconsegna serviti dal primo operatore rispetto al totale dell'ATEM. L'analisi considererà pertanto come soggetto incumbent il gestore uscente che serva il maggior numero di punti di riconsegna nell'ATEM di riferimento. Si ritiene infatti che il valore percentuale della quota di mercato detenuta dal primo operatore possa fornire un'indicazione orientativa del grado di concorrenzialità attesa della gara<sup>415</sup>.

Questa isolatamente non rappresenta tuttavia efficacemente, e se non in termini meramente relativi, ovvero rispetto agli altri operatori presenti nell'ATEM, l'entità della barriera finanziaria connessa all'obbligo di pagare il valore residuo all'operatore uscente che sia proprietario della rete di distribuzione.

Ai fini della trattazione, il pagamento del valore residuo (c.d. VIR) si assume essere l'onere finanziario di maggiore entità di cui un soggetto *new comer*<sup>416</sup> dovrebbe sobbarcarsi per accedere al mercato della distribuzione. Da questo punto di vista, la dimensione dell'ambito, ovvero il valore del numero di PDR totali serviti,

---

<sup>414</sup> Per approfondimenti anche sull'evoluzione degli orientamenti e delle metodologie seguita dall'AGCM nel considerare quando un ambito sia più o meno appetibile, ovvero quando in capo ad un soggetto sussista uno specifico incentivo a partecipare ad una gara d'ATEM si rinvia al Capitolo III

<sup>415</sup> Sebbene il livello di *incumbency* rappresenti il primo indicatore da considerare per effettuare una valutazione sulla concorrenzialità, in termini prognostici, di una gara d'ambito, occorre tuttavia evidenziare come questo non può considerarsi di per sé sufficiente ad esprimere un giudizio sulle dinamiche competitive, richiedendosi piuttosto un'analisi più approfondita a livello di singolo ATEM, considerando gli specifici elementi strutturali del mercato (barriere normative, requisiti di partecipazione, finanziarie, etc..) e le caratteristiche degli operatori coinvolti, nonché le peculiarità dell'ambito come mercato rilevante considerato (dimensione, percentuale di rete di proprietà dell'ente locale, etc..). Per approfondimenti sugli orientamenti espressi dall'AGCM e dalla giurisprudenza amministrativa si rinvia al Capitolo III

<sup>416</sup> Per soggetto nuovo entrante ai fini della trattazione si intende quello che non vanti una presenza pregressa nell'ATEM considerato in termini di PDR serviti. Sebbene gli operatori abbiano sostenuto di voler consolidare la loro presenza in quegli ambiti in cui già siano presenti (c.d. *stronghold strategy*), l'analisi intende fornire un'indicazione della barriera finanziaria per l'accesso al mercato anche per un soggetto che sia un *new comer*, ovvero che non vanti alcuna presenza pregressa nel mercato rilevante coincidente con l'ATEM, al fine di valutare se siano credibili le minacce di aggressioni di ambiti anche da parte di soggetti che non fossero presenti come gestori negli ambiti stessi.

consente di avere un'informazione di massima sia sull'entità della barriera finanziaria per un soggetto nuovo entrante, dal momento che questi non ha una presenza pregressa nell'ambito, che dell'attrattività dell'ATEM in termini di remunerazione tariffaria attesa<sup>417</sup>.

Al fine di poter più correttamente quantificare il livello della barriera finanziaria in un determinato ambito, si procederà a valutare anche il numero di PDR serviti dall'operatore incumbent per ciascun ATEM dei 177 in cui è stato suddiviso il territorio nazionale.

Tale informazione si assume possa fornire una visione del vantaggio finanziario, in termini di mancato esborso del VIR, detenuto dal primo operatore dell'ambito<sup>418</sup>. Per rendere l'informazione più attendibile si cercherà, seppur con un certo livello di approssimazione, di considerare anche l'effetto sul valore del rimborso derivante dallo scomputo, ai fini del calcolo di questo, della quota parte di rete di proprietà del Comune gestita dall'incumbent (ma non anche di proprietà di quest'ultimo).

L'informazione sulla ripartizione pubblico-privata della proprietà dell'impianto, che è rilevante ai fini della quantificazione del valore di rimborso, non è tuttavia conosciuta a livello di località o di ambito, ma solamente a livello regionale. Sarà pertanto effettuata un'*assumption* applicando un fattore di correzione utilizzando il dato (disponibile)<sup>419</sup> a livello regionale, ovvero assumendo che la ripartizione di quota proprietaria tra distributori privati e comune sia la medesima nell'ambito considerato che in quella della Regione di riferimento, in cui l'ATEM è ricompreso. Pur determinando l'assunzione un margine di errore, in ogni caso l'applicazione del fattore di correzione consentirà di aver una visione più realistica e rispondente a realtà di quella che si avrebbe non considerando affatto l'aspetto relativo alla proprietà degli asset.

---

<sup>417</sup> Ciò in quanto il numero dei punti di riconsegna serviti (PDR) è proporzionale a quello degli utenti/clienti

<sup>418</sup> In particolare l'AEEGSI ha assunto che il gestore che vanti una presenza pregressa nell'ATEM abbia un vantaggio competitivo, che è tanto maggiore quanto maggiore è il numero di PDR serviti, in termini di mancato esborso, in relazione ai punti di riconsegna già serviti, del valore di rimborso. Sulla base di tale assunto è stata definita la regolazione tariffaria asimmetrica per il nuovo periodo di regolazione tariffaria (AEEGSI, Deliberazione n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria). Il tema è stato trattato al Capitolo II, cui pertanto si rinvia

<sup>419</sup> La fonte è l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e i servizi idrici

Si procederà quindi a valutare la situazione competitiva dell'ATEM nel suo insieme, evidenziando il rapporto tra la quota detenuta dal primo operatore e quella degli altri (se presenti) distributori presenti. L'analisi cercherà anche di evidenziare le caratteristiche specifiche delle imprese al fine di fornire una visione maggiormente precisa delle dinamiche competitive potenziali, in considerazione delle barriere (soprattutto finanziarie) di accesso al mercato.

Le valutazioni riguarderanno i singoli ambiti, che saranno tuttavia raggruppati secondo lo scaglionamento temporale previsto dalla normativa vigente<sup>420</sup>.

Per ciascun ATEM sarà calcolato l'indice di *Herfindal-Hirshman* (HHI)<sup>421</sup>.

Alcune precisazioni appaiono opportune sull'utilità ai fini della trattazione di tale indicatore. Tale strumento è spesso usato dalle corti statunitensi<sup>422</sup> e comunitarie<sup>423</sup> per le valutazioni antitrust delle operazioni di concentrazione.

Sebbene tale indice non sia stato utilizzato dall'AGCM nell'analisi antitrust relativa alle operazioni di concentrazione che hanno interessato le imprese di distribuzione in vista dello svolgimento delle gare<sup>424</sup>, né in altre indagini e studi che esprimono valutazioni prospettiche sugli scenari competitivi pre e post gare (Studio

---

<sup>420</sup> L'Allegato 1 al DM 226/2011 (c.d. Regolamento Criteri) ha suddiviso i 177 ATEM in 8 gruppi (slot) definendo per ciascuno diverse tempistiche per la nomina della stazione appaltante e la pubblicazione del bando di gara.

<sup>421</sup> L'indice di Herfindahl-Hirschman (comunemente chiamato HHI) deriva dagli economisti Orris C. Herfindahl e Albert O. Hirschman e viene calcolato sommando i quadrati delle quote di mercato individuali di tutte le imprese presenti nel mercato.

<sup>422</sup> Per approfondimenti si rinvia a: Calkins S. The New Merger Guidelines and the Herfindahl-Hirschman Index, California Law Review, Vol. 71, 2, March 1983

<sup>423</sup> La Commissione UE, *Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese* 2004/C/31/03 dove si evidenzia che l'indice HHI è spesso utilizzato per l'analisi delle operazioni di concentrazione e dà proporzionalmente maggior peso alle quote di mercato delle imprese più grandi. Benché sia preferibile includere nel calcolo tutte le imprese, la mancanza di informazioni sulle imprese molto piccole può non essere importante perché tali imprese non incidono in misura significativa sullo HHI. Mentre il livello assoluto dello HHI può dare una prima indicazione della pressione concorrenziale nel mercato dopo la concentrazione, la variazione dello HHI (nota come «delta») è un'utile *proxy* della variazione del grado di concentrazione direttamente prodotta dall'operazione in esame. Trattandosi di un bidding market, che tende verso un grado di concentrazione massimo, ai fini della presente trattazione l'indice HHI è utilizzato allo scopo di evidenziare quali siano quegli ATEM in cui è maggiormente probabile che vi possano essere maggiori spinte verso la partecipazione alla gara in forma aggregata

<sup>424</sup> AGCM, Provvedimento n. 19280 del 11 dicembre 2008 (*GDF SUEZS/Italgas*); AGCM, Provvedimento n. 18348 del 11 dicembre 2008 (*Ascopiave/Edigas Gas-Edigas Due*); AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012 (*CDP/Snam*); AGCM, Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, f9 (*HERA/Acegas-Aps*); AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*);



Bocconi/Assogas, 2011; Bianchini e Massari, 2012), si ritiene che questo possa fornire una rappresentazione non tanto del grado di concorrenzialità attesa, quanto piuttosto evidenziare gli ATEM in cui è ragionevole ritenere che determinanti ai fini dell'esito della gara saranno le strategie aggregative degli operatori<sup>425</sup>.

Come sarà evidenziato nel prosieguo, si tratta in particolare di quegli ambiti in cui l'operatore incumbent vanta una quota di mercato minore rispetto ai valori medi registrati, ed in cui sussiste un numero significativo di operatori così che, laddove gli operatori presenti decidessero di partecipare in forma aggregata con uno o più distributori, potrebbero essere qualificati come competitor potenziale<sup>426</sup>, con la conseguenza di aumentare il livello di contendibilità della gara, rendendo l'esito di quest'ultima più incerto.

Prima di procedere all'analisi dei singoli raggruppamenti, necessaria a sviluppare, nella parte conclusiva del capitolo, alcune considerazioni sul livello atteso di concorrenza, appare opportuno evidenziare i limiti dell'indagine in relazione alla definizione, per ciascun ambito, delle barriere di ingresso, soprattutto di tipo finanziario. Tale difficoltà deriva in particolare dall'assenza di informazioni relative alla capacità finanziaria e di accesso al credito per ciascun operatore.

Con l'obiettivo di fornire una visione di insieme, si analizzeranno quelle che si ritengono essere le barriere più rilevanti alla concorrenza potenziale delle future gare d'ATEM.

Per esigenze di trattazione, alcuni aspetti (regolazione asimmetrica come strumento correttivo del vantaggio competitivo in capo all'*incumbent*, valorizzazione delle reti per definire il valore di rimborso da riconoscere al gestore

---

<sup>425</sup> In seguito allo svolgimento delle gare d'ATEM ciascun ambito avrà un HHI pari a 10.000, che rappresenta il grado massimo di concentrazione di un mercato, dal momento che l'operatore aggiudicatario della concessione svolgerà in regime di monopolio il servizio. L'analisi del grado di concentrazione ex ante allo svolgimento della gara è dunque funzionale a tenere conto sia della numerosità delle imprese che del peso delle rispettive quote nell'ambito e di valutare pertanto la presenza di concorrenti potenziali e la misura in senso relativo in termini di barriera all'accesso. Gli ambiti che presentano un indice HHI più basso sono infatti quelli che presentano un numero maggiore di distributori nell'ATEM e le cui quote non sono così elevate da indurre gli altri competitor a rinunciare a presentare un'offerta. Nel caso in cui nell'ATEM l'HHI sia pari a 10.000 la concorrenzialità della gara si assume essere nulla, posto che la presenza di elevate barriere all'ingresso scoraggia la partecipazione degli operatori a gara rispetto ai cui ambiti non vantano una presenza pregressa (*stronghold strategy*).

<sup>426</sup> Tale può essere determinata dalla presenza di un numero elevato di distributori congiunto alla circostanza che il tasso di *incumbency* (quota di PDR serviti dal primo operatore dell'ambito rispetto al numero di PDR totale) non sia elevato (< 40%)

uscite) non saranno analizzati, essendo stati già ampiamente trattati nei precedenti capitoli, cui pertanto si rinvia.

#### **4.1. Le barriere normative: rinvio**

In linea generale le barriere all'ingresso possono essere definite come quelle caratteristiche specifiche del mercato che conferiscono alle imprese già insediate dei vantaggi sui concorrenti potenziali. Storicamente la definizione degli elementi e delle condizioni che possono essere qualificati come barriere di accesso al mercato ha costituito oggetto di dibattito e di riflessione sul rapporto tra organizzazione industriale e concorrenza<sup>427</sup>.

Parte della dottrina (Fattori e Todino, 2010) ha evidenziato come in particolare si possano identificare due correnti di pensiero: una volta ad abbracciare un concetto estensivo di barriera, che comprende anche le economie di scala, le rendite di posizionamento, la necessità di avere larga disponibilità di capitali (J. Bain, 1959), un'altra, che si caratterizza per l'approccio più restrittivo, volta ad includere nella nozione di barriera esclusivamente i fattori di ostacolo che derivano da asimmetrie tra la situazione dell'incumbent e quella dei nuovi entranti (Stigler, 1968).

Con specifico riferimento alla valutazione delle barriere di accesso al mercato della distribuzione del gas naturale, l'Autorità Antitrust sembra aver optato per il secondo approccio, laddove abbia considerato come elemento di valutazione delle intese e delle operazioni di concentrazione tra distributori fattori quali la

---

<sup>427</sup> Per una bibliografia essenziale sul concetto di barriere all'ingresso si rinvia a: Bain, J. 1956. *Barriers to New Competition*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press. Baumol, W., Panzar, J. and Willig, R. 1982. *Contestable markets and the theory of industry structure*. New York: Harcourt Brace Jovanovitch. Carlton, D. 2004. *Why barriers to entry are barriers to understanding*. American Economic Review 94: 466-470. Demsetz, H. 1982. *Barriers to entry*. American Economic Review. 72: 47-57; Gilbert, R. 1989. *Mobility barriers and the value of incumbency*. In R. Schmalensee and R. Willig (Eds.), *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: Elsevier. McAfee, R.P., Mialon, H., and Williams, W. 2004. *What is a barrier to entry?* American Economic Review. 94: 461-465. Stigler, G.J. 1968. *The Organization of Industry*. Homewood, Ill.: Richard D. Irwin. Schmalensee, R. 2004. *Sunk costs and antitrust barriers to entry*. American Economic Review. 94: 471-475. Sutton, J. 1991. *Sunk costs and market structure*. Cambridge, MA: MIT Press. Weizsäcker, C.C. von. 1980. *Barriers to Entry*. New York: Springer-Verlag.

dimensione nazionale dell'operatore e la sua capacità finanziaria, ovvero fattori non esclusivamente legati all'asimmetria esistente tra incumbent e nuovo entrante<sup>428</sup>.

Una prima tipologie di barriere che deve essere considerata è rappresentata dalle barriere normative.

Queste possono definirsi come quelle derivanti dalla presenza di vincoli che, in modo diretto o indiretto, limitano il numero degli operatori nel mercato.

Nell'ambito dell'organizzazione industriale in cui si svolge il servizio di distribuzione del gas naturale, il primo vincolo normativo è rappresentato dalla prescrizione del Decreto Letta, in base alla quale il servizio deve essere affidato sulla base di una concessione, in forza della quale solamente un soggetto, aggiudicatario dell'appalto, può gestire il servizio per il tempo di durata della concessione (12 anni)<sup>429</sup>.

La normativa di attuazione del Letta ha definito il perimetro geografico in cui si svolgerà il servizio, attraverso la definizione dei bacini di utenza (ATEM). L'ampliamento dell'area di gestione del servizio (da comunale ad ATEM) è stata prioritariamente dettata dalla necessità di ridurre i costi di transizione per le stazioni appaltanti e per le imprese.

L'obiettivo di garantire una organizzazione più efficiente del servizio attraverso la razionalizzazione dei costi di gestione a livello centralizzato ha tuttavia comportato l'innalzamento delle barriere di accesso al (nuovo) mercato della distribuzione<sup>430</sup>.

Il DM 226/2011, c.d. Regolamento Criteri ha definito regole e vincoli che limitano la partecipazione alle gare ai soggetti che soddisfino requisiti organizzativi

---

<sup>428</sup> Nel terzo capitolo è stato evidenziato come in talune circostanze, l'AGCM, pur ritenendo che la valutazione del grado di presenza pregressa (*incumbency*) rappresenti il primo elemento da considerare per valutare gli effetti competitivi di una fattispecie, ha altresì ammesso la possibilità che questo debba essere ponderato in considerazione della valutazione relativa ad altri elementi, quali le qualità estrinseche dell'operatore, non connesse alla sua qualifica di incumbent. Si veda in particolare AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

<sup>429</sup> L'attribuzione della gestione del servizio attraverso concessione deriva dalla presenza di rendimenti scala crescenti e sub additività dei costi, che implicano una gestione in forma monopolistica del servizio, dove pertanto l'unica forma di concorrenza possibile è quella per il mercato.

<sup>430</sup> L'aumento della barriera finanziaria può ascrivere principalmente alla circostanza di dover pagare il valore residuo dell'impianto all'uscente, valore che è proporzionale alla grandezza dell'ambito all'aver attribuito al Piano di Sviluppo degli impianti un peso preponderante (45%) ai fini dell'aggiudicazione della concessione. Per un'analisi dei criteri per l'assegnazione del servizio si rinvia invece al Capitolo I

ed economico-finanziari<sup>431</sup>. La scelta di consentire, per il periodo transitorio<sup>432</sup>, la partecipazione alle gare anche a soggetti che gestiscano altri servizi pubblici locali, anche attraverso affidamento diretto, sembrerebbe esprimere un *favor participationis*, perseguendo l'obiettivo di ampliare, almeno nella fase di passaggio alla nuova modalità di gestione del servizio<sup>433</sup>, il numero dei potenziali competitor. Parte della dottrina (De Sanctis) ha tuttavia evidenziato che, sebbene il Regolamento consenta anche ad operatori di minore dimensione e a quelli che non siano attivi nel settore di partecipare alla gara, al contempo favorisce i gestori maggiormente presenti a livello nazionale o di ATEM; ciò a causa della presunzione, a favore di questi ultimi, del possesso del requisito di esperienza gestionale<sup>434</sup>.

Il DM 226/2011 stabilisce infatti che i gestori che siano titolari di concessioni di impianti di distribuzione del gas naturale per un numero complessivo di clienti pari al 50% del numero di clienti effettivi nell'ambito di gara si considerino in possesso della necessaria esperienza gestionale: tutti gli altri distributori, invece,

---

<sup>431</sup> Il DM 226/2011 (c.d. Regolamento Criteri) ha stabilito (Cfr. all'art. 10) i requisiti tecnico-gestionali ed economico-finanziari per le imprese. In particolare, relativamente ai requisiti economico-finanziari è richiesto:

- Fatturato medio annuo, realizzato negli ultimi 3 anni, pari almeno al 50% del valore annuale del servizio oggetto di gara o, in alternativa, garanzie finanziarie, rilasciate da due primari istituti di credito, per aver fatto fronte nei tre anni precedenti ai propri impegni finanziari
- Possibilità di accedere al credito per valori pari o superiori alla somma del 50% del valore del servizio e di quanto dovuto ai concessionari uscenti.

Relativamente invece ai requisiti gestionali, i soggetti partecipanti alla gara devono essere titolari di concessioni per un numero totale di clienti pari almeno al 50% dell'ambito oggetto della gara. In alternativa, dovranno dimostrare di avere tutti e tre i seguenti requisiti:

- Titolarità di concessioni di impianti di distribuzione del gas naturale (negli ultimi 3 anni) o di GPL (negli ultimi 18 mesi)
- strutture, mezzi e personale adeguati
- esperienza di almeno 5 anni nel settore gas.

Tutti i requisiti richiesti, nel caso si scelga di partecipare alla gara in associazione temporanea di impresa (ATI), devono essere posseduti cumulativamente dalle imprese partecipanti all'ATI, con l'obbligo per l'impresa mandataria di possederne almeno il 40%

<sup>432</sup> Intendendosi per esso la prima volta in cui sarà bandita la gara d'ambito

<sup>433</sup> Per le prime gare successive al periodo transitorio, potranno partecipare su tutto il territorio nazionale e senza limitazioni sia i soggetti già titolari di affidamenti o delle concessioni di distribuzione del gas, anche se in Italia o all'estero, che di altri servizi pubblici locali, tali soggetti e le loro controllate, controllanti e controllate che gestiscano servizi pubblici locali, anche diversi da quello di distribuzione del gas naturale, in virtù di affidamento diretto.

<sup>434</sup> Sul punto appare opportuno precisare che il Consiglio di Stato nel Parere sulla bozza del Regolamento Criteri del 28 settembre 2011 n. 3598 ha giustificato questa presunzione in favore dei soggetti che vantino una presenza pregressa rilevante nell'ambito di gara e le cui attività si svolgono anche fuori dall'ambito con presenza significativa con la necessità di non gravare le stazioni appaltanti di oneri burocratici eccessivi; tale soluzione esprimerebbe un equo bilanciamento tra l'esigenza di consentire anche alle imprese di distribuzione del gas naturale di dimensione inferiore e alle imprese che non sono attive in tale settore di partecipare alle gare, con quella di garantire la sicurezza e la continuità della fornitura.

dovranno dimostrare di avere la capacità di gestire il servizio di distribuzione provando di essere in possesso di specifici requisiti.

Alcuni studi di settore<sup>435</sup> hanno evidenziato – attraverso un’analisi dei bilanci aziendali relativi a un campione di aziende- che un numero rilevante di operatori di piccole e piccolissime dimensioni non possiederebbe i requisiti di partecipazione relativi al fatturato (del singolo operatore o del gruppo di appartenenza). Occorre tuttavia evidenziare come le barriere relative ai livelli di fatturato non risultino insuperabili, dal momento che il Regolamento garantisce la possibilità di accesso alle gare anche attraverso la presentazione di idonee garanzie bancarie<sup>436</sup>. Per talune aziende le difficoltà di accesso al credito potrebbe tuttavia costituire una barriera effettivamente insormontabile<sup>437</sup>.

Per gli operatori che non riescano a soddisfare i requisiti di tipo tecnico e finanziario è comunque sempre consentito il ricorso a forme di aggregazione quali il raggruppamento temporaneo, purché sia soddisfatta la condizione che l’impresa mandataria possieda il 40% dei requisiti richiesti<sup>438</sup>. Tale prescrizione dovrebbe

---

<sup>435</sup> Lo studio del REF-E (Bianchini R., Massari M., *La situazione attuale e la componente finanziaria negli scenari futuri*, REF-E, Banca Intesa San Paolo, 2012) ha in particolare evidenziato (pag. 54) che, relativamente agli ATEM compresi nei primi due slot, delle 235 imprese di distribuzione attive nel settore 85 avrebbero potuto partecipare solo in forma consorziata, non possedendo singolarmente i requisiti di partecipazione. Degli altri 150 operatori, 38 avrebbero avuto i requisiti per partecipare in uno solo dei 50ATEM e 14 solo in due ATEM

<sup>436</sup> Un altro studio (Assogas Bocconi, *La riforma del servizio di distribuzione del gas naturale, gli ambiti minimi di gara tra strategia e finanza*, 2013) ha effettuato alcune simulazioni al fine di individuare i potenziali soggetti industriali in possesso dei requisiti per partecipare alla gara analizzando le principali caratteristiche degli operatori (dimensione aziendale, presenza territoriale, capacità tecnica misurata come grado di focalizzazione, grado di copertura e capacità di investimento) evidenziando che la maggioranza degli operatori di piccole e micro dimensioni non riescono a soddisfare il requisito di fatturato richiesto dalla normativa. Come evidenziato dai commentatori dello studio (Russo, 2013) *“Dall’analisi degli screening oggetto di simulazione si evince che il numero degli operatori attualmente presenti nel perimetro di uno specifico ATEM e potenzialmente in grado di avere le caratteristiche per aggiudicarsi la relativa gara sia compreso in un ristretto range che varia da 1 a 1,3 per ciascun ATEM. Da ciò emerge un evidente drastico ridimensionamento del potenziale concorrenziale all’interno di ciascuna gara in ragione del rinnovamento normativo in atto. Analizzano le peculiarità dimensionali degli operatori potenzialmente partecipanti alle gare, i risultati evidenziano che tipicamente gli operatori di grandi dimensioni (fatturato < 50 Mln €) hanno una probabilità di esprimere la potenzialità per aggiudicarsi una gara in media nel 90% dei casi in cui sono presenti nell’ambito mentre raramente gli operatori di medie dimensioni (fatturato compreso tra 10 Mln € e 50 Mln €) esprimono un potenziale di successo superiore al 20%. Sostanzialmente esclusi risulterebbero essere gli operatori di piccole e micro dimensioni (ovvero gli operatori con fatturato compreso tra i 20 Mln € e 10 mln € e inferiore a 2 Mln €)”. Per approfondimenti si rinvia al citato studio.*

<sup>437</sup> Studio Assogas Bocconi, *La riforma del servizio di distribuzione del gas naturale, gli ambiti minimi di gara tra strategia e finanza*, 2011

<sup>438</sup> Si rinvia alla Nota n. 433

pertanto, almeno astrattamente, attenuare gli effetti derivanti da una possibile esclusione dal settore di un numero significativo di imprese che singolarmente non posseggano i requisiti richiesti dal Regolamento.

A livello concreto, tuttavia, la ricerca di partnership potrebbe risultare un'attività di non semplice attuazione. Un operatore che non abbia singolarmente i requisiti organizzativi o finanziari richiesti dalla normativa e che operi in nell'ATEM in cui altri distributori non abbiano uno specifico incentivo a ricercare una partnership<sup>439</sup> (poiché, ad esempio, appartengono a gruppi industriali di dimensione nazionale) potrebbe infatti essere impossibilitato a prendere parte alla competizione, non risultando pertanto un credibile competitor.

Relativamente invece all'ipotesi di ricorso alle ATI sovradimensionate, nel terzo capitolo è stato evidenziato, in particolare attraverso l'analisi del caso Casalmaggiore, che l'orientamento espresso sia dall'AGCM<sup>440</sup> che dalla giurisprudenza amministrativa del Consiglio di Stato<sup>441</sup> sull'utilizzo di tale strumento sia piuttosto formalistico, nella misura in cui sembra escludere a priori la giustificazione efficientistica o considerare un raggruppamento di per sé illecito laddove posto in essere da soggetti appartenenti a gruppi di dimensione nazionale o ex incumbent.

Laddove tale orientamento dovesse essere confermato, il timore di incorrere in procedimenti sanzionatori per violazione delle norme poste a tutela della concorrenza potrebbe disincentivare gli operatori a stringere alleanze anche quando l'intento dell'accordo non sia finalizzato a falsare le dinamiche competitive nel mercato rilevante, ma piuttosto quello di ripartire i rischi finanziari, eventualmente con il fine strategico di partecipare a gare relative a più ATEM, non potendo gli operatori, nemmeno quelli di maggiori dimensioni, partecipare a tutte le gare, dato il livello elevato delle barriere finanziarie<sup>442</sup>.

Un orientamento eccessivamente restrittivo rispetto al ricorso a forme di aggregazione potrebbe pertanto finire con il pregiudicare la concorrenza, riducendo

---

<sup>439</sup> Nell'ambito dell'attività istruttoria svolta dall'AGCM relativamente al provvedimento Casalmaggiore AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 (*Comune di Casalmaggiore*), gli operatori hanno espresso di nutrire uno specifico interesse a partecipare alle gare solo quanto la concessione riguardi località in cui questi vantino una presenza significativa (*stronghold strategy*)

<sup>440</sup> AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 (*Comune di Casalmaggiore*)

<sup>441</sup> Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza n. 5423 del 2014

<sup>442</sup> AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012 (*CDP/Snam*)

la partecipazione non solo degli operatori più piccoli, ma anche di quelli che lo siano in termini relativi, ovvero rispetto ai diretti competitor che vantino una presenza diffusa sul territorio e che siano pertanto gli unici in grado di definire una strategia a livello nazionale.

#### **4.2. Le barriere derivanti dall'asimmetria informativa: rinvio**

Nei settori particolarmente complessi, in quanto caratterizzati da un elevato fabbisogno di investimenti, costi irrecuperabili e una strutturale invadenza regolatoria, è possibile che poche siano le imprese a voler entrare nel mercato in quanto in grado di reperire le informazioni sulle caratteristiche del servizio, sulla sua organizzazione e sul fabbisogno degli investimenti. Tali informazioni sono peraltro in possesso delle imprese già presenti sul mercato, che sono pertanto dotate di un vantaggio competitivo, derivante dalla situazione di asimmetria informativa che spesso caratterizza tali settori, soggetti al rischio di 'cattura del regolatore'.

Nel provvedimento CDP/SNAM<sup>443</sup> l'AGCM ha evidenziato come il mercato della distribuzione del gas naturale sarebbe oggi caratterizzato da un elevato tasso di trasparenza sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta, dal momento che gli operatori conoscono preventivamente (prima della pubblicazione dei bandi di gara) sia il numero che la composizione degli ATEM, i criteri di aggiudicazione dell'offerta, il posizionamento dei soggetti nell'ambito di gara ed in quelli limitrofi. La conoscenza *ex ante* di tali informazioni dovrebbe avere determinato la riduzione dei costi connessi alla ricerca delle informazioni e ridotto fortemente le asimmetrie informative tra incumbent, operatori presenti in modo minoritario nell'ambito e new comer.

L'accessibilità a dati e informazioni per conoscere lo stato degli asset, l'organico del personale del gestore uscente e altri obblighi di *disclosure* delle informazioni imposto al gestore uscente per il tramite della stazione appaltante costituirebbe infatti una delle principali conquiste derivanti dalla previsione di regole che saranno applicate in modo uniforme su tutto il territorio<sup>444</sup>.

---

<sup>443</sup> AGCM, Provvedimento. n. 23824 del 8 agosto 2012 (CDP/Snam)

<sup>444</sup> Relativamente agli obblighi di informazione imposti al gestore uscente dal Regolamento Criteri (DM 226/2011) si rinvia al Capitolo I.

In particolare, è stato già evidenziato nel primo capitolo, cui si rinvia, come la redazione di bandi di gara standardizzati dovrebbe far aumentare il grado di trasparenza delle gare. Il settore della distribuzione del gas naturale è inoltre un settore soggetto a regolazione tariffaria da parte di un'autorità indipendente, secondo criteri che consentono l'emersione dei costi sostenuti dagli operatori (*yardstick competition*) e che riducono, pertanto, l'asimmetria in relazione ai costi di gestione del servizio.

Può pertanto ritenersi che l'asimmetria informativa tra gestori uscenti ed entranti non costituisce un elemento di forte discriminazione ai fini della partecipazione alle gare, posto che questa è stata fortemente ridotta attraverso la prescrizione di specifici obblighi in capo sia al gestore che all'ente locale e alla presenza di forme di regolazione tariffaria che rendono le informazioni relative al costo di gestione del servizio trasparenti, note e conosciute *ex ante*.

#### **4.3. Barriere finanziarie: valore residuo degli impianti e i modelli proprietari**

La circostanza che gli operatori soddisfino singolarmente i requisiti economici richiesti dalla normativa per partecipare ad una gara d'ATEM non implica la concreta, effettiva possibilità di risultare concorrenti credibili, laddove uno o più competitor abbiano una disponibilità finanziaria limitata rispetto a quella di altri diretti concorrenti (De Sanctis, 2013).

Le barriere di ordine finanziario costituiscono infatti il principale motivo di discriminazione tra operatori in grado di sostenere la sfida delle gare che, ancora più che in passato, influenzerà in maniera decisiva l'accesso al nuovo mercato e l'esito della selezione concorrenziale (Stagnaro, 2011).

Le barriere economiche sono costituite principalmente (ma non esclusivamente)<sup>445</sup> dall'obbligo di riscattare il valore residuo degli impianti di proprietà del gestore uscente (VIR).

---

<sup>445</sup> L'art. 8 del Regolamento Criteri definisce l'elenco degli obblighi cui sono tenuti i gestori che intendano partecipare ad una gara. Nel caso di proprietà delle reti da parte dell'ente locale o di una società patrimoniale:

- un corrispettivo a remunerazione del capitale investito netto che l'AEEGSI riconosce ai fini tariffari e il rispettivo ammortamento
- un corrispettivo, fino al 5% (10% nel decreto di modifica del Regolamento Criteri) del valore del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, nonché della relativa quota di ammortamento annuale, quale esito della gara: tale corrispettivo (canone di concessione)



La partecipazione alla gara passerà infatti necessariamente per la prospettica capacità da parte di potenziali nuovi gestori di reperire i necessari finanziamenti per corrispondere tale valore e dare seguito ai lavori di estensione/potenziamento della rete secondo quanto previsto dal Piano di sviluppo degli impianti presentato in sede di gara (Piron e Morabito, 2013).

L'obbligo di corrispondere un'indennità al gestore uscente è tanto più rilevante quanto più ampia è la dimensione dell'ambito, e quanto più il gestore uscente ha accumulato investimenti nell'ultimo periodo della gara (Testa, 2013). L'aver definito bacini di gara di grandi dimensioni, non peraltro giustificati da rilevanti benefici in termini di sfruttamento delle economie di scala<sup>446</sup>, avrebbe pertanto contribuito a rafforzare la posizione di chi già in partenza detenga un vantaggio competitivo derivante dalla presenza forte sul territorio (cui si collegano, peraltro, anche i benefici relativi ad una maggiore conoscenza dello stato reale degli asset), con il rischio di vanificare l'utilità della gara come strumento di ottimizzazione concorrenziale, dal momento che l'esito della competizione potrebbe essere di fatto determinato solo dalla maggiore disponibilità finanziaria e non dall'offerta qualitativa a vantaggio degli utenti/consumatori.

Nel corso della trattazione è stato in particolare evidenziato come proprio partendo dall'assunto che gli incumbent godessero di un forte vantaggio rispetto ai competitor, consistente nel mancato esborso per il pagamento di tale valore, l'Autorità di regolazione sia intervenuta prevedendo forme di regolazione asimmetrica, consistenti nel riconoscere in tariffa una diversa remunerazione del capitale investito tra operatori incumbents e incumbents per ridurre tale vantaggio e ripristinare una concorrenza effettiva (*level playing field*).

E' stato tuttavia al contempo sottolineato come la regolazione asimmetrica abbia degli effetti di selezione inefficiente, a causa dell'assenza di strumenti di

---

Nei confronti della stazione appaltante:

-corrispettivo 'una tantum' per la copertura degli oneri di gara, definita da AEEGSI

Corrispettivo annuale pari all'1% della remunerazione del capitale investito di località, a titolo di rimborso forfettario degli oneri sostenuti per lo svolgimento delle attività di controllo e vigilanza del servizio

-tassa del canone di occupazione del suolo e sottosuolo

-controvalore, con un'anticipazione annuale e un successivo conguaglio, se positivo, dei titoli relativi a interventi di efficienza energetica, in proporzione al gas distribuito a ciascun comune concedente nell'anno precedente

<sup>446</sup> Per le critiche alla definizione del numero e della dimensione degli ATEM si rinvia al Capitolo I

coordinamento con le disposizioni del Regolamento Criteri, che considerano tra gli elementi di valutazione dell'offerta economica lo sconto tariffario calcolato utilizzando come base imponibile il differenziale VIR/RAB.

Gli interventi normativi e regolatori, più o meno legittimi, che si sono susseguiti nei due anni precedenti all'avvio delle gare, finalizzati a contenere la potenziale esplosione dei valori residui degli impianti, di cui si è data ampia menzione del secondo capitolo, cui si rinvia, potrebbero essere pertanto considerati come mezzi di contenimento delle barriere di accesso al mercato della distribuzione. Relativamente alla regolazione asimmetrica, occorre tuttavia rilevare come questa non produca l'effetto di ridurre le barriere di accesso al mercato della distribuzione, posto che chi vince la gara è comunque tenuto a versare al gestore uscente un importo pari al valore residuo dell'impianto.

La riduzione dell'onere derivante dall'obbligo di riscattare le reti è stata invece efficacemente perseguita con altri interventi (*in primis* con la sottrazione dei contributi privati prevista dal DL Destinazione Italia) che hanno, seppur con modalità retroattive di dubbia legittimità (Ferla, 2014), contribuito ad attenuare, ed in misura significativa (quantificabile tra il 15 ed il 20%<sup>447</sup>) l'entità degli oneri di cui i new comer dovranno sobbarcarsi per accedere al mercato della distribuzione gas.

Se si volesse cercare di quantificare l'entità del valore del VIR per ciascun ambito (per valutare l'entità della barriera finanziaria, intesa come il costo che un operatore dovrebbe sostenere per entrare nel mercato, in caso di aggiudicazione) a parità di modalità di valorizzazione<sup>448</sup>, questo dovrebbe essere definito sulla base di due variabili principali: a) lo stato di consistenza degli impianti, b) la quota parte di proprietà del gestore uscente.

Relativamente in particolare alla variabile relativa alla quota di proprietà, studi di settore (Ammanati, Beccarello e Al., 2010)<sup>449</sup> hanno evidenziato come la

---

<sup>447</sup> Per la trattazione dell'argomento si rinvia al Capitolo II

<sup>448</sup> Nel Capitolo II è stato infatti illustrato che i valori di rimborso possono essere determinati o sulla base di convenzioni tra ente locale concedente e cessionario o, in determinate condizioni o se non siano presenti convenzioni, applicando i criteri di calcolo di cui alle Linee Guida Ministeriali (DM 22/05/2014)

<sup>449</sup> Per approfondimenti sul tema del rapporto tra i diversi modelli di proprietà e la valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale si rinvia allo studio a cura di Ammanati L. Beccarello M. e Al., Modelli di proprietà e valorizzazione delle reti nel rinnovo degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas naturale in Lombardia, a cura di Energy Lab e Regione Lombardia, aprile 2010

difficoltà nel definire il valore degli asset sia strettamente connessa - oltre che alla frammentazione delle regole e ad una sovrapposizione della normativa alle convenzioni stipulate tra distributori e Comuni - alla frammentazione dei modelli proprietari.

Si possono infatti distinguere tre modelli principali: a) impianti di proprietà totalmente privata (del gestore o di altri soggetti), b) impianti di proprietà totalmente pubblica e c) impianti di proprietà mista pubblico-privato.

Secondo i dati forniti dell'AEEGSI<sup>450</sup>, relativi all'anno 2012, a livello nazionale la quota di proprietà degli impianti appartiene all'82% dell'operatore e al 7% del Comune<sup>451</sup>.

Il dato non è disponibile a livello di ATEM, ma solo a livello regionale.

In linea generale può essere evidenziato che il settore del gas presenta, rispetto ad altri servizi a rete, in cui è totale o prevalente la proprietà degli enti locali, una predominanza netta di casi in cui la proprietà degli impianti di distribuzione è degli attuali gestori/concessionari privati e solo in minima parte, invece, dei Comuni.

TABELLA N. 5 - QUOTE PROPRIETA' ASSET A LIVELLO REGIONALE

| REGIONE        | QUOTA % DI PROPRIETA'* |        |
|----------------|------------------------|--------|
|                | OPERATORE              | COMUNE |
| Val d'Aosta    | 98,6                   | 0,8    |
| Piemonte       | 87,9                   | 4,9    |
| Liguria        | 72,6                   | 0,1    |
| Lombardia      | 73,0                   | 15,2   |
| Trentino A.A.  | 90,1                   | 9,6    |
| Veneto         | 78,3                   | 14,5   |
| Friuli V.G.    | 70,9                   | 28,4   |
| Emilia Romagna | 70,0                   | 14,1   |
| Toscana        | 56,7                   | 10,4   |
| Lazio          | 94,9                   | 5,0    |
| Marche         | 51,8                   | 30,9   |

<sup>450</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

<sup>451</sup> La somma delle quote di proprietà può non raggiungere il 100% in quanto le reti possono appartenere a soggetti diversi dall'operatore e dal Comune.

|                           |             |            |
|---------------------------|-------------|------------|
| Umbria                    | 65,2        | 34,2       |
| Abruzzo                   | 72,8        | 24,1       |
| Molise                    | 72,9        | 26,8       |
| Campania                  | 77,6        | 16,4       |
| Puglia                    | 92,2        | 7,7        |
| Basilicata                | 71,1        | 28,5       |
| Calabria                  | 90,6        | 9,4        |
| Sicilia                   | 95,3        | 2,2        |
| Sardegna                  | -           | -          |
| <b>Totale complessivo</b> | <b>82,3</b> | <b>6,6</b> |

FONTE: AEEGSI

Dall'analisi emerge come le Regioni in cui i Comuni detengono una quota significativa della proprietà delle reti sono: l'Umbria (34%), le Marche (31%), il Friuli Venezia Giulia (28%), la Basilicata (29%), il Molise (27%), l'Abruzzo (24%) e, seppur in misura ridotta, la Campania (16%), la Lombardia (15%) e il Veneto (14%).

Si rileva che l'informazione relativa alla distribuzione della proprietà delle reti tra soggetto privato e pubblico è rilevante ai fini della valutazione delle barriere finanziarie dal momento che, in quegli ambiti in cui la proprietà delle reti è (anche) del Comune, il valore del VIR è ridotto, non essendo questo dovuto al gestore uscente per la quota parte di proprietà che non sia del gestore uscente ma dell'ente locale. Se pertanto tale informazione fosse conosciuta a livello di ATEM, potrebbe essere utilizzata per arricchire la valutazione sul grado di concorrenzialità della gara, inteso come incentivo alla partecipazione da parte di soggetti diversi dall'incumbent o che non vantino una situazione significativa pregressa nel ATEM.

Si consideri un caso limite, invero piuttosto irrealistico, in cui la proprietà delle reti nell'ambito a gara fosse al 100% del Comune y. In tale ipotesi, nessun valore di riscatto sarebbe dovuto al gestore uscente. Conseguentemente, il presunto vantaggio competitivo in capo a quest'ultimo in termini di mancato esborso del VIR, alla base della previsione di forme di regolazione asimmetrica tariffaria, verrebbe meno, e l'ambito risulterebbe accessibile dal punto di vista finanziario anche ad un soggetto che non vanti una presenza pregressa nell'ATEM e con scarse capacità finanziarie.

Da ciò ne consegue che l'entità della quota di proprietà delle reti detenuta dal Comune fornisce un'indicazione del livello della barriera finanziaria di accesso all'ATEM, che dovrebbe pertanto essere considerata in un'analisi d'ambito. Non essendo tuttavia i dati disponibili a livello di ATEM, tale variabile non potrà essere considerata se non in termini generici, come fattore di correzione prendendo a riferimento il valore medio a livello regionale.

#### **4.4. Il fattore tempo nelle strategie di partecipazione alle gare d'ambito**

Un altro aspetto rilevante, che dovrebbe essere considerato ai fini della valutazione degli effetti della presenza di (rilevanti) barriere finanziarie nella partecipazione alle gare, è rappresentato dalla valutazione del fattore tempo.

Numerose sono infatti le ripercussioni sul piano competitivo derivanti dalla determinazione del periodo di tempo che intercorre tra lo svolgimento di una gara e l'altra, specie per quelle che riguardino ambiti limitrofi ed in cui siano presenti i medesimi operatori.

In particolare, è ragionevole ritenere che un eccessivo avvicinamento tra le date limite per la pubblicazione dei bandi relativi ad un numero significativo di gare, potrebbe contribuire a ridurre il numero dei potenziali competitor in alcuni ATEM e accrescere il vantaggio competitivo in favore degli operatori di dimensione nazionale, dotati di elevata capacità finanziaria e che vantano una presenza diffusa su tutto il territorio.

Diversi interventi normativi<sup>452</sup> hanno infatti determinato uno slittamento dei termini originariamente previsti dalla normativa per l'avvio delle procedure competitive. L'Allegato 1 del DM 226/2011 aveva infatti originariamente previsto una scansione temporale secondo un criterio preminentemente volto ad evitare che la maggior parte degli ambiti di una stessa Regione o comunque limitrofi andasse in gara nello stesso anno (Fraccastoro, 2012: 11).

La ratio della norma era pertanto proprio quella di consentire che tra le gare facenti parte dei diversi raggruppamenti decorresse un arco di tempo congruo (generalmente sei mesi) per consentire agli operatori di pianificare le strategie di

---

<sup>452</sup> Si rinvia a Nota n. 109

partecipazione in modo autonomo rispetto alle aspettative sugli esiti di precedenti aste. E' infatti intuitivo che l'aspettativa sull'esito di una gara (*payoff*) influenzi le scelte strategiche di partecipazione anche alle gare successive, e dunque, l'esito di queste.

Nelle gare che si svolgeranno a pochi mesi di distanza, gli operatori si troveranno nella situazione di dover presentare un'offerta in un ambito  $x$  senza tuttavia conoscere l'esito della gara relativa all'ambito  $y$  cui abbiano precedentemente partecipato.

Ammettendo per semplificazione che vi siano solamente due potenziali competitor (A e B) entrambi operatori di dimensioni nazionali dotati di ampia capacità finanziaria ed aventi il medesimo vincolo di bilancio  $f$ , e che intendano partecipare sia alla gara  $x$  che  $y$ , lo svolgimento ravvicinato delle gare non sembra attribuire un vantaggio competitivo specifico in capo ad A piuttosto che B.

Se invece si pone che i due potenziali competitor siano A, operatore di grande dimensione e con elevata capacità di investimento e un vincolo di bilancio  $f$ , e C, operatore di medie dimensioni con un vincolo di bilancio pari a  $f-j$ , l'obbligo di dover corrispondere il VIR al gestore uscente e l'incertezza sull'esito della precedente asta potrebbe comportare, da parte dell'operatore C, alternativamente, a seconda del rapporto intercorrente tra vincolo di bilancio ( $f-j$ ) e valore di rimborso da corrispondere (VIR): 1) la rinuncia a partecipare ad una delle due gare; 2) la tendenza a presentare un offerta economica meno aggressiva, in considerazione dell'alea relativa all'esito della precedente offerta.

In entrambe le ipotesi è ragionevole ritenere che l'effetto della concentrazione delle gare in un arco di tempo ristretto determini un vantaggio competitivo, a parità di altre condizioni, in capo all'operatore A, con maggiore disponibilità finanziaria.

#### **4.5. Il decreto 'tutela occupazionale': la clausola sociale può costituire una barriera all'ingresso?**

Nell'ambito dell'analisi delle barriere derivanti da una situazione di asimmetria tra incumbent e new comer, brevi cenni devono essere fatti agli obblighi

di assunzione di una quota parte del personale uscente<sup>453</sup> che gravano sul gestore entrante.

Al fine di limitare gli impatti occupazionali derivanti dal processo di razionalizzazione del settore che dovrebbe innescarsi con l'avvio delle gare d'ambito, il Decreto Letta, nel definire le regole fondamentali del cammino verso la liberalizzazione, ha sancito l'obbligo di predisporre tutele per governare gli effetti sociali connessi al passaggio di gestione e consentire la progressiva armonizzazione dei trattamenti economici e normativi dei dipendenti dell'impresa uscente.

In particolare, l'art. 28 comma 6 del D. Lgs. 164/200 ha previsto che vengano definite dai Ministeri dello Sviluppo Economico e del Lavoro *“le condizioni minime al cui rispetto sono tenuti i nuovi gestori di reti di distribuzione per un'adeguata gestione degli effetti occupazionali connessi alle trasformazioni del settore del gas”*. L'attuazione di tale disposizione, dopo un difficile percorso di concertazione tra le organizzazioni sindacali e le associazioni delle imprese del settore, cui è seguito un lungo iter di approvazione delle disposizioni<sup>454</sup>, si è tradotta nell'emanazione del Decreto interministeriale 21 aprile 2011<sup>455</sup>, entrato in vigore il 5 maggio 2011.

La tutela occupazionale che ne è scaturita prevede, sotto il profilo oggettivo, ferma restando la risoluzione del rapporto di lavoro<sup>456</sup> e salvo espressa rinuncia

---

<sup>453</sup> Trattasi della c.d. clausola sociale, prevista dal DM 21 aprile 2011 *“Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante norme comuni per il mercato interno del gas”*

<sup>454</sup> L'adozione di misure atte a limitare gli impatti in termini occupazionali derivanti dai processi di riorganizzazione del settore distributivo attualmente in corso riveste un ruolo di fondamentale importanza nell'ambito di una riforma attesa da quasi quindici anni volta all'introduzione della concorrenza per il mercato. Proprio con questa consapevolezza la tematica della salvaguardia occupazionale è stata oggetto di un confronto presso il Ministero dello Sviluppo Economico tra le Organizzazioni Sindacali di categoria, le associazioni degli operatori ed i rappresentanti delle istituzioni. Le tematiche maggiormente dibattute hanno riguardato l'oggetto della tutela, il perimetro delle funzioni alle quali applicare l'obbligo di assunzione ed il relativo parametro di calcolo, nonché l'adozione di ammortizzatori sociali in caso di esubero. Attraverso un non facile percorso di mediazione, nel mese di agosto 2010 si è giunti alla condivisione di un provvedimento che nel mese di maggio 2011 ha terminato l'atteso iter di approvazione con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del Decreto.

<sup>455</sup> DM 21 aprile 2011 *“Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante norme comuni per il mercato interno del gas”*

<sup>456</sup> Il comma 2 dell'art. 2 specifica che la risoluzione del rapporto di lavoro non comporta l'obbligo di liquidazione dell'indennità di preavviso. Il gestore uscente deve darne comunicazione per iscritto almeno 25 giorni prima alle rappresentanze sindacali, nonché alle associazioni di categoria.

degli interessati<sup>457</sup>, il passaggio diretto ed immediato dei lavoratori al gestore subentrante, con la salvaguardia delle condizioni economiche individuali in godimento, queste ultime identificate nei trattamenti fissi e continuativi e negli istituti legati all'anzianità di servizio.

Per quanto concerne invece il perimetro soggettivo, il suddetto obbligo di assunzione si applica al personale addetto alla gestione locale degli impianti<sup>458</sup> ed ad una quota parte del personale che svolge funzioni centrali<sup>459</sup>, pari alla percentuale dei punti di riconsegna (pdr) oggetto di gara serviti dal distributore uscente rispetto al totale nazionale dei punti dal medesimo gestiti. La tutela occupazionale, per lavoratori che svolgono funzioni di staff è pertanto incentrata su di un criterio di tipo quantitativo/proporzionale, laddove sancisce l'obbligo dell'assunzione solo per "una quota parte" del personale che espleta le funzioni centrali.

Al fine di evitare comportamenti opportunistici da parte del gestore uscente e ostacoli al processo di efficienza operativa, è stata inserita la disposizione secondo la quale il numero dei dipendenti è quello relativo alla situazione presso il gestore uscente, fotografata *ex ante*, ovvero 12 mesi prima della richiesta di informazioni per il bando di gara, in conformità con il libro unico del lavoro, ed è sottoposto al vaglio di congruità della stazione appaltante.<sup>460</sup>

---

<sup>457</sup> Cfr. all'art.2, co.1 del DM 21 aprile 2011

<sup>458</sup> Cfr. all'art. 1, co.1 del DM 21 aprile 2011 "Personale addetto alla gestione degli impianti di distribuzione del gas naturale e' il personale, direttamente dipendente dalla societa' concessionaria o da una societa' da essa interamente controllata o dalla sua controllante, purché al 100%, che svolge, indipendentemente dalla sede di lavoro, una delle seguenti funzioni sull'impianto di distribuzione oggetto di gara: installazione e manutenzione condotte e impianti; allacciamento clienti; direzione lavori; programmazione lavori, coordinamento tecnico realizzazione impianti, coordinamento tecnico gestione impianti, reperibilità, gestione e movimentazione odorizzante, ricerca dispersioni, attività di accertamento della sicurezza degli impianti, aggiornamento cartografico, gestione automezzi, progettazione di dettaglio, protezione catodica, manutenzione impianti di telecontrollo, budgeting e reporting costi operativi, gestione dei cicli di lettura dei contatori, gestione degli approvvigionamenti e dei magazzini locali, posa, sostituzione e spostamento contatore; pronto intervento; lettura contatori; gestione della qualità del servizio specifica dell'impianto. E' escluso dalla definizione il personale che svolge una delle funzioni centrali."

<sup>459</sup> Ai sensi dell'art. 1, co 2 del DM "Funzioni centrali sono la direzione dell'impresa, l'ingegneria, il vettoriamento, le tariffe e il rapporto con le istituzioni e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la gestione centralizzata della qualità del servizio, il servizio legale, i servizi amministrativi, la gestione del personale, il servizio di supporto informatico, il call center, la gestione del patrimonio e dei servizi".

<sup>460</sup> Cfr. all'art. 2, co.3. DM 21 aprile 2011



In ogni caso, qualora il numero complessivo di addetti indicati dal gestore uscente comporti un numero di clienti finali serviti per addetto inferiore al valore soglia di 1.500, il gestore uscente è tenuto a dare delle giustificazioni sulla base delle specificità locali.

Se, tuttavia, la stazione appaltante non ritiene sufficiente la giustificazione, il numero di addetti con obbligo di assunzione è limitato in modo tale che il numero di clienti finali per addetto non sia inferiore al valore soglia di cui sopra o al 90% della media dei valori presentati dalle altre imprese che operano all'interno del medesimo ambito territoriale minimo, qualora tale media sia inferiore a 1.500.<sup>461</sup>

In caso di limitazione del numero degli addetti, ha priorità di assunzione il personale che opera nel territorio oggetto di gara.<sup>462</sup> Nei confronti del personale in esubero si dispone altresì un diritto di priorità di assunzione in caso di nuove assunzioni nei due anni successivi al subentro, a parità di qualifica ed esperienza richiesta<sup>463</sup>. Viene altresì previsto<sup>464</sup>, pena l'esclusione dalla gara, l'obbligo del gestore subentrante di applicare il contratto collettivo nazionale di lavoro unico del settore gas a tutto il personale<sup>465</sup>. Infine, per la migliore gestione dei processi di revisione dell'organizzazione del lavoro che necessariamente interesseranno le imprese neo-aggiudicatrici, anche in conseguenza degli obblighi previsti dal decreto, il gestore subentrante è impegnato a coinvolgere concretamente i rappresentanti sindacali di categoria nelle azioni di riorganizzazione ed in particolare di riqualificazione del personale successivi all'affidamento del servizio.<sup>466</sup>

Dal punto di vista dell'analisi normativa, un primo punto di attenzione riguarda la differenziazione del livello di tutela tra lavoratori, ovvero tra: a) il personale avente funzioni più propriamente tecniche, connesse alla gestione e

---

<sup>461</sup> Cfr. all'art. 2, co.4 del DM 21 aprile 2011

<sup>462</sup> Cfr. all'art.2, co. 5 DM 21 aprile 2011 DM Salvaguardia occupazionale. Il decreto prevede che, qualora, a seguito delle limitazioni del perimetro soggettivo della tutela occupazionale sopra descritto, si presentassero comunque situazioni di esubero, si applicano gli ammortizzatori sociali legalmente previsti, compresi gli ammortizzatori sociali in deroga, incluse le eventuali proroghe come ammesse dalla normativa vigente <sup>462</sup> per i lavoratori delle imprese a capitale interamente pubblico.

<sup>463</sup> Cfr. all'art.2, co.6 ultimo periodo DM 21 aprile 2011

<sup>464</sup> Cfr. all'art. 4, co.1 DM 21 aprile 2011

<sup>465</sup> Trattasi del CCNL unico gas-acqua 10 febbraio 2010

<sup>466</sup> Cfr. all'art.3 DM 21 aprile 2011

manutenzione della rete; b) il personale con compiti di direzione e amministrativi (le c.d. funzioni centrali).

La scelta operata dal Legislatore di prevedere una tutela asimmetrica, sbilanciata in favore delle professionalità tecniche, che potrebbe apparire discriminatoria ed irragionevole, ravvisa la propria fondatezza logica nell'assunto che debbano essere tutelati prioritariamente i soggetti che, avendo un'approfondita conoscenza della rete locale, meglio possono garantire la sicurezza, continuità ed affidabilità del servizio.

Per quanto concerne invece i lavoratori che svolgono le funzioni amministrative, la tutela è limitata a una percentuale di lavoratori non pre-determinata, ma definita in base alla localizzazione geografica del gestore nell'ATEM e a livello nazionale.

Nel tentativo di operare un equo bilanciamento tra tutela del diritto al mantenimento dell'occupazione ed il diritto di iniziativa economica privata del gestore, un altro elemento che il Legislatore ha voluto valorizzare, congiuntamente a quello della sicurezza, è quello dell'efficienza: l'obbligo di assunzione in capo al gestore è infatti limitato al raggiungimento di un parametro-soglia, dato dal rapporto massimo tra numero di punti di riconsegna e numero di occupati.

Tale limitazione è finalizzata a non imporre in capo al gestore nuovo entrante un onere sproporzionato, irragionevole e tale da poter compromettere, o limitare fortemente, il proprio potere di organizzazione dell'attività e del personale. L'imposizione di obblighi di assunzione e trattamenti minimi, non derogabili *in peius*, rappresenta infatti una forte limitazione di uno degli aspetti che maggiormente caratterizza il contenuto della libertà di iniziativa economica privata: la capacità di selezione e organizzazione del personale da parte del datore.

Le disposizioni contenute nel decreto 21 aprile 2011 si inquadrano nell'ambito di quelle che la dottrina giuslavorista<sup>467</sup> ha qualificato come clausole sociali,

---

<sup>467</sup> Per una bibliografia essenziale sulle c.d. clausole sociali si rinvia a: Ghera, *Le c.d. clausole sociali: evoluzione di un modello di politica legislativa*, in *Dir. Rel. Ind.*, 2001, 133 ss; Balandi G.G., *Le «clausole a favore dei lavoratori» e l'estensione della applicazione del contratto collettivo*, in *Riv. Trim. Dir. Proc. Civ.*, 1973, 709; F. Scarpelli, *Regolarità del lavoro e regole della concorrenza: il caso degli appalti pubblici*, *RGL*, 2006, I, p. 753; S. Varva, *Le clausole sociali*, in M.T. Carinci – C. Cester – M.G. Mattarolo – F. Scarpelli (a cura di), *Tutela e sicurezza del lavoro negli appalti privati e pubblici. Inquadramento giuridico ed effettività*, Utete, Torino, 2011, p. 321; S. Costantini, *La finalizzazione*

previsioni, contenute in leggi o nei contratti collettivi, che perseguono lo scopo di tutelare i lavoratori imponendo a un soggetto (generalmente appaltatore o nuovo gestore) di garantire ai dipendenti tutele occupazionali che possono consistere nell'obbligo di applicazione del contratto collettivo (c.d. clausole di prima generazione) e dei trattamenti minimi (c.d. clausole di 'seconda generazione').

Il tema delle clausole sociali è al centro di un acceso dibattito giuslavorista, che, vista la complessità degli interessi e diritti costituzionalmente protetti che intercetta, in tale sede non può che essere brevemente accennato. Autorevole dottrina ha sottolineato come *“una limitazione rilevante della possibilità di competizione fra imprese, soprattutto nel mercato dei servizi e in particolare nei settori labour intensive, possa derivare dalla protezione della stabilità dei posti di lavoro, alla quale contribuiscono sovente disposizioni collettive in materia di successione di imprese negli appalti e di decentramento produttivo”* (Ichino, 2000: 14).

Controversa, inoltre, e tale aspetto maggiormente rileva ai fini della presente trattazione, è la capacità delle disposizioni che impongono obblighi di assunzione e garanzia di trattamenti economici e/o previdenziali di incidere nella sfera giuridica del soggetto appaltatore o concessionario del servizio pubblico fino a condizionarne la libertà di iniziativa economica e limitare la libera concorrenza<sup>468</sup>.

Con specifico riferimento alla possibilità che le tutele occupazionali possano costituire barriere all'ingresso in un mercato di beni o servizi, un'area di ricerca che si inserisce tra l'analisi economica del diritto e quella giuslavorista<sup>469</sup> si è interrogata sulla possibilità che lo strumento della contrattazione collettiva possa essere

---

*sociale degli appalti pubblici. Le “clausole sociali” fra tutela del lavoro e tutela della concorrenza*, WP C.S.D.L.E. "Massimo D'Antona".IT – 196/2014, pag. 47.

<sup>468</sup> Per approfondimenti sui limiti costituzionali all'esercizio del diritto di iniziativa economica si rinvia a Natoli, *Limiti costituzionali dell'autonomia privata nel rapporto di lavoro*, vol. I, Milano, 1955, 97; Esposito, *I tre commi dell'art. 41 della Costituzione*, in *Giur. Cost.*, Ferrante, *Dignità dell'uomo e diritto del lavoro*, in *Lav. Dir.*, 2011, 211. 1962, 37; Spagnuolo Vigorita, *L'iniziativa economica privata nel diritto pubblico*, Napoli, 1959, 70; Baldassarre, *Iniziativa economica privata*, voce *Enc. Dir.*, Vol. XXI, 582 ss.; Galgano, *Sub Art. 41*, in Branca (a cura di), *Commentario della Costituzione. Rapporti economici*, t. II, Art. 41-44, Bologna-Roma, 1982, 1 ss.; M. Luciani, *La produzione economica privata nel sistema costituzionale*, Padova, 1983; Oppo, *L'iniziativa economica*, in *Riv. Dir. Civ.*, 1988, I, 309 ss.

<sup>469</sup> Williamson in *Wage rates as a barrier to entry: the Pennington Case in perspective*; Salop - Scheffman, *Cost-raising strategies*, in *The Journal of Industrial Economics*, 1987, 19 ss; Antonczyk, D., B. Fitzenberger, and K. Sommerfeld (2010): “Rising wage inequality, the decline of collective bargaining, and the gender wage gap,” *Labour Economics*, 17(5), 835–847.

utilizzato in modo improprio dagli imprenditori operanti su un mercato fisicamente limitato per attuare strategie di chiusura del mercato (*foreclosure*).

Parte della dottrina giuslavorista<sup>470</sup> più sensibile alle sollecitazioni dell'analisi economica applicata al diritto del lavoro (*labour law and economics*)<sup>471</sup> ha sottolineato come peraltro l'effetto restrittivo derivante dall'imposizione degli obblighi in capo ai nuovi gestori non riguarderebbe solo le imprese ma anche il mercato del lavoro stesso<sup>472</sup>. E' stato osservato<sup>473</sup> infatti che, laddove la legge imponesse obblighi all'impresa subentrante di assorbire tutto il personale impiegato dall'appaltatrice o gestore precedente, tale prescrizione avrebbe l'effetto di garantire una posizione monopolistica al gruppo di lavoratori che svolgono attualmente il servizio (*insider*)<sup>474</sup>.

---

<sup>470</sup> P. Ichino, *Contrattazione collettiva e antitrust: un problema aperto*, in *Merc. Conc. Reg.*, 2000, 641, Ichino, 2000

<sup>471</sup> Per approfondimenti sulla *Labour law and Economics* si rinvia a: R.A. Posner, *Some economics of Labor Law*, in *University of Chicago Law Review*, 1984, pp. 988 – 1011; D. Acemoglu, J. Angrist, *Consequences of Employment Protection? The case of the Americans with Disabilities Act*, NBER WP 6670, 1999. P. Aghion, B. Hermalin, *Legal Restrictions on Private Contracts Can Enhance Efficiency*, *Journal of Law, Economics and Organization*, n. 2, 1990, pagg. 381-409; S. Deakin, F. Wilkinson, *Il diritto del lavoro e la teoria economica: una rivisitazione*, in *Dir. Lav. Rel. Ind.*, 1999, pagg. 587-622; Stewart J. Schwab, *Employment Discrimination*, voce dell'*Encyclopedia of Law and Economics* (cur. B. Bouckaert, G. De Geest, Northampton, Edward Elgar Publishing, sect. 5530, 1999; trad. it. in *Riv. It. Dir. Lav.*, 2000, I, pagg. 3-40; J.H. Verkerke, *Labor Contract Law*, nel *New Law and Economics Dictionary*, London, Palgrave, 1998; trad. it. in *Riv. It. Dir. Lav.*, 1998, I, pagg. 293-315; I.E. Marinescu, *Are Judges Sensitive to Economic Conditions? Evidence from UK Employment Tribunals*, Nber, W.P. dicembre 2005. Paul Oyer, Scott Schaefer, *Sorting, Quotas and Civil Rights Act of 1991: Who Hires When it's Hard to Fire?*, in *The Journal of Law and Economics*, vol. XLV, n. 41, 2002; trad. it. in *Riv. It. Dir. Lav.*, 2003, I, pagg. 137-165; O.E. Williamson, *Markets and Hierarchy: Analysis and Antitrust Implications*, New York, Free Press, 1975. Per la dottrina italiana: R. Del Punta, *Mercato o gerarchia? I disagi del diritto del lavoro nell'era delle esternalizzazioni*, in *Dir. Merc. Lav.*, 2000, pagg. 49-67; R. Del Punta, *L'economia e le ragioni del diritto del lavoro*, in *Dir. Lav. Rel. Ind.*, 2001, pagg. 3-45; P. Ichino, *Lezioni di diritto del lavoro. Un approccio di labour law and economics*, Milano, 2004; L. Felli, A. Ichino, *Sistemi di incentivazione della forza lavoro: una rassegna dei principali problemi teorici*, in *Politica Economica*, 1996, I, pagg. 331-361; A. Ichino, P. Ichino, M. Polo, *L'influenza delle condizioni del mercato del lavoro regionale sulle decisioni dei giudici in materia di licenziamento*, in *Riv. It. Dir. Lav.*, 1998, I, pagg. 19-47; P. Ichino, *I giuslavoristi e la scienza economica: istruzioni per l'uso*, Intervento al convegno su diritto del lavoro e sviluppo economico svoltosi ad Agrigento il 28 e 29 novembre 2005, pubblicato in *Argomenti di Diritto del Lavoro*, 2006, 11, p- 454-469

<sup>472</sup> Lindbeck A., D.J. Snower D.J., *The insider-outsider Theory. Theory of Employment and Unemployment*, Cambridge, Mass., Mit Press, 1988

<sup>473</sup> P. Ichino, *Contrattazione collettiva e antitrust: un problema aperto*, in *Merc. Conc. Reg.*, 2000, 641,

<sup>474</sup> Tale ricostruzione qualifica pertanto come incumbent non solo il gestore uscente ma anche il lavoratore tutelato

Senza voler entrare nel merito del rapporto tra efficienza e tutela del diritto all'occupazione<sup>475</sup>, ai fini della presente trattazione si ritiene più pertinente concentrare l'attenzione sul tema dell'impatto della previsione di standard di tutela minimi inderogabili *in peius* sulla capacità di influenzare l'esito delle gare e sulla riduzione dei costi di transazione<sup>476</sup>, e non anche in termini di effetti occupazionali sul mercato del lavoro.

Alcune analisi teoriche ed empiriche<sup>477</sup> hanno evidenziato la possibilità che l'aumento o l'imposizione di livelli minimi retributivi possano essere utilizzati per influenzare il grado di concorrenza in alcune industrie<sup>478</sup>.

Analizzando sia il contenuto del decreto che le caratteristiche strutturali e normative del settore della distribuzione gas, si ritiene che il rischio che tale possibilità sussista in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito appare tuttavia piuttosto irrealistico, in quanto, se da un lato gli obblighi di assunzione determinano certamente un onere in capo al gestore entrante, che è di fatto limitato nella sua capacità di reclutamento ed organizzazione del personale, dall'altro l'analisi normativa evidenzia che il Legislatore abbia tuttavia previsto strumenti volti a sterilizzare il rischio di comportamenti opportunistici da parte dell'uscente, che potrebbe essere indotto a ridefinire l'organizzazione ed i livelli di inquadramento

---

<sup>475</sup> A.M. Okun, *Equality and Efficiency. The Big Tradeoff*, Washington D.C., Brookings Inst., 1975; trad. it. *Eguaglianza ed efficienza. Il grande tradeoff*, Napoli, Liguori, 1990; Hilton K.N., *Efficiency and Labor Law*, in *Northwestern University Law Review*, 1993, vol. 87

<sup>476</sup> Sulla possibilità che la contrattazione collettiva e forme di tutela occupazionale svolgano una funzione indispensabile di riduzione dei costi di transazione, offrendo alle parti individuali una regolamentazione compiuta e assai articolata, si rinvia a P. Ichino *Contrattazione collettiva e antitrust: un problema aperto*, in *Merc. Conc. Reg.*, 2000, 641, Ichino, 2000; P. Aghion, B. Hermalin, *Legal Restrictions on Private Contracts Can Enhance Efficiency*, in *Journal of Law, Economics and Organization*, 1990, n. 2, pp. 381 – 409

<sup>477</sup> Alcune ricerche sono state effettuate rispetto al mercato del lavoro americano, per le quali si rinvia a: Williamson O.E., *Wage rates as a barrier to entry: the Pennington Case in perspective*, *The Quarterly Journal of Economics* Vol. 82, No. 1 (Feb., 1968), pagg. 85-116; in Europa invece relativamente agli effetti sul mercato del lavoro tedesco si consiglia la lettura di: Heitzler, S., and C. Wey (2010): "Raising Rivals' Fixed (Labor) Costs: The Deutsche Post Case," *DIW Discussion Paper*, 1008 e Bachman R., Bauer T.K., H. Kroger, *Minimum wages as barriers to entry- Evidence from Germany*, Ruhr Economic Paper 329, aprile 2012 in cui attraverso un'analisi avente come campione oltre 800 imprese tedesche attive in diversi settori di produzione viene analizzato come la presenza di livelli salariali minimi possa costituire una specifica strategia volta all'innalzamento delle barriere di accesso al mercato; Relativamente al mercato asiatico, ed in particolare quello giapponese, si veda: Ishiguro, S., and L. Zhao (2009): "Raising Wages to Deter Entry into Unionized Markets," *Japanese Economic Review*, 60(4), 435-445.

<sup>478</sup> Per un'analisi economica dei temi della contrattazione collettiva si rinvia a: L. Watcher, Wachter, Michael L. and Cohen, George M., "The Law and Economics of Collective Bargaining: An Introduction and Application to the Problems of Subcontracting, Partial Closure, and Relocation" (1988)

per aumentare l'entità delle barriere all'ingresso. Peraltro, si ritiene che, anche laddove tali comportamenti venissero posti in essere dal gestore, non sembra sostenibile la tesi secondo la quale potrebbero determinare effetti di *foreclosure*, sia dal punto di vista dell'accesso al mercato della distribuzione, che dell'accesso al mercato del lavoro. Numerose sono le ragioni in base alle quali si perviene a tale conclusione.

Le prescrizioni contenute nel Decreto non prevedono l'obbligo di tutelare tutto il personale occupato presso il gestore uscente, ma solo una quota di esso, avendo il Legislatore provveduto a definire un meccanismo volto a garantire che gli obblighi di tutela non si traducano nell'obbligo di dover sostenere un'organizzazione inefficiente o un costo del lavoro sproporzionato in capo al distributore aggiudicatario della concessione.

Il Legislatore, al fine cautelativo e precipuo di ridurre o sterilizzare il pericolo di comportamenti opportunistici da parte del gestore uscente, ha peraltro previsto che gli obblighi sussistano in relazione alla situazione occupazionale 'fotografata' 12 mesi prima della data di pubblicazione del bando di gara<sup>479</sup>.

Se è vero che l'obbligo di mantenimento dei livelli occupazionali comporta per il datore una restrizione del potere di reclutamento ed organizzazione, occorre inoltre anche considerar l'ipotesi che la clausola sociale possa al contrario considerarsi come uno strumento funzionale a limitare i costi di transizione connessi alla selezione e alla formazione del personale.

Il settore della distribuzione del gas naturale inoltre non è, al contrario di altri settori in cui la presenza di clausole occupazionali potrebbe determinare effetti di *foreclosure* del mercato, un settore *labour intensive*, ma *capital intensive* peraltro soggetto alla regolazione tariffaria incentivante definita dall'AEEGSI<sup>480</sup>, ispirata al principio dell'efficienza perseguita attraverso meccanismi di *price-cap regulation*<sup>481</sup>.

---

<sup>479</sup> Come si è già tuttavia avuto modo già di segnalare, ritardi nella definizione degli stati di consistenza degli impianti e l'assenza di un quadro normativo e regolamentare stabile e certo hanno determinato la necessità di posticipare più volte tali termini, con la conseguenza di aver ampliato l'arco di tempo in cui il gestore uscente potrebbe porre in essere attività di riorganizzazione aziendale e del personale con la finalità di aumentare i costi in capo al gestore entrante.

<sup>480</sup> Il meccanismo di determinazione delle tariffe utilizzato dall'Autorità si basa sulla definizione di un obiettivo sui ricavi (cosiddetto "vincolo sui ricavi della distribuzione" – VRD), cioè del livello complessivo delle entrate riconosciute ai distributori per la copertura dei costi sostenuti; le tariffe sono determinate su proposta degli esercenti in modo tale da ripartire sugli utenti i costi della distribuzione nell'ambito del vincolo sui ricavi. I costi considerati per la determinazione del VRD sono

Pur volendo qualificare l'obbligo del mantenimento dei livelli occupazionali come un costo di accesso che il nuovo gestore dovrebbe sostenere per l'ingresso nel nuovo mercato, tale costo avrebbe un'incidenza comunque molto residuale se confrontato con le barriere finanziarie derivanti dall'obbligo del pagamento del valore residuo da riconoscere al distributore uscente, che infatti è stato considerato dalle Autorità (sia di regolazione che Antitrust) come il principale elemento di discriminazione competitiva tra operatori incumbent e new comer e come il motivo di introduzione di forme di regolazione tariffaria asimmetrica<sup>482</sup>.

Tenuto conto delle caratteristiche del settore, si ritiene pertanto che la clausola occupazionale non rappresenti una possibile barriera di accesso al nuovo mercato della distribuzione del gas naturale: il Legislatore sembra infatti aver predisposto adeguati meccanismi volti a contrastare eventuali comportamenti opportunistici da parte dell'incumbent.

Occorre tuttavia rilevare che, se da un lato il decreto ministeriale si preoccupa di mitigare l'obbligo di assunzione con la previsione del rispetto del parametro di efficienza, dall'altra introduce un elemento di aleatorietà nel prevedere la possibilità di un'estensione dell'obbligo anche qualora il numero complessivo degli addetti comporti un numero di punti di riconsegna gestiti per addetto inferiore al valore soglia individuato, purché il gestore uscente lo giustifichi alla stazione appaltante sulla base di specificità locali. Tale dicitura pone diversi problemi, innanzitutto quello di stabilire cosa debba intendersi per 'specificità locali'. L'espressione risulta infatti estremamente generica, potendo questa astrattamente riferirsi tanto alla realtà territoriale di località che alla vicenda sociale dell'impresa.

Un altro grave problema interpretativo si pone rispetto al valore da attribuire alla giustificazione e al ruolo esercitato dalla stazione appaltante, che è anche il

---

costituiti dalla somma dei costi operativi (OPEX), comprendono, tra l'altro, le spese per il personale, le spese per l'acquisto di beni di consumo e gli accantonamenti diversi dagli ammortamenti, e dei costi di capitale (CAPEX), che comprendono gli ammortamenti, considerati come l'insieme degli investimenti necessari per mantenere invariato il valore della rete, ed il costo del capitale.

<sup>481</sup> Il VRD è aggiornato annualmente tenendo conto dell'espansione dell'utenza e delle reti, dell'inflazione e degli obiettivi di recupero della produttività (c.d. *x factor*) fissati dall'Autorità sulla base di uno schema incentivante

<sup>482</sup> AEEGSI Deliberazione n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

soggetto investito del compito di redigere il bando partendo dallo schema tipo predisposto dall'AEEGSI.

Può pertanto concludersi che le maggiori criticità legate all'attuazione del DM 21 aprile 2011 ai contenuti della clausola occupazionale in esso contenuta non sembrano rinvenirsi sul piano antitrust quanto su quello di una possibile contestazione del potere discrezionale della stazione appaltante a cui è demandata la valutazione della congruità della giustificazione, laddove sia superato il parametro soglia individuato dal Legislatore.

## **PARTE II**

### **UNA FOTOGRAFIA EX ANTE**

#### **4.6. Scenario nazionale**

A partire dall'emanazione del Decreto Letta il numero di aziende attive nel servizio di distribuzione di gas naturale è passato da quasi 800 agli attuali 224<sup>483</sup>. Lo slancio verso i processi di aggregazione, che ha registrato un'impennata a partire dal 2007, è stato il frutto di alleanze volte a raggiungere economie di scala e di scopo che, dopo una prima fase in cui si è cercato di ottenere tali miglioramenti anche con l'integrazione della gestione dei servizi pubblici non solo energetici (per esempio idrici, ambientali, ecc.)<sup>484</sup>, si sono poi concentrate soprattutto sulla convergenza tra gas e elettricità (Cioffo, 2006: 398).

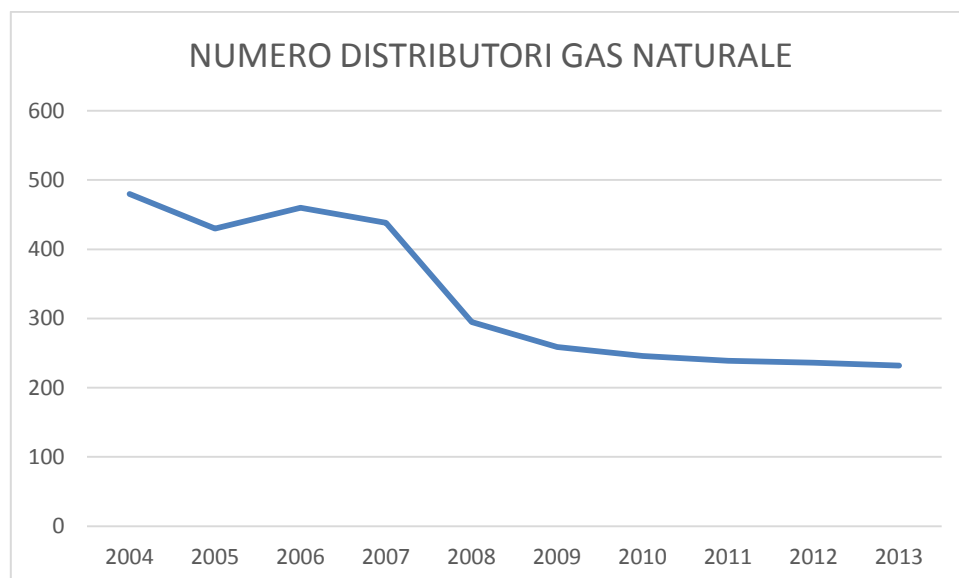
---

<sup>483</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

<sup>484</sup> Tra gli accordi tesi principalmente all'ampliamento della base clienti e al perseguimento di una maggiore dimensione aziendale spiccano: la costituzione del gruppo HERA (aggregazione tra dodici aziende ex municipalizzate operanti nelle province di Bologna, Forlì, Rimini e Ravenna); l'accordo di integrazione tra l'ACEGAS di Trieste e l'APS di Padova; la nascita di Linea Group, alleanza strategica tra: Scs di Crema, ASM Cremona, ASTEM di Lodi, TEA Mantova, ASM Pavia e Cogeme di Rovato



TABELLA N. 6 - EVOLUZIONE N. DISTRIBUTORI (2004/2013)



FONTE: AEEGSI

Nonostante i processi di concentrazione ed aggregazione in atto negli ultimi decenni, il mercato della distribuzione del gas naturale si presenta ancora oggi come un mercato molto frammentato, con oltre 200 distributori.

Da un'analisi delle quote di mercato detenute dai singoli operatori a livello nazionale, in termini di volumi di gas distribuito su tutto il territorio, si evince che si tratta peraltro anche di un mercato molto concentrato.

TABELLA N. 7 – PRIMI 20 OPERATORI DISTRIBUZIONE GAS (2012/2013)

Volumi di gas distribuito in M(m)

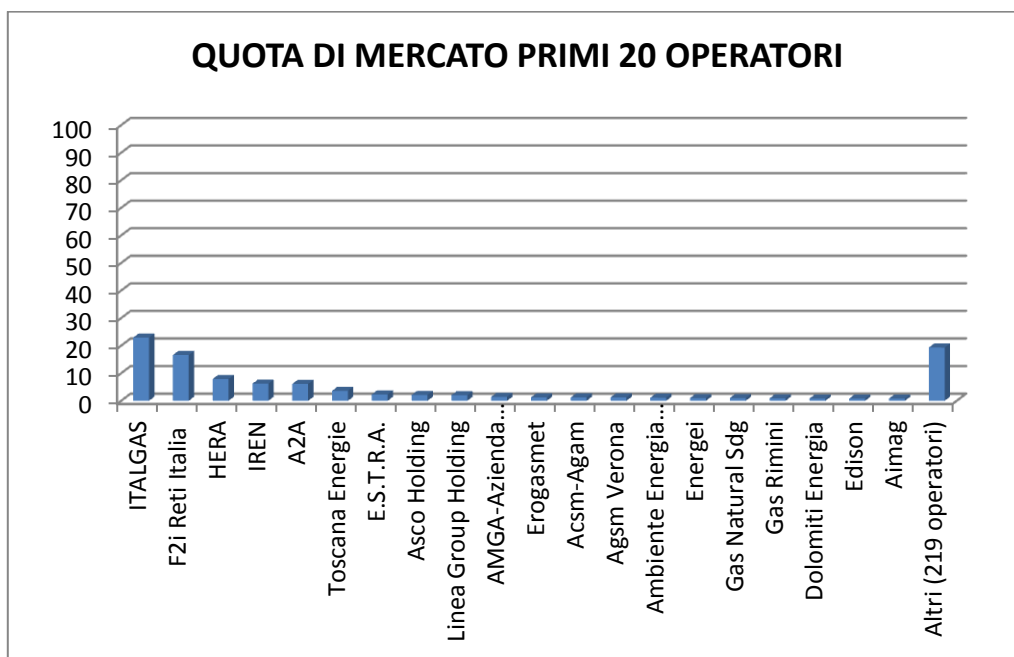
| SOCIETA'                  | 2012  | QUOTA | 2013  | QUOTA |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Snam                      | 7.808 | 23,1  | 7.800 | 22,9  |
| F2i Reti Italia           | 5.760 | 17    | 5.661 | 16,6  |
| Hera                      | 2.202 | 6,5   | 2.684 | 7,9   |
| Iren                      | 2.012 | 6     | 2.099 | 6,2   |
| A2A                       | 2.010 | 5,9   | 2.072 | 6,1   |
| Toscana Energie           | 1.047 | 3,1   | 1.218 | 3,6   |
| E.S.T.R.A.                | 770   | 2,3   | 770   | 2,3   |
| Asco Holding              | 772   | 2,3   | 730   | 2,1   |
| Linea Group Holding       | 653   | 1,9   | 676   | 2     |
| Acegas-Aps*               | 481   | 1,4   |       |       |
| AMGA-Azienda Multiservizi | 441   | 1,3   | 475   | 1,4   |
| Erogasmet                 | 406   | 1,2   | 410   | 1,2   |
| Acsm-Agam                 | 366   | 1,1   | 397   | 1,2   |
| Agsm Verona               | 397   | 1,2   | 410   | 1,2   |

|                          |         |      |        |      |
|--------------------------|---------|------|--------|------|
| Ambiente Energia Brianza | 344     | 1    | 378    | 1,1  |
| Energei                  | 329     | 1    | 333    | 1    |
| Gas Natural Sdg          | 325     | 1    | 326    | 1    |
| Gas Rimini               | 302     | 0,9  | 294    | 0,9  |
| Dolomiti Energia         | 289     | 0,9  | 287    | 0,8  |
| Edison                   | 277     | 0,8  | 281    | 0,8  |
| Aimag                    | 278     | 0,8  | 275    | 0,8  |
| Altri (219 operatori)    | 6.511   | 19,3 | 6.574  | 19,3 |
| TOTALE                   | 337.382 | 100  | 34.122 | 100  |

Fonte: AEEGSI

I primi venti operatori della distribuzione detengono infatti circa l'80% del mercato e quasi il 40% di volumi di gas distribuito a livello nazionale è distribuito dai primi due operatori: Snam (gruppo Italgas) con una quota pari al 22,9%, e F2i Rete Gas (ex Enel Reti gas e G6 Rete Gas, incorporata nel 2013), con una quota del 16,6%.

TABELLA N. 8 – QUOTA MERCATO PRIMI 20 OPERATORI DISTRIBUZIONE GAS (2012/2013)



Fonte: AEEGSI

A seguire Il gruppo HERA, la cui quota nel 2013 è salita al 7,9% rispetto al 6,5% dell'anno precedente, a seguito dell'acquisizione di Acegas-aps<sup>485</sup>, il gruppo IREN ed il gruppo A2A, con quote, rispettivamente di 6,2% e 6,1%. Accanto ai due

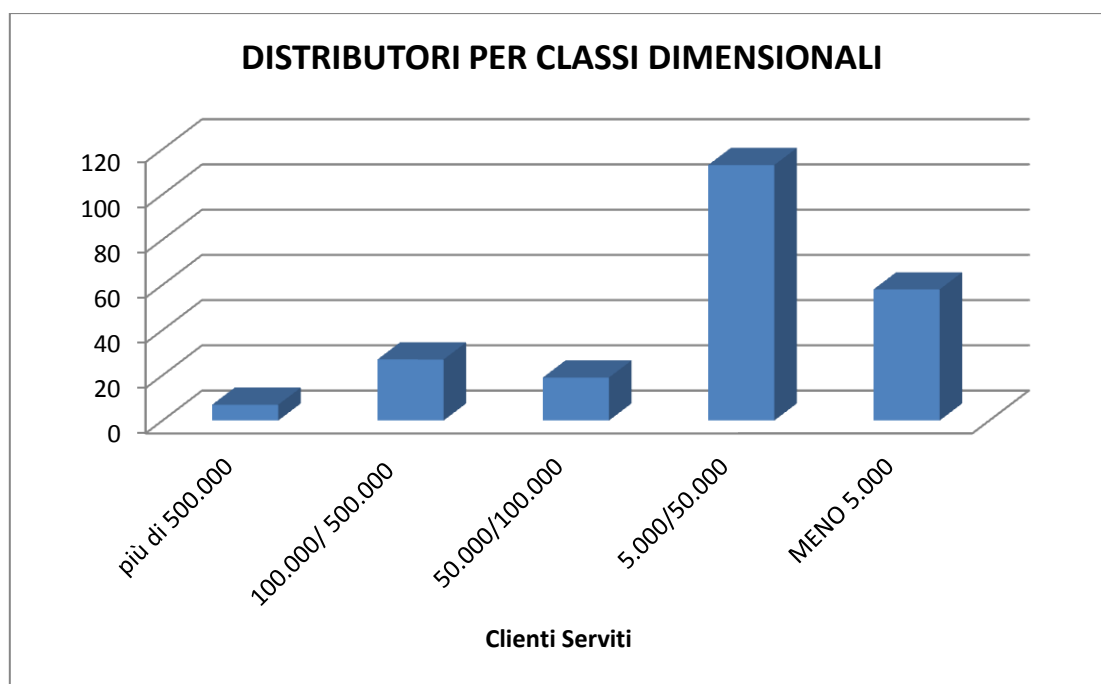
<sup>485</sup> AGCM Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012 (HERA/AcegasAps)

colossi di dimensione nazionale le imprese di maggiori dimensioni sono pertanto aziende di derivazione pubblica (ex municipalizzate), che vantano una presenza significativa in un numero comunque piuttosto limitato di ambiti.

Detengono quote di mercato significative, compresa tra il 4% e l'1%, Toscana Energia (3,6%), E.S.T.R.A. (2,3%), il gruppo ASCOPIAVE (2,1%), Linea Group (2%), AMGA (1,4%), Erogasmet (1,2%), ACSM-AGAM (1,2%), ACSM Verona (1,2%), AEB-Gelsia (1,1%), Energei (1%), Gas Natural Sdg (1%). Trattasi prevalentemente di operatori di grandi e medie dimensioni le cui attività risultano prevalentemente concentrate in alcune località, a livello regionale o provinciale.

Le restanti 208 imprese detengono singolarmente quote di mercato inferiori all'1% del gas distribuito a livello nazionale. A causa dell'elevata frammentazione, derivante dal numero di distributori, l'unione delle singole quote di mercato delle imprese piccolissime e piccole nel totale definisce una quota significativa del mercato, pari al 19% del gas distribuito.

TABELLA N. 9 – DISTRIBUTORI DIVISI PER CLASSI DIMENSIONALI



Fonte: AEEGSI

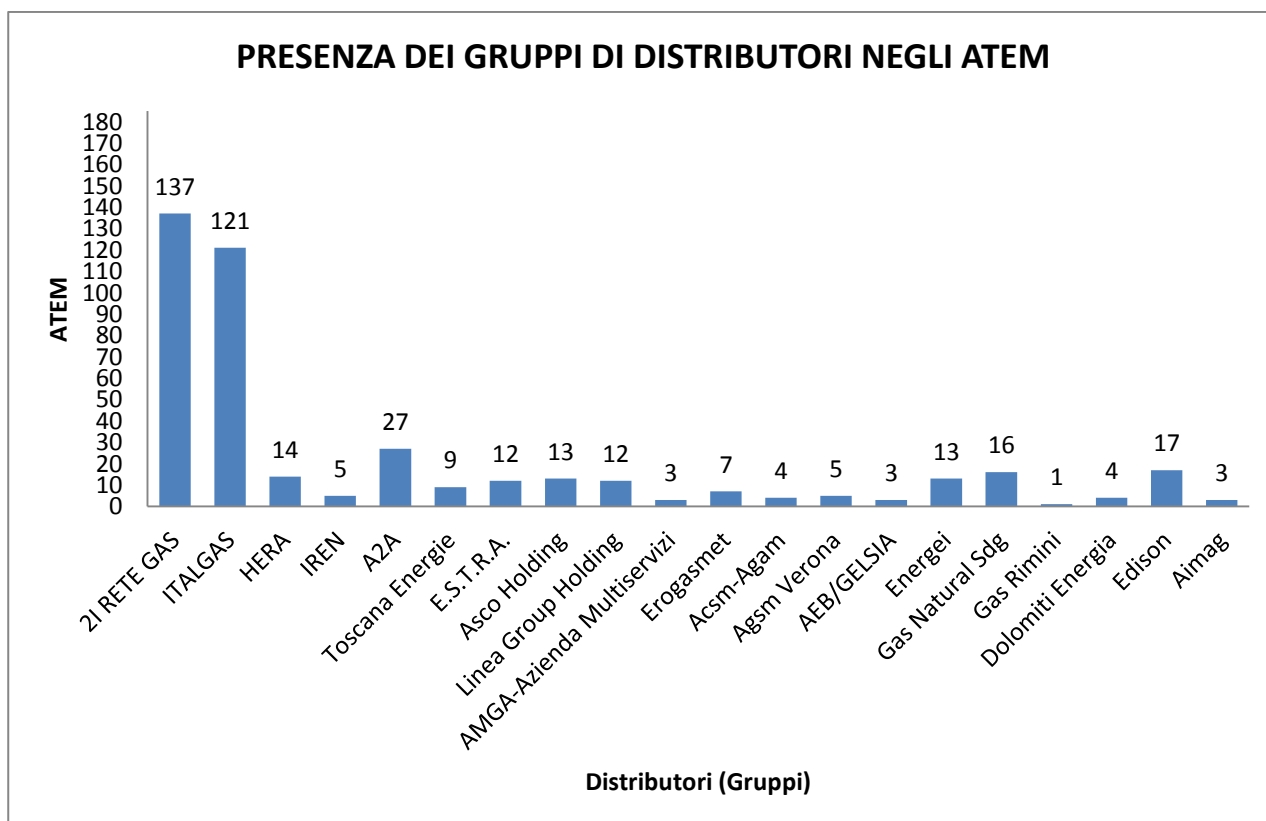
Considerando l'aspetto dimensionale, le aziende di distribuzione possono essere classificate in 5 cluster sulla base del numero di clienti serviti: 1) aziende

molto grandi (con più di 500.000 clienti serviti), 2) grandi (tra 100.000 e 500.000 clienti serviti), 3) medie (tra 50.000 e 100.000 clienti serviti), 4) piccole (tra i 5000 ed i 50.000 clienti serviti), 5) piccolissime (con meno di 5.000 clienti serviti).

Sulla base di tale ripartizione, si osserva che esiste una netta prevalenza, in termini numerici, delle imprese di piccole e piccolissime dimensioni (rispettivamente 113 e 58) rispetto a quelle grandissime, grandi e medie (rispettivamente 7, 27 e 19)<sup>486</sup>.

Emerge pertanto che vi sono un numero molto ristretto di operatori che detengono l'80% del mercato in termini di gas distribuito che coincidono con le imprese di grandissime e grandi imprese, mentre la stragrande maggioranza degli operatori sono aziende piccole e piccolissime, con bacini di utenza circoscritte generalmente a pochi Comuni.

TABELLA N. 10 – DISTRIBUZIONE NEGLI ATEM PRINCIPALI OPERATORI



FONTE: AEEGSI

<sup>486</sup> AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

Analizzando il posizionamento dei principali operatori in termini di quote di mercato, si osserva che gli unici operatori che presentano una presenza pregressa diffusa su tutto il territorio sono Italgas (gruppo Snam), gestore uscente in circa 1550 comuni italiani, con una quota in termini di punti di riconsegna (PDR) pari a circa il 30-35% del totale nazionale e presente complessivamente in 121 dei 177 ATEM, Enel Rete (oggi F2i), gestore uscente in circa 2130 Comuni con una quota in termini di PDR serviti pari al 20% del totale nazionale e presente in 137 ATEM, e, con un notevole distacco, A2A, presente in 27 ambiti<sup>487</sup>, collocati prevalentemente nelle Regioni del Nord (Lombardia, Piemonte) e, con quote ridotte, nel Centro Sud (Abruzzo, Campania e Molise) ed Edison, presente, con quote peraltro solo in pochi ATEM significative, in 17 ambiti<sup>488</sup> distribuiti tra alcune Regioni del Centro-Nord (Veneto, Lombardia, Emilia Romagna, Lazio e Abruzzo).

Gli altri operatori di maggiori dimensione vantano invece una presenza pregressa localizzata in pochi ATEM e Regioni: IREN, ad esempio, è presente solamente in 5 ATEM<sup>489</sup> ed in due Regioni (Emilia Romagna e Liguria), ma con quote molto significative. Toscana Energia<sup>490</sup> ed E.S.T.R.A.<sup>491</sup> sono dirette competitor negli ambiti della Toscana, unica regione in cui peraltro è presente Toscana Energia. ASCO Holding vanta una presenza pregressa in 13 ATEM<sup>492</sup> concentrati in due Regioni (Veneto, Friuli Venezia Giulia). Linea Group in 12 ambiti<sup>493</sup> ed in due Regioni (Lombardia e Veneto). Anche ACSM-AGAM e AGSM Verona sono presenti solo in Lombardia e Veneto, rispettivamente in 4<sup>494</sup> e 5 ambiti<sup>495</sup>. Oltre a Toscana Energia, altri operatori la cui presenza è localizzata in un'unica Regione sono: AEB/Gelsia, in

---

<sup>487</sup> PIACENZA 1, CHIETI 1, CHIETI 2, SALERNO 2, BERGAMO 1, BERGAMO 2, BERGAMO 3, BERGAMO 4, BERGAMO 5, BERGAMO 6, BRESCIA 1, BRESCIA 2, BRESCIA 3, BRESCIA 4, CREMONA 2 E X 2, CREMONA 2 EX 3, CREMONA 3, LODI 1, LODI 2, MILANO 1, MILANO 3, MILANO 4, PAVIA 4, CAMPOBASSO, ISERNIA, ALESSANDRIA 4, PIACENZA 2

<sup>488</sup> PADOVA 2, ROMA 4, L'AQUILA 2, L'AQUILA 3, TERAMO, COMO 1, COMO 2, MONZA 1, PAVIA 3, VARESE 3, PADOVA 3, ROVIGO, VENEZIA 1, VICENZA 3, VICENZA 1, PADOVA 1, FERRARA

<sup>489</sup> PARMA, REGGIO NELL'EMILIA, PIACENZA 2, GENOVA 1, GENOVA 2

<sup>490</sup> LIVORNO, PRATO, LUCCA, AREZZO, FIRENZE 1, PISTOIA, PISA, GROSSETO, FIRENZE 2

<sup>491</sup> RIETI, TERAMO, PERUGIA 1, PADOVA 1, VENEZIA 2, SIENA, PRATO, LUCCA, AREZZO, PISTOIA, GROSSETO, FIRENZE 2

<sup>492</sup> PIACENZA 1, PIACENZA 2, PAVIA 4, VARESE 1, ROVIGO, TREVISO 1, TREVISO 2, VICENZA 1, VICENZA 2, VICENZA 3, VICENZA 3, VICENZA 4, PORDENONE

<sup>493</sup> BRESCIA 5, CREMONA 1, CREMONA 2 (EX 2), CREMONA 2 (EX 3), CREMONA 3, LODI 2, PAVIA 1, PAVIA 2, PADOVA 1, LODI 1, BRESCIA 3, VICENZA 3

<sup>494</sup> COMO 1, COMO 2, MONZA 1, VENEZIA 2

<sup>495</sup> MANTOVA 1, VERONA 1, VERONA 2, VICENZA 4, MANTOVA 1

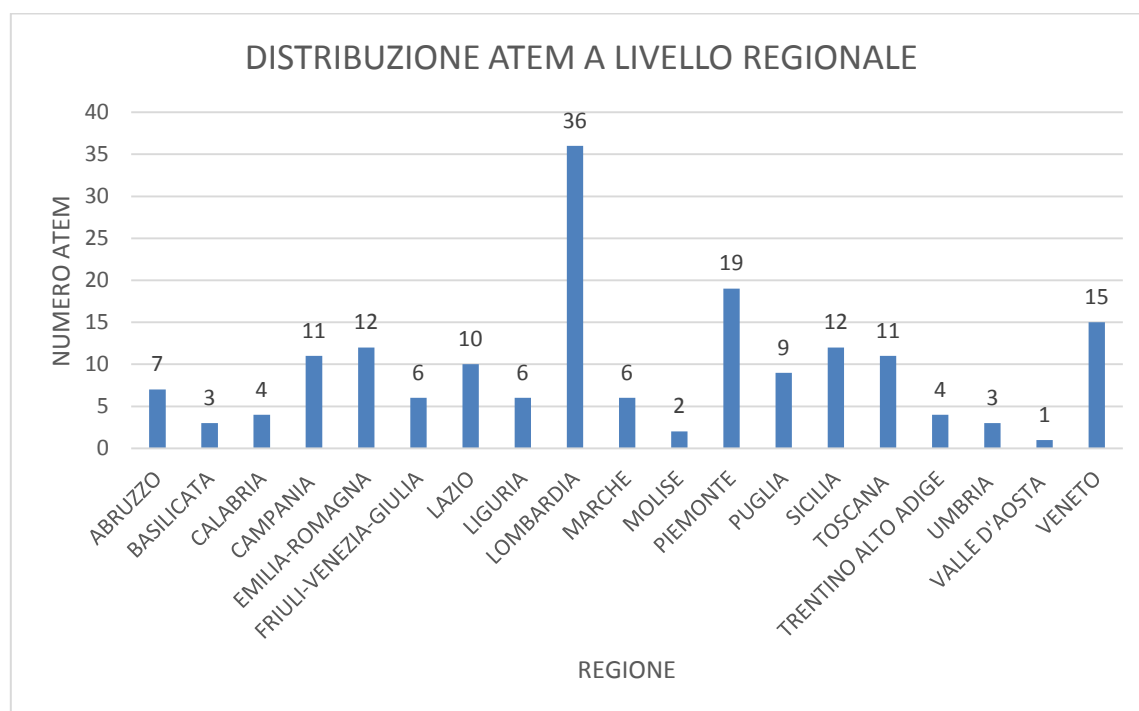
3 ambiti della Lombardia<sup>496</sup>, Gas Rimini, in 1 ATEM<sup>497</sup> dell'Emilia Romagna, Dolomiti Energia, negli ATEM<sup>498</sup> di cui si compone il Trentino Alto Adige, ed AMGA, con 3 ATEM<sup>499</sup> nel Friuli Venezia Giulia.

Al Centro- Sud, oltre ai due operatori di dimensione nazionale, è rilevante la presenza di Gas Naturale Sdg, presente in 16 ATEM<sup>500</sup> e in 5 Regioni (Lazio, Abruzzo, Puglia, Campania e Sicilia).

La Regione che presenta il maggior numero di ATEM, a cui dovrebbero corrispondere, ferma la possibilità di accorpamenti di più ambiti, pertanto, un altrettanto numero di gare, è la Lombardia (36 ambiti), seguita dal Piemonte (19), dal Veneto (15), dall'Emilia Romagna (12) e dalla Sicilia (12).

In linea generale può dunque constatarci che il maggior numero di gare verrà bandita al Nord. Tale dato deve essere letto in relazione all'elevata penetrazione (gas distribuito per KM di rete) sia con il consumo in gas in termini assoluti in queste Regioni.

TABELLA N. 13 – DISTRIBUZIONE ATEM A LIVELLO REGIONALE



FONTE: AEEGSI

<sup>496</sup> MILANO 4, MILANO 2, COMO 1,

<sup>497</sup> RIMINI

<sup>498</sup> TRENTO EX.1 TRENTO EX. 3, TRENTO EX. 2, BOLZANO

<sup>499</sup> UDINE 1, UDINE 3, PORDENONE

<sup>500</sup> BARI 1, SALERNO 2, L'AQUILA 2, FROSINONE 2, FOGGIA 2, BARI 2, TRAPANI, SALERNO 3, POTENZA 2, PALERMO 2, FOGGIA 1, CATANIA 2, CATANIA 1, CALTANISSETTA, AGRIGENTO, MESSINA 1

## ANALISI SINGOLI LOTTI DI GARA

La presente sezione contiene un'analisi dei diversi lotti di gara, raggruppati secondo lo scaglionamento temporale all'Allegato 1 del DM 226/2011, che prescrive le date limite per la nomina della stazione appaltante e la pubblicazione da parte di questa del bando di gara.

Sebbene le diverse proroghe alle date limite per la pubblicazione del bando di gara abbiano invero determinato la concentrazione di un numero rilevante di gare, tradendo la ratio originaria dello scaglionamento, per esigenze di trattazione si procederà ad analizzare i singoli raggruppamenti come originariamente definiti, essendo peraltro già state espresse alcune considerazioni sugli effetti derivanti dalla sovrapposizione di un elevato numero di gare sulla concorrenza.

### **4.7. PRIMO RAGGRUPPAMENTO**

| ATEM               | INCUMBENT           | I   | II | III | IV | V | VI | HHI    | NUMERO OP |
|--------------------|---------------------|-----|----|-----|----|---|----|--------|-----------|
| LIVORNO            | ASA                 | 75  | 15 | 10  |    |   |    | 5950   | 3         |
| LECCO 1            | LARIO RETI          | 88  | 8  | 4   |    |   |    | 7824   | 3         |
| TRENTO (EX. 1)     | DOLOMITI RETI       | 100 |    |     |    |   |    | 10.000 | 1         |
| ALESSANDRIA 1      | AMC                 | 44  | 27 | 21  | 9  |   |    | 3187   | 4         |
| BRESCIA 1          | VCS                 | 59  | 21 | 11  | 9  |   |    | 4124   | 4         |
| BOLOGNA (EX 1)     | HERA                | 100 |    |     |    |   |    | 10.000 | 1         |
| BELLUNO            | BIM                 | 81  | 9  |     |    |   |    | 6642   | 2         |
| ALESSANDRIA 3      | ACOS                | 40  | 40 | 20  |    |   |    | 3600   | 3         |
| ALESSANDRIA 2      | AMAG                | 88  | 9  | 3   |    |   |    | 7834   | 3         |
| TRENTO (EX 3)      | DOLOMITI RETI       | 61  | 27 | 3   | 3  | 2 | 2  | 4476   | 6         |
| TRENTO (EX 2)      | DOLOMITI RETI       | 82  | 13 | 5   |    |   |    | 6918   | 3         |
| TORINO 2           | ITALGAS             | 99  | 1  |     |    |   |    | 9802   | 2         |
| TORINO 1           | ITALGAS             | 84  | 16 |     |    |   |    | 7312   | 2         |
| ROMA 1             | ITALGAS             | 100 |    |     |    |   |    | 10.000 | 1         |
| REGGIO NELL'EMILIA | IREN                | 100 |    |     |    |   |    | 10.000 | 1         |
| PESARO E URBINO    | MARCHE MULTISERVIZI | 65  | 23 | 12  |    |   |    | 4898   | 3         |
| PERUGIA 2          | VUS                 | 48  | 27 | 11  | 10 | 2 | 2  | 3262   | 6         |
| PAVIA 4            | ZI RETE GAS         | 41  | 29 | 12  | 8  | 5 | 5  | 2780   | 6         |
| PAVIA 1            | ASM                 | 44  | 28 | 13  | 10 | 3 | 2  | 3002   | 6         |
| PARMA              | IREN                | 77  | 6  | 6   | 6  | 3 | 2  | 6050   | 6         |
| PADOVA 2           | EDISON              | 69  | 28 | 3   |    |   |    | 5554   | 3         |
| MONZA 1            | ACSM-AGAM           | 48  | 27 | 12  | 7  | 5 | 1  | 3252   | 6         |

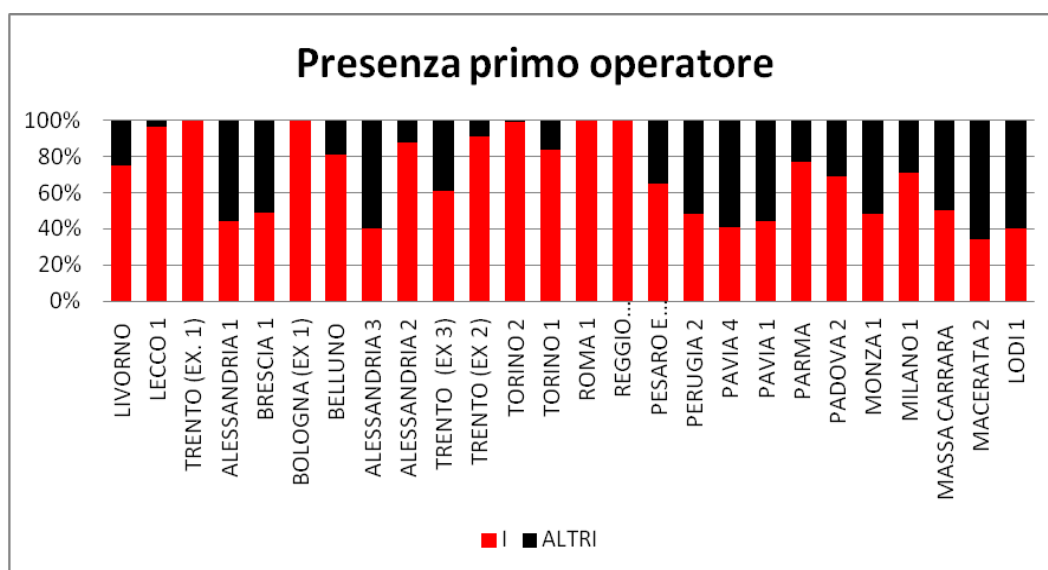
|               |             |      |      |     |     |    |   |         |          |
|---------------|-------------|------|------|-----|-----|----|---|---------|----------|
| MILANO 1      | A2A         | 71   | 29   |     |     |    |   | 5882    | 2        |
| MASSA CARRARA | ITALGAS     | 50   | 50   |     |     |    |   | 5000    | 2        |
| MACERATA 2    | ATAC        | 34   | 27   | 15  | 11  | 11 | 2 | 2356    | 6        |
| LODI 1        | 2I RETE GAS | 55   | 40   | 5   |     |    |   | 4650    | 3        |
| MEDIA         |             | 69,3 | 22,7 | 9,8 | 8,1 | 4  | 2 | 5936,73 | 3,384615 |

TABELLA 1 – OVERVIEW PRIMO RAGGRUPPAMENTO

### Primo operatore (incumbent)

Dall'analisi dei dati si evidenzia che il primo operatore (incumbent) vanta una presenza pregressa sul territorio pari, in media, al 69% dei PDR serviti. Tale soglia è ben superiore rispetto alla quota del > 50% pdr considerata nell'ambito del market test effettuato dall'AGCM come indice della presenza di un forte vantaggio competitivo in capo al gestore uscente.

TABELLA N. 12 – PRESENZA PRIMO OPERATORE PRIMO RAGGRUPPAMENTO

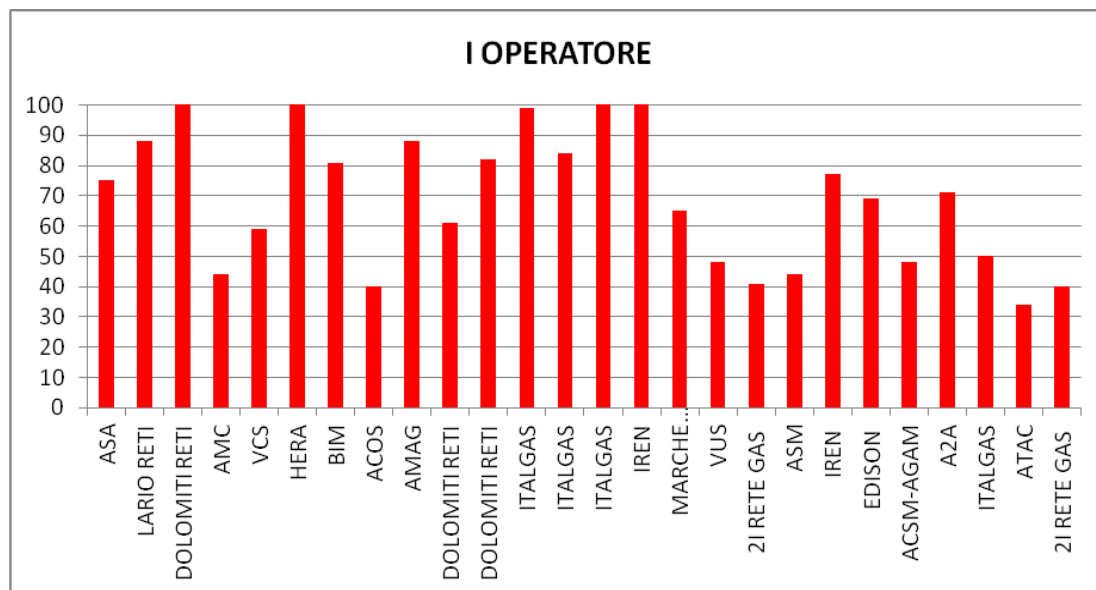


FONTE: ELABORAZIONI SU DATI E AEEGSI E MISE

Si rileva che solamente in 8 ATEM il grado di incumbency del primo operatore è inferiore al valore soglia del 50% dei PDR serviti dal primo operatore.



TABELLA N. 13 – PRESENZA PRIMO OPERATORE PRIMO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI E AEEGSI E MISE

In ben 4 ATEM (Bologna 1, Reggio nell’Emilia, Roma 1 e Trento ex.1) il primo operatore (rispettivamente HERA, IREN, ITALGAS e DOLOMITI ENERGIA) detiene il 100% di pdr totali serviti. In 11 ambiti il tasso di incumbency del primo operatore è superiore all’80% dei pdr serviti.

Dei 25 ATEM considerati, in 4 ambiti (Torino 1, Torino 2, Roma 1, Massa Carrara) il primo operatore è Italgas, che detiene una quote superiori al’80% nei tre ambiti di maggiori dimensioni (Torino, 1, Torino 2 e Roma 1).

#### 4.8. Numero di PDR serviti: incentivi alla partecipazione e barriere finanziarie

L’indicazione del grado in incumbency nell’ATEM fornisce un’informazione del vantaggio competitivo vantato dal primo operatore rispetto agli altri distributori che detengono quote di mercato nell’ambito. Non fornisce, tuttavia, un’indicazione dell’entità della barriera finanziaria in relazione alla quota di proprietà di rete detenuta dall’operatore, né un’indicazione dell’entità economica del VIR che un nuovo entrante deve corrispondere all’uscente in termini assoluti<sup>501</sup>.

<sup>501</sup> Non considerando l’elemento dimensionale dell’ATEM (ovvero quanti PDR sono totalmente serviti) la quota di mercato del primo operatore in termini percentuali di PDR serviti fornisce infatti solo un’idea del vantaggio competitivo (informativo, economico in termini di mancato esborso del VIR per la quota di impianto servita dall’incumbent) rispetto agli altri concorrenti, ma non in termini assoluti (laddove, ad esempio, si volessero confrontare più ambiti).

Per avere pertanto una visione di insieme sull'entità delle barriere finanziarie per l'accesso ad uno specifico ATEM, occorre considerare altre variabili quali: a) la dimensione dell'ATEM; b) la quota di proprietà della rete di distribuzione detenuta dall'incumbent.

A tal fine sarà in primis analizzato il numero di PDR serviti in ogni ambito<sup>502</sup>.

Dal numero di PDR totali dell'ATEM si possono desumere almeno due rilevanti informazioni: a) il grado di remuneratività attesa dalla gestione dell'ambito; 2) l'entità – in senso assoluto – della barriera finanziaria derivante dall'obbligo di pagare il VIR al gestore uscente.

E' infatti evidente che la barriera finanziaria che si trova a sostenere un gestore A, che deve riscattare il 30% di ambito con un numero di PDR pari a 500.000, è in assoluto superiore rispetto a quella che deve sostenere l'operatore B, che deve riscattare il 50% della rete di un ambito composto da 50.000 PDR.

Al fine di fornire un'indicazione più accurata rispetto a quella derivante dall'informazione della quota d'ambito (incumbency) sull'entità delle barriere finanziarie, si procederà a calcolare il numero dei punti di riconsegna serviti dal gestore che serve il maggior numero di PDR nell'ambito (incumbent). Il calcolo sarà effettuato partendo dal dato relativo alla quota di mercato ed al numero di PDR totali serviti nell'ATEM considerato. Le informazioni sono desunti dalle banche dati AEEGSI ed MISE.

Si procederà quindi ad applicare un fattore di correzione  $V$  per considerare il peso della quota di rete che non sia di proprietà dell'incumbent<sup>503</sup>.

Ammettendo che in un ambito  $x$  vi siano tre distributori: A, B, C, che servono, rispettivamente, il 60%, il 30% ed il 10% dei pdr serviti nell'ATEM, si potrebbe desumere che A goda di un vantaggio competitivo finanziario consistente nel dover riscattare solamente il 40% dell'ambito (e non il 60%, quota di PDR già

---

<sup>502</sup> Tale informazione fornisce in particolare un'indicazione: A) del grado di appetibilità, in termini di remunerazione attesa della gestione dell'ambito; B) del livello delle barriere finanziarie. Il numero di PDR di un ambito è infatti sia proporzionale al numero degli utenti (clienti) dell'ambito che all'entità del valore da corrispondere al gestore uscente.

<sup>503</sup> Il fattore di correzione viene applicato al fine di considerare l'effetto del decurtamento del valore relativo alla quota dell'asset di proprietà dell'ente locale dal valore di rimborso che dovrà essere corrisposto al gestore uscente (e che costituisce la principale barriera di accesso all'ATEM), in modo da considerare l'incidenza sul VIR della ripartizione pubblico/privata della proprietà della rete di distribuzione.

serviti dallo stesso operatore, per i quali pertanto questo non dovrà sopportare alcun esborso monetario<sup>504</sup>). Il vantaggio competitivo si affievolisce tuttavia notevolmente, laddove la proprietà della rete attraverso la quale l'incumbent A gestisce il servizio di distribuzione fosse, in tutto o in parte, di proprietà del Comune. Ciò in quanto il valore del VIR che all'operatore A dovrebbe essere riconosciuto per il riscatto dell'asset verrebbe decurtato del valore relativo alla quota di asset di proprietà del Comune<sup>505</sup>.

Ammettendo che la rete gestita dall'operatore A sia interamente di proprietà pubblica (detenuta dal Comune), e quella detenuta dagli operatori B e C interamente privata o mista (pubblico-privata), la situazione ipotizzata potrebbe addirittura ribaltarsi, ovvero l'operatore A sarebbe l'operatore che si troverebbe a sostenere un esborso finanziario maggiore rispetto a quello sostenuto da B e C per accedere al mercato in termini di valore residuo da riscattare.

E' stato tuttavia evidenziato<sup>506</sup> che in tutte le Regioni, e dunque in modo diffuso su tutto il territorio nazionale, le reti di distribuzione sono prevalentemente di proprietà dei gestori e solo in parte dei Comuni. Ciò consente di ritenere che l'evidenza della quota di mercato del primo operatore sia un elemento di per sé utile a fornire un'indicazione generale sul livello delle barriere finanziarie.

Vi sono tuttavia delle Regioni<sup>507</sup> in cui la quota di proprietà di rete di un soggetto diverso dal gestore è significativa, e pertanto, per tali località, la sola indicazione della quota percentuale dei PDR serviti potrebbe fornire un'informazione non attendibile sull'entità del valore del VIR da riconoscere all'incumbent e, pertanto, dell'entità reale della barriere finanziaria.

Non essendo il dato relativo alla quota di proprietà disponibile a livello di località o di ambito, ma solo a livello regionale, secondo i dati forniti da AEEGSI, il

---

<sup>504</sup> Si è già evidenziato nel secondo capitolo, cui si rinvia, che il vantaggio derivante dal mancato esborso per il pagamento del VIR è stato alla base della decisione dell'autorità di regolazione settoriale (AEEGSI) di definire forme di regolazione asimmetrica nella remunerazione del capitale investito riconosciuto, proprio allo scopo di eliminare o comunque fortemente ridurre tale vantaggio.

<sup>505</sup> Il VIR tenderebbe a zero nell'ipotesi, piuttosto irrealistica in cui la proprietà sia interamente comunale

<sup>506</sup> Si rinvia alla TABELLA n. 7

<sup>507</sup> Umbria, Marche, Friuli-Venezia-Giulia

valore dei PDR serviti dall'incumbent sarà moltiplicato per la percentuale che a livello regionale indica la proprietà di rete posseduta dal distributore.

Se pertanto si considera l'ambito di Alessandria 1, dopo aver calcolato il numero di PDR serviti da AMC (incumbent dell'ambito con una quota 44% di PDR serviti) tale valore sarà corretto moltiplicandolo per il fattore di correzione relativo alla quota di proprietà detenuta dal gestore privato nella Regione Piemonte (0,87%). Sappiamo infatti che in Piemonte, in media, l'87% della rete è di proprietà del distributore. Assumendo che a livello di ATEM si abbia la medesima percentuale di proprietà di rete di proprietà dei gestori che a livello regionale, è possibile correggere la valutazione sull'entità del valore da riconoscere all'uscente.

Tale assunzione determina tuttavia un margine di errore, che è evidentemente più elevato per le regioni più grandi e con maggiore numero di ambiti<sup>508</sup>. Il margine di errore si riduce invece considerevolmente per le Regioni che si compongono di un numero ridotto di ATEM, e azzerato nel caso di un unico ambito regionale<sup>509</sup>. Il valore 'corretto' dei pdr posseduti dall'incumbent consente di avere un'informazione maggiormente accurata ed attendibile del livello della barriera finanziaria rappresentata dal valore di rimborso da corrispondere al gestore uscente (nel caso ipotizzato, AMC).

#### **4.9 La dimensione dell'ATEM**

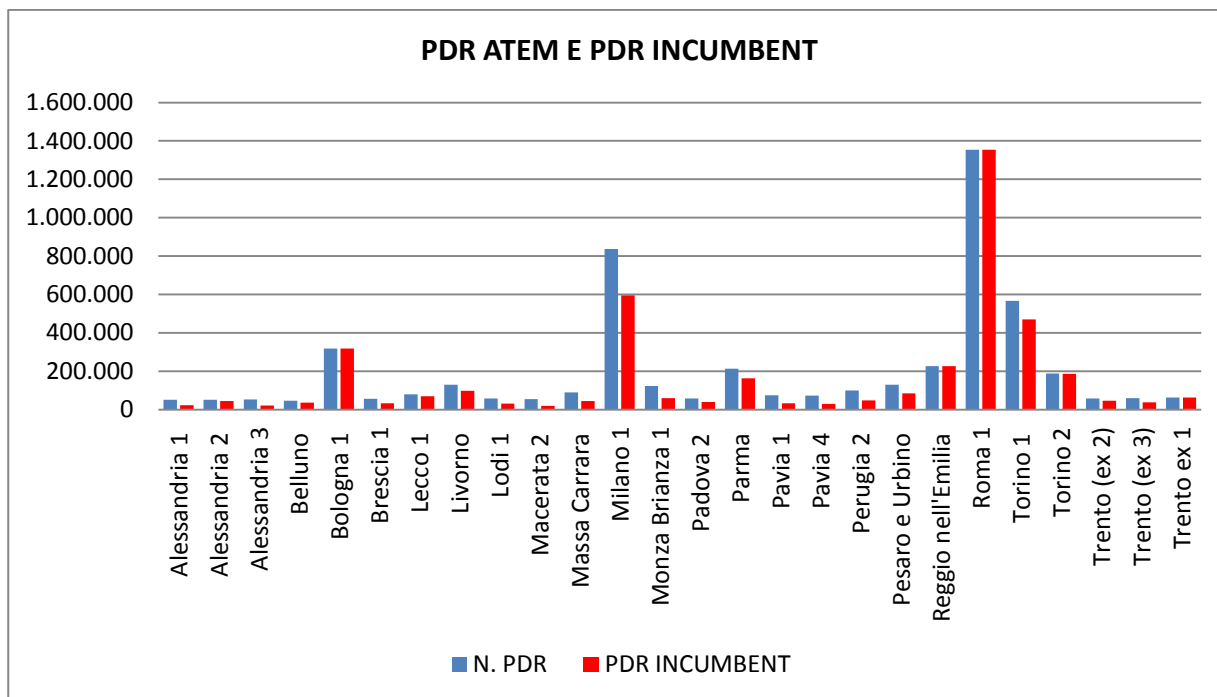
Il numero dei PDR totali serviti nell'ATEM offre un'informazione sulla remuneratività attesa dell'ambito ma anche sull'entità delle barriere all'ingresso. Un soggetto new comer, che non vanta alcuna presenza pregressa nell'ATEM, dovrà infatti corrispondere un valore di riscatto al gestore uscente che è proporzionale al 100% dei PDR serviti nell'ambito.

---

<sup>508</sup> Lombardia, Piemonte, Sicilia, Veneto, Emilia Romagna

<sup>509</sup> Si tratta, tuttavia, di un'unica Regione (Valle d'Aosta)

TABELLA N. 15– PDR<sup>510</sup> ATEM E PDR INCUMBENT PRIMO RAGGRUPPAMENTO



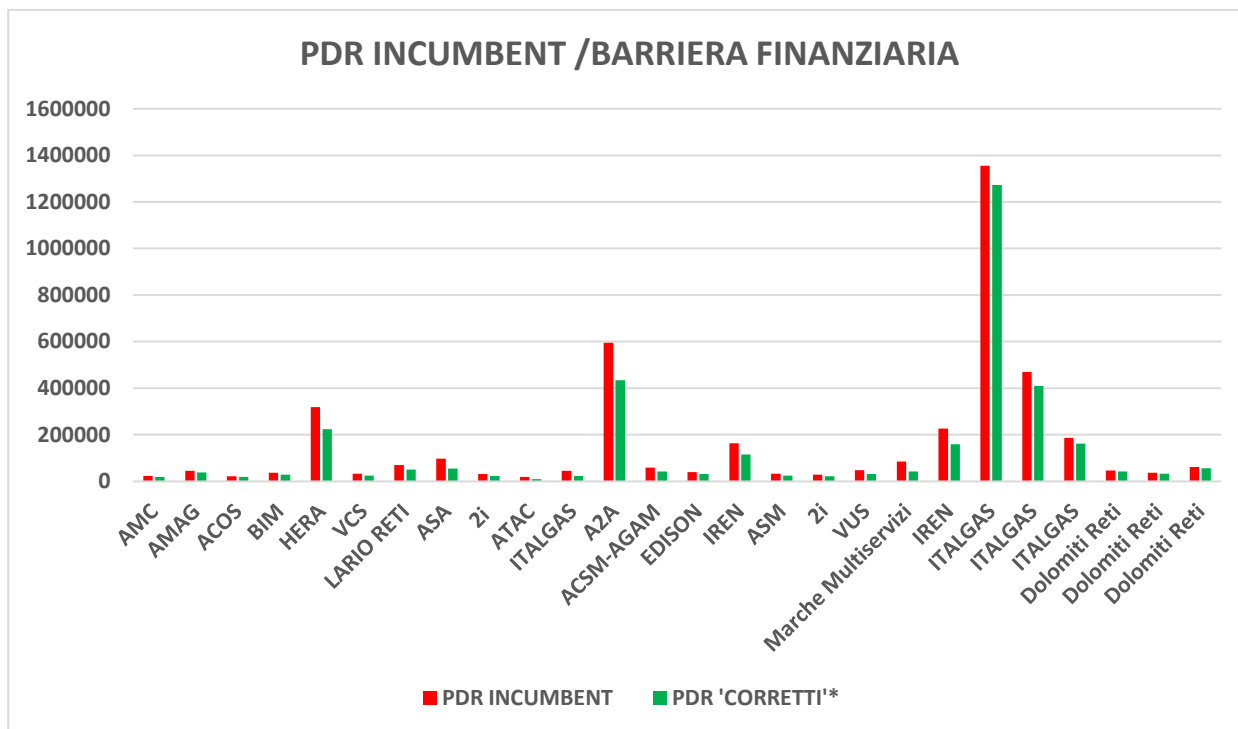
FONTE: AEEGSI E MISE

Il primo slot si caratterizza per la presenza di 4 ATEM relativi a città capoluogo di Regione (Roma 1, Milano 1, Torino 1, Bologna 1) che costituiscono ATEM di grandissime dimensioni (PDR totali serviti > 500.000). Nel primo raggruppamento sono infatti presenti i due ambiti che a livello nazionale presentano il maggior numero di punti di riconsegna serviti: Roma (1.354.811 PDR) e Milano 1 (837.256 PDR).

Mettendo a confronto il numero totale dei pdr serviti nell'ATEM con quelli serviti dall'operatore incumbent, si osserva che esiste una correlazione tra ATEM di maggiori dimensioni e quelli che presentano un elevato grado di concentrazione.

<sup>510</sup> In numero di punti di riconsegna serviti nell'ambito fornisce un'indicazione di carattere generale sull'attrattività, in termini di remunerazione attesa, che sul livello della barriera finanziaria per accedere al mercato, preminentemente rappresentata dal pagamento del valore residuo della rete di proprietà del gestore uscente.

TABELLA 16 –PDR INCUMBENT/BARRIERA FINANZIARIA PRIMO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU AEEGSI E MISE

Tale correlazione indica che gli ATEM che sono più attrattivi sono anche quelli in cui tuttavia è maggiore la presenza di barriere finanziarie all’ingresso (Roma 1, Milano 1, Torino 1, Bologna 1). Il valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente è infatti molto elevato per gli ambiti di grandi dimensioni. Le barriere di accesso al mercato appaiono per tali gare pertanto estremamente elevate sia in termini di barriere normative relative ai requisiti gestionali richiesti dal DM 226/2011<sup>511</sup> che di barriere finanziarie derivanti in particolare dall’obbligo del pagamento del VIR.

#### 4.10 Il secondo operatore e gli altri (potenziali) competitor

Nel primo raggruppamento il valore medio della quota di PDR serviti dal secondo operatore è di circa il 23%.

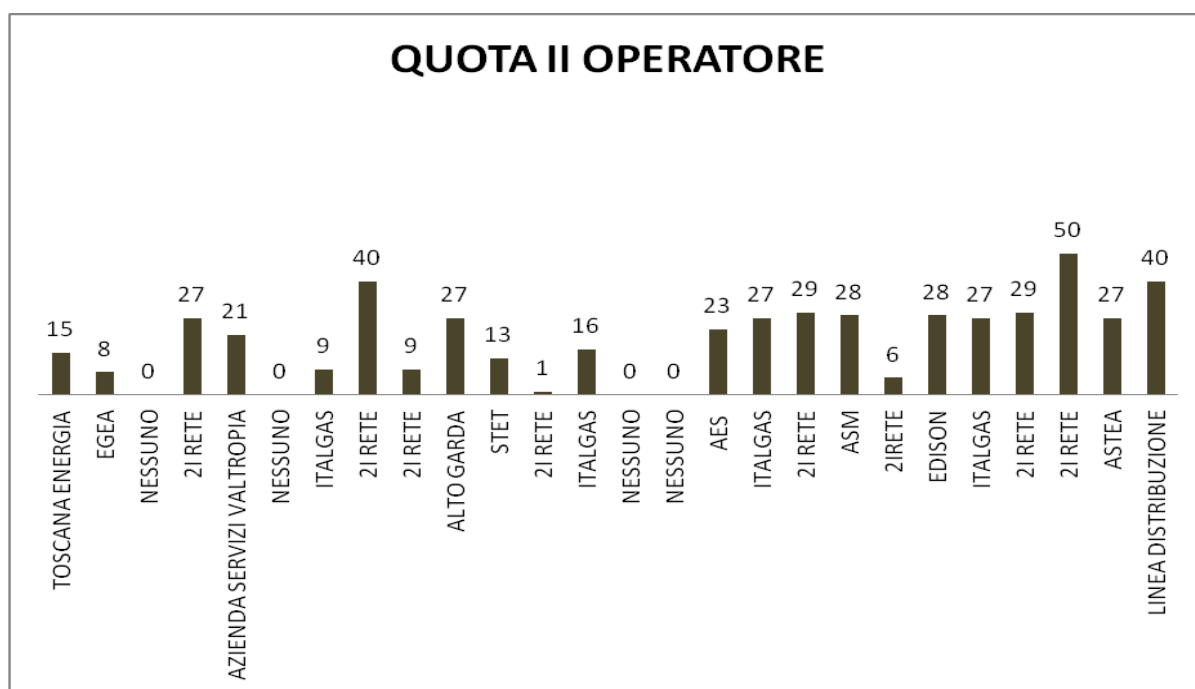
Partendo dall’assunto che uno specifico incentivo a partecipare alle gare è dato dalla pregressa presenza nell’ATEM<sup>512</sup>, l’indicazione relativa al posizionamento

<sup>511</sup> Si rinvia alla Nota n. 433

<sup>512</sup> Nell’ambito dell’attività istruttoria svolta dall’AGCM relativamente al provvedimento Casalmaggiore AGCM, Provvedimento n. 239764, I-740 (Comune di Casalmaggiore), gli operatori

del secondo player nell'ambito dovrebbe fornire un indice dell'entità dell'incentivo medio che questi ha a partecipare alla gara. Se un operatore è presente nella misura del 30% nell'ambito, questo non dovrà versare il VIR per quella parte proporzionale dell'impianto, ma, laddove si aggiudicasse la gara, riscattare circa<sup>513</sup> il 70% della rete. L'evidenza della quota del secondo operatore, così come del primo, consentono pertanto di avere un'informazione sia sul vantaggio in termini di mancato esborso, sia dell'entità delle barriere all'ingresso da parte degli operatori che vantano già una presenza nell'ATEM (è evidente, infatti, che un entrante new comer dovrà versare il 100% del VIR).

TABELLA 17 –SECONDO OPERATORE PRIMO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: AEEGSI E MISE

Dall'analisi emerge che in 8 ATEM (Alessandria 1, Alessandria 2, Alessandria 3, Torino 2, Pavia 4, Parma, Milano 1, Massa Carrara) il secondo operatore per numero di pdr serviti è 2i Rete Gas, che possiede sia dimensioni nazionali che

hanno espresso di nutrire uno specifico interesse a partecipare alle gare solo quanto la concessione riguardi località in cui questi vantino una presenza significativa (*stronghold strategy*)

<sup>513</sup> Tale dato dovrebbe essere tuttavia confrontato con quello relativo alla quota di impianto di proprietà del gestore privato e del Comune, che è tuttavia disponibile solamente a livello aggregato regionale.

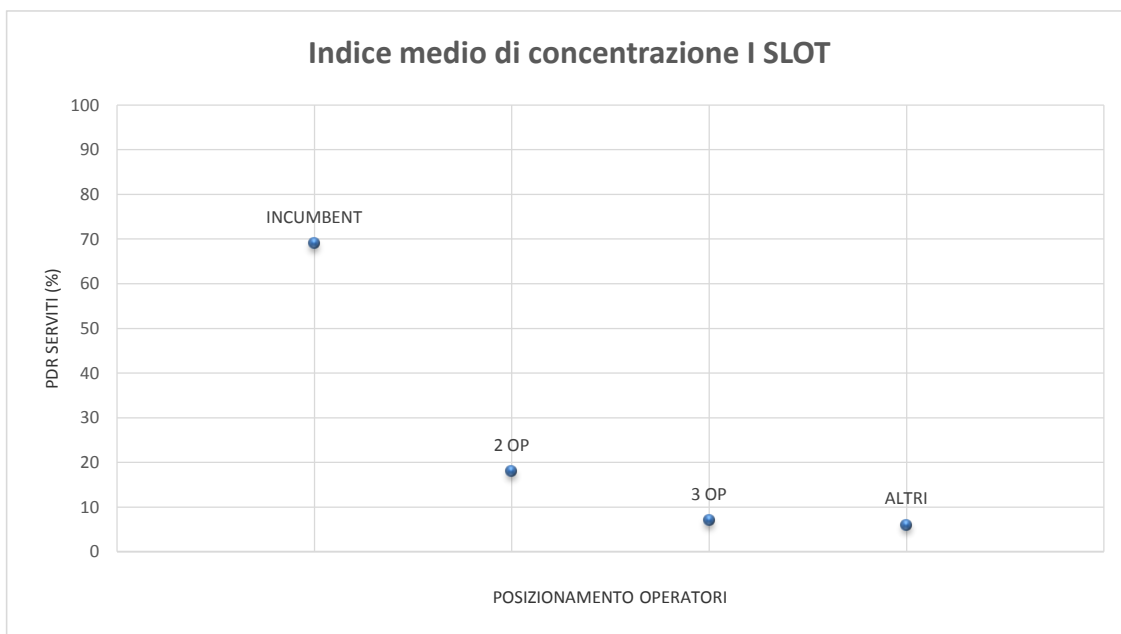
disponibilità finanziaria tale da renderlo un concorrente potenziale e credibile. In un ambito (Massa Carrara) vanta peraltro una presenza pregressa uguale a quella del principale competitor (Italgas). 2i Rete soddisfa inoltre anche il criterio della presenza negli ATEM limitrofi.

Fatta eccezione dell'ambito Lodi 1, in cui Linea Distribuzione ha una presenza pregressa pari al 40% dei pdr, nei restanti ambiti il secondo operatore vanta una presenza compresa tra il 20% ed il 30% in 6 ATEM (Brescia 1, Trento ex. 2, Trento ex 3, Pesaro ed Urbino, Perugia 2, Pavia 1). In 8 ambiti (Alessandria 2, Livorno, Lecco 1, Belluno, Parma, Torino 1, Torino 2, Trento ex. 2) il secondo operatore ha una presenza che si può considerare residuale (tra 1 e 16%).

Come già evidenziato, in 4 ATEM non è presente un secondo operatore, in quanto vi è un unico distributore che serve il 100% dei pdr.

Dall'analisi si evidenzia pertanto che primo ed il secondo operatore detengono, in media, il 90% dell'ATEM. La quota del terzo operatore, in media, è del 10% per un numero totale di distributori presenti nell'ATEM pari, in media a tre. Si giunge pertanto alla conclusione che la presenza di un terzo o più operatori è residuale.

TABELLA 18 –INDICE MEDIO DI CONCENTRAZIONE I SLOT



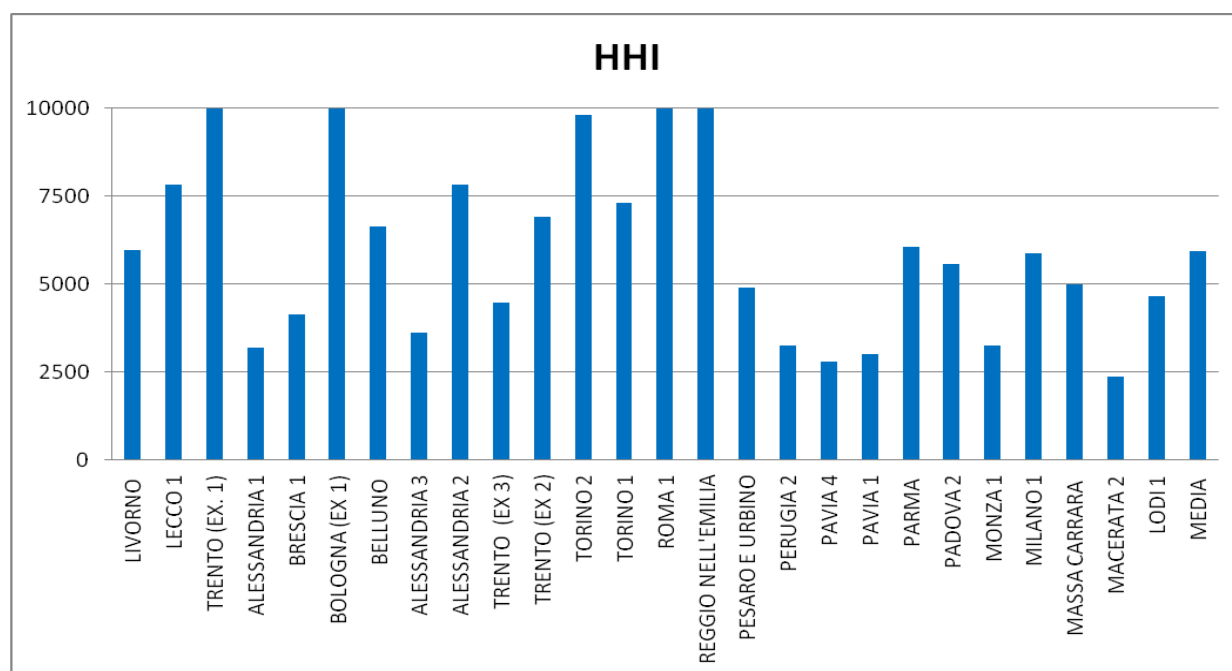
FONTE: AEEGSI E MISE



#### 4.11 L'Indice di concentrazione (HHI) come strumento per individuare gli ATEM in cui si attende una maggiore spinta verso la partecipazione in forma aggregata

Conoscendo le quote detenute da ciascun operatore ed il numero di operatori che operano nel mercato rilevante (l'ATEM), può essere calcolato per ciascun ambito l'indice di concentrazione HHI, che indica la situazione competitiva pre gara, ovvero quanto è forte il potere di mercato del primo operatore e quanti sono, e in che termini di presenza pregressa nell'ATEM, gli altri operatori, potenziali competitor. Tale indicazione non ha la pretesa di essere esaustiva, ma di fornire una fotografia di insieme, per evidenziare quali e quanti siano gli ambiti all'interno di ciascun raggruppamento per i quali appare più plausibile che vi sia una concorrenza effettiva e potenziale nelle future gare di ATEM, stimolata attraverso la ricerca di sinergie con partner, e gli ATEM in cui si registrerà una maggiore tendenza verso l'aggregazione (ATI, costituzioni di Newco, join ventures).

TABELLA 19 –HHI



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI AEEGSI E MISE

Il valore medio dell'indice di concentrazione degli ATEM che fanno parte del primo slot è infatti pari a 5936. Tale dato si ritiene estremamente significativo, in quanto indica la presenza di un forte disincentivo a non partecipare alle gare da parte dei soggetti diversi dall'incumbent derivante in particolare dall'elevata

barriera finanziaria. Dall'analisi emerge che solamente un ambito (Macerata 2) presenta un valore dell'indice inferiore a 2.500 mentre in nessun ambito il valore è inferiore a 2000<sup>514</sup>.

L'indice di concentrazione ha il difetto di non fornire indicazioni riguardo alla dimensione e alla disponibilità finanziaria degli operatori potenziali competitor nell'ambito, che sono invece variabili molto significative nella valutazione della concorrenza potenziale<sup>515</sup>.

Ad esempio, l'ATEM di Massa Carrara presenta un indice HHI pari a 5.000, che farebbe presupporre un livello medio di concentrazione del mercato medio-alto, e, conseguentemente, un grado di concorrenzialità basso della gara. Osservando tuttavia nello specifico la situazione competitiva dell'ATEM, si osserva che sono presenti due soli operatori che detengono il 50% dei PDR: Italgas e 2i Rete Gas, entrambi di dimensione nazionale e dotati delle risorse finanziarie per riscattare le reti.

La natura stessa della gara come strumento per l'affermazione della concorrenza per il mercato secondo lo schema "*the winner take it all*", tipico dei *bidding market*, comporta che, affinché una gara sia contendibile, non è necessario che siano presenti un numero minimo di concorrenti, quanto piuttosto che i concorrenti potenziali siano anche dei concorrenti credibili, ovvero dotati dei mezzi (soprattutto di tipo finanziario) per rappresentare una sufficiente minaccia nei confronti dell'incumbent.

Il dato della numerosità e delle quote possedute dagli operatori che vantano una presenza pregressa nell'ATEM (rappresentato dall'indice HII) risulta significativo laddove si assuma che anche i concorrenti che vantano una presenza ridotta rispetto all'incumbent possano avere un interesse specifico a partecipare alla gara. In particolare, un ATEM che presenti un HII basso rispetto alla media sta ad indicare

---

<sup>514</sup> Tale è il valore soglia, al di sopra del quale un mercato è considerato altamente concentrato ai sensi degli orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo della concentrazione tra imprese (2004/C 31/03)

<sup>515</sup> Per un'analisi degli orientamenti dell'AGCM e della giurisprudenza si rinvia a: AGCM, Provvedimento n. 19280 del 11 dicembre 2008 (*GDF SUEZS/Italgas*); AGCM, Provvedimento n. 18348 del 11 dicembre 2008 (*Ascopiave/Edigas Gas-Edigas Due*); AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012 (*CDP/Snam*); AGCM, Provvedimento n. 23923 del 28 settembre 2012, §9 (*HERA/Acegas-Aps*); AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (*HERA/AMGA Multiservizi*);

che sussiste una situazione ex ante (prima dello svolgimento della gara) meno sbilanciata a favore di pochi soggetti, e che, pertanto, l'esito della competizione dipenderà soprattutto dalle strategie di aggregazione tra gli operatori nell'ambito, sempre laddove tali forme di aggregazione siano considerate legittime<sup>516</sup>.

Riprendendo l'esempio dell'ATEM che presenta il valore di HHI più basso (Macerata), si tratta di un ambito in cui sono presenti 6 operatori che detengono rispettivamente le seguenti quote di mercato in termini di PDR serviti: 37% (incumbent), 27%, 15%, 11%, 11% e 2%. Trattandosi inoltre di un ATEM di dimensioni molto piccole (9.565 PDR serviti) le barriere finanziarie risultano basse.

Considerando inoltre che si tratta di un ambito collocato nelle Marche, la Regione in cui la quota di proprietà delle reti appartiene ai distributori è, in media, pari al 52% circa, si può desumere che il valore da corrispondere al gestore uscente nelle diverse località è di ridotta entità. Non sembra pertanto che in tale ATEM vi siano degli operatori che detengono un vantaggio competitivo tale da far desistere altri operatori dall'intento di partecipare alla gara.

In linea generale un valore dell'indice HHI basso può indicare gli ambiti in cui la situazione competitiva ex ante appare maggiormente omogenea (numero significativo di operatori e quote < 50-40%), in cui le barriere all'ingresso potrebbero essere ridotte o risultino determinanti le strategie di ricerca di partnership.

#### **4.12. ANALISI II RAGGRUPPAMENTO**

| ATEM           | INCUMBENT       | I  | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | HHI  | N. OP |
|----------------|-----------------|----|----|-----|----|---|----|-----|------|----|---|------|-------|
| BOLOGNA (EX 2) | HERA            | 88 | 6  | 4   | 2  |   |    |     |      |    |   | 7800 | 4     |
| BIELLA         | 2I RETE         | 77 | 13 | 10  |    |   |    |     |      |    |   | 6198 | 3     |
| ASCOLI PICENO  | ITALGAS         | 44 | 27 | 13  | 10 | 4 | 2  |     |      |    |   | 2954 | 6     |
| ALESSANDRIA 4  | 2I RETE         | 35 | 27 | 11  | 10 | 8 | 6  | 3   |      |    |   | 2284 | 7     |
| VICENZA 2      | ITALGAS         | 81 | 15 | 4   |    |   |    |     |      |    |   | 6802 | 3     |
| VICENZA 1      | AIM             | 72 | 8  | 8   | 6  | 4 | 2  |     |      |    |   | 5368 | 6     |
| VERONA 2       | GRITTI RETE GAS | 33 | 18 | 17  | 8  | 7 | 6  | 6   | 3    | 2  |   | 1900 | 9     |
| UDINE 1        | AMGA            | 49 | 32 | 8   | 7  | 4 |    |     |      |    |   | 3554 | 5     |

<sup>516</sup> Per approfondimenti si rinvia al Capitolo III e all'analisi dei casi Italgas-AcegasAps/Isontina Reti Gas e Casalmaggiore

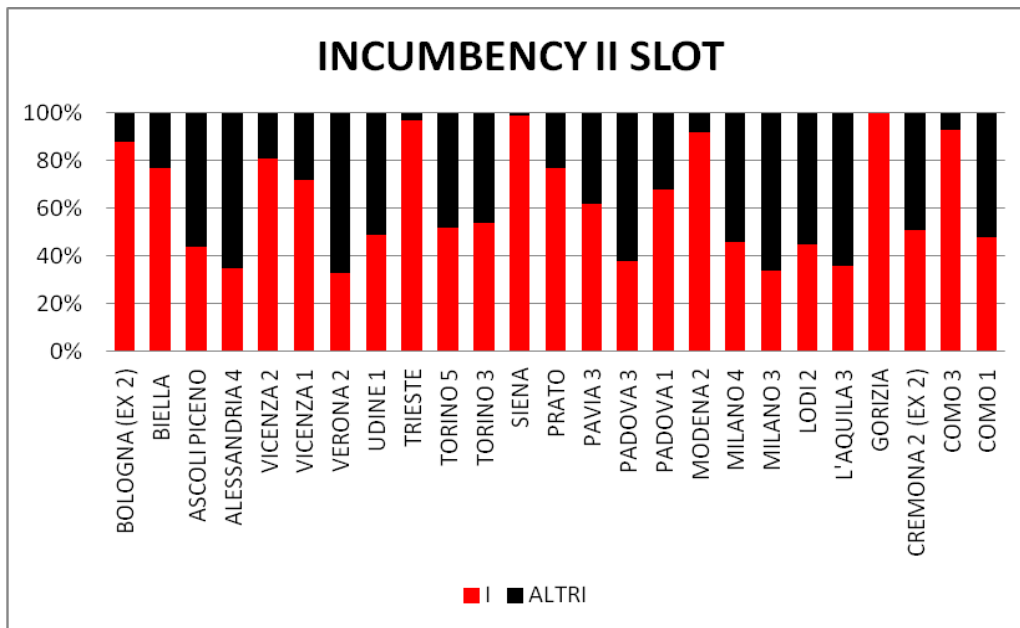
|                     |                        |     |    |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  |        |      |
|---------------------|------------------------|-----|----|----|----|---|---|---|---|---|---|--|--|--------|------|
| TRIESTE             | ACEGAS-APS             | 97  | 3  |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 9418   | 2    |
| TORINO 5            | AEG RETI               | 52  | 46 | 2  |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 4824   | 3    |
| TORINO 3            | ITALGAS                | 54  | 36 | 6  | 4  |   |   |   |   |   |   |  |  | 4264   | 4    |
| SIENA               | ESTRA                  | 99  | 1  |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 9802   | 2    |
| PRATO               | ESTRA                  | 77  | 23 |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 6458   | 2    |
| PAVIA 3             | 2I RETE                | 62  | 19 | 9  | 5  | 4 | 1 |   |   |   |   |  |  | 4328   | 6    |
| PADOVA 3            | ITALGAS                | 38  | 34 | 28 |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 3384   | 3    |
| PADOVA 1            | ACEGAS-APS             | 68  | 14 | 7  | 4  | 2 | 2 | 2 | 1 |   |   |  |  | 4898   | 8    |
| MODENA 2            | HERA                   | 92  | 8  |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 8528   | 2    |
| MILANO 4            | ITALGAS                | 46  | 20 | 20 | 10 | 2 | 2 |   |   |   |   |  |  | 3024   | 6    |
| MILANO 3            | 2I RETE                | 34  | 15 | 11 | 10 | 8 | 7 | 6 | 5 | 2 | 2 |  |  | 1784   | 10   |
| LODI 2              | 2I RETE                | 45  | 18 | 15 | 13 | 8 | 1 |   |   |   |   |  |  | 2808   | 6    |
| L'AQUILA 3          | ISONTINA RETI          | 36  | 29 | 12 | 10 | 6 | 5 | 2 |   |   |   |  |  | 2446   | 7    |
| GORIZIA             | LINEA<br>DISTRIBUZIONE | 100 |    |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 10.000 | 1    |
| CREMONA 2 (EX<br>2) | 2I RETE                | 51  | 23 | 9  | 8  | 7 | 2 |   |   |   |   |  |  | 3328   | 6    |
| COMO 3              | ACSM-AGAM              | 93  | 7  |    |    |   |   |   |   |   |   |  |  | 8698   | 2    |
| COMO 1              | ACSM-AGAM              | 48  | 20 | 13 | 10 | 8 | 1 |   |   |   |   |  |  | 3038   | 6    |
| MEDIA               |                        | 63  | 19 | 11 | 8  | 6 | 3 | 4 | 3 | 2 | 2 |  |  | 5115,6 | 4,76 |

TABELLA 1 – OVERVIEW SECONDO RAGGRUPPAMENTO

### **Primo operatore (incumbent)**

Dall'analisi dei dati si evidenzia che il primo operatore vanta una presenza pregressa sul territorio pari, in media, al 63% dei PDR serviti, leggermente inferiore a quella evidenziata nel primo slot (69%), ma comunque molto elevata e tale da far ritenere che in capo all'incumbent sussista un considerevole vantaggio competitivo nella maggioranza dei 25 ATEM facenti parte di tale raggruppamento.

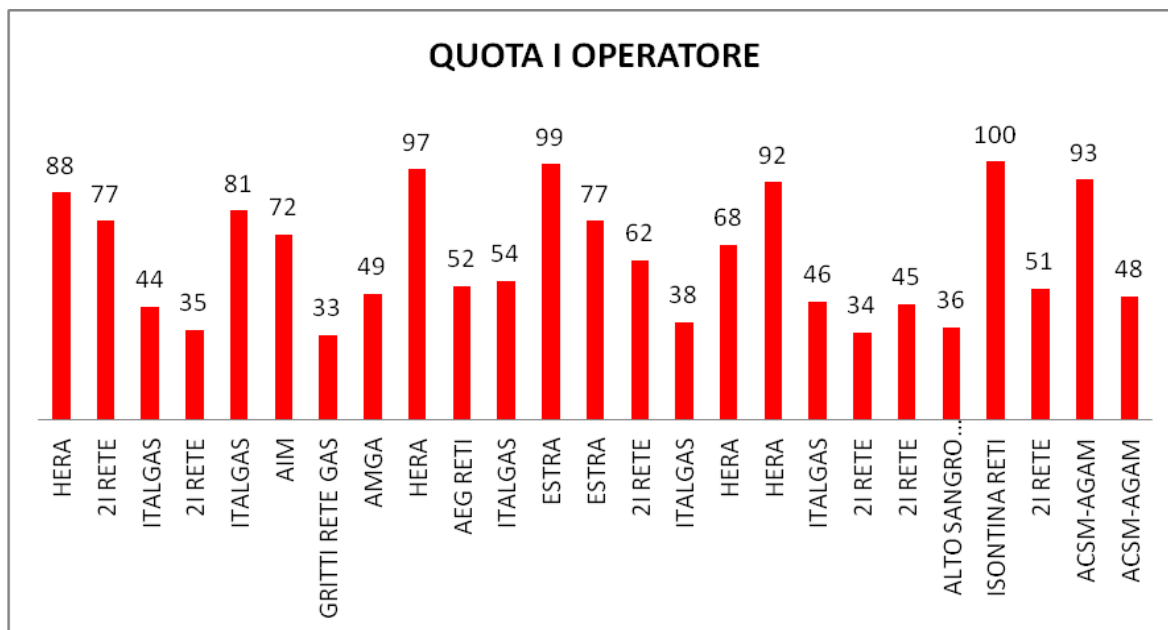
TABELLA 20 - INCUMBENCY PRIMO OPERATORE SECONDO RAGGRUPPAMENTO



Fonte: AEEGSI e MISE

Solamente in 1 ATEM (Gorizia) il grado di incumbency del primo operatore è pari al totale dei pdr serviti (100%) ma in 4 ambiti (Trieste, Siena, Como 3, Bologna 2) è superiore al 90%. In 15 ambiti (Bologna ex. 2, Biella, Vicenza 1, Vicenza 2, Torino 3, Torino 5, Trieste, Siena, Prato, Pavia 3, Padova 1, Modena 2, Gorizia, Cremona 2 ex 2, Como 3) la quota del primo operatore è comunque maggiore alla soglia del 50% dei pdr serviti. Nei restanti 8 ambiti (Ascoli Piceno, Alessandria 4, Verona 2, Udine 1, Padova 3, L'Aquila 3, Lodi 2, Como 1) è invece compresa tra il 33% ed il 49.

TABELLA 21- PRIMO OPERATORE SECONDO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: AEEGSI E MISE

Preponderante risulta essere la presenza di 2i Rete Gas, incumbent in 6 ATEM (Biella, Alessandria 4, Milano 3, Lodi 2, Pavia 3, Cremona 2 ex 2) con una media pari al 50% della quota dell'ambito, e F2i, primo operatore in 5 ambiti (Ascoli Piceno, Torino 3, Padova 3, Milano 4, Vicenza 2) con un tasso di incumbency pari in media al 52%.

Rilevante anche la presenza di HERA, presente in 4 ambiti (Bologna ex 2, Trieste e Modena, Padova 1) con una presenza pari in media al 86%, ed ESTRA, presente in 2 ATEM (Siena e Prato) con quote rispettivamente di 99% e 77%.

In generale l'analisi de secondo raggruppamento, oltre a confermare la presenza diffusa dei due principali operatori di dimensione nazionale (2i Rete Gas ed Italgas), evidenzia il presidio di aziende ex partecipate o in parte partecipate dagli enti locali (HERA, ESTRA, ACSM-AGAM, AIM, AMGA, ISONTINA RETI, ALTO SANGRO DISTRIBUZIONE).

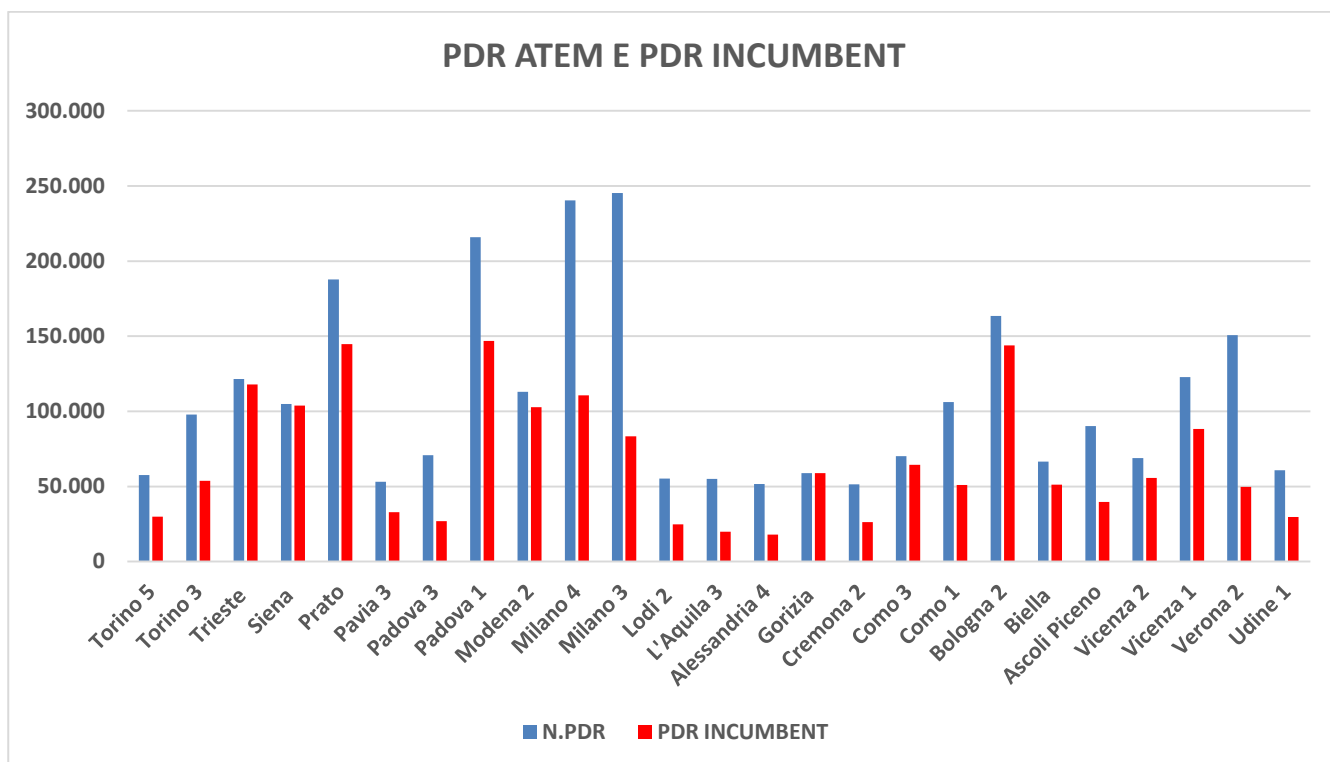
Trattasi di società di medio-grandi dimensione, che vantano un incumbency significativa localizzata in un numero ridotto di ATEM nel Centro Nord, o in qualche caso in un solo ATEM.

### La dimensione dell'ATEM

Rispetto al primo raggruppamento, caratterizzato dalla presenza di 4 ambiti con PDR > 500.000, gli ambiti compresi nel secondo slot presentano dimensioni

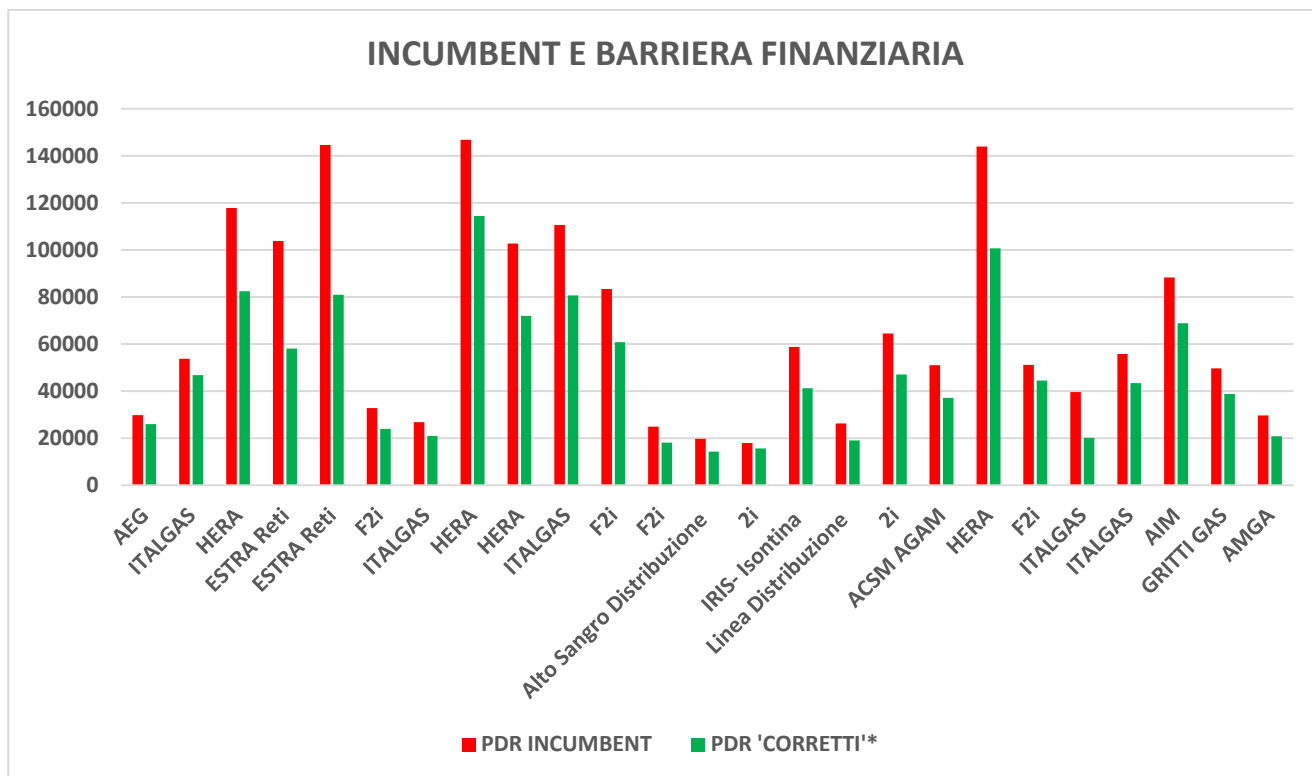
minori. I due ambiti di Milano 3 e Milano 4 sono quelli che presentano il maggior numero di punti serviti, che è comunque < 250.000. Occorre peraltro rilevare che il tasso di incumbency in tali ATEM è medio, pari, rispettivamente al 34% e al 46%. Altri ambiti di grandi dimensioni sono: Padova 1 con un numero di pdr > 200.000 <250.000 e dove l'operatore incumbent (HERA/Acegas- APS), detiene una quota del 68%, Prato e Bologna con un numero di PDR > 150.000 < 200.000 e una quota di incumbency rispettivamente del 77% (ESTRA) e 88% (HERA).

TABELLA 22 – N. PDR SECONDO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

TABELLA N. 23 -PDR INCUMBENT/BARRIERAFINANZIARIA SECONDO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONI SI DATI MISE E AEEGSI

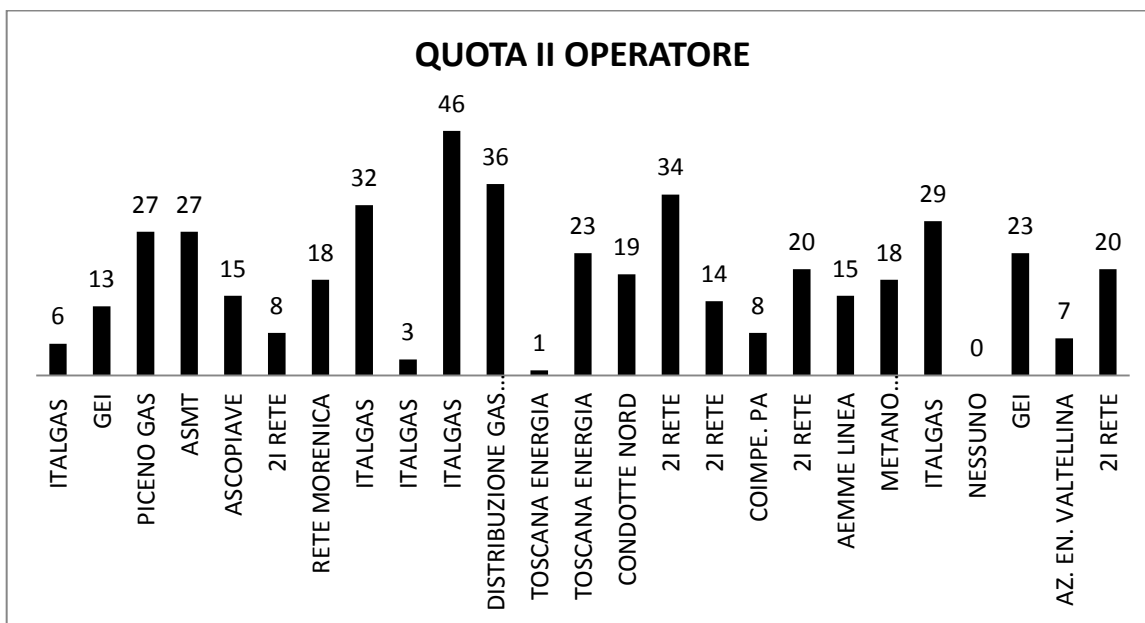
Dall’analisi dei pdr detenuti dal primo operatore, gli ambiti in cui la barriera finanziaria connessa al pagamento del VIR risulta essere più elevata, anche considerando la quota di proprietà dell’ente locale da scomputare (PDR ‘Corretti’) sono pertanto Padova 1 e Bologna 2 e Trieste, dove il primo operatore è in entrambi i casi HERA, e Prato, dove incumbent è invece ESTRA.

### **Il secondo operatore e gli altri (potenziali) competitor**

Il valore medio della quota dal secondo operatore è di circa 19% ed il numero dei distributori presenti nell’ATEM è, in media, pari a 5. In 10 ATEM (Bologna ex. 2, Biella, Trieste, Vicenza, Siena, Padova 2, Modena 1, Milano 3, Gorizia, Como 3) il secondo operatore vanta una presenza di entità trascurabile, compresa tra lo 0% ed il 15%.



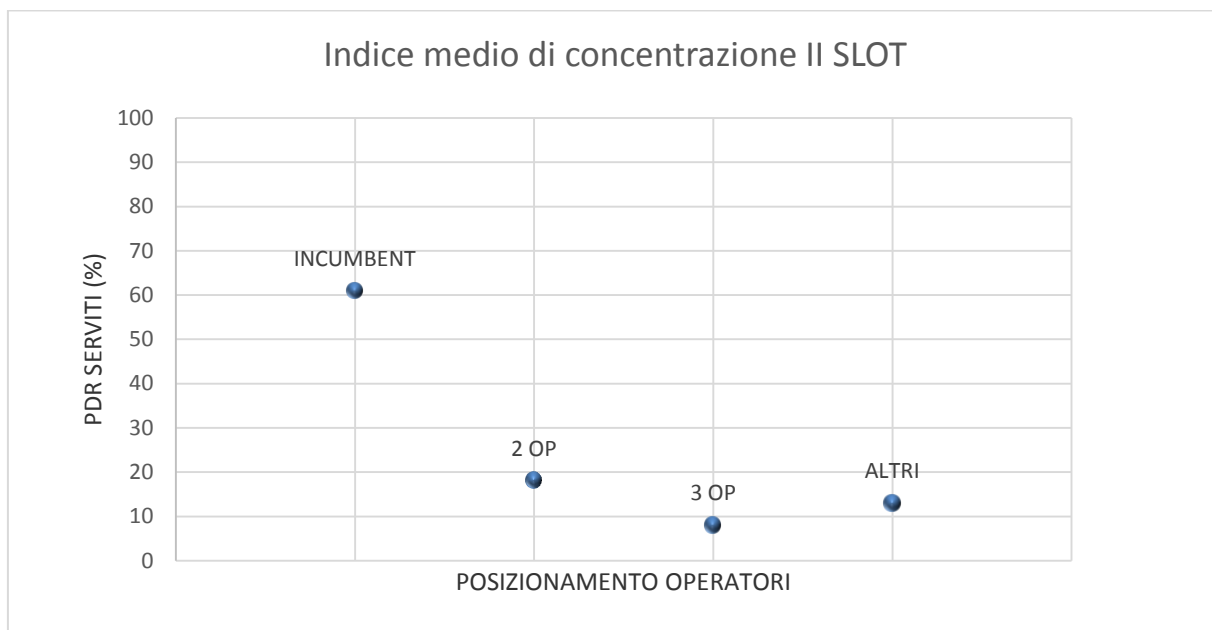
TABELLA 24 – QUOTA SECONDO OPERATORE – SECONDO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

Italgas è presente in 5 ATEM (Bologna ex. 2, Udine, Trieste, Torino 5 e l'Aquila 3) con una quota media del 23%. Significativa in particolare la presenza dell'operatore nell'ambito di Torino 5 (46%). Anche 2I Rete Gas è presente in 5 ATEM (Vicenza 1, Padova 1, Padova 3, Milano 4 e Como 1) con una quota media di 19%. In un unico ATEM (Gorizia) non è presente un secondo operatore in quanto l'incumbent serve il 100% dei pdr. Sebbene gli ambiti rientranti nel secondo scaglione si caratterizzino per un numero medio più elevato di operatori rispetto al lotto precedente (5 anziché 3), considerando che la somma della quota detenuta dal primo e dal secondo operatore è, in media, pari al 82%, la presenza degli altri operatori risulta nella maggior parte dei casi non così significativa da poterli qualificare come concorrenti potenziali credibili.

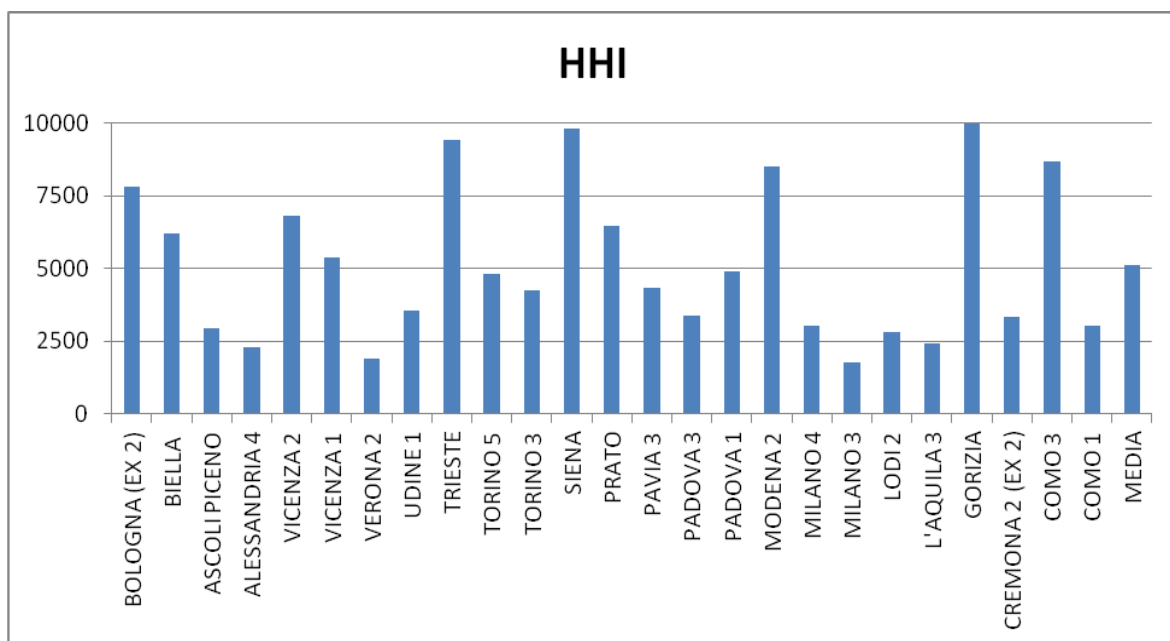
TABELLA N. 24



FONTE: ELABORAZIONE SU DARI MISE E AEGSI

L'indice HHI medio d'ambito è pari a 5115. In 8 ambiti (Ascoli Piceno, Padova 3, Milano 3, L'Aquila 3, Alessandria 4, Cremona 2, Como 1, Verona 2) sono presenti un numero considerevole di distributori (da sei a 10) e l'incumbent detiene una quota di pdr < al 40%.

TABELLA N. 25



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEGSI

Tre ATEM in particolare risultano avere un maggiore livello di contendibilità, e per essi il valore dell'indice HHI risulta inferiore a 2.500 (l'Aquila 3, Verona 2, Alessandria 4). L'Aquila 3 e Alessandria 4 in particolare hanno tutte le caratteristiche che identificano un ATEM come contendibile: il primo operatore possiede una quota di ambito contenuta sotto al valore-soglia del 50% (rispettivamente 34% e 36%), sono presenti nell'ambito un numero considerevole di operatori (in entrambi i casi 7), la dimensione dell'ATEM è ridotta (55.807 PDR e 51.649 PDR), da che ne deriva conseguentemente che i requisiti organizzativi e la barriera finanziaria in termini di VIR da riconoscere al gestore uscente (Isontina Reti gas ed 2I Rete Gas) appaiono, rispetto alla media, di modesta entità.

#### **4.13 ANALISI III RAGGRUPPAMENTO**

Nei 23 ATEM che fanno parte del terzo slot, afferenti prevalentemente località del Centro-Nord, la quota di pdr serviti dal primo operatore è pari, in media, al 64%.

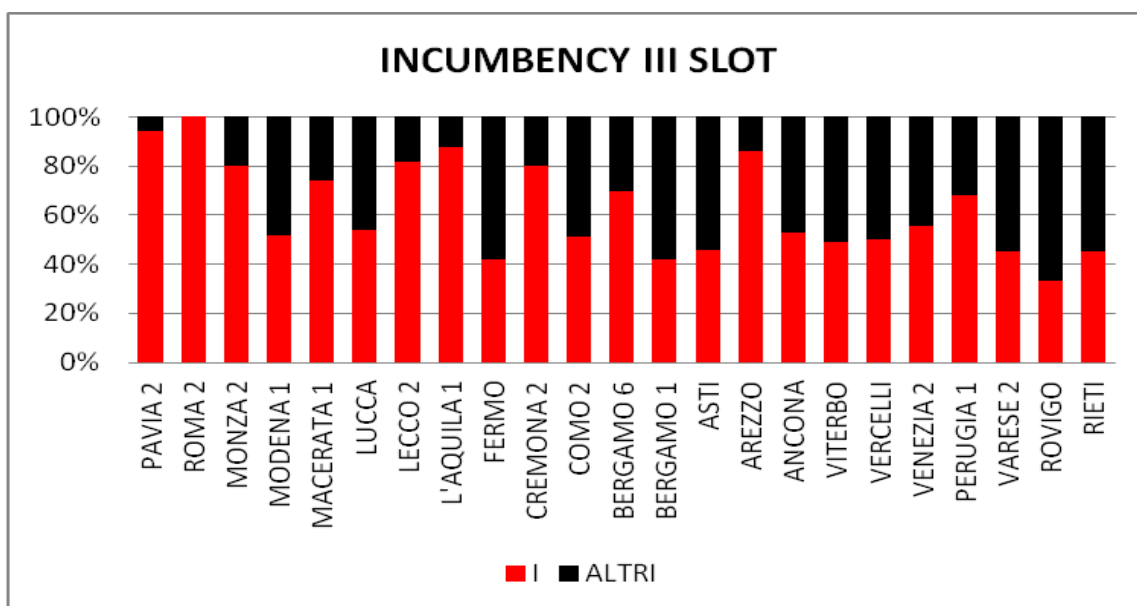
| ATEM       | INCUMBENT           | I   | II | III | IV | V | VI | VII | HHI    | N. OP |
|------------|---------------------|-----|----|-----|----|---|----|-----|--------|-------|
| PAVIA 2    | LINEA DISTRIBUZIONE | 94  | 6  |     |    |   |    |     | 8872   | 2     |
| ROMA 2     | ITALGAS             | 100 |    |     |    |   |    |     | 10.000 | 1     |
| MONZA 2    | GELSIA              | 80  | 15 | 3   | 2  |   |    |     | 6638   | 4     |
| MODENA 1   | AS RETI             | 52  | 48 |     |    |   |    |     | 5008   | 2     |
| MACERATA 1 | ITALGAS             | 74  | 10 | 7   | 5  | 3 | 1  |     | 5660   | 6     |
| LUCCA      | TOSCANA ENERGIA     | 54  | 29 | 14  | 3  |   |    |     | 3962   | 4     |
| LECCO 2    | 2I RETE             | 82  | 10 | 8   |    |   |    |     | 6888   | 3     |
| L'AQUILA 1 | 2I RETE             | 88  | 5  | 4   | 3  |   |    |     | 7794   | 4     |
| FERMO      | ITALGAS             | 42  | 23 | 14  | 13 | 5 | 3  |     | 2692   | 6     |
| CREMONA 2  | LINEA DISTRIBUZIONE | 80  | 17 | 2   | 1  |   |    |     | 6694   | 4     |
| COMO 2     | ACSM AGAM           | 51  | 39 | 5   | 3  | 2 |    |     | 4160   | 5     |
| BERGAMO 6  | 2I RETE             | 70  | 19 | 5   | 3  | 3 |    |     | 5304   | 5     |
| BERGAMO 1  | UNIGAS              | 42  | 29 | 14  | 12 | 3 |    |     | 2954   | 5     |
| ASTI       | ITALGAS             | 46  | 20 | 18  | 9  | 4 | 3  |     | 2946   | 6     |
| AREZZO     | ESTRA               | 86  | 14 |     |    |   |    |     | 7592   | 2     |
| ANCONA     | MULTISERVIZI        | 58  | 16 | 7   | 7  | 5 | 5  | 2   | 3772   | 7     |
| VITERBO    | ITALGAS             | 59  | 38 | 3   |    |   |    |     | 4934   | 3     |
| VERCELLI   | 2I RETE             | 50  | 37 | 7   | 4  | 2 |    |     | 3938   | 5     |
| VENEZIA 2  | 2I RETE             | 61  | 15 | 13  | 6  | 6 |    |     | 4187   | 5     |

|           |         |      |    |     |     |    |   |   |        |       |
|-----------|---------|------|----|-----|-----|----|---|---|--------|-------|
| PERUGIA 1 | 2I RETE | 68   | 11 | 10  | 8   | 3  |   |   | 4918   | 5     |
| VARESE 2  | 2I RETE | 45   | 39 | 8   | 8   |    |   |   | 3674   | 4     |
| ROVIGO    | 2I RETE | 33   | 26 | 20  | 11  | 10 |   |   | 2386   | 5     |
| RIETI     | ESTRA   | 45   | 34 | 18  | 2   | 1  |   |   | 3510   | 5     |
| MEDIA     |         | 63,5 | 24 | 9,5 | 5,9 | 4  | 3 | 2 | 5151,4 | 4,261 |

TABELLA 1 – OVERVIEW TERZO RAGGRUPPAMENTO

Solamente in 1 ATEM (Roma 2) il primo operatore serve il totale dei pdr serviti (100%). In 16 ambiti l'incumbent detiene comunque una quota d'ambito superiore al 50% e solamente in un ambito (quello di Rovigo) tale valore è inferiore al 40%.

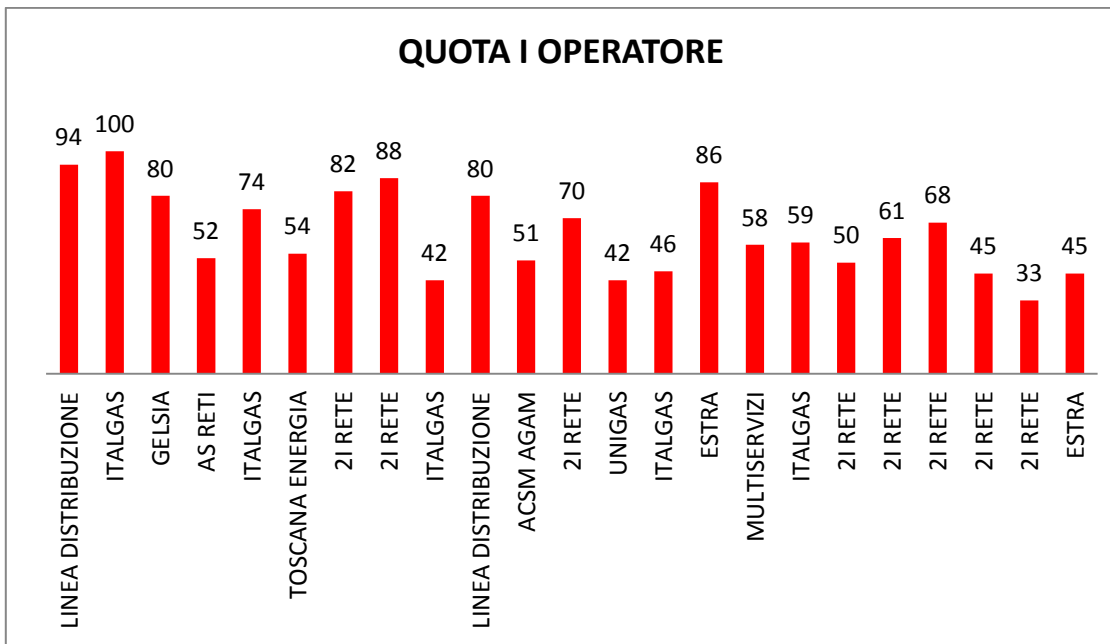
TABELLA N. 25



Fonte: MISE e AEEGSI

Preponderante anche nel III raggruppamento risulta essere la presenza di 2i Rete Gas, primo operatore in 8 ambiti con un tasso di incumbency pari in media al 62%, e di ITALGAS, incumbent in 4 ambiti con una quota media del 69%.

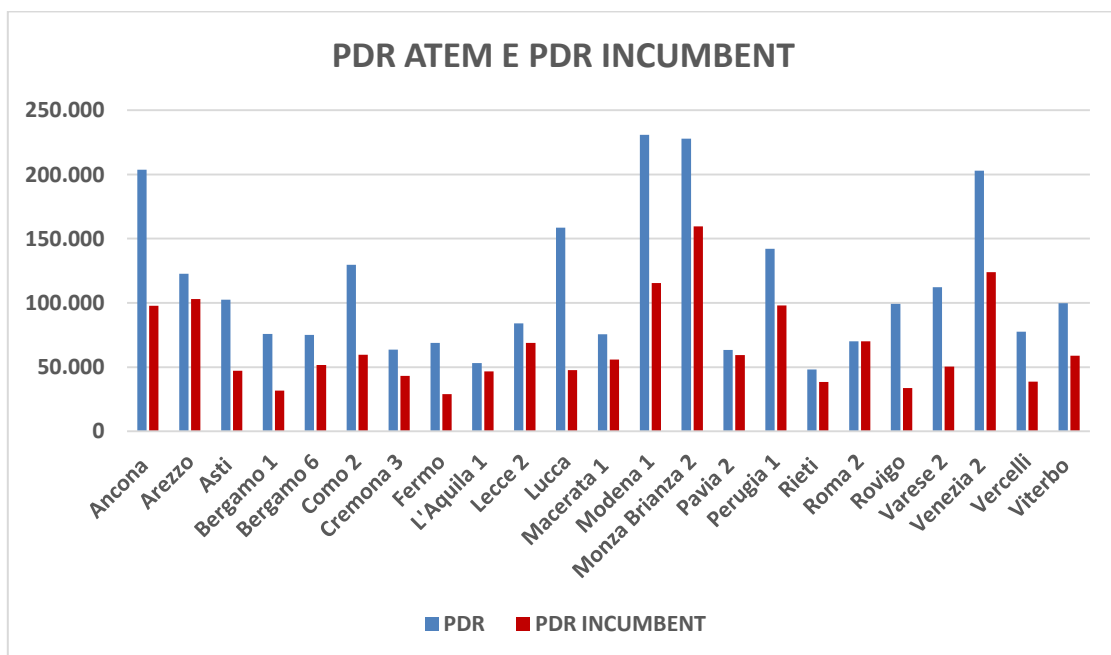
TABELLA N. 26



FONTE: MISE E AEEGSI

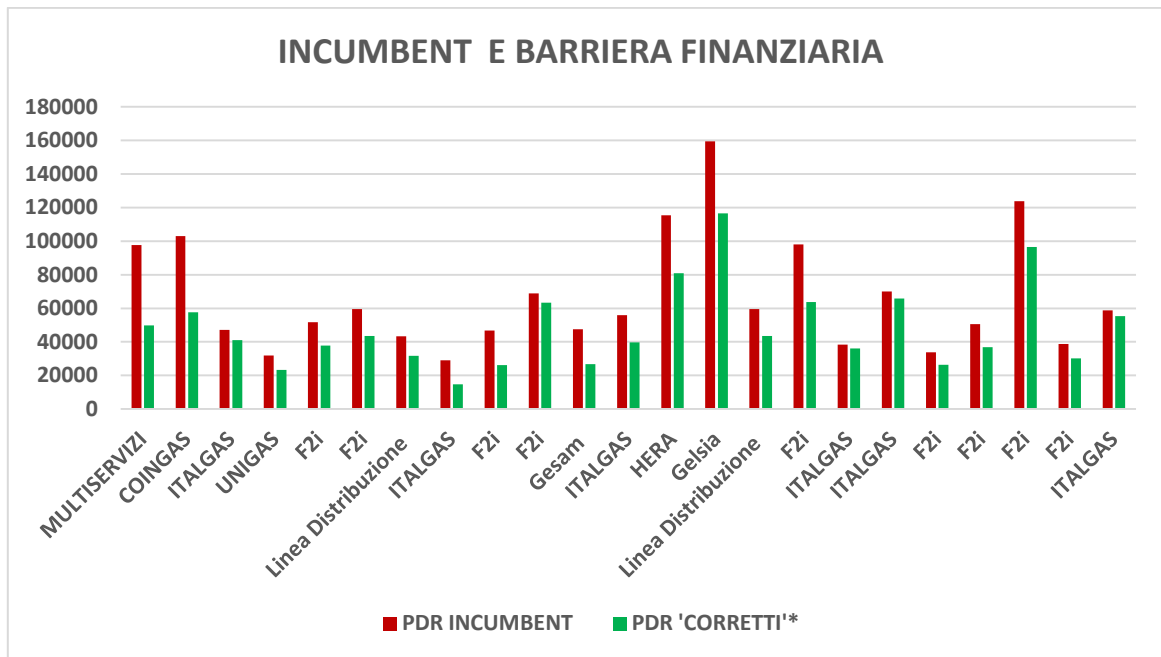
Rilevante anche la presenza di Linea Distribuzione, primo operatore in due ambiti (Pavia 2, Cremona 2) con una media del 87% dei pdr serviti, ed ESTRA, anch'essa presente in due ambiti (Arezzo, Rieti) con una quota media del 66%.

TABELLA N. 27 – PDR ATEM E INCUMBENT



FONTE: MISE E AEEGSI

TABELLA N. 28 PDR INCUMBENT/BARRIERAFINANZIARIA TERZO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI AEEGSI E MISE

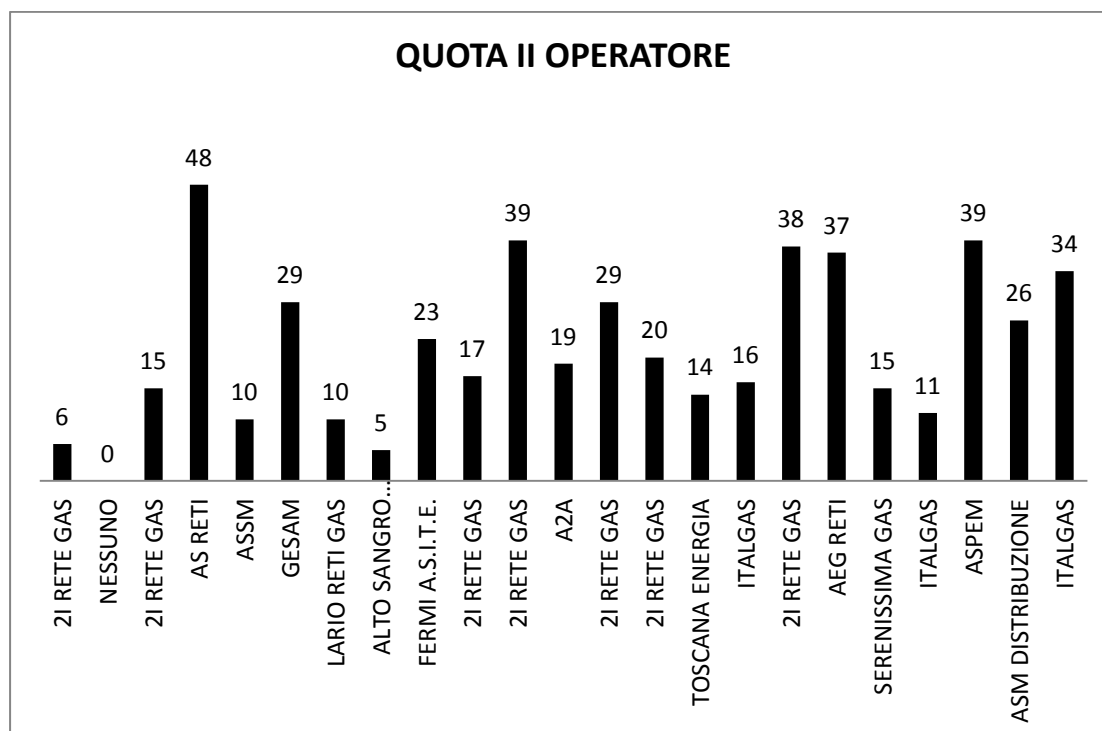
I due ambiti che fanno parte del raggruppamento di maggiori dimensioni sono Modena 1, Monza Brianza 2, Ancona e Venezia 2, con un numero di PDR serviti >200.000<250.000. Tra questi l'ambito in cui l'operatore detiene la quota di mercato più elevata è Monza Brianza 2, quello più basso Ancona, dove l'operatore incumbent è Multiservizi. Inoltre, dal momento che Ancona si trova nelle Marche, che è la Regione in cui la quota dell'asset non di proprietà del gestore è elevata (49%), confrontando il numero di pdr detenuti dal gestore e quello 'corretto' applicando il fattore di correzione si può notare che la barriera finanziaria appare notevolmente ridotta.

La barriera finanziaria più elevata in termini di valore di rimborso da riconoscere all'incumbent riguarda l'ambito di Monza 2 (dove il primo operatore è Gelsia), seguita da Venezia 2 (2i Rete Gas). L'ambito in cui la barriera finanziaria e i requisiti gestionali sono più bassi è invece Fermo, dove è incumbent Italgas con una quota del 42%.

### **Secondo operatore e altri**

Rispetto al I e II slot, la presenza del secondo operatore risulta più significativa, con una quota media di ambito pari al 24%.

TABELLA 29 – QUOTA SECONDO OPERATORE – TERZO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

Anche in tale raggruppamento si conferma la presenza preponderante come secondo operatore di 2i Rete Gas, presente con una quota media di 23% in 7 ATEM (Pavia 2, Monza 2, Como 2, Cremona 2, Bergamo 1, Asti, Viterbo). Italgas è invece secondo operatore in 3 ambiti (Ancona, Perugia 1, Rieti), con una quota media pari al 20%.

Negli altri ambiti l'identikit del secondo operatore è l'azienda ex municipalizzata di grande o medio dimensione o facenti parte di gruppi di medio/grande dimensione (A2A<sup>517</sup>, Toscana Energia<sup>518</sup>, ASM Distribuzione<sup>519</sup>, Serenissima Gas<sup>520</sup>, Fermi A.S.I.T.E. Distribuzione, ASSM<sup>521</sup>) oppure è un distributore

<sup>517</sup> A2A è la multiutility nata il primo gennaio 2008 dalla fusione tra AEM SpA Milano e ASM SpA Brescia con l'apporto di Amsa ed Ecodeco, le due società ambientali acquisite dal Gruppo. È una società quotata in borsa.

<sup>518</sup> Toscana Energia è una società operativa nata a partire da 1 marzo 2007 dalla fusione di FIORENTINA GAS e Toscana Gas. Attualmente la società distribuisce gas naturale in 91 Comuni nella regione Toscana. Ha come partner industriale Italgas (gruppo SNAM). Informazione desunta dal sito istituzionale:

<sup>519</sup> L'ASM distribuzione dal 14 dicembre 2007 è stata acquisita per intero da ASCOPIAVE SPA, che ne è pertanto la holding. Informazione desunta dal sito istituzionale:

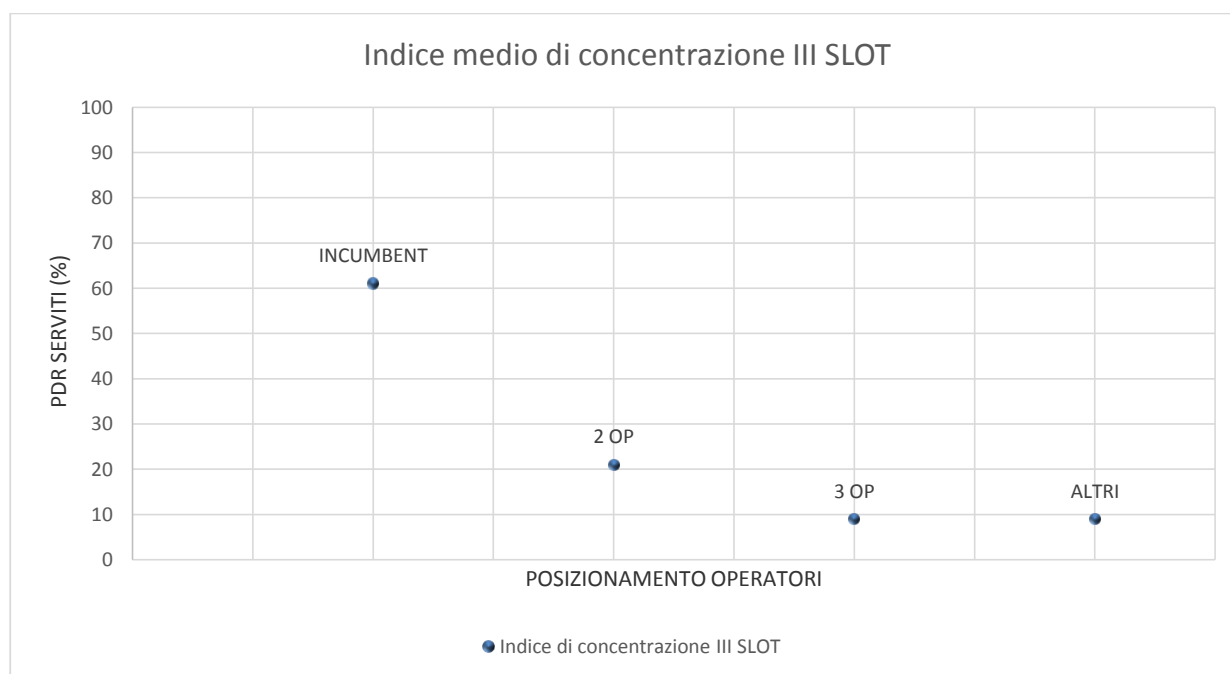
<sup>520</sup> Serenissima Gas è una società del gruppo ACSM –AGAM e fornisce la distribuzione del gas naturale esclusivamente in alcuni comuni nella provincia di Venezia, Udine e Monza e Brianza. Informazioni desunte dal sito istituzionale dell'azienda: <http://www.serenissimagas.it/italian/index.php>

cha ha un bacino d'utenza circoscritto ad alcune Regioni o località del territorio (GESAM<sup>522</sup>, ALTO SANGRO DISTRIBUZIONE<sup>523</sup>).

In 9 ambiti (Pavia 2, Roma 2, Monza 2, Lecco 2, l'Aquila 2, Ancona, Arezzo, Venezia 2, Perugia 1) la presenza del secondo operatore risulta residuale (da 0 a 16%).

In 6 ambiti (Lucca, Fermo, Bergamo 1, Bergamo 6, Asti, Rovigo, 6) è compresa tra il 17 ed il 29%, mentre solamente in 6 ATEM (Modena 1, Viterbo, Rieti, Varese 2, Vercelli, Como 2) è significativa (da 30 a 48%).

TABELLA N. 30



<sup>521</sup> L'ASSM nasce, come Azienda Speciale Servizi Municipalizzati del Comune di Tolentino, nell'anno 1906. La forma giuridica dell'ASSM si è evoluta nel tempo passando dall'originale Azienda Municipale ad Azienda Speciale nel 1994 e infine a S.p.A. interamente pubblica nel 2001; Infine, nel corso del 2003, sono entrati a far parte della compagine societaria, fino a quel momento limitata al Comune di Tolentino, i Comuni di Belforte del Chienti, di Caldarola, di Serrapetrona, di Camporotondo e di Cessapalombo. Informazioni desunte dal sito istituzionale: <http://www.assm.it/la-storia.html>

<sup>522</sup> La GESAM S.p.A. garantisce da alcuni decenni la distribuzione del gas metano nel Comune di Lucca e in altri 7 Comuni della Provincia. Informazioni desunte dal sito istituzionale dell'azienda:

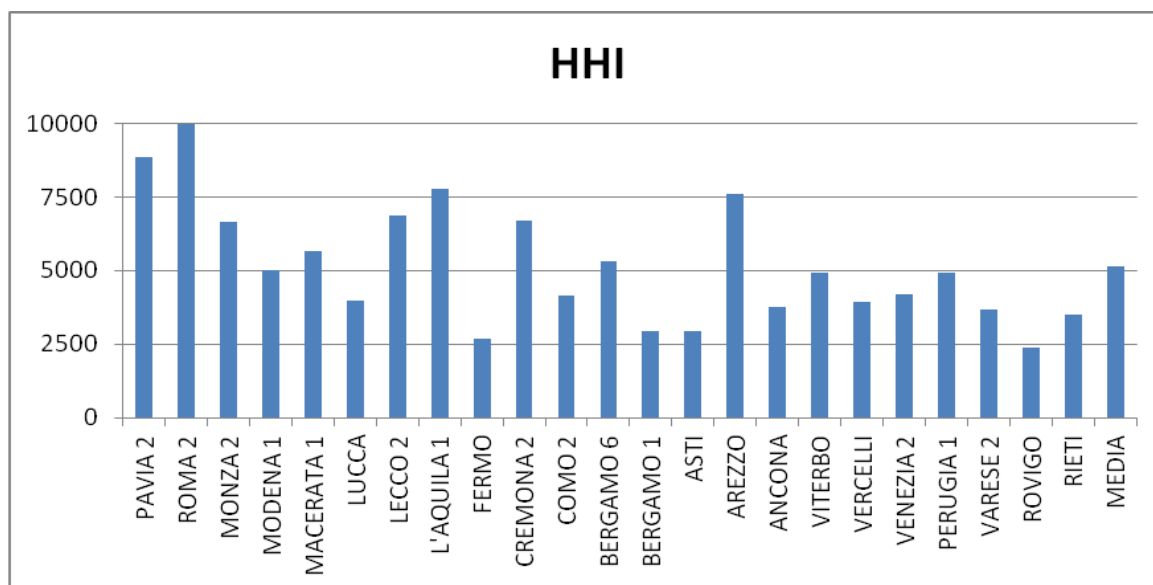
<sup>523</sup> La Alto Sangro Distribuzione Gas ed il S.E.T.A. srl nascono dall'Associazione temporanea di imprese: *Con scoop* (Consorzio cooperativo e lavoro), *Almacis srl*, *Mic srl*, *Ricci srl*, *DeDi cotruzioni e nel caso del Consorzio Seta anche della Gas Scanno srl*. La zona di intervento è prevalentemente il Centro ed il Sud Italia e l'Abruzzo in particolare. Informazioni desunte dal sito istituzionale dell'azienda:

[http://www.altosangrogas.it/index.php?option=com\\_content&task=view&id=5&Itemid=32](http://www.altosangrogas.it/index.php?option=com_content&task=view&id=5&Itemid=32)



L'unico ambito che presenta un HHI inferiore a 2.500 è quello di Rovigo, dove il primo operatore è 2i Rete Gas, con una presenza pari al 33% dei pdr serviti.

TABELLA N. 31 INDICE HHI TERZO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

Gli ambiti che risultano maggiormente contendibili rispetto alla media sono Rovigo, Asti e Fermo. Se si considera l'elemento dimensionale dell'ambito, si può constatare che si tratta anche degli ambiti per i quali il valore di rimborso da riconoscere al primo operatore (rispettivamente, 2i Rete Gas, Italgas e Italgas) dovrebbe essere, rispetto alla media del raggruppamento, minore. In tutti i tre ATEM sono inoltre presenti un numero significativo di operatori (rispettivamente 5,6,6) e la quota detenuta dall'incumbent è inferiore al valore soglia del 50% (rispettivamente, 33%, 46%, 42%). Relativamente all'ambito di Rovigo, si segnala la presenza, in qualità di secondo operatore, di ASM, con una quota del 26% e facente parte del gruppo ASCOPIAVE, anch'esso presente nell'ambito con una quota del 10%.

Per tale ATEM, pertanto, si ritiene che il tasso di contendibilità della gara possa essere pertanto alto.

Per la forte presenza sul territorio dell'incumbent e la presenza residuale di altri operatori, il grado di contendibilità risulta invece molto ridotto nelle gare di Roma 2, Pavia 2 ed Arezzo, dove l'incumbent è, rispettivamente, Italgas, Linea Distribuzione

#### **4.14. ANALISI IV RAGGRUPPAMENTO**

| ATEM       | INCUMBENT               | I   | II | III | IV | V   | VI  | VII | VIII | HHI      | N. OP    |
|------------|-------------------------|-----|----|-----|----|-----|-----|-----|------|----------|----------|
| NOVARA 2   | ITALGAS                 | 63  | 37 |     |    |     |     |     |      | 5338     | 2        |
| NOVARA 1   | MOLTENI                 | 43  | 34 | 15  | 8  |     |     |     |      | 3294     | 4        |
| GENOVA 2   | ITALGAS                 | 92  | 8  |     |    |     |     |     |      | 8528     | 2        |
| MILANO 2   | 2I RETE                 | 43  | 24 | 13  | 13 | 3   | 2   | 2   |      | 2.780    | 7        |
| FIRENZE 1  | TOSCANA ENERGIA         | 100 |    |     |    |     |     |     |      | 10.000   | 1        |
| FERRARA    | HERA                    | 55  | 19 | 16  | 5  | 5   |     |     |      | 3692     | 5        |
| CUNEO 3    | EGEA                    | 58  | 29 | 8   | 5  |     |     |     |      | 4294     | 4        |
| CUNEO 2    | ITALGAS                 | 87  | 6  | 3   | 2  | 2   |     |     |      | 7622     | 5        |
| CUNEO 1    | ITALGAS                 | 74  | 9  | 6   | 5  | 4   | 2   |     |      | 5638     | 6        |
| CHIETI 2   | 2I RETE                 | 55  | 21 | 9   | 7  | 3   | 3   | 2   |      | 3618     | 2        |
| CASERTA 1  | COMPAGNIA<br>NAPOLETANA | 85  | 15 |     |    |     |     |     |      | 7450     | 5        |
| BERGAMO 2  | A2A                     | 47  | 22 | 21  | 7  | 3   |     |     |      | 3192     | 5        |
| BERGAMO 5  | 2I RETE                 | 47  | 32 | 8   | 4  | 3   | 2   | 2   | 2    | 3334     | 8        |
| VICENZA 4  | PASUBIO DISTRIBUZIONE   | 40  | 26 | 22  | 8  | 4   |     |     |      | 2840     | 5        |
| VENEZIA 1  | ITALGAS                 | 96  | 2  | 2   |    |     |     |     |      | 9224     | 3        |
| UDINE 3    | AMGA                    | 53  | 33 | 3   | 2  |     |     |     |      | 3911     | 4        |
| TREVISO 2  | ASCOPIAVE               | 88  | 12 |     |    |     |     |     |      | 7888     | 2        |
| SAVONA 2   | ITALGAS                 | 94  | 6  |     |    |     |     |     |      | 8872     | 2        |
| SAVONA 1   | 2I RETE                 | 64  | 21 | 12  | 2  | 2   |     |     |      | 4689     | 5        |
| ROMA 3     | ITALGAS                 | 70  | 30 |     |    |     |     |     |      | 5800     | 2        |
| RIMINI     | SGR RETI                | 85  | 11 | 2   | 2  |     |     |     |      | 7354     | 4        |
| PORDENONE  | ITALGAS                 | 88  | 6  | 5   | 1  |     |     |     |      | 7806     | 4        |
| PIACENZA 1 | 2I RETE                 | 71  | 13 | 10  | 6  |     |     |     |      | 5436     | 4        |
| MEDIA      |                         | 69  | 19 | 9,7 | 5  | 3,2 | 2,3 | 2   | 2    | 5765,217 | 3,956522 |

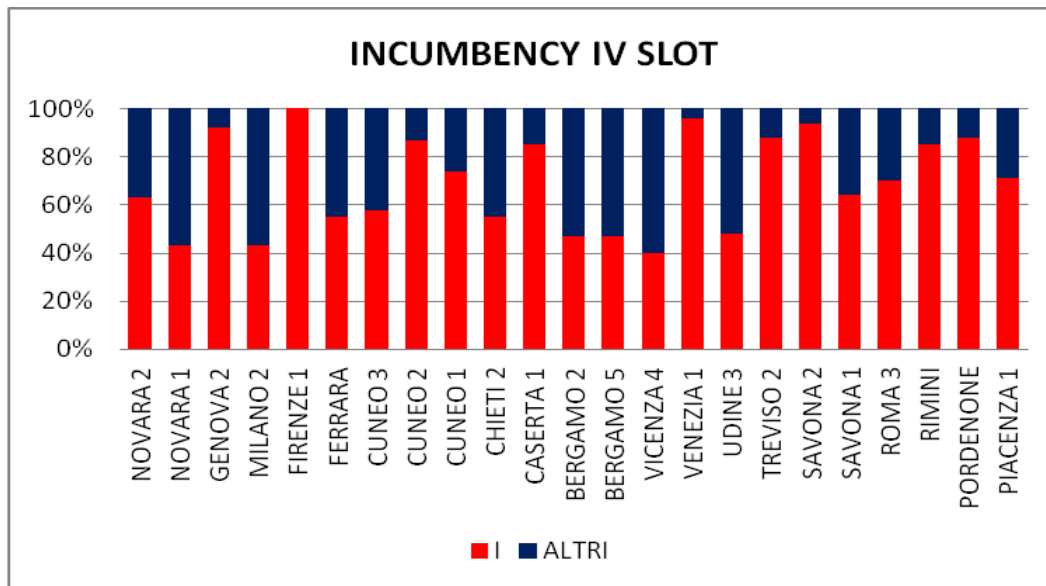
TABELLA 1 – OVERVIEW QUARTO RAGGRUPPAMENTO

#### **Primo operatore (incumbent)**

In tale raggruppamento in 18 ATEM il primo operatore detiene quote di mercato superiori al 50% ed in 11 ambiti (Genova 2, Firenze 1, Caserta 1, Cuneo 1, Cuneo 2, Venezia1, Treviso 2, Savona 2, Rimini, Pordenone, Piacenza) tale quota è addirittura superiore al 70%.

Il IV raggruppamento è infatti quello in cui il valore medio di pdr serviti dall'incumbent è maggiore, pari al 69%.

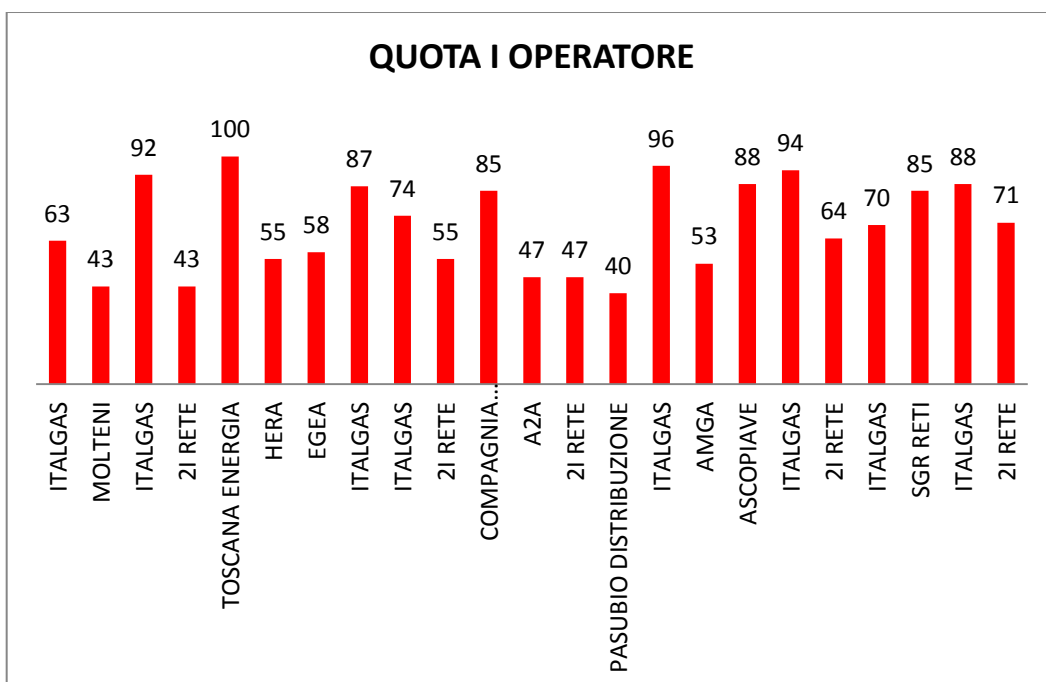
TABELLA 32- INCUMBENCY PRIMO OPERATORE QUARTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: AEEGSI E MISE

Per quanto riguarda l'analisi dell'incumbent, il quarto slot risulta dominato da ITALGAS, primo operatore in 8 ATEM con un indice di incumbency medio molto alto pari all'83 %. A seguire il gruppo 2i Rete Gas, presente come primo operatore in 5 ambiti, con una quota di presenza pregressa media pari al 56%.

TABELLA 33- PRIMO OPERATORE QUARTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: AEEGSI E MISE

Toscana Energia è l'unico incumbent con presenza totale pregressa nell'ambito (Firenze 1) pari al 100%. Particolarmente significativa risulta essere anche la presenza di Napoletana Gas<sup>524</sup>, società facente parte del gruppo SNAM (Italgas) e che vanta una quota significativa (85%) nell'ambito di Caserta 1 e una presenza generale diffusa sul territorio campano.

Si segnala anche la presenza forte di SGR, con una quota del'85, nell'ambito di Rimini. Così come la Napoletana Gas, trattasi di un'azienda che fornisce servizi di distribuzione a livello molto localizzato<sup>525</sup>. Analogamente, vantano una presenza circoscritta a specifiche località anche la Pasubio Distribuzione Gas<sup>526</sup>, con una quota pari 40% dell'ambito di Vicenza 4, EGEA<sup>527</sup>, incumbent nell'ATEM di Cuneo 3 con una quota del 58% e Molteni, attiva esclusivamente in alcuni Comuni di Novara. AMGA, presente con una quota del 53% nell'ATEM Udine 3, fa invece parte del Gruppo HERA, incumbent nell'ambito di Ferrara, con una quota del 55%.

---

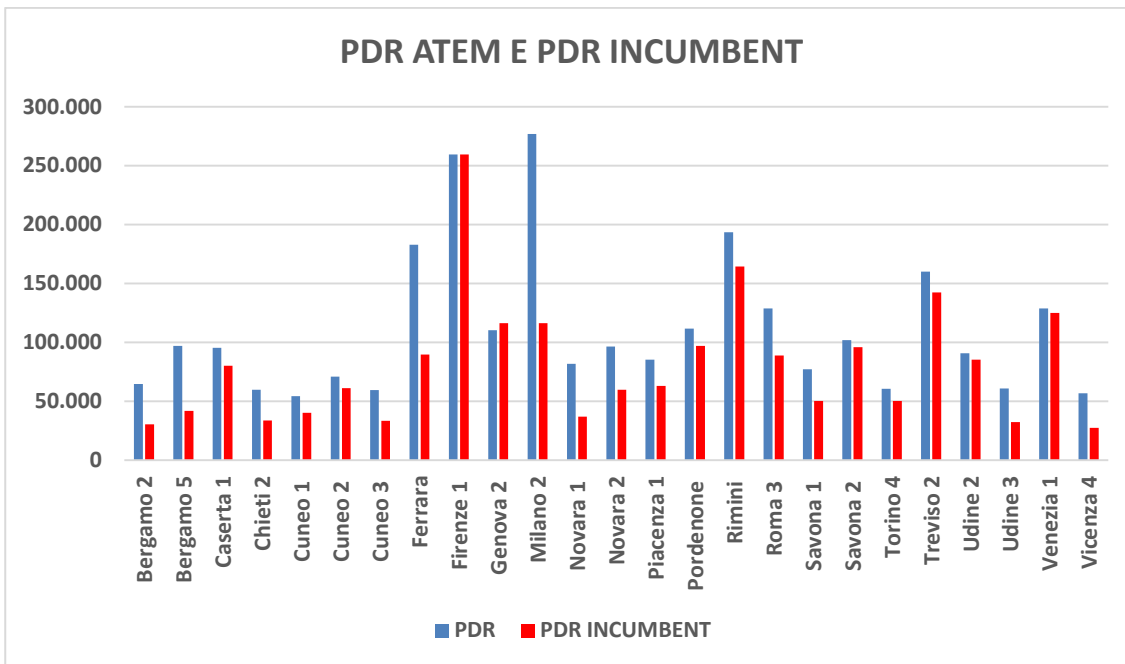
<sup>524</sup> Napoletanagas è concessionaria del servizio di distribuzione del gas naturale in 128 Comuni della Campania, tra i quali Napoli, Caserta e Benevento. Informazioni disponibili nel sito istituzionale di SNAM, all'indirizzo: <http://www.napoletanagas.it/it/servizi/amministrazioni-concedenti/index.html>

<sup>525</sup> SGR Servizi è una società multiutility che distribuisce gas ed energia elettrica in alcune Comuni dell'Emilia Romagna e delle Marche. Con specifico riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale, l'azienda fornisce 30 Comuni per un totale di 150 mila clienti e 370 milioni di metri cubi gas. Informazioni disponibili presso il sito istituzionale all'indirizzo: <http://www.sgrservizi.it/1832/1/Profilo.html>

<sup>526</sup> Pasubio Group S.p.a. e Pasubio Distribuzione Gas S.r.l. unipersonale gestiscono il servizio di distribuzione del gas naturale in 22 Comuni delle province di Vicenza e Padova. Informazione desunta dal sito istituzionale, all'indirizzo: [http://www.pasubiogroup.it/contenuti/l\\_azienda/comuni\\_serviti/index.html](http://www.pasubiogroup.it/contenuti/l_azienda/comuni_serviti/index.html)

<sup>527</sup> Il gruppo EGEA nasce storicamente come azienda municipalizzata per la distribuzione del gas nel solo comune di Alba. Successivamente l'attività è stata estesa ad altri comuni della provincia di Cuneo e di Milano. Per approfondimenti si rinvia al sito istituzionale: <http://www.egea.it/distribuzione-gas/distribuzione-gas-metano/>

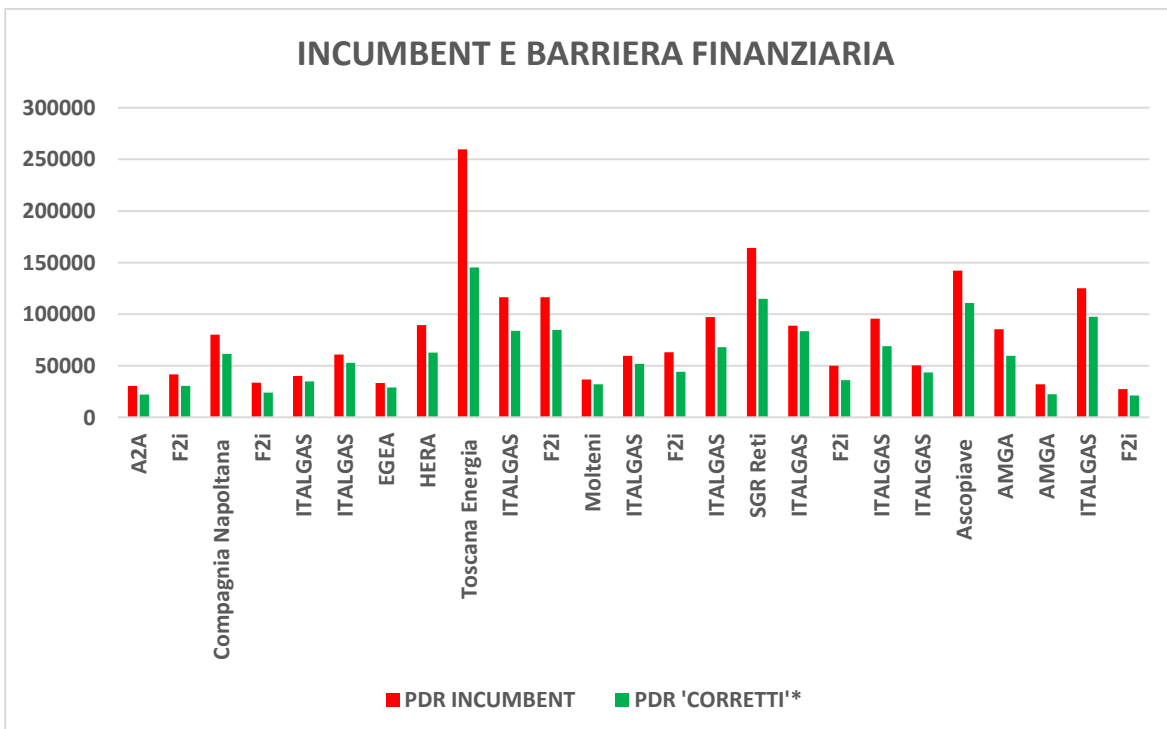
TABELLA N. 34 PDR ATEM E INCUMBENT



FONTE: AEEGSI E MISE

L'ambito di maggiori dimensioni è Milano 2, per un totale di PDR serviti 272.922, in cui l'incumbent è 2i Rete Gas con una quota di ambito tuttavia inferiore al valore soglia del 50% (43%). L'ATEM in cui il numero di PDR serviti dall'incumbent è maggiore è quello di Firenze 1, che, oltre ad essere un ambito di grandi dimensioni (259.600 PDR) è un ambito in cui è presente un unico distributore: Toscana Energia.

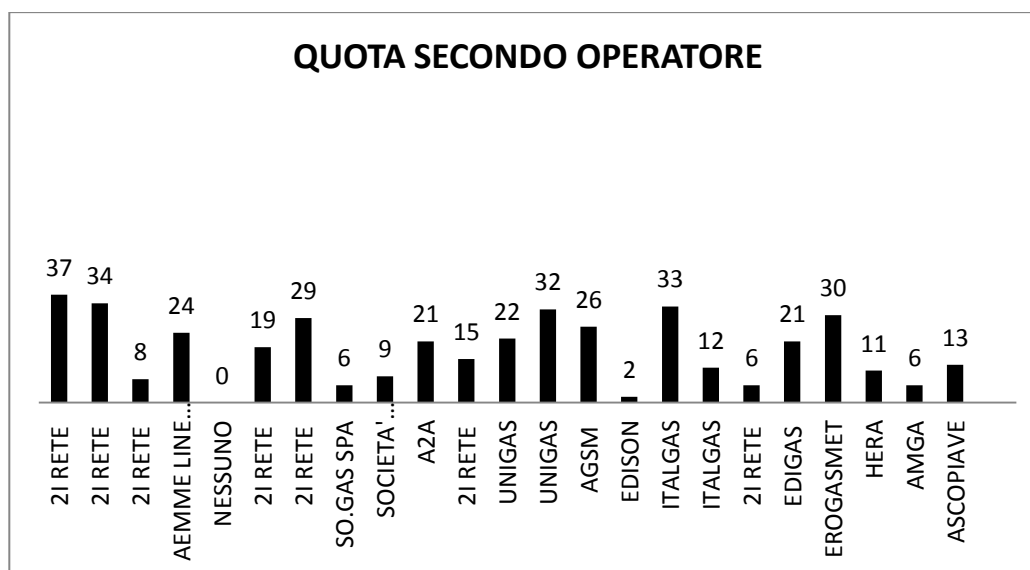
TABELLA N. 35 – INCUMBENT E BARRIERA FINANZIARIA



Se tuttavia si confronta il valore di PDR serviti nell'ambito e i PDR 'corretti' a seguito dell'applicazione del fattore di correzione V che consente di considerare la quota di proprietà della rete di distributore nel quantificare il livello della barriera finanziaria e del valore di VIR da riconoscere all'incumbent, si evidenzia che, essendo la Toscana una Regione in cui è rilevante la quota di rete non di proprietà del gestore, l'entità della barriera finanziaria si riduce notevolmente. Ciononostante, a causa della dimensione e dell'elevato tasso di incumbency, l'ambito di Firenze è quello che presenta comunque nel raggruppamento il più elevato fabbisogno finanziario, seguito, seppur con notevole distacco, da Rimini e Treviso 2, dove sono incumbent Rimini Gas e Ascopiave

## Secondo operatore

TABELLA N. 36 QUOTA SECONDO OPERATORE

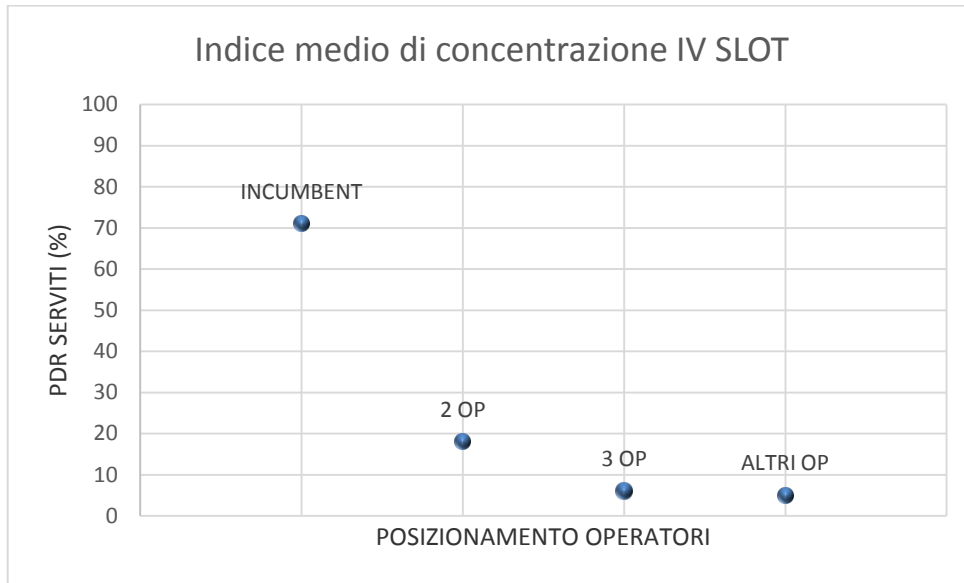


FONTE: MISE E AEEGSI

Nel quarto raggruppamento il secondo operatore serve in media il 19% dei pdr serviti nell'ATEM. In 11 ambiti la presenza del secondo operatore può considerarsi piuttosto residuale (da 0 a 15%). Dall'analisi si evince inoltre che gli ambiti in cui invece il secondo operatore vanta una presenza significativa sono quelli in cui l'operatore è un operatore di dimensione nazionale: ovvero, Novara 1 e

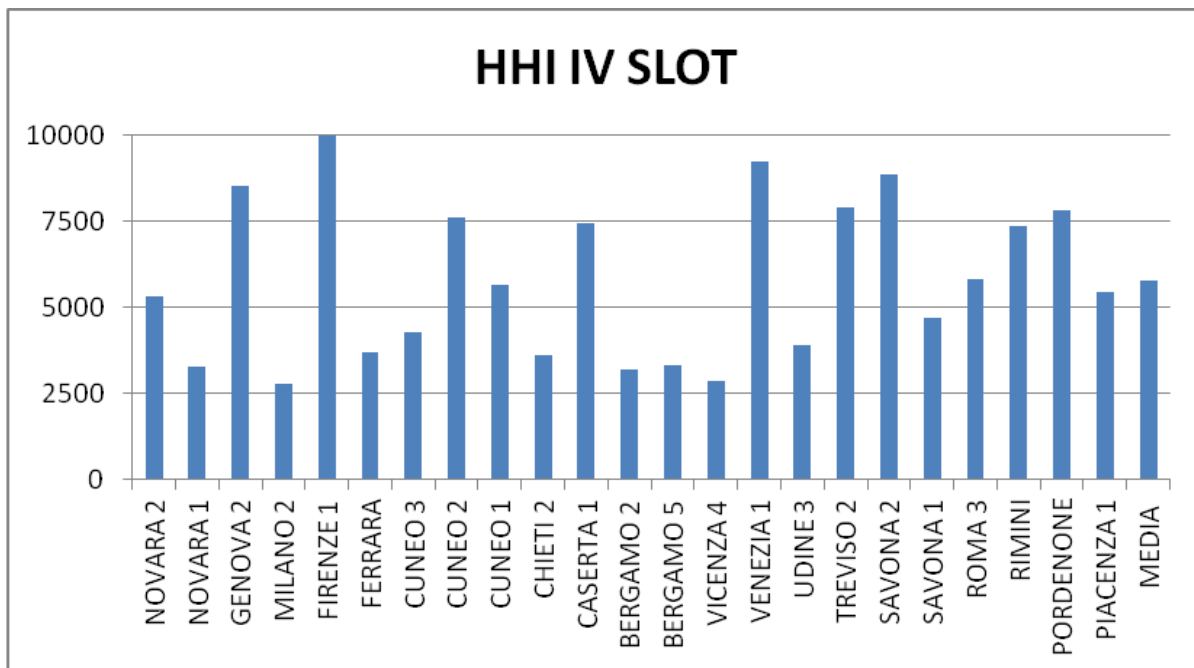
Novara 2, dove è 2i RETE GAS a servire rispettivamente una quota di pdr pari a 34% e 37% del totale dell'ambito, e Udine 3, dove il secondo operatore è Italgas, con una quota pari a 33%.

TABELLA N. 37



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

TABELLA N. 38 – INDICE HHI QUARTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI MISE AEEGSI

L'indice di concentrazione medio del IV raggruppamento è pari a 5765.

Gli ambiti che presentano l'indice di concentrazione HHI più basso sono: Vicenza 4 (2840), Milano 2 (2780) e Bergamo 2 (3192). Si tratta di ambiti che mostrano un numero di operatori elevato rispetto alla media del raggruppamento (rispettivamente 5,7 e 6 operatori). Nell'ambito Milano 2 sono presenti 7 operatori. L'incumbent è 2i Rete Gas (43% pdr serviti), il secondo AEMME LINEA distribuzione<sup>528</sup> (27%) e terzi, ex aequo, Nuovenergie (13%) ed Italgas (13%). Gli altri operatori presentano una presenza pregressa residuale (< 4%). In tale ambito il livello di contendibilità si ritiene dipenderà molto dalle strategie di aggregazione degli operatori presenti nell'ATEM. Sebbene infatti 2i Rete Gas parta da un vantaggio competitivo derivante da una serie di fattori (presenza maggioritaria nell'ambito, capacità finanziaria, dimensione nazionale, dimensione dell'ATEM), la situazione pre gara nell'ambito appare piuttosto frammentata e tale da immaginare, in presenza di strategie di partecipazione aggregata, la presenza di un numero sufficientemente adeguato di operatori da considerare come concorrenti credibili; ad esempio, laddove AEMME LINEA partecipasse alla gara in forma aggregata con Italgas, l'RTI che ne conseguirebbe potrebbe essere qualificato come un competitor potenziale credibile.

Occorre tuttavia rilevare che una associazione temporanea del genere, essendo tra due soggetti provvisti singolarmente dei requisiti richiesti per la partecipazione alla gara, di cui uno sia peraltro l'operatore principale a livello nazionale, in quanto sovrastimata, potrebbe essere ritenuto idonea a restringere o falsare la concorrenza, alla luce dell'orientamento formalistico espresso dall'AGCM e dalla giurisprudenza amministrativa<sup>529</sup>.

Analizzando la situazione competitive ex ante nell'ATEM Bergamo 2, si evidenzia che in esso sono presenti 6 operatori, l'incumbent è A2A, con una quota

---

<sup>528</sup> Aemme Linea Distribuzione Srl nasce nel dicembre 2006 dal conferimento dei rami d'azienda relativi alla distribuzione del gas di AMGA Legnano, AMAGA Abbiategrasso e ASM Magenta, storiche ex aziende municipalizzate operanti, da oltre un trentennio, nel settore dei servizi pubblici locali. Aemme Linea Distribuzione Srl opera in 15 comuni dell'area nord ovest di Milano serve circa 95.000 clienti erogando più di 200 milioni di metri cubi di gas metano all'anno. Informazioni disponibili presso il sito istituzionale: <http://www.aemmelinedistribuzione.it/>

<sup>529</sup> AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas); AGCM, provvedimento n. 239764, I-740 (*Comune di Castelmaggiore*); Consiglio di Stato, Sentenza 334/2015; Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza n. 5423 del 2014



di pdr serviti pari al 47%; secondo operatore è Eurogasmet (22%), terzo operatore è Unigas Distribuzione (20%), operatore quest'ultimo di medie dimensioni presente a livello localizzato in alcune aree del Centro Nord<sup>530</sup>. In tale ambito si evidenzia una situazione analoga a quella evidenziata nell'ATEM di Milano 2: l'incumbent è un operatore di grandi dimensioni, con un'elevata disponibilità finanziaria e che vanta una presenza pregressa anche in ATEM limitrofi a quello considerato. Anch'esso, analogamente a F2i nell'ambito Milano 2, vanta una situazione di vantaggio competitivo rispetto agli altri potenziali competitor. Anche in tale caso, tuttavia, sembrano essere determinanti le strategie di aggregazione poste in essere dagli altri operatori, quale una partecipazione in modalità RTI tra Eurogasmet e Unigas Distribuzione.

Nell'ambito di Vicenza 4 il primo operatore è invece un distributore di dimensione locale: Pasubio Distribuzione Gas (40%), il secondo AGSM distribuzione (26%) e terzo 2i Rete Gas (22%). In tale ambito il livello di concorrenzialità della gara si ritiene essere anche maggiore rispetto a quello analizzato nei due ambiti di Milano 2 e Bergamo 2, in considerazione anche della dimensione ridotta dell'ATEM, cui corrisponde un esborso finanziario in termini di VIR da riconoscere al gestore uscente di modesta entità.

#### **4.15 ANALISI V RAGGRUPPAMENTO**

| ATEM          | INCUMBENT          | I   | II | III | IV | V | VI | VII | HHI    | N. OP |
|---------------|--------------------|-----|----|-----|----|---|----|-----|--------|-------|
| FORLÌ         | HERA               | 95  | 3  | 2   |    |   |    |     | 9038   | 3     |
| CHIETI 1      | 2I RETE            | 78  | 10 | 9   | 3  |   |    |     | 6274   | 4     |
| CAMPOBASSO    | 2I RETE            | 48  | 30 | 15  | 4  | 1 | 1  | 1   | 3448   | 7     |
| BRESCIA 5     | ITALGAS            | 45  | 25 | 17  | 7  | 6 |    |     | 3024   | 5     |
| BRESCIA 3     | A2A                | 73  | 12 | 7   | 4  | 4 |    |     | 5554   | 5     |
| BERGAMO 3     | 2I RETE            | 56  | 21 | 8   | 6  | 6 | 3  |     | 3722   | 6     |
| BERGAMO 4     | A2A                | 69  | 12 | 11  | 6  | 2 |    |     | 5066   | 5     |
| BARLETTA      | ITALGAS            | 80  | 16 | 4   |    |   |    |     | 6672   | 3     |
| BARI 1        | AZIENDA MUNICIPALE | 52  | 37 | 9   | 2  |   |    |     | 4158   | 4     |
| VARESE 3      | 2I RETE            | 38  | 29 | 18  | 9  | 4 | 2  |     | 2710   | 6     |
| VALLE D'AOSTA | ITALGAS            | 100 |    |     |    |   |    |     | 10.000 | 1     |
| TORINO 6      | ITALGAS            | 51  | 44 | 5   |    |   |    |     | 4562   | 3     |

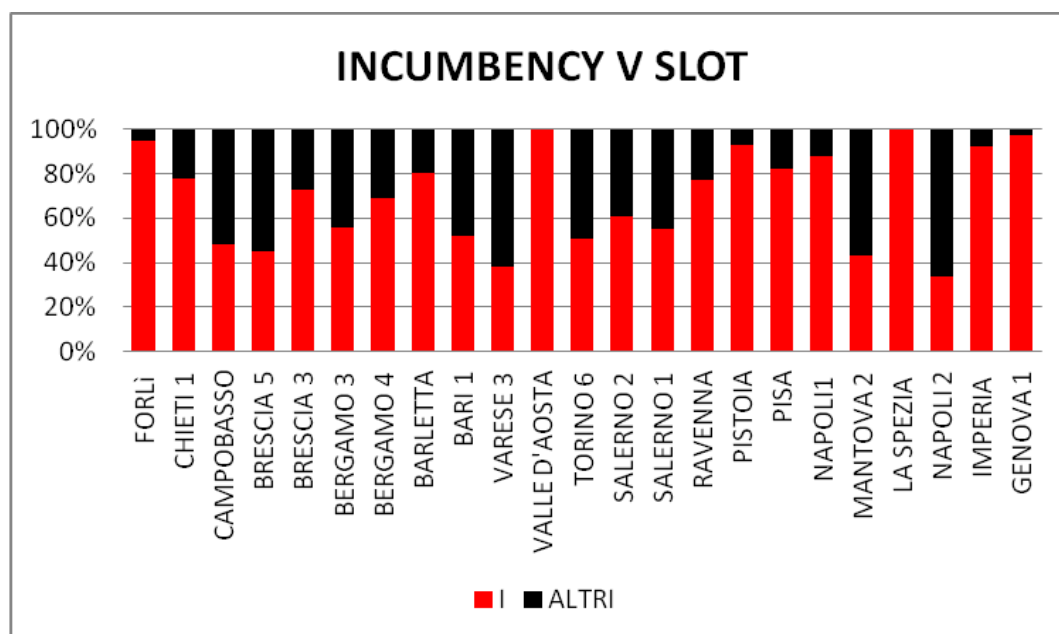
<sup>530</sup> Eurogasmet distribuisce gas naturale in alcuni Comuni in provincia di: Bergamo, Brescia, Roma, Terni, Varese. Informazione disponibile sul sito internet dell'azienda, all'indirizzo: <http://www.erogasmet.com/main.php>

|           |                         |     |    |   |     |   |   |   |        |          |
|-----------|-------------------------|-----|----|---|-----|---|---|---|--------|----------|
| SALERNO 2 | SALERNO ENERGIA         | 61  | 23 | 7 | 6   | 3 |   |   | 7048   | 5        |
| SALERNO 1 | 2I RETE                 | 55  | 36 | 9 |     |   |   |   | 4402   | 3        |
| RAVENNA   | HERA                    | 77  | 21 | 2 |     |   |   |   | 6374   | 3        |
| PISTOIA   | ESTRA                   | 93  | 7  |   |     |   |   |   | 8.698  | 2        |
| PISA      | TOSCANA ENERGIA         | 82  | 18 |   |     |   |   |   | 7048   | 2        |
| NAPOLI1   | COMPAGNIA<br>NAPOLETANA | 88  | 2  |   |     |   |   |   | 7748   | 2        |
| MANTOVA 2 | 2I RETE                 | 43  | 41 | 8 | 5   | 3 |   |   | 3628   | 5        |
| LA SPEZIA | ACAM                    | 100 |    |   |     |   |   |   | 10.000 | 1        |
| NAPOLI 2  | COMPAGNIA<br>NAPOLETANA | 63  | 34 | 2 | 1   |   |   |   | 5130   | 4        |
| IMPERIA   | ITALGAS                 | 92  | 8  |   |     |   |   |   | 8525   | 2        |
| GENOVA 1  | GENOVA RETI GAS         | 97  | 3  |   |     |   |   |   | 9418   | 2        |
| MEDIA     |                         | 71  | 21 | 3 | 4,8 | 4 | 2 | 1 | 6184,7 | 3,608696 |

TABELLA 1 – OVERVIEW QUINTO RAGGRUPPAMENTO

Nel V raggruppamento il primo operatore detiene una quota di pdr serviti pari, in media, al 71%. In due ambiti (Valle d’Aosta e La Spezia) il grado di concentrazione è massimo (HHI pari a 10.000) in quanto è presente un unico distributore (rispettivamente Italgas e 2i Rete Gas). In 4 ATEM (Imperia, Genova 1, Pistoia, Forlì) la presenza del primo operatore è superiore al 90%.

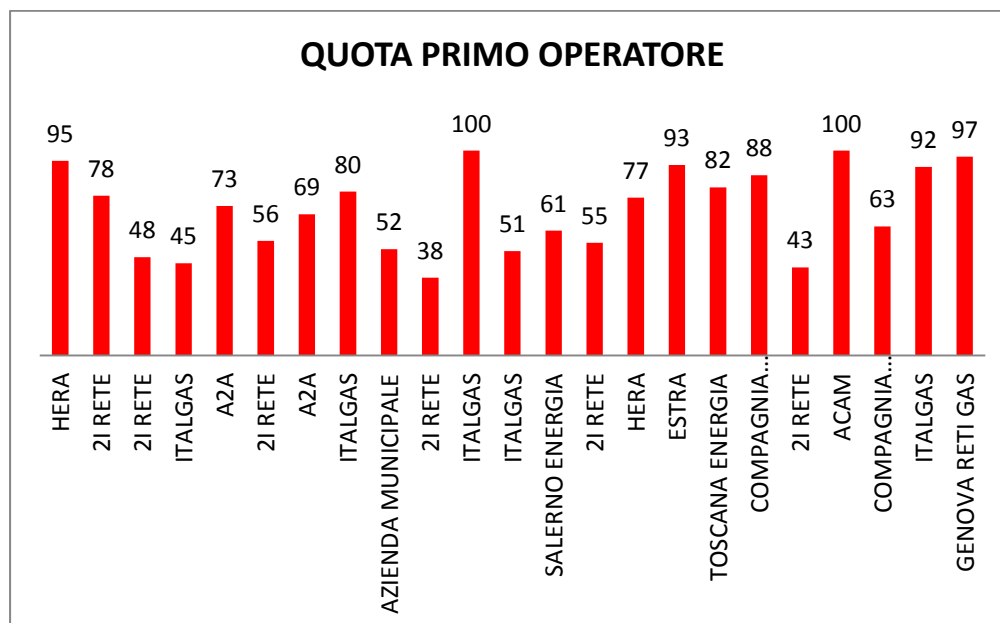
TABELLA N. 39 QUOTA PRIMO OPERATORE QUINTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

2I Rete Gas è primo operatore in 7 ambiti (Chieti, Campobasso, Bergamo 3, Varese 3, Salerno, Mantova 2), con una quota media del 53%; Italgas è incumbent in 5 ambiti (Brescia 5, Barletta, Valle d'Aosta, Torino 6, Imperia) con una presenza media pari a 74%.

TABELLA N. 40 QUOTA PRIMO OPERATORE QUINTO RAGGRUPPAMENTO

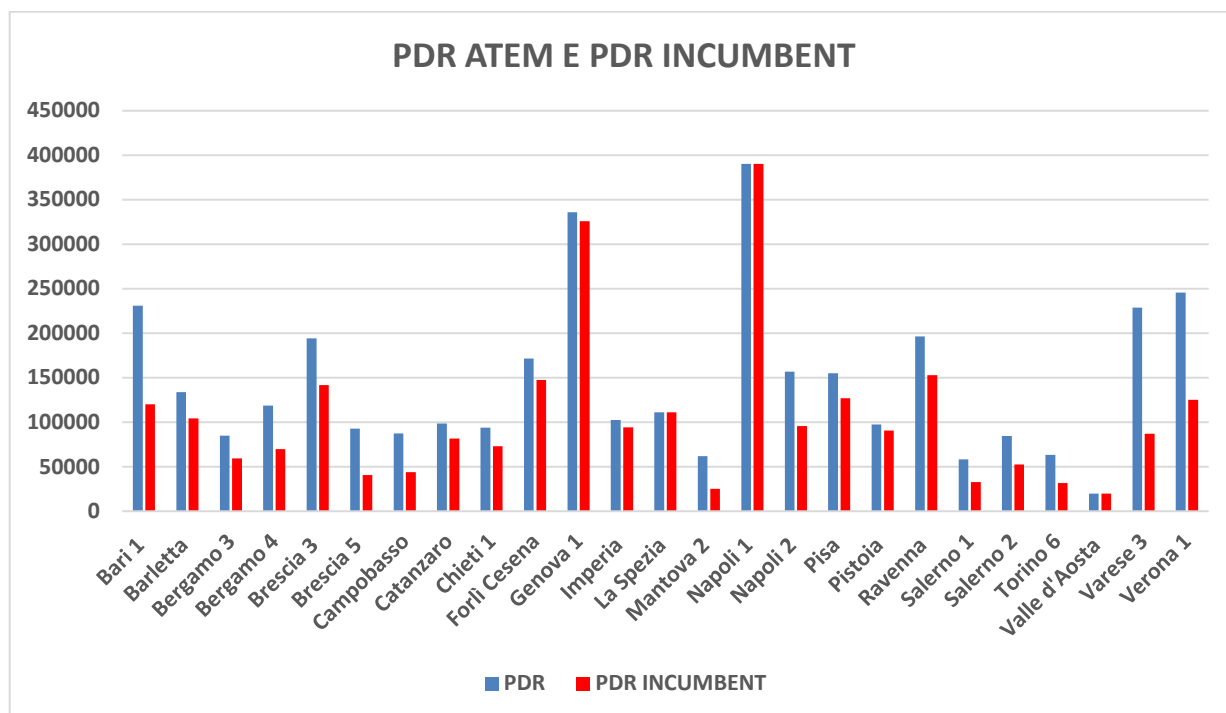


FONTE: MISE E AEEGSI

Particolarmente significativa nel quinto raggruppamento è la presenza di società di grandi dimensioni multiutility o ex municipalizzate: A2A, incumbent negli ambiti di Brescia 3 e Bergamo 4 con quote, rispettivamente, del 73% e 69%; HERA, primo operatore negli ATEM Forlì e Ravenna con una presenza pregressa pari a 95% e 77%; Genova Reti Gas (gruppo IREN), con 97% dei pdr serviti nell'ambito di Genova; ESTRA, incumbent nell'ambito di Pistoia, con una quota del 93%; ACAM, primo operatore nell'ATEM di La Spezia, con un livello di incumbency del 100%.

Fatta eccezione di Salerno 1, in cui è incumbent 2i Rete Gas, i restanti ambiti che interessando le Regioni del Sud Italia si caratterizzano per la forte presenza di: Azienda Municipale nell'ambito Bari 1, con presenza pregressa pari al 52%; Napoletana Gas negli ATEM Napoli 1 e Napoli 2 con quote, rispettivamente di 88% e 63%; Salerno Energia, nell'ambito di Salerno 2, con una quota del 62%.

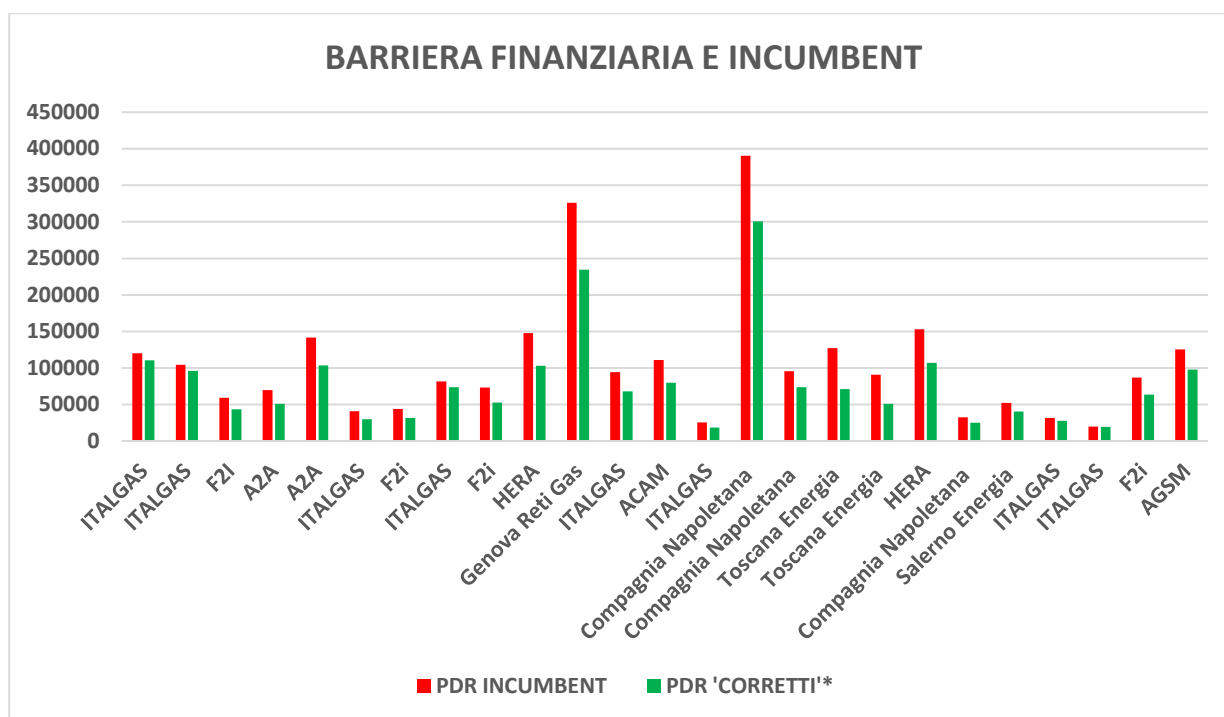
TABELLA N. 41 PADR ATEM E PADR INCUMBENT



FORNTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

L'ambito di maggiori dimensioni è Napoli 1, con 390.412 PDR e dove l'operatore incumbent (Napoletana Gas, Gruppo Italgas) detiene il 100% dell'ATEM. Un altro ambito di grande dimensione è Genova 1, dove Genova Rete Gas (Gruppo IREN) vanta una presenza pregressa pari al 97%. Viene confermato pertanto il trend per cui i capoluoghi di Regione sono caratterizzati da elevate barriere finanziarie e un forte vantaggio competitivo dell'operatore incumbent, prevalentemente derivanti dalla dimensione dell'ATEM e dalla forte presenza pregressa sul territorio da parte dell'incumbent.

TABELLA N. 42 – BARRIERA FINANZIARIA E INCUMBENT

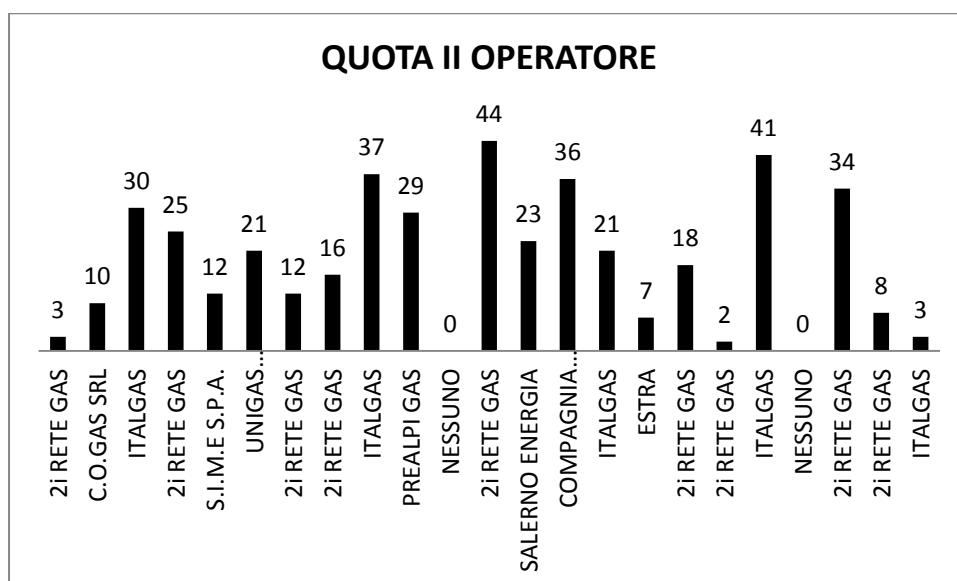


FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

Gli ambiti in cui invece il valore da corrispondere al gestore incumbent risulta essere inferiore e di modesta entità sono Varese 3 (2i Rete Gas), Valle d'Aosta (Italgas), Salerno 1 (2i rete HERA) e Mantova 2 (2i Rete Gas).

**Secondo operatore**

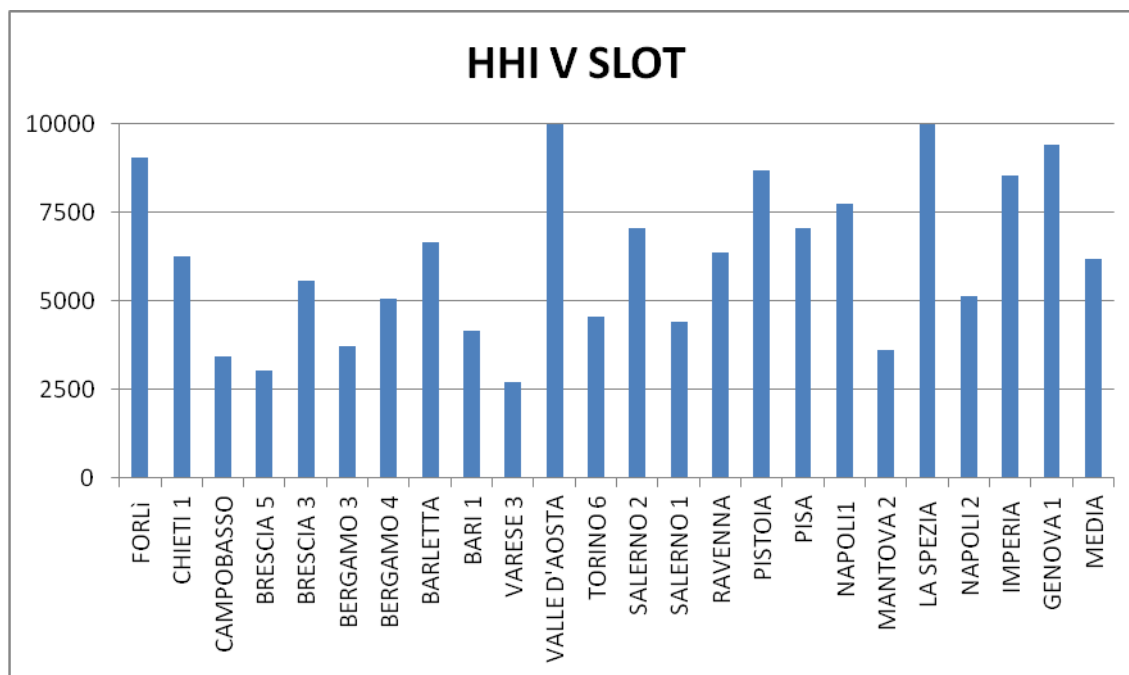
TABELLA N. 43 – QUOTA SECONDO OPERATORE QUINTO RAGGRUPPAMENTO



In 10 ATEM la presenza del secondo operatore può dirsi poco significativa (fino al 10% di pdr serviti) e solamente in 3 ATEM risulta superiore al 30% (Bari 1, Torino 6 e Salerno 1). Predominante è la presenza di 2i Rete Gas, secondo operatore in 8 ambiti; una quota significativa, pari al 44% dei pdr serviti, è da questo vantata nell'ambito di Torino 6, in cui è incumbent (ed unico potenziale competitor) Italgas.

Italgas è presente come secondo operatore in 4 ATEM. Speculare alla situazione competitiva dell'ATEM di Torino 6 risulta essere quella dell'ambito di Mantova 2: secondo operatore, con il 41% dei pdr serviti, è 2i Rete Gas, mentre l'incumbent è Italgas, con una quota del 43%. I due operatori risultano pertanto essere ragionevolmente gli unici concorrenti credibili per la gare per l'affidamento della concessione in tale ambito. Negli ambiti situati nelle Regioni meridionali quote significative in termini di pdr serviti sono possedute da Napoletana Gas (36%) nell'ambito di Salerno 1, e Salerno Energia (23%) nell'ambito di Salerno 2.

TABELLA N. 44 – INDICE HHI QUINTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

L'indice di concentrazione medio nel V raggruppamento è pari, in media a 6184. Tale insieme di ambiti è quello che pertanto presenta una maggiore concentrazione, con una quota media del primo operatore del 71% ed un numero di

distributori pari, in media, a 4. L'ATEM che presenta il valore di HHI più basso è quello di Varese 3 (2710), seguito da Brescia 5 (3024). Come già osservato, il valore dell'indice HHI non sta definisce il grado di contendibilità della gara, quanto è volto a fornire un'indicazione di quegli ATEM in cui le strategie di aggregazioni possano risultare necessarie affinché operatori presenti nell'ATEM possano dirsi competitor credibili rispetto all'incumbent.

Analizzando la situazione competitiva in tali ambiti si evidenzia che: nell'ambito di Varese 3 sono presenti 6 operatori, di cui il primo (2i Rete Gas) vanta una presenza pregressa pari al 38%; il secondo operatore, con una quota del 29%, è Prealpi Gas, operatore che serve solamente Comuni presenti nella provincia di Varese<sup>531</sup> e quindi con una connotazione geografica molto localizzata. Terzo operatore dell'ambito è GEI con una quota del 18%. Il fabbisogno finanziario per riscattare la rete risulta inoltre, come già evidenziato, di modesta entità.

Nell'ATEM Brescia 5 il primo operatore è Italgas, con una quota pari al 45%, e secondo 2i Rete Gas, con una presenza pregressa pari al 25% dei pdr serviti. Sono inoltre presenti nell'ambito altri 3 operatori: Gas Plus Reti (17%), Linea Distribuzione (7%) e S.I.M.E. S.P.A (6%).

A causa sia delle caratteristiche proprie delle imprese (dimensione, capacità finanziaria, presenza pregressa anche in ATEM limitrofi) che del grado di incumbency nell'ambito, la competizione sembra svolgersi tra i due maggiori operatori (Italgas e 2i Rete Gas). La capacità degli altri distributori presenti nell'ambito di risultare singolarmente come potenziali competitor risulta infatti molto bassa. Diversa potrebbe essere invece la valutazione sul grado di concorrenzialità della gara se tali soggetti decidessero di riunirsi in associazione temporanea.

## **2.16 ANALISI VI RAGGRUPPAMENTO**

| ATEM      | INCUMBENT             | I  | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | HHI  | N. OP |
|-----------|-----------------------|----|----|-----|----|---|----|-----|------|----|------|-------|
| VICENZA 3 | PASUBIO DISTRIBUZIONE | 50 | 27 | 9   | 6  | 5 | 2  |     |      |    | 3375 | 7     |
| VERBANO   | 2I RETE               | 46 | 40 | 14  |    |   |    |     |      |    | 3912 | 3     |
| VARESE 1  | 2I RETE               | 33 | 26 | 15  | 13 | 9 | 4  |     |      |    | 2256 | 6     |

<sup>531</sup> Comuni di Busto Arsizio e Gallarate. Informazione desunta dal sito istituzionale dell'azienda, all'indirizzo: <http://www.prealpigas.it/chi-siamo/comuni-serviti.html>

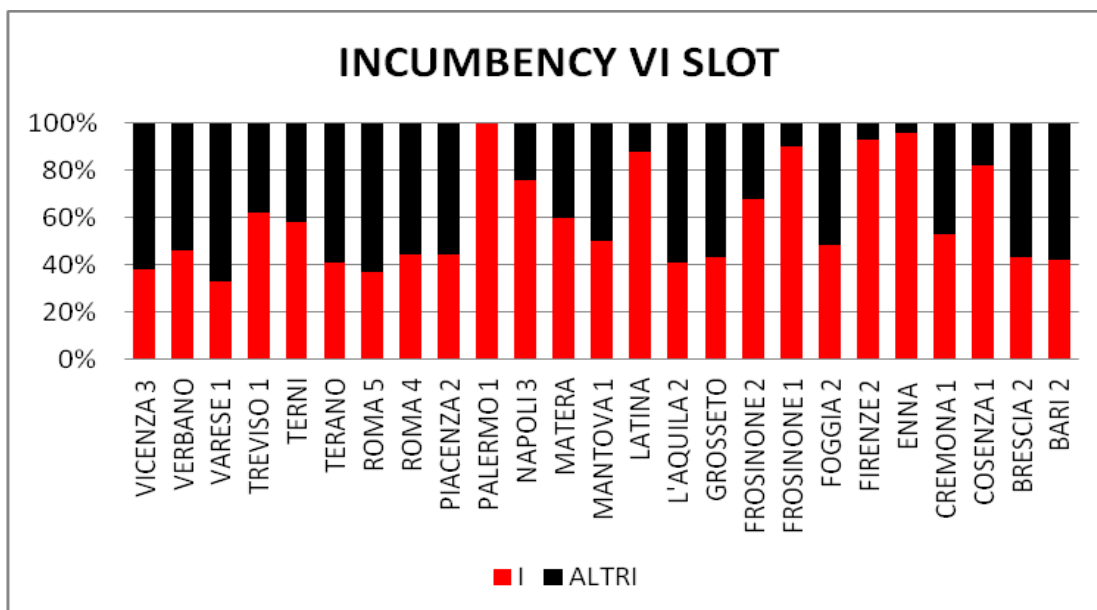
|                |                         |      |    |    |     |   |   |   |   |   |         |      |
|----------------|-------------------------|------|----|----|-----|---|---|---|---|---|---------|------|
| TREVISO 1      | ASCOPIAVE               | 62   | 29 | 9  |     |   |   |   |   |   | 4766    | 3    |
| TERNI          | UMBRIA DISTRIBUZIONE    | 58   | 15 | 15 | 12  |   |   |   |   |   | 3958    | 4    |
| TERANO         | ITALGAS                 | 41   | 28 | 9  | 7   | 7 | 3 | 2 | 2 | 1 | 2662    | 9    |
| ROMA 5         | 2I RETE                 | 37   | 35 | 28 |     |   |   |   |   |   | 3378    | 3    |
| ROMA 4         | 2I RETE                 | 44   | 29 | 24 | 3   |   |   |   |   |   | 3362    | 4    |
| PIACENZA 2     | 2I RETE                 | 44   | 21 | 13 | 12  | 5 | 5 |   |   |   | 2740    | 6    |
| PALERMO 1      | AMG                     | 100  |    |    |     |   |   |   |   |   | 10.000  | 1    |
| NAPOLI 3       | COMPAGNIA<br>NAPOLETANA | 76   | 13 | 8  | 3   |   |   |   |   |   | 6018    | 4    |
| MATERA         | ITALGAS                 | 60   | 25 | 9  | 3   | 3 |   |   |   |   | 4324    | 5    |
| MANTOVA<br>1   | TEA                     | 50   | 25 | 8  | 8   | 6 | 3 |   |   |   | 3298    | 6    |
| LATINA         | ITALGAS                 | 88   | 12 |    |     |   |   |   |   |   | 7888    | 2    |
| L'AQUILA 2     | ITALGAS                 | 41   | 19 |    |     |   |   |   |   |   | 2042    | 2    |
| GROSSETO       | GROSSETO ENERGIA        | 43   | 26 | 19 | 12  |   |   |   |   |   | 3030    | 4    |
| FROSINONE<br>2 | 2I RETE                 | 68   | 20 | 12 |     |   |   |   |   |   | 5168    | 3    |
| FROSINONE<br>1 | 2I RETE                 | 90   | 8  | 2  |     |   |   |   |   |   | 8168    | 3    |
| FOGGIA 2       | AMGAS                   | 48   | 36 | 9  | 4   | 2 | 1 |   |   |   | 3702    | 6    |
| FIRENZE 2      | TOSCANA ENERGIA         | 93   | 7  |    |     |   |   |   |   |   | 8698    | 2    |
| ENNA           | ITALGAS                 | 96   | 4  |    |     |   |   |   |   |   | 9232    | 2    |
| CREMONA 1      | LINEA DISTRIBUZIONE     | 53   | 30 | 10 | 7   |   |   |   |   |   | 3858    | 4    |
| COSENZA 1      | ITALGAS                 | 82   | 9  | 6  | 2   | 1 |   |   |   |   | 6846    | 5    |
| BRESCIA 2      | A2A                     | 43   | 29 | 14 | 10  | 4 |   |   |   |   | 3002    | 5    |
| BARI 2         | 2I RETE                 | 42   | 32 | 26 |     |   |   |   |   |   | 3464    | 3    |
| MEDIA          |                         | 59,5 | 23 | 13 | 7,3 | 5 | 3 | 2 | 2 | 1 | 4765,88 | 4,08 |

TABELLA 1 – OVERVIEW SESTO RAGGRUPPAMENTO

Negli ambiti che fanno parte del VI raggruppamento l'incumbent ha una presenza, in media pari al 60%.



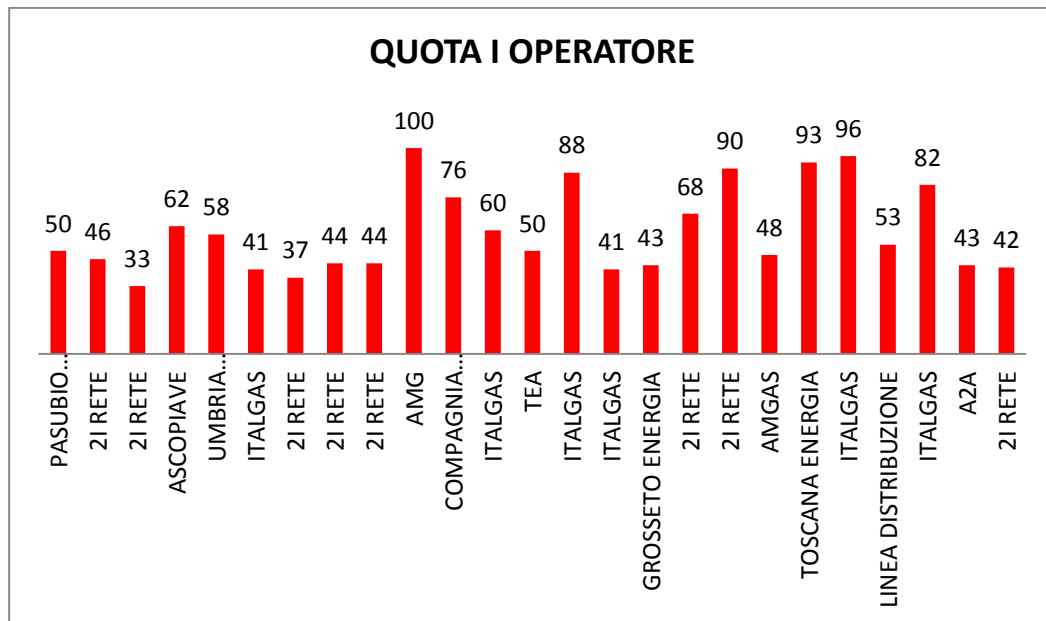
TABELLA N. 45



Fonte: AEEGSI E MISE

In un ambito (Palermo 1) il primo operatore (AMG) vanta una presenza pregressa pari al 100% dei pdr serviti. In 5 ATEM (Enna, Firenze 2, Frosinone 1, Latina, Cosenza, Palermo 2) la presenza del primo operatore è superiore all'80% e solamente in 2 ambiti (Varese 1 e Roma 5) inferiore al 40%. Nella maggioranza degli ATEM (Verbano, Treviso 1, Terni 1, Teramo, Roma 4, Piacenza 2, Mantova 2, l'Aquila 1, Grosseto, Foggia 2, Cremona 1, Brescia 2, Bari 2) il primo operatore ha una presenza compresa tra il 41 ed il 50%.

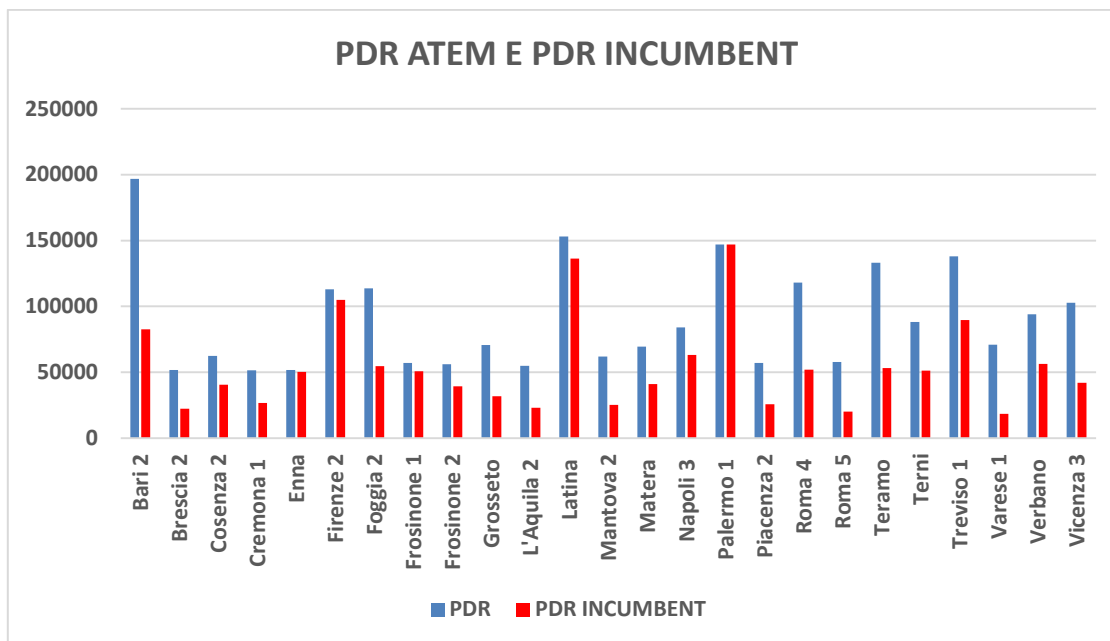
TABELLA N. 46 – QUOTA PRIMO OPERATORE SESTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

Si conferma anche in tale raggruppamento la presenza predominante di 2i Rete Gas, incumbent in 8 ambiti (Verbano, Varese 1, Roma 4, Roma 5, Piacenza 2, Frosinone 1, Frosinone 2, Bari 2) con una quota di pdr serviti pari, in media al 51%, e di Italgas, presente in 6 ATEM (Enna, Cosenza 2, Teramo, Matera, Latina, l'Aquila 2) con una percentuale media del 68% dei pdr serviti. Gli altri operatori sono invece presenti in un unico ATEM, con quote in alcuni ambiti molto alte (Toscana Energia, incumbent nell'ambito di Firenze 2 con una quota del 93%; Compagnia Napoletana, primo operatore nell'ambito di Napoli 3 con una presenza pregressa al 76% dei pdr serviti nell'ambito).

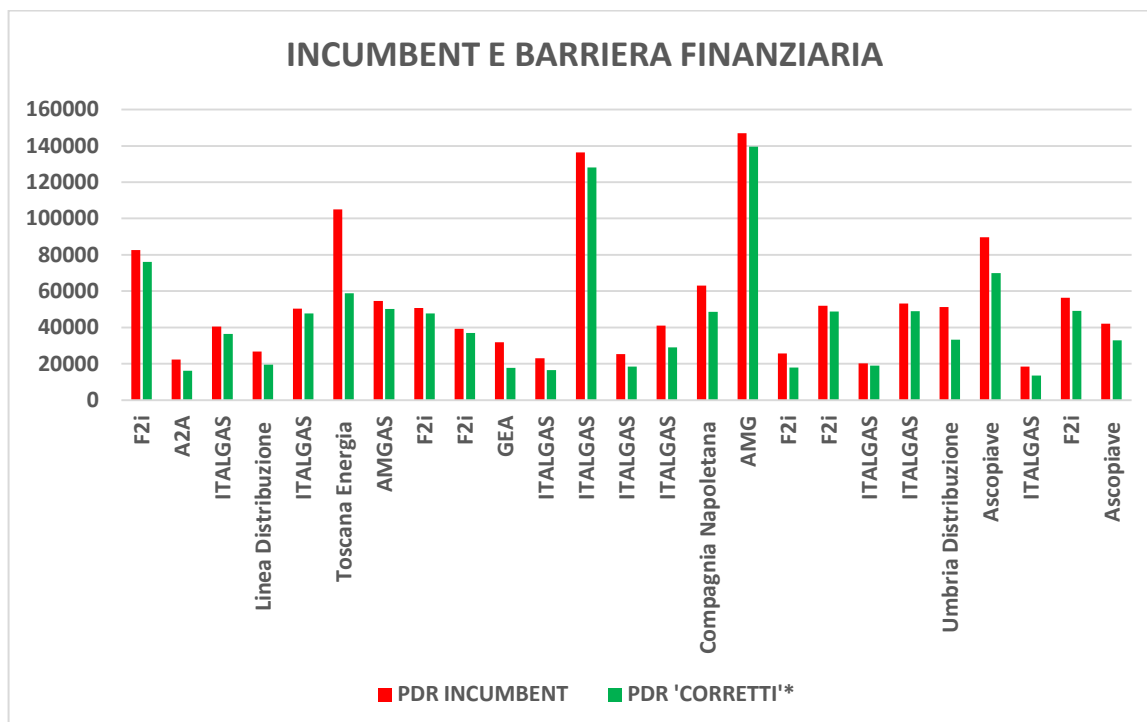
TABELLA N. 47 PDR ATEM E PSR INCUMBENT



FONTI: MISE E AEEGSI

Per quanto concerne l'elemento dimensionale, si osserva che gli ambiti compresi nel VI raggruppamento sono di dimensioni medie-piccole, fatta eccezione di Bari, con quasi 200.000 PDR serviti e Latina, che presenta un numero totale di PDR di poco superiore a 150.000.

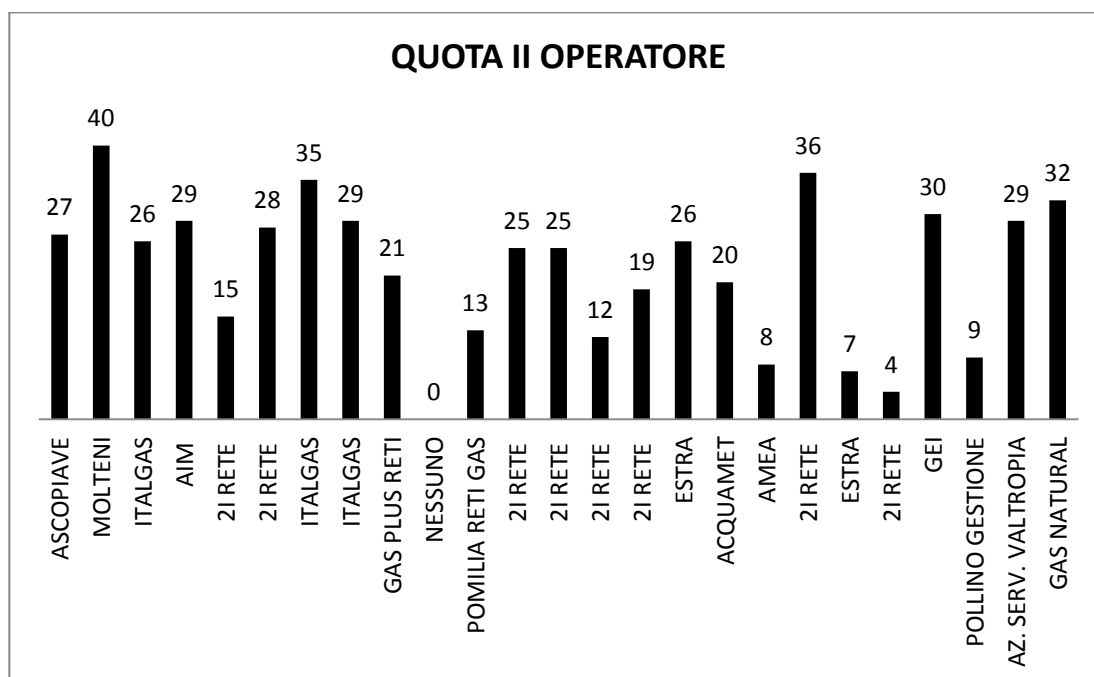
TABELLA N. 48 – INCUMBENT E BARRIERA FINANZIARIA



Mettendo a confronto la dimensione dell'ATEM e il tasso di incumency si osserva che la barriera finanziaria derivante dall'obbligo di pagare il VIR al gestore uscente è elevata (così come il vantaggio competitivo per l'incumbent) negli ATEM di Palermo e Latina. Sebbene l'ATEM sia quello che appartenga alla classe dimensionale più alta, il valore della rete da riscattare risulta ridotto in presenza di una quota d'ambito del primo operatore (2i Rete Gas) inferiore al 50% dell'ambito (42%).

## Secondo operatore

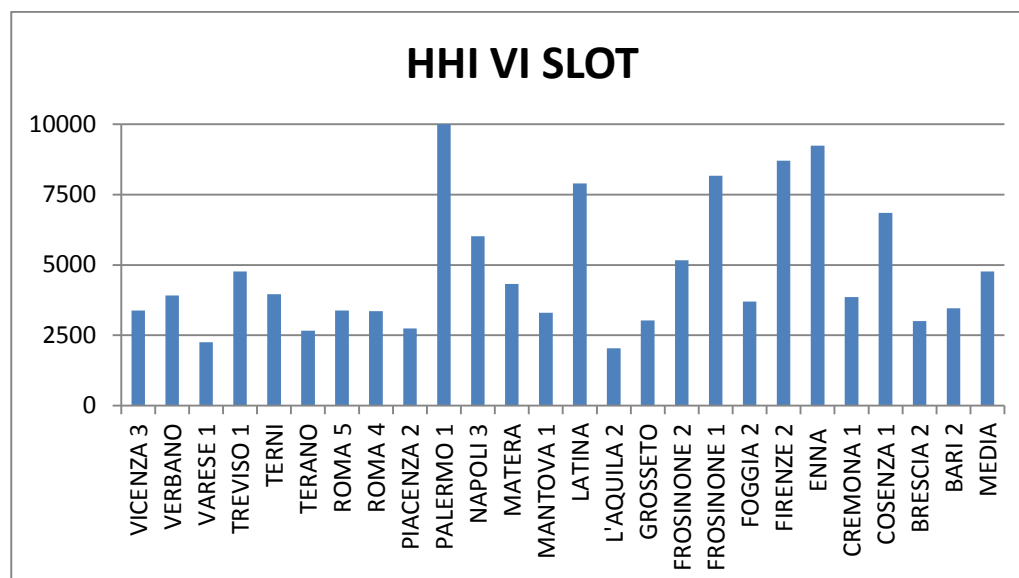
TABELLA N. 49 – QUOTA SECONDO OPERATORE SESTO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

In 8 ambiti (Terni, Teramo, Matera, Mantova 1, Latina, L'Aquila 2, Foggia 2, Enna) il secondo gestore è 2i Rete Gas. Di questi 8 ambiti, in 6 il primo operatore è Italgas. Italgas è presente come secondo operatore invece in soli 3 ambiti (Varese 1, Roma 4, Roma 5). Rilevante la presenza di Molteni nell'ATEM di Verbano, con una quota pari al 40% dei pdr serviti.

TABELLA N. 50 – INDICE HHI SESTO RAGGRUPPAMENTO



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

L'indice di concentrazione HHI medio è pari, in media, a 4765. Nel VI raggruppamento si evidenziano due ATEM che presentano un valore del HHI inferiore a 2.500: Varese 1 e l'Aquila 2. Viene pertanto confermata anche in questo raggruppamento la tendenza per cui gli ATEM dove le dinamiche competitive appaiono più vivaci in termini di numero di operatori e di quote di mercato detenute dagli operatori sono anche quelli che si caratterizzano per la minore remuneratività, ma anche per la minore entità delle barriere finanziarie, in considerazione sia della dimensione ridotta dell'ambito che della quota detenuta dal primo operatore, inferiore al valore soglia del 50%.

#### 4.17 ANALISI VII RAGGRUPPAMENTO

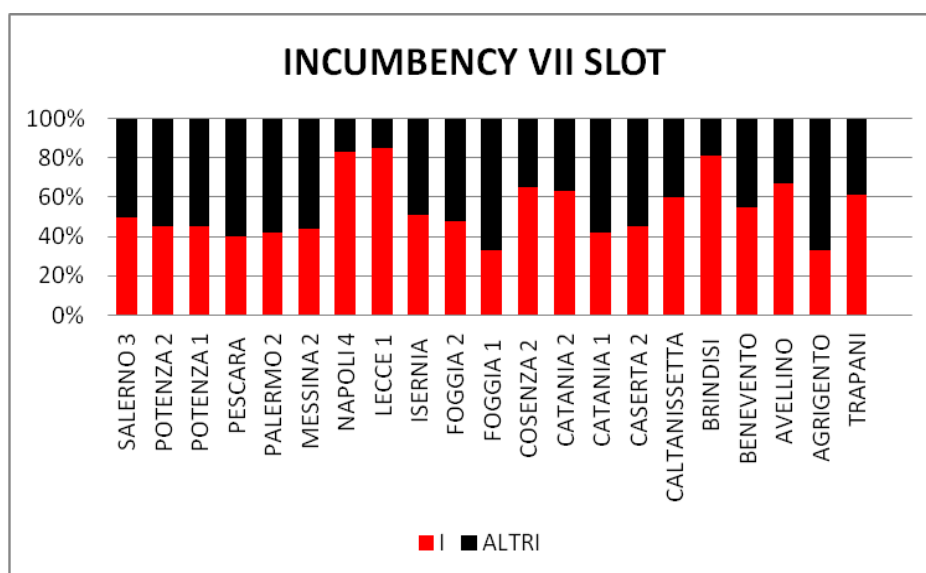
| ATEM      | INCUMBENT            | I  | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | HHI  | N. OP. |
|-----------|----------------------|----|----|-----|----|---|----|-----|------|----|------|--------|
| SALERNO 3 | 2I RETE              | 50 | 23 | 8   | 5  | 5 | 3  | 3   | 2    | 1  | 3166 | 9      |
| POTENZA 2 | ITALGAS              | 45 | 23 | 8   | 6  | 5 | 5  | 4   | 2    | 2  | 2554 | 9      |
| POTENZA 1 | 2I RETE              | 45 | 37 | 13  | 5  |   |    |     |      |    | 3588 | 4      |
| PESCARA   | ITALGAS              | 40 | 40 | 12  | 5  | 2 | 1  |     |      |    | 3374 | 6      |
| PALERMO 2 | GAS NATURALE         | 42 | 19 | 10  | 9  | 6 | 6  | 4   | 4    |    | 2410 | 8      |
| MESSINA 2 | GAS NATURALE         | 44 | 42 | 8   | 6  |   |    |     |      |    | 3800 | 4      |
| NAPOLI 4  | COMPAGNIA NAPOLETANA | 83 | 7  | 5   | 5  |   |    |     |      |    | 6988 | 4      |
| LECCE 1   | 2I RETE              | 85 | 13 | 2   |    |   |    |     |      |    | 7398 | 3      |
| ISERNIA   | 2I RETE              | 51 | 36 | 7   | 6  |   |    |     |      |    | 3982 | 4      |

|                     |                         |    |    |    |     |     |   |     |      |     |  |          |          |
|---------------------|-------------------------|----|----|----|-----|-----|---|-----|------|-----|--|----------|----------|
| FOGGIA 2            | AMGAS                   | 48 | 36 | 9  | 4   | 2   | 1 |     |      |     |  | 3702     | 6        |
| FOGGIA 1            | 2I RETE                 | 33 | 31 | 27 | 6   | 3   |   |     |      |     |  | 2824     | 5        |
| COSENZA 2           | ITALGAS                 | 65 | 19 | 9  | 5   | 2   |   |     |      |     |  | 4696     | 5        |
| CATANIA 2           | GAS NATURAL             | 63 | 28 | 9  |     |     |   |     |      |     |  | 4834     | 3        |
| CATANIA 1           | ITALGAS                 | 42 | 38 | 13 | 7   |     |   |     |      |     |  | 3426     | 4        |
| CASERTA 2           | 2I RETE                 | 45 | 24 | 18 | 8   | 2   | 2 | 1   |      |     |  | 2998     | 7        |
| CALTANISSETTA       | ITALGAS                 | 60 | 37 | 3  |     |     |   |     |      |     |  | 4978     | 3        |
| BRINDISI            | 2I RETE                 | 81 | 11 | 8  |     |     |   |     |      |     |  | 6746     | 3        |
| BENEVENTO           | COMPAGNIA<br>NAPOLETANA | 55 | 25 | 7  | 5   | 5   | 2 | 1   |      |     |  | 3754     | 7        |
| AVELLINO            | SIDI                    | 67 | 19 | 5  | 4   | 4   | 1 |     |      |     |  | 4908     | 6        |
| AGRIGENTO           | ITALGAS                 | 33 | 33 | 29 | 3   | 2   |   |     |      |     |  | 2771     | 5        |
| TRAPANI             | ITALGAS                 | 61 | 39 |    |     |     |   |     |      |     |  | 5242     | 2        |
| REGGIO<br>CALABRIA* |                         |    |    |    |     |     |   |     |      |     |  |          |          |
| MEDIA               |                         | 54 | 28 | 11 | 5,6 | 3,5 | 3 | 2,6 | 2,67 | 1,5 |  | 4197,095 | 5,095238 |

FONTE: MISE E AEEGSI

Gli ambiti ricompresi nel VII raggruppamento sono collocati geograficamente nelle Regioni del Sud Italia. Fatta eccezione dell'ambito di Pescara, gli ATEM sono infatti distribuiti nelle Regioni Campania, Basilicata, Molise, Puglia, Calabria e Sicilia. La presenza pregressa media dell'operatore incumbent negli ambiti compresi in tale slot è pari a 54%.

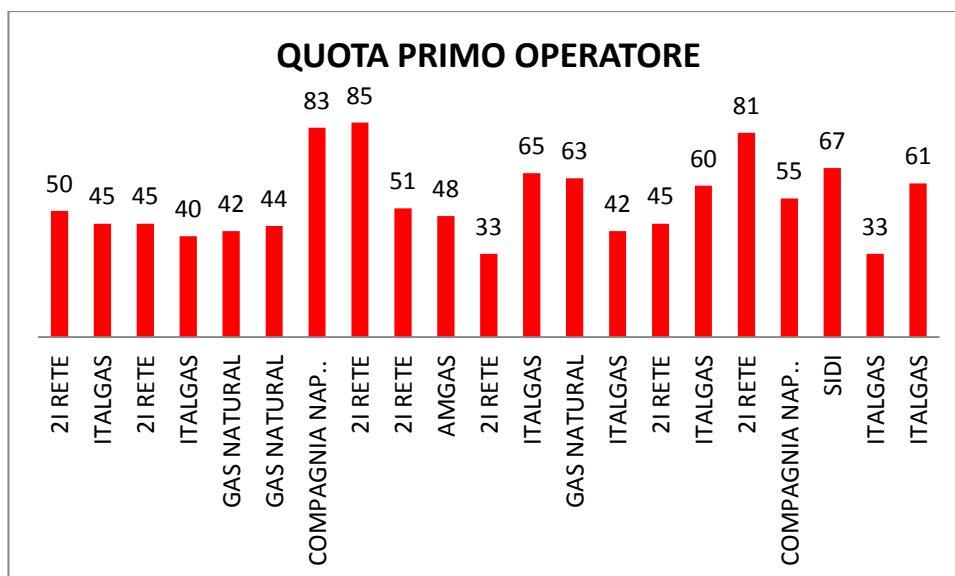
TABELLA N. 51



FONTE: MISE E AEEGSI

Rispetto ai precedenti raggruppamenti, si può osservare che il vantaggio dell'incumbent rispetto agli altri operatori presenti nel raggruppamento appare mediamente minore. In particolare, in 11 ambiti (Potenza 1, Potenza 2, Pescara, Palermo 2, Messina 2, Foggia 1, Foggia 2, Catania 1, Catania 2, Caserta 2, Agrigento) la quota di pdr serviti dal primo operatore è inferiore al valore soglia del 50%.

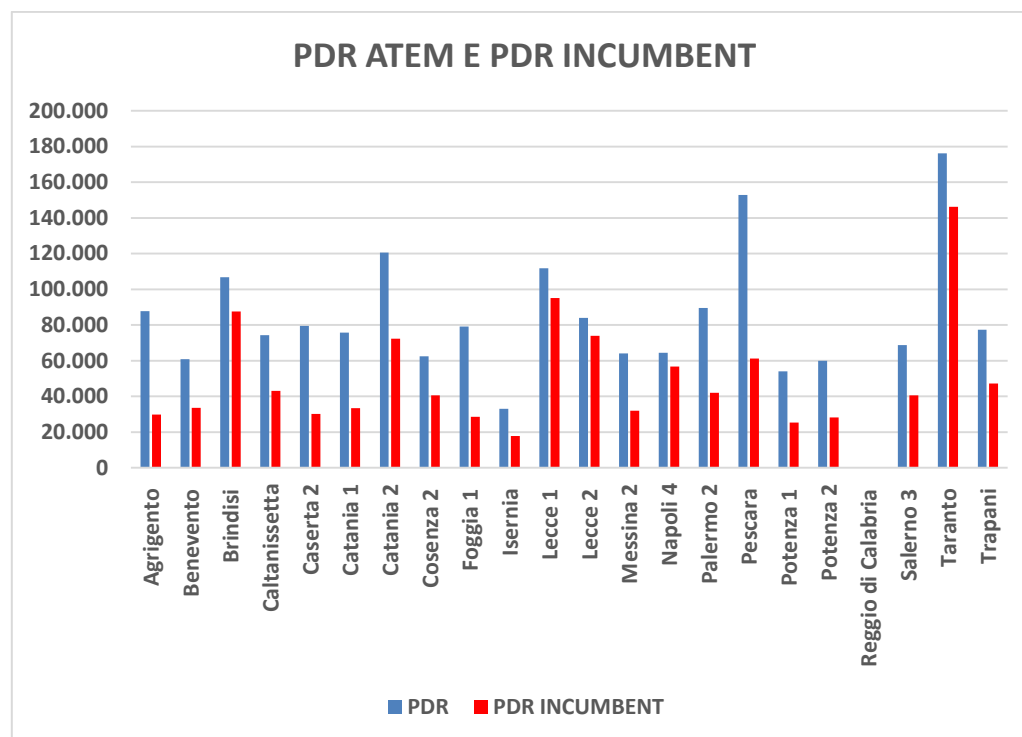
TABELLA N. 52 – QUOTA PRIMO OPERATORE SETTIMO RAGGRUOPPAMENTO



FONTI: MISE E AEEGSI

In 3 ambiti (Napoli 4, Lecce 1, Brindisi) la presenza del primo operatore (rispettivamente, Compagnia Napoletana e 2i Rete Gas per gli ambiti di Lecce 1 e Brindisi) è invece molto forte, superiore all'80% dei pdr serviti. Predominante anche in tale raggruppamento risulta essere la presenza di 2i Rete Gas ed Italgas, incumbent rispettivamente in 7 ATEM (Salerno 3, Lecce 1, Potenza 1, Foggia 1, Isernia, Caserta, Brindisi) e il secondo in 9 ambiti (Potenza 2, Pescara Catania 1 Cosenza 2, Caltanissetta, Agrigento, Trapani, Benevento e Napoli 4, questi ultimi due attraverso la Napoletana Gas).

TABELLA N. 53 – PDR ATEM E PSR INCUMBENT

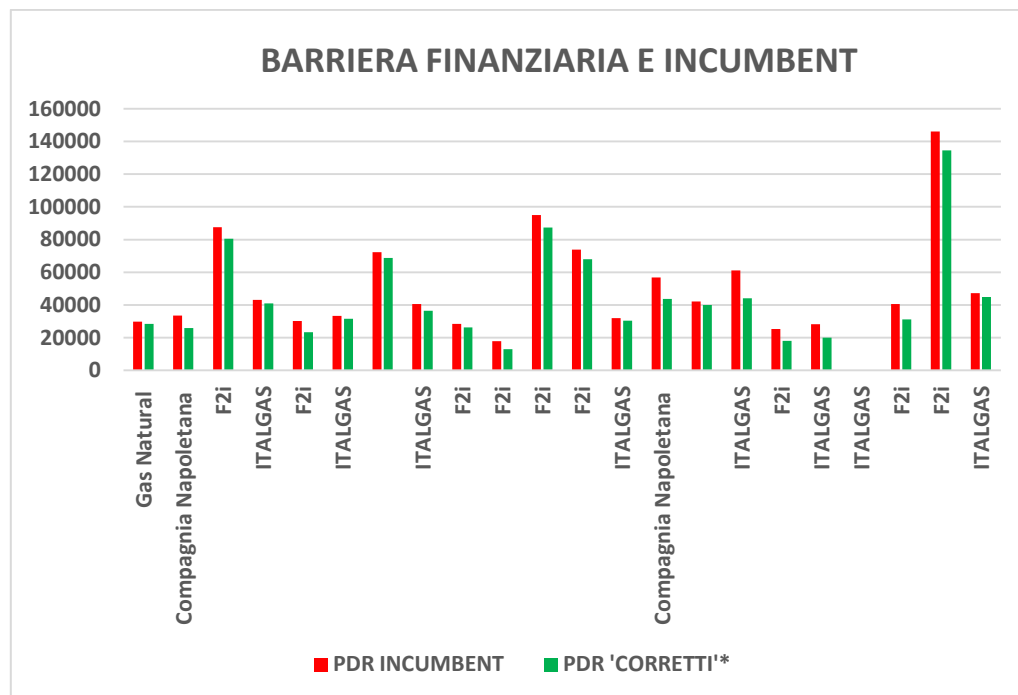


FONTE: MISE E AEEGSI

Si può constatare come dal punto di vista dimensionale gli ambiti collocati nelle Regioni del meridione siano in media siano più piccole degli ambiti del Centro- Nord. Nel VII raggruppamento l'ambito che presenta il maggior numero di PDR serviti è Taranto, un ATEM di medie dimensioni (176.142 PDR) in cui tuttavia l'incumbent (Italgas) detiene una quota dell'ambito pari al 82%. L'altro ambito di maggiore grandezza per punti di riconsegna totali serviti è Pescara (152.195 PDR), dove tuttavia il primo operatore (Italgas) detiene una quota di incumbency pari al 40% e dunque inferiore al valore soglia del 50%.



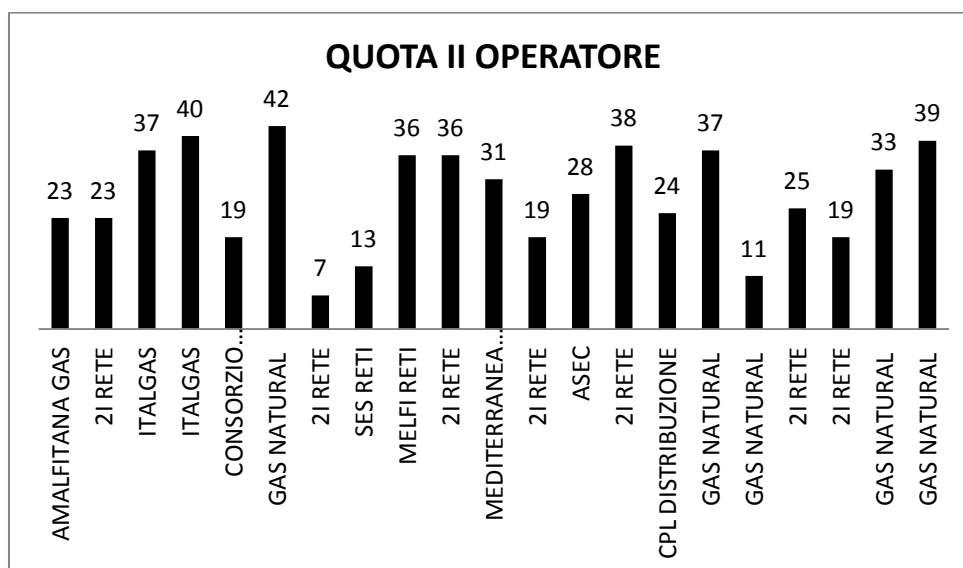
TABELLA N. 54 – BARRIERA FINANZIARIA E INCUMBENT



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

Anche gli ambiti del VII raggruppamento evidenziano, così come quelli del VI, un'esigenza finanziaria in termini di valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente inferiore rispetto a quella degli ambiti del Centro Nord. In linea generale può pertanto constatarsi che, fatta eccezione degli ambiti di Taranto e Lecce, l'entità della barriera finanziaria e l'esborso monetario risulti per tali gare non molto elevato rispetto alla media nazionale.

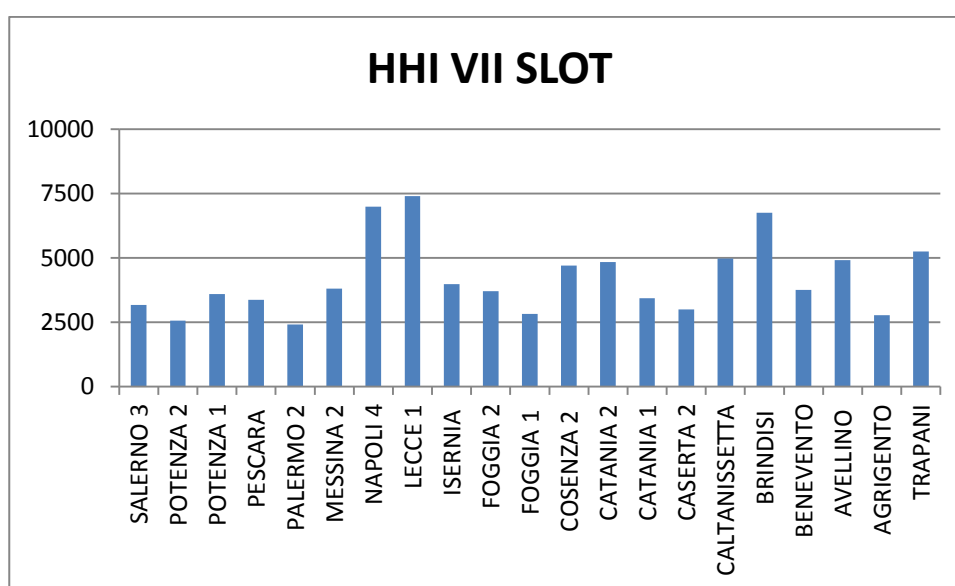
TABELLA N. 55 – QUOTA SECONDO OPERATORE SETTIMO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

La quota detenuta dal secondo operatore per presenza pregressa negli ambiti di tale raggruppamento è pari, in media, al 28%. Solamente in tre ATEM (Napoli 4, Brindisi, Lecce 1) la presenza del secondo operatore appare non significativa (quota < 15%). In ben 8 Ambiti (Potenza 1, Pescara, Messina 2, Isernia, Foggia 2, Catania 1, Caltanissetta, Trapani) è invece superiore al 35%. Natural Gas Distribuzione, operatore multinazionale<sup>532</sup> è presente come secondo operatore in 5 ambiti (Agrigento, Trapani, Caltanissetta, Brindisi, Messina).

TABELLA N. 56 – INDICE HHI SETTIMO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

Gli ambiti facenti parte del VII slot presentano un valore di HHI in media pari a 4197. Sebbene l'incumbent detenga in media più del 50% dell'ATEM in termini di pdr serviti, è stato evidenziato come anche la presenza del secondo operatore risulti particolarmente significativa, così come invece risultino ridotte le barriere di accesso connesse al pagamento del VIR.

<sup>532</sup> Gas Natural Distribuzione Italia S.p.A. fa parte di Gas Natural Fenosa è presente in più di 25 Paesi e con circa 20 milioni di clienti; il gruppo energetico è infatti il più grande operatore integrato di gas ed elettricità in Spagna e in America Latina. Dal 2002, il gruppo è presente anche in Italia dove ha progressivamente raggiunto, operando tramite società separate (Gas Natural Italia S.p.A., Gas Natural Vendita Italia S.p.A., Gas Natural Distribuzione Italia S.p.A e Gas Natural Rigassificazione Italia S.p.A.), un significativo posizionamento in tutti i settori in cui è attivo ed opera: servizi, distribuzione del gas naturale e vendita di gas naturale ed elettricità. Nel 2004, inoltre, ha avviato l'iter autorizzativo, per l'ingresso anche nel settore della rigassificazione, di rilevanza strategica per l'intero sistema energetico nazionale. Informazioni disponibili sul sito istituzionale, all'indirizzo: <http://www.gasnaturaldistribuzione.com/it/chi+siamo/1297101657145/lazienda.html>

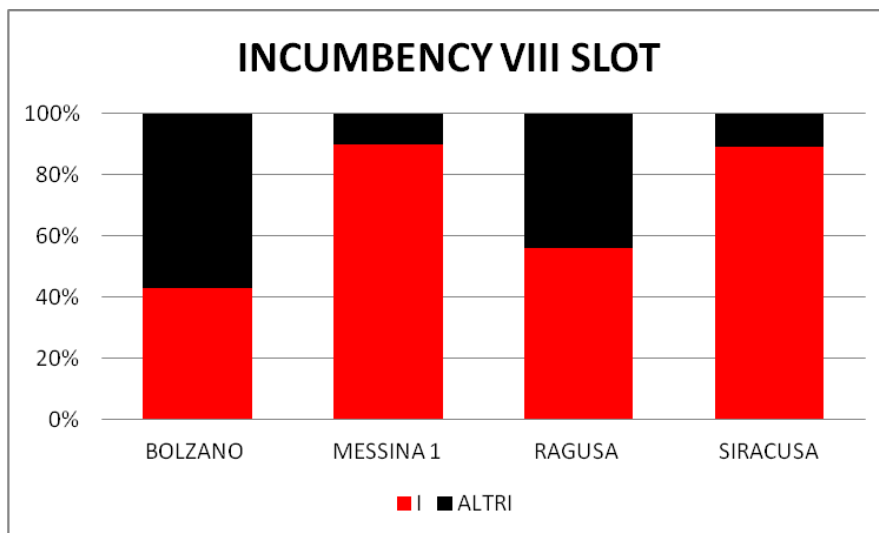
#### 4.18 ANALISI VIII RAGGRUPPAMENTO

| ATEM      | INCUMBENT | I  | II | III | IV  | HHI    | N. Op |
|-----------|-----------|----|----|-----|-----|--------|-------|
| BOLZANO   | SELGAS    | 43 | 41 | 15  | 1   | 3756   | 4     |
| MESSINA 1 | ITALGAS   | 90 | 6  | 2   | 2   | 8144   | 4     |
| RAGUSA    | 2I RETE   | 56 | 26 | 18  |     | 4136   | 3     |
| SIRACUSA  | ITALGAS   | 89 | 8  | 3   |     | 7994   | 3     |
| MEDIA     |           | 70 | 20 | 9,5 | 1,5 | 6007,5 | 3,5   |

FONTE: MISE E AEEGSI

L'ultimo raggruppamento è composto da solo 4 ATEM di cui 3 (Sirgausa, Ragusa, Messina 1) situati in Sicilia.

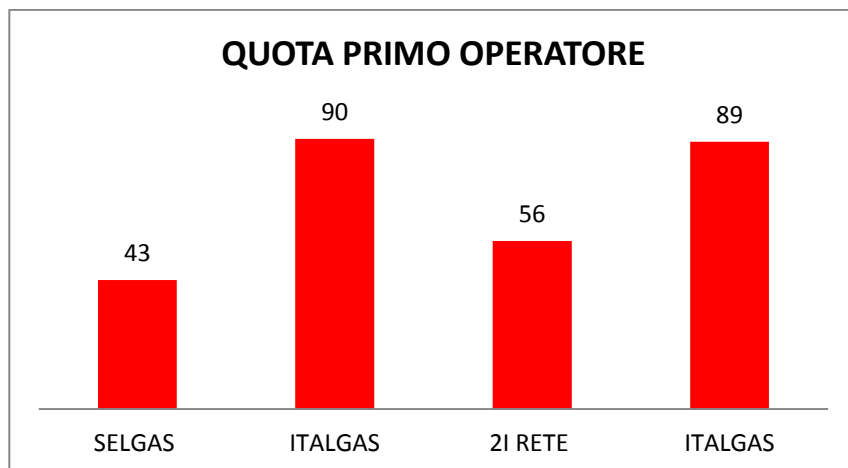
TABELLA N. 57



FONTE: MISE E AEEGSI

Negli ATEM Messina 1 e Siracusa il primo operatore detiene una quota in termini di pdr pari rispettivamente a 90% e 89%. La media di incumbency di tale raggruppamento è infatti molto elevata, pari al 70%.

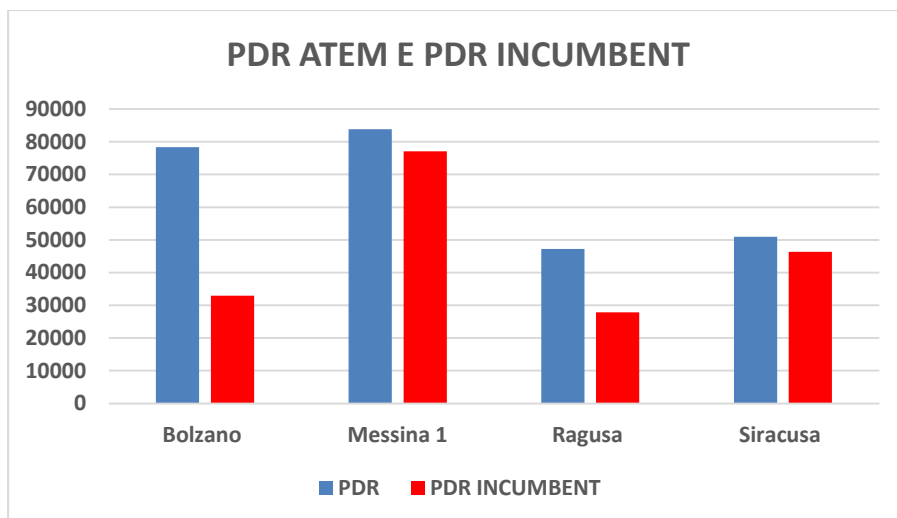
TABELLA N. 58- PRIMO OPERATORE OTTAVO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

Italgas è incumbent in due ambiti (Messina 1 e Siracusa), 2i Rete Gas a Ragusa e Selgas nell’ATEM di Bolzano, con un tasso di incumbency inferiore al valore soglia del 50%. Il secondo operatore dell’ATEM di Bolzano ha infatti una presenza significativa, pari al 43% dell’ATEM.

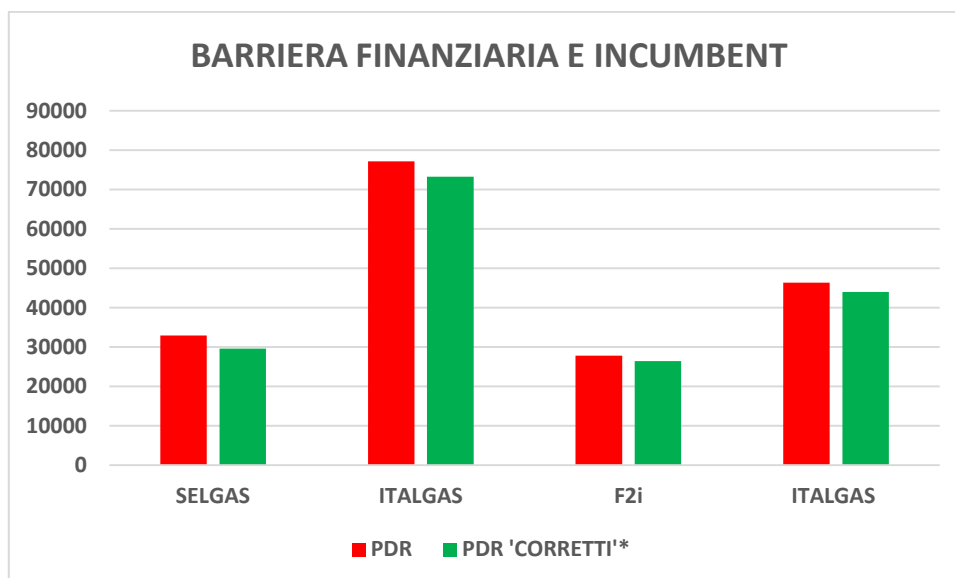
TABELLA N. 59 – PDR ATEM E PDR INCUMBENT



FONTE: MISE E AEEGSI

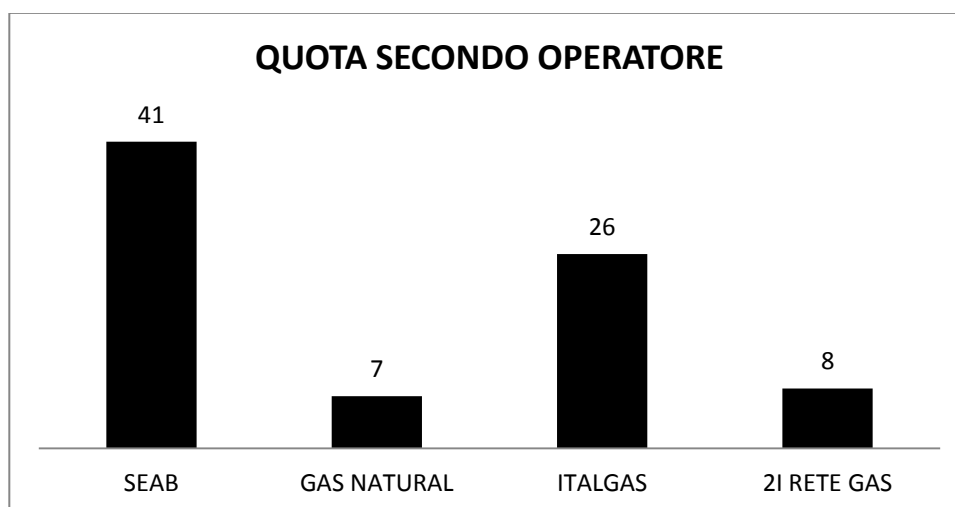
Dal punto di vista dimensionale, si tratta di ambiti di piccola-media grandezza (< 100.000 PDR serviti). Quello che presenta la barriera finanziaria maggiore in termini di valore da corrispondere al gestore uscente è quello di Messina 1, che serve un totale di 83.840 PDR.

TABELLA N. 60 – BARRIERA FINANZIARIA E INCUMBENT



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

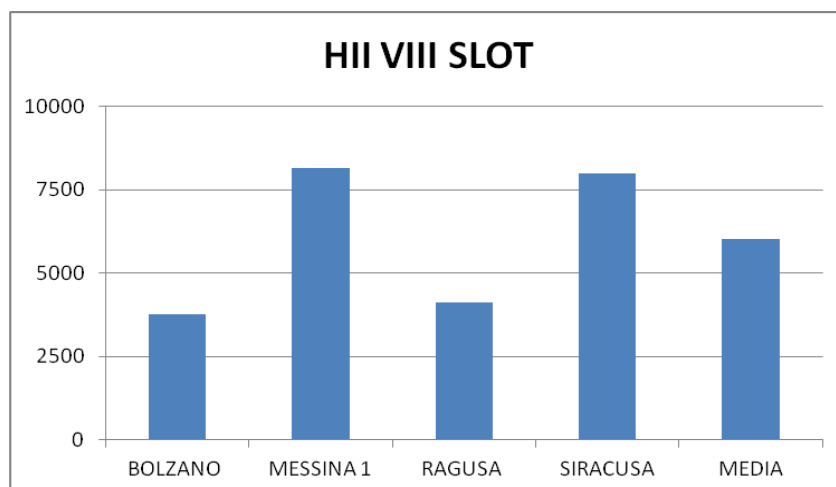
TABELLA N. 61 – QUOTA SECONDO OPERATORE OTTAVO RAGGRUPPAMENTO



FONTE: MISE E AEEGSI

Negli ATEM di Messina 1 e Siracusa la presenza di altri operatori diversi dall'incumbent risulta non significativa. Un maggiore grado di concorrenzialità si evidenzia invece per la gara dell'ambito di Bolzano, dove SEAB gestisce come secondo operatore il 41% dei PDR serviti. Se nell'ATEM di Bolzano la competizione attesa sembrerebbe svolgersi nei termini di un testa a testa tra i primi due operatori, nell'ambito di Ragusa le quote di mercato sono distribuite tra tre operatori: 2i Rete Gas, (56%), Italgas (27%), Mediterranea Energia (18%).

TABELLA N. 62 – INDICE HHI E OTTAVO RAGGRUPPAMENTO



FONTI: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

L'ultimo slot di ambiti evidenza una forte concentrazione in due ATEM (Messina 1 e Siracusa) e un livello medio di concorrenza potenziale nelle gare di Bolzano e Ragusa.

#### 4.19 Sintesi e conclusioni

Dall'analisi svolta possono desumersi alcune evidenze sulla situazione competitiva *ex ante* negli ambiti di gara. Il primo dato che emerge con chiarezza è che a livello nazionale il livello medio di *incumbency* (numero di PDR detenuti dal primo operatore) è pari a circa il 65% e dunque ben superiore alla quota del 50%.

| SLOT  | QUOTE OPERATORI |       |     |    |     |      |     |      |      |   | HHI      |
|-------|-----------------|-------|-----|----|-----|------|-----|------|------|---|----------|
|       | I               | II    | III | IV | V   | VI   | VII | VIII | IX   | X |          |
| I     | 69              | 23    | 9   | 8  | 4   | 2    |     |      |      |   | 5936,731 |
| II    | 63              | 19    | 11  | 8  | 6   | 3    | 4   | 3    | 2    | 2 | 5115,6   |
| III   | 63              | 24    | 9   | 6  | 4   | 3    | 2   |      |      |   | 5151,435 |
| IV    | 69              | 19    | 10  | 5  | 3   | 2    | 2   | 2    |      |   | 5765,217 |
| V     | 71              | 21    | 3   | 5  | 4   | 2    | 1   |      |      |   | 6184,652 |
| VI    | 59              | 23    | 13  | 8  | 5   | 4    | 2   | 2    | 1    |   | 4730,4   |
| VII   | 54              | 28    | 11  | 6  | 3   | 3    | 3   | 3    | 2    |   | 4196,238 |
| VIII  | 70              | 20    | 10  | 2  |     |      |     |      |      |   | 6009,75  |
| MEDIA | 65              | 22,13 | 9,5 | 6  | 4,1 | 2,71 | 2,3 | 2,5  | 1,67 | 2 | 5386,253 |

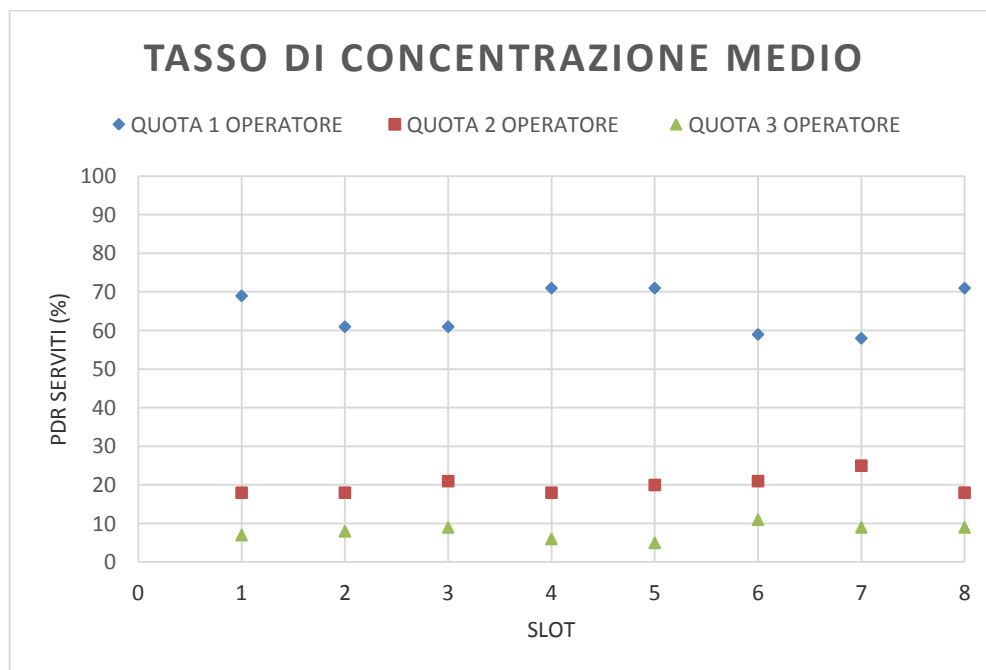
FONTI: MISE E AEEGSI

Tale valore percentuale è stato considerato sia dall'AGCM che dagli operatori<sup>533</sup> come la soglia che identifica un vantaggio competitivo significativo, e che l'ATEM non sia particolarmente appetibile per potenziali competitor.

Ciò in considerazione del fatto che servendo oltre il 50% dei punti di riconsegna dell'ambito, l'operatore ha una conoscenza diretta di oltre la metà dell'impianto di distribuzione (vantaggio informativo) e non dovrà corrispondere il valore residuo per la parte di impianto da lui servita (vantaggio finanziario derivante dal mancato esborso).

Osservando la situazione a livello aggregato, le quote detenute dal secondo ed eventuali altri operatori presenti sono molto ridotte rispetto a quelle dell'incumbent, ed in tutti gli slot il tasso di concentrazione appare tale da scoraggiare la partecipazione di soggetti diversi dal primo o secondo operatore.

TABELLA N. 63 – CONCENTRAZIONE MEDIA ATEM

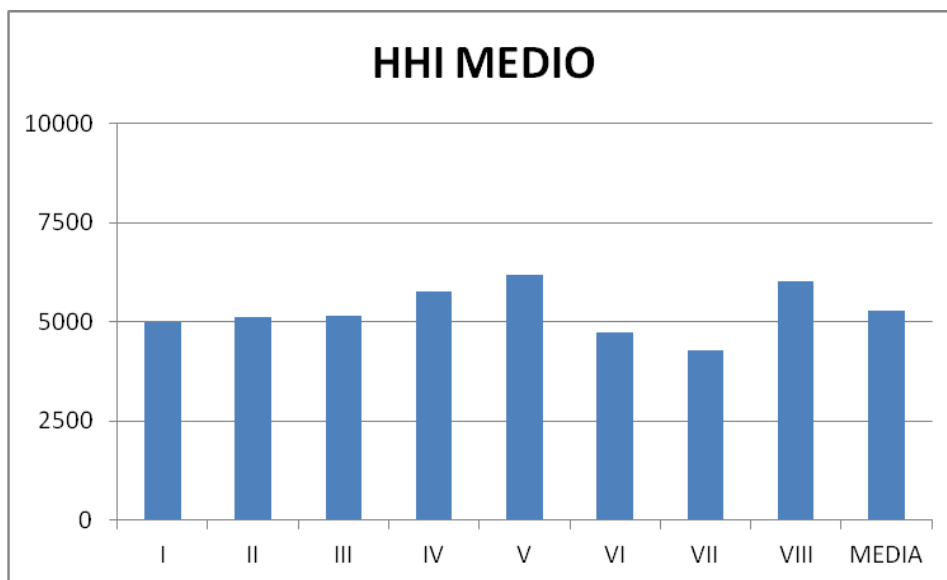


FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

<sup>533</sup> AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas. Per approfondimenti si rinvia al Capitolo III

L'incumbent detiene infatti in media il 65% dei PDR serviti, con un distacco forte rispetto al secondo operatore (che serve circa il 22% dell'ambito), e al terzo operatore (9% circa dei PDR serviti).

TABELLA N. 64 – INDICE HHI NEGLI OTTO RAGGRUPPAMENTI

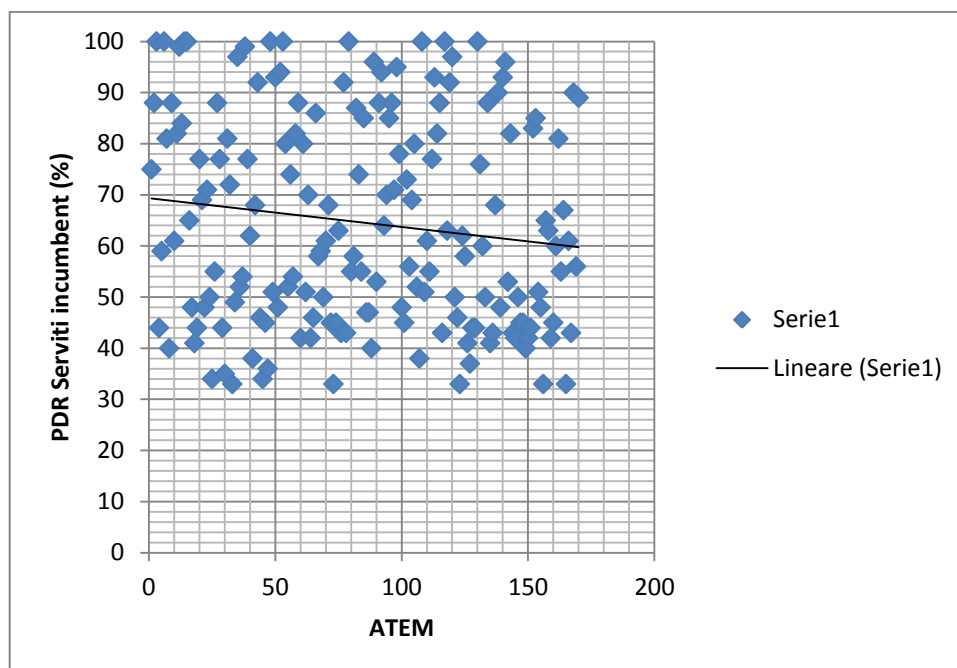


FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

L'indice HHI presenta nella maggior parte degli ATEM valori molto alti, e comunque mai inferiori a 2.500. Tale evidenza conferma che le dinamiche concorrenziali delle future gare riguarderanno un numero ristretto di ambiti, essendo pochi i casi in cui la distribuzione della quota di ambito in termini di PDR serviti sia tale da fare presupporre che più di due operatori possano avere un incentivo a partecipare alla gara. L'unico strumento che in alcune, comunque residuali ipotesi, potrebbe determinare l'incremento del numero dei competitor credibili è il ricorso al raggruppamento temporaneo di imprese. Come evidenziato nel Terzo Capitolo, un approccio eccessivamente formalistico rispetto al RTI sovrastimato potrebbe tuttavia frenare la tendenza ad una partecipazione in forma aggregata, anche ai fini della ripartizione del rischio finanziario per poter partecipare a più gare.



TABELLA N. 65 QUOTE PRIMO OPERATORE (OVERVIEW)



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

A livello dei singoli ATEM, si evidenzia che in meno di 1/3 degli ambiti (53/177) il livello di incumbency è inferiore al valore soglia del 50% dei PDR, mentre nei 2/3 è superiore. Solamente in 12 ATEM (Macerata 2, Alessandria 4, Verona 2, Padova 3, Milano 3, L'Aquila 3, Rovigo, Varese 3, Varese 1, Roma 5, Foggia 1, Agrigento) risulta invece inferiore al 40%.

| ATEM          | INCUMBENT           | INCUMBENCY | PDR     |
|---------------|---------------------|------------|---------|
| MACERATA 2    | ATAC                | 34         | 9.565   |
| ALESSANDRIA 4 | 2I RETE             | 35         | 51.649  |
| VERONA 2      | GRITTI RETE GAS     | 33         | 150.699 |
| PADOVA 3      | ITALGAS             | 38         | 70.775  |
| MILANO 3      | 2I RETE             | 34         | 245.222 |
| L'AQUILA 3    | LINEA DISTRIBUZIONE | 36         | 55.087  |
| ROVIGO        | 2I RETE             | 33         | 99.376  |
| VARESE 3      | 2I RETE             | 38         | 228.934 |
| VARESE 1      | 2I RETE             | 33         | 70.996  |
| ROMA 5        | 2I RETE             | 37         | 57.811  |
| FOGGIA 1      | 2I RETE             | 33         | 79.225  |
| AGRIGENTO     | ITALGAS             | 33         | 87.711  |

FONTE: MISE E AEEGSI

Considerando i 12 ambiti in cui la presenza del primo operatore è minima in termini di PDR serviti (incumbency <40%), fatta eccezione di Varese 1, Milano 3 e

Verona 2, si osserva che si tratta di ambiti di piccole dimensioni, in cui pertanto anche il peso della barriera finanziaria dovrebbe essere di entità modesta. In tali ambiti il secondo operatore detiene quote significative e sono presenti un numero di distributori elevato rispetto alla media, e tale da far presagire un certo grado di concorrenza in termini di potenziali competitor alla gara.

I 12 ATEM considerati rappresentano tuttavia l'eccezione rispetto al quadro generale, caratterizzato da una polarizzazione tra operatori che vantano una presenza capillare su tutto il territorio nazionale (con quote nella maggior parte dei casi superiori al 60% dei PDR dell'ATEM) e un certo numero di imprese di medio-grandi dimensioni che ragionevolmente tenderanno a partecipare alle gare relative agli ambiti in cui abbiano una presenza pregressa (*stronghold strategy*). Appare infatti verosimile che i gruppi che godono di una presenza localizzata in determinate Province o Regioni pongano in essere strategie di tipo difensivo, volte al consolidamento della posizione nell'ambito di riferimento.

Se in linea generale gli ambiti medio-piccoli sono quelli che appaiono più contendibili, gli ambiti di grandissime dimensioni<sup>534</sup> presentano invece un elevatissimo livello di incumbency.

| ATEM      | PDR       | INCUMBENCY | INCUMBENT            |
|-----------|-----------|------------|----------------------|
| Roma 1    | 1.354.811 | 100        | ITALGAS              |
| Torino 1  | 566.456   | 84         | ITALGAS              |
| Bologna 1 | 318.834   | 100        | HERA                 |
| Milano 1  | 837.256   | 71         | A2A                  |
| Genova 1  | 335.938   | 87         | Genova Reti Gas      |
| Napoli 1  | 390.412   | 100        | Compagnia Napoletana |

FONTE: ELABORAZIONE SU DATI MISE E AEEGSI

Si tratta in particolare degli ambiti di: Roma 1, Milano 1, Torino 1, Napoli 1, Genova 1, Bologna 1. Ciò implica che per tali ambiti il tasso di concorrenzialità della gara appare pressochè nullo in quanto, non solo la presenza pregressa dell'incumbent con quote molto forti costituisce un disincentivo per gli operatori a

<sup>534</sup> Ai fini dell'analisi, gli ambiti sono stati suddivisi in alcuni cluster in relazione ai punti di riconsegna serviti (PDR): 1) ATEM con meno di 50.000 pdr; 2) ATEM con un numero di pdr compreso tra 50.000 e meno di 100.000; ATEM con un numero di pdr compresi tra 100.000 e meno di 250.000 ; 4) ATEM con un numero di pdr di almeno 250.000. Solamente 10 ATEM appartengono al primo gruppo (ATEM di piccola dimensione), la maggior parte degli ATEM (101) fa invece parte del secondo cluster (ATEM di media dimensione); 60 ATEM hanno invece un numero di pdr compreso tra 100.000 e meno di 250.000 (grandi dimensioni) e solo 6 ATEM superiore a 250.000 (grandissime dimensioni).

partecipare, ma lo è anche la dimensione dell'ATEM, cui si associano elevate barriere all'ingresso (soprattutto di tipo finanziario, connesse al riscatto delle reti per le quote parte di proprietà del gestore uscente).

L'analisi sia a livello aggregato che di singoli ATEM evidenzia un livello di partecipazione e concorrenza potenziale molto basso.

L'obbligo di dover effettuare il pagamento del valore di rimborso unito al regime proprietario delle reti incidono fortemente sulla possibilità per i distributori di partecipare ad una gara e di risultare competitor credibili. Considerando le variabili che secondo la metodologia definita dall'AGCM<sup>535</sup> determinano uno specifico incentivo a competere, ovvero la presenza pregressa nell'ATEM e in quelli limitrofi, la disponibilità finanziaria e la capacità di presentare un'offerta in associazione temporanea, nella maggior parte degli ambiti i competitor potenziali risultano essere al massimo due, di cui generalmente uno è Italgas o F2i, che, come peraltro riconosciuto anche dall'AGCM<sup>536</sup>, sembrano essere gli unici distributori in grado di poter predisporre una strategia nazionale di partecipazione alle gare.

Il vantaggio competitivo di cui godono i due operatori potrebbe inoltre essere ulteriormente accentuato dalla circostanza che un numero elevato di gare che interesseranno le località del Centro Nord siano bandite contemporaneamente o a distanza molto ravvicinata, in conseguenza dello slittamento delle date limite previste per la pubblicazione dei bandi che ha portato alla sovrapposizione delle gare d'ATEM comprese nei primi tre raggruppamenti.

Si ritiene infatti che il *timing* costituisca un fattore determinante nel definire le strategie di partecipazione, in particolare per quei soggetti di medie e grande dimensioni che tuttavia non dispongono di sufficienti risorse finanziarie per poter presentare offerte ad un numero considerevole di gare contemporaneamente.

---

<sup>535</sup> Si veda in particolare AGCM, Provvedimento n. 24320 del 17 aprile 2013 (*Italgas-Acegas-Aps/Isontina Reti Gas*); AGCM, Provvedimento n. 24821 del 27 febbraio 2014 (HERA/AMGA Multiservizi)

<sup>536</sup> AGCM, Provvedimento n. 23824 del 8 agosto 2012, § 91

## CONCLUSIONI

L'analisi svolta nei precedenti capitoli consente di trarre alcune osservazioni conclusive rispetto all'efficacia, rispetto agli obiettivi di riduzione dei costi, promozione della concorrenza e benessere del consumatore, degli strumenti normativi e regolatori che costituiscono gli 'ingredienti' della riforma per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

Seppur con notevole ritardo rispetto all'originaria *timeline*, l'armonizzazione delle regole relative ai requisiti di partecipazione e ai criteri di aggiudicazione dell'offerta, avvenuta attraverso l'emanazione del Regolamento Criteri (DM 226/2011), cui sono allegati il bando e il capitolare tipo, contribuirà a rendere maggiormente trasparenti le procedure per l'assegnazione del servizio (rispetto alle gare svoltesi durante il periodo transitorio, assegnate a livello comunale), nonché a ridurre alcuni costi transattivi, soprattutto di tipo amministrativo; la previsione di un contratto di servizio tipo a livello nazionale, che definisce compiutamente gli obblighi e i doveri in capo al concessionario, dovrebbe inoltre limitare il rischio di incompletezza contrattuale e di rinegoziazioni.

Come evidenziato nel primo capitolo, la riduzione dei costi di transizione è resa possibile in particolare attraverso la previsione di obblighi di raccolta e *disclosure* delle informazioni rilevanti in capo al gestore uscente e all'assegnazione alla stazione appaltante di un ruolo di raccordo tra enti locali, gestori e Autorità di regolazione settoriale (AEEGSI).

I costi di transizione dovrebbero essere inoltre limitati dalla riduzione del numero delle procedure competitive.

Con l'emanazione del Decreto Ambiti si è infatti proceduto a riconfigurare il settore della distribuzione dal lato della domanda: rispetto alle oltre 5700 concessioni esistenti sul territorio nazionale, il Legislatore, basandosi su un'analisi di produttività svolta da AEEGSI, ha individuato 177 ambiti ottimali (ATEM), cui corrisponderanno, ferma la possibilità di eventuali ulteriori accorpamenti, altrettante gare.

La riduzione delle procedure implica una centralizzazione in capo a pochi soggetti delle attività di preparazione della documentazione, controllo e

monitoraggio e dovrebbe comportare pertanto un efficientamento delle spese per la gara.

Si è tuttavia al contempo illustrato che la previsione di bacini di grandi e grandissime dimensioni, non giustificata da evidenze relative alla presenza di economie di scala per quelli di dimensioni superiori ai 250.000/300.000 punti di riconsegna, potrebbe tuttavia ridurre fortemente la concorrenza potenziale nelle future gare.

Ciò in quanto all'aumento dimensionale del bacino ottimale (ATEM) corrisponde l'innalzamento delle barriere - soprattutto di tipo finanziario - che un operatore *new comer* è chiamato a sostenere per poter accedere al nuovo mercato della distribuzione, derivanti in particolare dall'obbligo di pagare al gestore uscente il *terminal value* per gli investimenti non ammortizzati (il c.d. VIR).

Nel secondo capitolo si è sottolineato che il VIR, oltre a costituire la principale barriera finanziaria per la partecipazione alle gare, costituisce anche lo *stranded cost* dell'apertura alla concorrenza. Un costo che nel caso specifico potrebbe avere un prezzo molto alto<sup>537</sup>, e tale da far dubitare che la riforma possa, in virtù delle dinamiche competitive, comportare un surplus per i consumatori.

Alla luce della previsione secondo cui il valore di rimborso è di fatto restituito attraverso la tariffa al gestore che lo abbia anticipato all'uscente al momento del passaggio di concessione (copertura tariffaria)<sup>538</sup> può infatti ragionevolmente ritenersi che, almeno per i primi due periodi di regolazione tariffaria (coincidenti con i 12 anni di durata della concessione) le gare non comporteranno un risparmio a beneficio degli utenti di finali, quanto piuttosto un aumento dei costi, essendo in realtà la buona uscita del distributore pagata dai consumatori, attraverso la bolletta.

---

<sup>537</sup> Secondo alcune stime (Berardi e Traini, 2014) il differenziale tra il VIR e la RAB coinciderebbe con circa 6 miliardi di euro.

<sup>538</sup> L'articolo 24, comma 3, del d.lgs. n. 93/2011 stabilisce che l'Autorità di regolazione - limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi - riconosca in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (VIR) e quella delle immobilizzazioni nette riconosciuti ai fini tariffari (RAB). Con tale disposizione è stato dunque introdotto il principio della copertura tariffaria del delta tra i due valori nel corso dei dodici anni di gestione, relativamente al solo periodo transitorio, con conseguente socializzazione dei costi sostenuti per la transizione verso forme di concorrenza per il mercato.

Nel corso della trattazione si è evidenziato che la scelta fatta propria dal Legislatore con il Decreto Letta di distinguere tra due regimi (quello transitorio, in cui al termine della concessioni al gestore uscente sia riconosciuto il VIR, e quello successivo alla prima tornata di gare, per cui gli investimenti non ammortizzati sono valorizzati secondo la normale remunerazione del capitale riconosciuta a fini tariffari, ovvero a RAB, *Regulatory Asset Base*) derivi dalla necessità di operare un bilanciamento tra le legittime aspettative dei distributori in caso di scadenza anticipata della concessione rispetto ai valori di rimborso contrattualizzati e la necessità di contenere i costi legati ai nuovi affidamenti. Laddove si fosse proceduto infatti a prevedere che il valore residuo dell'impianto fosse calcolato tenendo conto della remunerazione tariffaria riconosciuta (RAB) si sarebbe generata l'esplosione del contenzioso a causa della presenza di convenzioni e accordi tra enti locali e distributori che già avevano definito contrattualmente la liquidazione di tali partite. L'originaria impostazione del Letta di un regime 'doppio' era pertanto finalizzata a temperare le esigenze di ridurre i costi legati alla scadenza anticipata delle concessioni con quelle connesse alla necessità di limitare il rischio contenzioso.

Si è altresì evidenziato che numerosi sono stati gli interventi posti in essere dal Legislatore e dal Regolatore per ridurre i costi sostenuti, potenzialmente, dalla collettività, derivanti dal pagamento del valore di rimborso.

Nel definire le modalità di presentazione dell'offerta economica in sede di gara, il Regolamento Criteri (DM 226/2011) dispone che i distributori possono rinunciare – totalmente o parzialmente – alla copertura tariffaria relativa alla differenza tra il valore di rimborso e il valore della remunerazione del capitale riconosciuta a livello tariffario (*regulatory asset base*, RAB).

Nel disegnare il meccanismo di selezione e dunque l'architettura della gara, il Legislatore ha voluto dunque predisporre uno specifico premio/incentivo a favore dell'operatore che si impegni a pagare un costo che, altrimenti, verrebbe socializzato. Il meccanismo competitivo viene utilizzato, pertanto, come uno strumento per ridurre gli *stranded cost* prodotti dalle gare stesse.

Nei due anni precedenti all'avvio delle procedure competitive, con il fine di assicurare l'applicazione di criteri comuni e che i valori di rimborso non superassero

determinate soglie, le regole per la determinazione del VIR sono state tuttavia modificate con numerosi interventi normativi, che hanno in taluni casi anche limitato la validità degli accordi stipulati con gli enti locali, con efficacia retroattiva.

L'entità e la rilevanza delle modifiche apportate alla disciplina, in considerazione delle partite economiche coinvolte, ha determinato la necessità di prevedere un adeguamento del Regolamento Criteri alle nuove disposizioni, che tuttavia non sono state ancora recepite<sup>539</sup>.

A pochi giorni dall'avvio delle gare la disciplina normativa risulta pertanto incompleta e sono pendenti davanti al giudice amministrativo ricorsi con i quali viene contestata la legittimità, in particolare sotto i profili della tutela dei principi del legittimo affidamento e proporzionalità, delle regole introdotte in epoca recente dal Legislatore per la determinazione del valore di rimborso, che hanno messo in discussione le aspettative sui rimborsi dei concessionari uscenti.

Tale situazione di instabilità normativa ed incertezza ha delle ripercussioni, oltre che sulle strategie di partecipazione alle gare, sulla possibilità di definire *business plan* pienamente consapevoli, ed anche sulla finanziabilità degli investimenti.

Gli interventi sulla determinazione del valore di rimborso, animati dall'intento di introdurre regole comuni per ridurre il rischio di situazioni opportunistiche relative a VIR concordati tra enti locali e gestori, o valori eccessivamente alti, potrebbero infatti minare la credibilità delle regole in un momento in cui, date le rilevanti risorse finanziarie richieste per poter partecipare alla gare, sarebbe invece necessaria una stabilità e certezza normativa e regolatoria volte a garantire che anche gli operatori di piccole e medie dimensioni possano essere in grado di accedere al credito per disporre degli strumenti (soprattutto finanziari) che consentano di risultare competitor credibili.

Per quanto concerne invece gli strumenti regolatori, è stata data evidenza che, nonostante la pur lodevole ratio alla base della previsione del meccanismo dello sconto tariffario di cui all'art. 13 del Regolamento Criteri, il combinato

---

<sup>539</sup> Ci si riferisce alla bozza di decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che prevede modifica al DM 226/2011 e che ha ricevuto il parere positivo del Consiglio di Stato ma che non è stata ancora pubblicata in Gazzetta Ufficiale.

disposto della regolazione tariffaria e della disciplina normativa genera esiti sub ottimali per il consumatore, determinando che - a parità di altre condizioni - sia selezionato (e dunque si aggiudichi la concessione) il soggetto che presenti un'offerta economica che porta all'applicazione di una tariffa più alta rispetto a quella che si sarebbe applicata in caso di vittoria del competitor (nell'esempio, per semplificazione, si ammette che vi siano solo due distributori, *incumbent* e *new comer*).

Tale esito sub ottimale dipende dalla circostanza che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e i servizi idrici ha introdotto forme di regolazione asimmetrica nel riconoscimento dei costi di capitale, prevedendo che in tariffa il VIR sia riconosciuto al solo nuovo entrante, mentre all'uscente sia riconosciuta la sola RAB (e non anche quindi il differenziale VIR/RAB).

Lo scopo della regolazione asimmetrica dovrebbe essere quello di garantire una concorrenza effettiva tra i due operatori, rimuovendo il presunto vantaggio in capo al gestore uscente, dovuto al mancato esborso monetario per il pagamento del valore di rimborso, vantaggio che risulta tanto maggiore tanto maggiore è la presenza pregressa dell'*incumbent* nell'ambito di gara.

E' stato tuttavia evidenziato che, nel prevedere che all'operatore *incumbent* non venga riconosciuto il differenziale VIR/RAB, è stato introdotto un elemento di distorsione del meccanismo premiante di cui al Regolamento Criteri per chi presenti l'offerta economica più vantaggiosa; essendo infatti diversa la base imponibile tra operatori rispetto alla quale è applicato lo sconto tariffario, ne deriva che al nuovo entrante è sufficiente applicare uno sconto percentuale di poco maggiore rispetto a quello offerto dall'*incumbent* per aggiudicarsi il punteggio. Il meccanismo, a causa della regolazione tariffaria, finisce per il selezionare non l'operatore cui saranno corrisposti i ricavi (tariffa) minori, ma quello che semplicemente applica lo sconto maggiore.

Si è data inoltre evidenza che, se da un lato la regolazione asimmetrica produce distorsioni del funzionamento dei meccanismi di selezione dell'offerta, la metodologia introdotta dall'Autorità per la valorizzazione delle c.d. RAB



'deprese'<sup>540</sup> non risulta adeguata a garantire il ripristino di una situazione di concorrenza reale tra operatori (*level playing field*), obiettivo che dovrebbe essere perseguito dal Regolatore attraverso il meccanismo da questa predisposto per garantire l'allineamento di valori quando le RAB siano troppo basse, generalmente a causa dell'applicazione in passato di tariffe di ufficio che non erano in grado di intercettare il reale valore dell'asset.

Se il problema della sotto valorizzazione degli impianti in passato costituiva una questione di remunerazione riconosciuta, oggi, con l'avvio delle gare, assume una questione rilevante sul piano competitivo.

Affinché la concorrenza sia credibile è infatti necessario che i valori di RAB, su cui si basano le aspettative di remunerazione per la gestione del servizio, siano tra loro omogenei e confrontabili.

La previsione regolatoria in base alla quale l'eventuale rivalutazione dell'asset avviene dopo l'aggiudicazione della gara si ritiene possa penalizzare gli operatori che già *ex ante* risultino svantaggiati, poiché aventi RAB sottostimate. Sul punto si deve evidenziare che si tratterebbe peraltro anche degli operatori più efficienti, dal momento che nelle località da loro attualmente gestite le tariffe agli utenti sono più basse rispetto alla media delle località limitrofe.

L'effetto del posticipo della rivalutazione del capitale è che tali distributori risulteranno doppiamente svantaggiati: da una parte, essendogli riconosciuto una remunerazione inferiore del capitale investito rispetto ai competitor presenti nell'ambito di gara, dispongono di risorse finanziarie inferiori rispetto ai loro diretti concorrenti, che potrebbero presentare offerte economiche più aggressive; dall'altra, sono chiamati a presentare un'offerta senza conoscere anticipatamente l'*an* ed il *quantum* dell'eventuale rivalutazione dell'asset.

Laddove si volesse rimuovere la sperequazione esistente, si dovrebbe pertanto procedere ad un allineamento della RAB *ex ante*, prima della presentazione dell'offerta e non successivamente.

---

<sup>540</sup> AEEGSI Deliberazione n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

Tale soluzione, apparentemente di *first best*, comporterebbe tuttavia un aggravio dei costi e un ritardo ulteriore nell'avvio delle gare. La previsione di rimandare ad una fase successiva l'eventuale rivalutazione sembra pertanto dettata dall'esigenza di contemperare la tutela di una concorrenza effettiva con quella di ridurre i costi di transizione legati allo svolgimento delle gare. Come si è evidenziato, il contemperamento di tali interessi potrebbe tuttavia portare alla penalizzazione di operatori virtuosi ed efficienti.

L'avvio delle gare necessariamente innescherà dei processi di aggregazione tra gli operatori, in virtù dell'innalzamento delle barriere (soprattutto di tipo finanziario) derivanti dall'individuazione di ambiti ottimali di dimensioni maggiori rispetto a quelli comunali.

I provvedimenti relativi alle operazioni di concentrazione avvenute negli ultimi anni (a partire dal 2008) tra operatori attivi nel settore della distribuzione del gas naturale, passate in rassegna nel terzo capitolo, esprimono tale spinta all'aggregazione, finalizzata alla razionalizzazione delle risorse e delle spese che i distributori sono chiamati ad iniettare nel sistema (pagamento del VIR, investimenti relativi al piano di sviluppo degli impianti). L'esigenza di un efficientamento della *governance* e della ripartizione del rischio finanziario ha determinato, e si ritiene tale trend sarà espresso anche nel futuro, il consolidamento di alcuni gruppi societari.

Dall'analisi dei principali provvedimenti dell'AGCM, si è evidenziato che da un lato l'Autorità Antitrust ha, dopo alcuni tentennamenti e incoerenze, individuato una metodologia per la identificazione del mercato rilevante rispetto al quale valutare gli effetti sulla concorrenza potenziale delle operazioni, coincidente con gli ambiti di gara in cui gli operatori della concentrazione potrebbero essere potenziali competitor. Relativamente alla identificazione del concetto di competitor, l'Autorità ha espresso il principio che non è sufficiente avere in astratto i requisiti di partecipazione richiesti dalla normativa, in presenza di elevate barriere finanziarie, soprattutto finanziarie, quanto che sussistano specifiche condizioni tali da far presupporre che un distributore possa essere un competitor credibile e dunque una minaccia per l'incumbent. In particolare, partendo dalle osservazioni espresse dagli operatori nell'ambito del *market test*, l'Autorità ha enucleato una serie di variabili

che devono essere considerate: i) presenza pregressa del distributore nell'ambito; ii) presenza pregressa in ambiti limitrofi; iii) dimensioni e iv) capacità finanziaria dell'operatore.

E' stato evidenziato che l'Autorità ha espresso un approccio piuttosto formalistico rispetto al ricorso allo strumento del raggruppamento da parte di soggetti in possesso dei requisiti di partecipazione (ATI sovrastimata), in particolare laddove sembra aver desunto l'illegittimità dell'intesa dall'imminente apertura del mercato alla concorrenza e laddove abbia escluso la possibilità che il ricorso a forme di partecipazione possa essere giustificato da motivi di efficienza o dalla necessità di ripartire il rischio finanziario.

Tale orientamento, che sembra considerare illegittimo il raggruppamento di per sé (in presenza di determinate circostanze: appartenenza a grandi gruppi, possesso dei requisiti necessari per partecipare singolarmente) sembrerebbe incoerente rispetto alla ricostruzione operata dalla stessa AGCM in precedenti casi, laddove si è ritenuto che un competitor sia credibile solo laddove abbia sufficiente capacità finanziaria.

Se tale approccio dovesse essere riconfermato in successivi provvedimenti, il rischio è che il confronto concorrenziale potenziale, già di per sé piuttosto basso, in presenza di elevate barriere finanziarie come risultato dell'aumento dimensionale degli ambiti, possa essere ulteriormente sacrificato.

Alcune considerazioni sono state espresse rispetto alla possibilità che gli obblighi di tutela occupazionale che gravano sul gestore nuovo entrante possano costituire una barriera di accesso al mercato. Dopo aver effettuato l'analisi normativa dei contenuti del DM 21 aprile 2011, si è in particolare valutato se nel caso di specie sussistano delle possibilità effettive che il gestore uscente possa porre in essere comportamenti opportunistici per innalzare tali barriere. L'analisi non si è soffermata sui profili strettamente giuslavoristici dei contenuti della clausola sociale, quanto è stata orientata a valutare se i meccanismi definiti dal Legislatore siano efficaci rispetto allo scopo di impedire comportamenti opportunistici da parte dell'incumbent, seguendo le sollecitazioni provenienti della *labour law and economics*.

In considerazione sia delle peculiarità specifiche del settore (*capital intensive* e non *labour intensive*, regolazione tariffaria) che degli strumenti definiti dal Legislatore (parametro di efficienza, cristallizzazione dei contenuti dell'obbligo ai 12 mesi antecedenti alla pubblicazione del bando di gara, obblighi di comunicazione) si è escluso che la clausola occupazionale possa costituire uno strumento per innalzare le barriere di accesso, con effetti escludenti, potendosi invece concludere che la tutela dei livelli occupazionali potrebbe essere piuttosto considerata come uno strumento di riduzione dei costi di transizione.

L'assetto di mercato che andrà a delinearsi a seguito delle gare non è prevedibile con certezza, in quanto connesso a variabili di difficile determinazione (strategie degli operatori, tempistiche delle gare, capacità finanziaria e congiuntura economica).

Il fattore temporale, ovvero l'arco di tempo che intercorrerà tra lo svolgimento delle gare specie in ambiti limitrofi, potrebbe avere un peso considerevole nelle strategie di partecipazione, in considerazione delle ingenti barriere finanziarie.

Si è pertanto evidenziato che la concentrazione di un numero notevole di procedure in un periodo di tempo ristretto, come effetto delle proroghe disposte dal Legislatore, potrebbe ulteriormente avvantaggiare i soggetti che possono godere di elevate capacità finanziarie rispetto ai potenziali competitor di maggiore dimensione.

A livello nazionale, l'analisi dello scenario competitivo pre-gare effettuata evidenzia che il settore della distribuzione si caratterizza per un'alta frammentazione sul lato dell'offerta, con un numero di distributori elevato a cui corrisponde tuttavia una concentrazione in termini di quote di mercato in capo a pochi operatori. I distributori attivi presentano inoltre caratteristiche molto diverse per penetrazione sul territorio e dimensioni: solamente Italgas ed 2I Rete Gas vantano una presenza nella maggioranza degli ambiti, e si tratta anche delle aziende dotate di maggiori risorse finanziarie.

Si è constatato che in un numero considerevole di ATEM la concorrenza dovrebbe essere limitata ad un testa a testa tra tali operatori. Un numero ridotto di aziende di grandi dimensioni, spesso *multiutility*, è invece localizzato in alcune

Regioni o Provincie (in particolare del Centro-Nord), con quote di mercato spesso rilevanti (> 60%). Assumendo che gli operatori tendano a partecipare alle gare relative agli ambiti in cui hanno una presenza pregressa, in considerazione delle elevate barriere finanziarie connesse al pagamento del valore al gestore uscente, è probabile che tali operatori tenderanno a porre in essere una strategia di consolidamento (*stronnghold strategy*) in quelle località e Regioni in cui abbiano un buon livello di penetrazione.

Un numero elevato di distributori di piccole e piccolissime dimensione ha invece una presenza limitata a pochi Comuni e località. Tali aziende sono quelle che rischiano di uscire dal mercato, in quanto non in possesso delle caratteristiche (soprattutto in termini di risorse finanziarie e dimensionali) che le rendono dei competitor credibili. E' stato in particolare evidenziato come l'aumento della dimensione dei bacini di gara – da comunali a ATEM - abbia comportato anche l'innalzamento delle barriere finanziarie di accesso al mercato, con il rischio che molti operatori non possano risultare già in partenza dei competitor credibili.

La circostanza di possedere i requisiti economici finanziari richiesti dalla normativa non è infatti una condizione sufficiente a che l'operatore possa considerarsi come una minaccia per l'operatore incumbent. In alcuni ambiti inoltre tali aziende di piccole e piccolissime dimensioni potrebbero non possedere nemmeno i requisiti organizzativi ed economici richiesti dal Regolamento Criteri. In tali circostanze, alle barriere finanziarie potrebbero sommarsi anche quelle normative.

L'unica possibilità per tali operatori di sopravvivere alla rivoluzione delle gare d'ATEM, che certamente comporteranno una notevole riduzione del numero di distributori e un processo di ulteriore concentrazione del mercato, sarebbe pertanto rappresentata dalla possibilità di partecipare alla gara con altri operatori.

E' stato tuttavia evidenziato come nella realtà pratica la ricerca di partnership possa non essere facile, anche in considerazione dello scenario competitivo dell'ambito (laddove, ad esempio, gli altri operatori presenti nell'ATEM o che comunque abbiano un incentivo specifico a partecipare alla gara, siano gli operatori di dimensione nazionale).

Partendo dall'assunto che il vantaggio competitivo di cui gode l'incumbent è proporzionato alla quota di ambito già gestita (in termini di PDR serviti) e alla dimensione dell'ambito, l'analisi degli ambiti evidenzia che sono pochissimi gli ATEM in cui il primo operatore non abbia un vantaggio competitivo molto forte, ovvero in cui serve meno del 50% dei punti di riconsegna (PDR) dell'ATEM. Nella stragrande maggioranza degli ambiti il numero di distributori è pari in media a 3-4 operatori, dove tuttavia le caratteristiche del terzo o quarto (numero di PDR serviti nell'ambito, capacità finanziaria) tendono ad escludere che tali soggetti possano costituire dei competitor potenziali.

Alla luce di quanto emerso può concludersi che l'evoluzione verso un assetto di mercato ancora più concentrato e gli esiti della maggior parte delle gare sembrano essere determinati da un principale fattore: quello finanziario.

I gestori che vinceranno le gare non solo dovranno versare al gestore uscente il valore di rimborso (VIR), ma dovranno anche avere risorse sufficienti per effettuare gli investimenti, secondo quanto disposto dal Piano di Sviluppo presentato in sede di offerta, a cui è attribuito un peso determinante (45%) ai fini dell'aggiudicazione.

Pochi sembrano pertanto gli operatori in grado di poter cogliere la sfida delle gare ed è ragionevole ritenere che uno dei principali esiti della competizione consisterà nella forte riduzione del numero degli operatori e nel consolidamento dei gruppi di grande e grandissima dimensione.

L'apertura del settore alla concorrenza per il mercato innescherà infatti un processo di razionalizzazione ed aggregazione, che scaturisce a sua volta dalla determinazione amministrata dei bacini di gara ottimali. La questione del dimensionamento dell'ambito della concessione assume infatti una valenza strategica determinante sul grado di competizione potenziale.

Non può tuttavia non evidenziarsi che, se la concorrenza si considera lo strumento volto ad ampliare il numero dei potenziali partecipanti ed abbattere le barriere economiche e legali di accesso al mercato, la determinazione del numero di operatori dovrebbe consistere in un effetto della selezione competitiva *ex post* della gara e non, piuttosto, lo strumento *ex ante* per realizzare con determinate scelte istituzionali un certo assetto di concertazione industriale.

Se certamente le procedure competitive determineranno la fuoriuscita dal mercato di un numero rilevante di distributori, si è invece evidenziato come meno certi sono gli esiti in relazione ai presunti benefici per i consumatori.

L'analisi in particolare degli strumenti normativi e regolatori ha infatti evidenziato che le gare determineranno quasi certamente un aumento delle tariffe, data la necessità di dover valorizzare le RAB sottostimate e in virtù dei costi per lo svolgimento della gara, primi, fra tutti, quelli derivanti dalla possibile socializzazione del differenziale tra VIR e RAB.

## Bibliografia

### A

Acemoglu, D. and Angrist, J., *Consequences of Employment Protection? The case of the Americans with Disabilities Act*, NBER WP 6670, 1999

Aghion P., Hermalin B., *Legal Restrictions on Private Contracts Can Enhance Efficiency*, *Journal of Law, Economics and Organization*, n. 2, 1990, pagg. 381-409

AGCM, Parere del 13 novembre 2007 AS 427 *Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas naturale*

AEEGSI, Memoria per l'audizione presso la 1a Commissione Affari Costituzionali del Senato – Riforma dell'Autorità indipendenti, 31 maggio 2007

AEEGSI, Memoria del 9 gennaio 2014 per Audizione alla Camera dei Deputati (VI e X commissione)

AEEG, Documento per la consultazione *Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d'utenza* (DCO 15/08)

AEEGSI, Documento di consultazione Schema del contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale (DCO 382/2012/R/GAS)

AEEGSI, Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per le gestioni d'ambito del quarto periodo regolatorio, (DCO 53/2014/R/Gas)

AEEGSI, *Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione – Inquadramento generale*” (DCO 341/2012/R/gas)

AEEGSI, *Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione* (DCO 56/2013/R/gas)

AEEGSI, *Tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas e meccanismi di perequazione per il quarto periodo di regolazione* (DCO 257/2013/R/gas)

AEEGSI, *Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione* (DCO 359/2013/R/gas)

AEEGSI, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, presentata il 31 marzo 2014

AEEGSI, Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas al Parlamento e al Governo in tema di corrispettivo dovuto al gestore del servizio di distribuzione del gas all'ente locale per l'affidamento del servizio, 18 ottobre 2005



AEEGSI Deliberazione n. 367/2014 Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito e altre disposizioni in materia tariffaria

AGCOM, Deliberazione n. 538/2013/CONS, Regolamentazione simmetrica in materia di accesso alle infrastrutture fisiche di rete

Albano G.L., Heimler A., Ponti M., Concorrenza, regolazioni e gare: il trasporto pubblico locale, in Mercato, concorrenza e regole, n. 1 aprile 2014, pagg.117-138

Alchian A., and Kessel R., Competition, Monopoly, and the Pursuit of Pecuniary Gain, in Aspects of Labor Economics 157 (1962).

Alesio M., La liberalizzazione del mercato del gas naturale: dubbi e metodi applicativi, in Dir. giust., 2002, 90 ss

Amato G. e Nicita A., R.H. Coase (1910-2013), in Mercato concorrenza regole / a. XV, n. 2, agosto 2013, pag. 1-8

Ammanati L. Bilancia P. (a cura di), *Governance dell'economia e integrazione europea. Governance multilivello regolazione reti*, in [www.astrid-online.it](http://www.astrid-online.it), 2008

Ammanati L., I servizi pubblici locali: quale concorrenza, come e quando, in De Vincenti C., Vigneri A. ( a cura di), *Le virtù della concorrenza*, Bologna, 2006, pagg. 371 e ss.

Ammanati L., Tutela della concorrenza e accesso al mercato dei servizi pubblici locali dell'energia: il caso del gas, In Ammanati L. (a cura di), *Monopolio e regolazione pro-concorrenziale nella disciplina dell'energia*

Ammanati L. Beccarello M. e Al., *Modelli di proprietà e valorizzazione delle reti nel rinnovo degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas naturale in Lombardia*, a cura di Energy Lab e Regione Lombardia, aprile 2010

Ammanati L., *E' davvero un miraggio una disciplina "a regime" per il gas? A proposito delle vicissitudini della distribuzione locale* In: ASTRID RASSEGNA. - ISSN 2038-1662. - 4:68 (2008 Mar 28), pagg. 1-11

Ammanati L., Ancora uno slittamento e qualche nuova incertezza nella introduzione di una disciplina "a regime" per la distribuzione locale del gas, in REF - Newsletter n. 108 (febbraio 2008) [2]

Antolioli B., *La Regolazione tariffaria e non tariffaria* in (a cura di) Gilardoni A., *Introduzione alla economia e gestione delle public utilities*, Agici, 2011, pagg. 97-117

Archibugi D., Pizzetti B., I costi di transizione nella concorrenza per il mercato, *L'Industria*, 22(2), 2001, pp. 339-353

Armstrong e Sappington 2006, level playing field Armstrong. M. e Sappington, D.E.M. 2006 *Regulation, Competition and Liberalization*, in «Journal of Economic Literature», vol. XLIV, pp. 325-366.

Armstrong, M. and D. Sappington “Recent Developments in the Theory of Regulation,” in M. Armstrong and R. Porter (ed.), *Handbook of Industrial Organization (Vol. III)*, Elsevier Science Publishers: Amsterdam, 2007

Antonczyk, D., B. Fitzenberger, and K. Sommerfeld (2010): “Rising wage inequality, the decline of collective bargaining, and the gender wage gap,” *Labour Economics*, 17(5), 835–847.

ASSOGAS, Gli ambiti di gara, Documento per il convegno, Milano 16 marzo 2009

## **B**

Bain, J. 1956. *Barriers to New Competition*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press

Balandi G.G.; *Le «clausole a favore dei lavoratori» e l'estensione della applicazione del contratto collettivo*, in *Riv. Trim. Dir. Proc. Civ.*, 1973, 709

Baldassarre, *Iniziativa economica privata*, voce *Enc. Dir.*, Vol. XXI, 582 ss.;

Balzano M. Grillo M., *Concorrenza e regolazione: limiti dell'intervento antitrust*, in *Analisi giur. dell'economia*, 2002, 485 ss

Bachman R., Bauer T.K., H. Kroger, *Minimum wages as barriers to entry- Evidence from Germany*, Ruhr Economic Paper 329, aprile 2012

Bassi N., Bruti Liberati E., Donati F., *Rapporto OPEF (Osservatorio sulla politica energetica Fondazione Einaudi) “La governance dell'energia”*, presentato il 20 novembre 2012, consultabile all'indirizzo: <http://www.sicurezzaenergetica.it/2012/11/governance-dellenergia-le-proposte-dellopef/>

Baumol, W., Panzar, J. and Willig, R.. *Contestable markets and the theory of industry structure*. New York,1982

Baumol W. and J. Gregory Sidak, *Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry*, Washington: AEI Press, 1995

Beccarello M., e Villa A., “Il mercato del gas naturale”. In “Indice delle liberalizzazioni 2009”, IBL libri Milano, 2009

Beccarello M., D. Floro D., “La liberalizzazione del mercato del gas naturale”. In “Indice delle liberalizzazioni 2010”, IBL libri Milano, 2010.

Beccarello M., Floro D., "Il mercato del gas naturale", in STAGNARO C. (a cura di), *Indice delle liberalizzazioni 2011*, IBL Libri, Torino, pp. 93-114, 2011.

Beccarello M.(2008). "La regolazione del mercato del gas naturale. Rubettino, monografia per la collana Policy Istituto Bruno Leoni Milano

Beccarello M. (2002). " La regolazione dei servizi di pubblica utilità e lo sviluppo delle aziende multiservizio" in *Mercato e Regole* a cura di Gustavo Piga, Luigi Paganetto e Giampaolo Galli, Editore Il sole 24 ore.

Beccarello M. , Ascari S.(2000) "Organisation and Regulation of the gas service in Italy" in "The natural gas in Europe" Oxford Press a cura di F. Dupuit

Beccarello M. (1998 a) «Price cap e recupero di produttività: suggerimenti dalla regolazione del settore gas» in *Economia Pubblica*, n. 4 vol XXVIII.

Beccarello M. (1998b) "I modelli di regolazione economica" in M.Beccarello *et al.* « L'evoluzione del sistema tariffario nel settore del gas fra privatizzazioni ed apertura europea ». Collana Ciriec Franco Angeli Milano.

Bellini D. Facchini C., Il contratto di servizio in *Azienditalia* n. 9, 2006 pagg. 369 e ss.

Benedettini S., Stagnaro C., Il Trasporto ferroviario regionale in Italia: tracce di concorrenza? In *Mercato, Concorrenza e Regole*, n. 2, agosto 2014, pagg. 327-352

Berardi e Traini, *Valore residuo delle opere del servizio idrico: cercasi certezze*, Laboratori Servizi Pubblici Locali REF, luglio 2014

Bernardini O. e Di Marzio T., *La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia: analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione*, in "Quaderni dell'energia elettrica e del gas", Roma, 2011, disponibile sul sito dell'AEEGSI

(F. Bertini, 2008).

Bertonazzi L. Villata R., *Servizi di interesse economico generale*, in M.P. Chiti- G. Greco (a cura di), *Trattato di diritto amministrativo europeo*, Torino, 2007, 1793 e ss.

Biancardi (2009), *L'eccezione e la regola. Tariffe, contratti e infrastrutture*. Il Mulino

Biancardi A., Fontini F., *Liberi di scegliere? Mercati e regole nei settori dell'energia*, Bologna - Roma, 2005, 12 ss.

Bianchini R., Massari M., *La situazione attuale e la componente finanziaria negli scenari futuri*, REF-E, Banca Intesa San Paolo, 2012

Braeutigam R., Optimal Policies for natural monopoly, in *Handbook of Industrial Organization*; 1989, 2, pagg. 1289-1346

Bracco P., Da Empoli S. e Al, Mercati a termine dell'energia, IPSOA, 2012

Brugnetti Nicoletti, L'apertura della concorrenza del servizio di distribuzione del gas naturale – art. 14 e 15 del D.lgs. 164/2000 – una sfida ancora aperta a seguito dei gattopardeschi provvedimenti emanati – gli effetti discorsivi e controproducenti degli ambiti di gara in [www.dirittodeiservizipubblici.it](http://www.dirittodeiservizipubblici.it)

Bruti Liberati E., La regolazione pro concorrenziale nei servizi pubblici a rete, Giuffrè, Milano, 2066. 32 e ss.

Bruzzo G., L'Abuso di posizione dominante, all'interno di Dizionario sistematico del diritto alla Concorrenza, di ( a cura di) F. Pace, Novene, 2013,96 -

Buccirossi P., Profili economici del diritto della concorrenza in La Concorrenza (a cura di) Cedon, 2005, Utet Torino

Buccirossi P., *Scelte di policy e definizione del mercato rilevante: un modello strategico*, Temi e Problemi a cura dell'Autorità Garante della Concorrenza ed il Mercato, aprile 2000

## C

Caia G., e Colombari S., *Regolazione amministrativa e mercato interno del gas naturale*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2000, 338

Caia G., *La disciplina dei servizi pubblici*, in L. Mazarolli, Pericu, A. Romano, F.A. Roversi Monaco, F.G. Scoca (a cura di), *Diritto amministrativo*, Bologna, 2001, 945 ss.

Caldani S., Rombola A., Valtorta k., La distribuzione del gas in Italia, dal nuovo quadro normativo al terzo periodo regolatorio: scenari di mercato e road map strategica, Studio Arthur D. Little, Utilities 1 Q. 2009

Calkins S. The New Merger Guidelines and the Herfindahl- Hirschman Index, *California Law Review*, Vol. 71, 2, Marzo 1983

Calvetti, S, *Condizioni per la proroga del servizio di distribuzione del gas*, *Urbanistica e Appalti*, 2014, 4,445

Caravita di Toritto B., La definizione degli ambiti territoriali ottimali, in *Annuario di diritto dell'energia 2014, quali regole per il mercato del gas?* A cura di G. Napolitano e A. Zoppini, il Mulino, 2014

Cassese S., La nuova costituzione economica, 2012, Edizioni Laterza

Cassese S., *Regolazione e concorrenza* in *Regolazione e concorrenza*, in G. Tesauro - M. D'Alberti (a cura di) il Mulino, Bologna, il Mulino, 11 ss

Castaldo A., Ammannati L., "Verso la creazione di un mercato del gas. A proposito della distribuzione e della vendita del gas in ambito locale", in *Coingas Review*, 2005

Cazzato, Le intese restrittive della concorrenza nell'attività dell'AGCM- Rassegna degli orientamenti europei ed italiani, in *Concorrenza e Mercato – Antitrust, Regulation, Consumer Welfare, Intellectual Property*, (a cura di) G. Ghidini, P. Marchetti, M. Clarich e F. Di Porto, Giuffrè Editore, 2014, pagg. 388

Cazzola C., *“La volpe ed il coniglio”*: monopolio e concorrenza nel mercato del gas naturale in Italia, in *Mercato, Concorrenza e regole*, II, 2000, p. 329-362

Cazzola, C. e Grillo, M. (1998), *L'apertura del mercato del gas naturale in Italia: prospettive della concorrenza alla luce della direttiva comunitaria*, in «Economia delle fonti di energia e dell'ambiente», n. 3.

Cereda S.C., I Comuni possono vendere le loro reti pubbliche del gas? Disamina della disciplina in Lombardia, in *diritto dei servizi pubblici locali*, 3 marzo 2014

Cerved (Rapporto), *Le partecipate dei Comuni Italiani*, giugno 2014

Cervigni G. e D'Antoni, M. *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Carocci, 2001

Chadwick E. (1859), Results of Different Principles of Legislation and Administration in Europe; of Competition for the field as compared to Competition in the field, in *Royal Statistical Society Journal*, vol. 22, n. 3, pagg. 381-420

Cecchi C. e Bianchini R., *Partono (forse) le gare gas*. Approfondimento nella Newsletter del Gestore dei Mercati Energetici (GME) n. 75, ottobre 2014

Cheung, Steven N. S. (1987). "Economic organization and transaction costs". *The New Palgrave: A Dictionary of Economics* v. 2., pp. 55–58

Cioffo V., *la Fuga dalla distribuzione del gas in Mercato concorrenza regole*, n. 2, agosto 2006, pagg. 395-415

Clarich M., *Servizio pubblico e servizio universale: evoluzione normativa e profili ricostruttivi*, in *Dir. Pubbl.*, 1998, 181

Clarich M., *Regolazione e concorrenza nelle comunicazioni elettroniche* In: *Il nuovo ordinamento delle comunicazioni elettroniche*, p. 15-26. Milano

Clarich M., *Le autorità indipendenti nello “Spazio Regolatorio”: l'ascesa e il declino del modello*, in *Diritto Pubblico* p. 1035-1073, 2004

Clarich M., *Autorità indipendenti: bilancio e prospettive di un modello*. Bologna, 2005 pagg. 1-206

Clerici S., Le modalità di finanziamento, in *Introduzione all'economia e alla gestione delle Public Utilities* (a cura di) Gilardoni A., *Introduzione alla economia e gestione delle public utilities*, Agici, 2011, pagg. 193-214

Coase, Ronald H. (1937), *The Nature of the Firm*. *Economica*, 4, pagg. 386

Coase, Ronald (1960). "The Problem of Social Cost". *Journal of Law and Economics* 3: 1–44

Colombari, S., Transizione amministrativa verso il mercato nella distribuzione del gas naturale: durata delle concessioni, riscatti e gare, *Giustizia Amministrativa*, n. 1/2006

Commons, J.R (1931). "Institutional Economics". *American Economic Review* 21: 648–657. Retrieved February 8, 2013

Coralì E., *Il mercato del gas naturale in Italia*, Milano, 2000

Costantini S., *La finalizzazione sociale degli appalti pubblici. Le "clausole sociali" fra tutela del lavoro e tutela della concorrenza*, WP C.S.D.L.E. "Massimo D'Antona".IT – 196/2014, pag. 47.

Crew M. Parker D., *International Handbook on Economic Regulation*, Edward Elgar Cheltenham, 2006

Crocker J.K. and Masten E. S., *Regulation and administered contracts revisited: lessons from transaction-cost economics for public utility regulation*, *Journal of Regulatory Economics*, 9:5-39, 1996

## **D**

D'Alberti M., *Le concessioni amministrative*, Napoli. Novene, 1981

D'Alberti M., *Poteri pubblici, Mercato, Globalizzazione*, il Mulino, 2008

Deakin S., Wilkinson F., *Il diritto del lavoro e la teoria economica: una rivisitazione*, in *Dir. Lav. Rel. Ind.*, 1999, pagg. 587-622

De Caro I., *Procurement e concorrenza alla luce delle segnalazioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato*, 2010, in *Gli acquisti delle amministrazioni pubbliche nella Repubblica federale*, a cura di L. FIORENTINO, Il Mulino, aprile 2011, p.259 segg.

Della Cananea G. - Napolitano G. (1998, a cura di), *Per una nuova costituzione economica*, Bologna, il Mulino.

Dell'Atti A., *Le operazioni di concentrazione in Concorrenza e Mercato – Antitrust, Regulation, Consumer Welfare, Intellectual Property*, (a cura di) G. Ghidini, P. Marchetti, M. Clarich e F. Di Porto, Giuffrè Editore, 2014

Delli Priscoli L., *Asimmetrie e funzioni delle Authorities nel processo di liberalizzazione delle telecomunicazioni*, in *Dir. Inform.*, 1998

De Paoli, Introduzione in *La riforma della distribuzione del gas in Italia*, (a cura di) S. Dorigoni, Franco Angeli, 2007

Del Punta R., *Mercato o gerarchia? I disagi del diritto del lavoro nell'era delle esternalizzazioni*, in *Dir. Merc. Lav.*, 2000, pagg. 49-67

Del Punta, R., *L'economia e le ragioni del diritto del lavoro*, in *Dir. Lav. Rel. Ind.*, 2001, pagg. 3-45

Demsetz, H. 1982. *Barriers to entry*. *American Economic Review*. 72: 47-57

Demesetz H., *Why regulate utilities?*, in *Journal of Law and Economics*, vol. 11, n.1., apr. 1968, pagg. 55-65

De Sanctis L., *Distribuzione locale gas: le giravolte dell'Antitrust*, 13 aprile 2013, IBL Briefing Paper

De Sanctis L., *Compatibilità con il diritto della concorrenza di imprese comuni tra distributori di gas naturale per partecipare alle gare. Nota a margine delle sentenze del TAR lazioni nn. 3046 e 3047 del 20 marzo 2014*, *Diritto dei servizi pubblici*, 4 aprile 2014

Desogus, C. Sicca R., *Merger Analysis in the gas distribution sector in Italy: the "Isontina Case"* in *Italian Antitrust Review* , 1, 2014

De Vincenti C., *Regolazione e Antitrust nelle public utilities, ovvero il "passo a due"*, in Rabitti Bedogni C., Barucci P., *20 anni di Antitrust. L'evoluzione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato*, Torino, Giappichelli Editore, 2010.

De Vincenti, *Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine*, 2012, Maggioli

Dezi L. Gilardoni A., Miglietta A., Testa F., *L'esperienza delle public utilities locali: un modello di rapporto impresa-territorio?*

Di Bari A., *Riforma della distribuzione del gas: luci ed ombre per i Comuni*, in *AGI Energia*, 2014, disponibile all'indirizzo <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1055&id=44&ante=0>

Di Giovanni L., *Il decreto del Fare e le novità in ambito di distribuzione gas*, in *AGI Energia*, 2014, disponibile all'indirizzo <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1056&id=44&ante=0>

Di Laurea D., Doni N., Canitano G., *La convenzione di affidamento e la regolazione nel servizio idrico in Italia. Atti della 1ª edizione degli incontri sulla regolazione dei servizi idrici ANEA*, Italian Paperback – 1 Jan 2008

Donati F., I Profili giuridici delle concessioni idroelettriche: dalla normativa italiana alla legislazione comunitaria in *Gazzetta Ambiente*, n. 5/2014, 58

Doni N. e Fontini F., Analisi delle gare di concessione per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale, CISPEL Confservizi Toscana, 2006

Doni N., L'interazione fra competizione e regolazione nell'aggiudicazione mediante una gara di una concessione, *Rivista Italiana degli Economisti*, 2003, vol I, aprile, pagg. 97-120

Dorigoni S., La Riforma della Distribuzione del gas in Italia, in *Economia e Politica dell'energia e dell'ambiente* a cura di Angeli F., Milano 2007

Dorigoni S., *Gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale the never ending (hi) story*, AGI Energia, 2 ottobre 2013

Dorigoni S. e Pontoni F. *Ownership Separation and the Gas Transportation Network: Theory and Practice*, *Economia delle Fonti dell'Energia e dell'Ambiente* vol. 53, n. 2, pp. 57-84, 2010

D'Ostuni, M. *Il concetto di intesa*, p. 69-76 in *Dizionario Sistematico del diritto della concorrenza*, a cura di L. Pace, Jovene Editore, 2013, Napoli

## **E**

Erbetta F. e Fraquelli G., Produttività e redditività nella distribuzione locale di gas naturale in Italia: proprietà, diversificazione e scala operativa, CERIS-HERMES, Working Paper 3, (2003)

Esposito, I tre commi dell'art. 41 della Costituzione, in *Giur. Cost.*, Ferrante, Dignità dell'uomo e diritto del lavoro, in *Lav. Dir.*, 2011, 211. 1962, 37

## **F**

Felli L., Ichino A., *Sistemi di incentivazione della forza lavoro: una rassegna dei principali problemi teorici*, in *Politica Economica*, 1996, I, pagg. 331-361

Ferla S., *Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale*, 2012, Maggioli Editore

Ferla S., Rimborsi ai gestori uscenti, tariffe e gare d'ambito per la distribuzione gas. Note critiche sulla disposizione introdotta dal Decreto Destinazione Italia per porre rimedio al differenziale *V.I.:R./RAB (art. 1, c. 16, d.l. n. 145/2013)*, *Diritto dei servizi pubblici*, 4 febbraio 2014

Fierro M., Porchia o., Randazzo B., i principi di proporzionalità e ragionevolezza nella giurisprudenza costituzionale, anche in rapporto alla giurisprudenza delle corti europee, *Quaderno predisposto in occasione dell'incontro trilaterale tra Corte*



costituzionale italiana, Tribunale costituzionale spagnolo e Corte costituzionale portoghese, ottobre 2013

Fraccastoro, G., *La nuova disciplina in materia di gare per il servizio di distribuzione del gas*, Corriere del Merito, 2012,12,1083

Franchini F., (a cura di), *Contratti con la pubblica amministrazione*, Milano, Utet Giuridica, 2007

Frignani A. e Gambuto S., Le barriere artificiali all'accesso al mercato negli appalti pubblici di servizi e forniture: il debole ruolo dell'AGCM, in *Dir. del C. Internazionale*, 2006, 3-4, p. 553

## G

Gallo D., *I servizi di interesse economico generale: Stato, Mercato e Welfare nel diritto dell'Unione Europea*, 2011, Giuffrè Editore

Galgano, Sub Art. 41, in Branca (a cura di), *Commentario della Costituzione. Rapporti economici*, t. II, Art. 41-44, Bologna-Roma, 1982, 1 ss

Gambino A., *Dal monopolio alla liberazione: regolazione normativa delle asimmetrie nel mercato delle telecomunicazioni*, in *Giur. Comm.* 1996, 5 e ss

Garcia Martin J., *Stranded Cost, an overview*, Centre for Monetary and Financial Studies (CEMFI), giugno 2001, CEMFI Working Paper No. 0108

Genovese A. e Fonderico G., *Concorrenza e regolazione asimmetrica nelle telecomunicazioni*, in *Europa*, dir. Priv, 1999, 45 e ss.; E. Lupis Crisafis, *La regolazione asimmetrica nel settore delle telecomunicazioni*, in *Riv. Giur. Quadr. Pub. Serv.*, 2002, 33 e ss

Ghera E., *Le c.d. clausole sociali: evoluzione di un modello di politica legislativa*, in *Dir. Rel. Ind.*, 2001, 133 ss

Giacomelli S., *La Distribuzione di gas naturale in Italia: l'attuazione della riforma e i suoi effetti*, in *Questioni di economia e finanza : occasional papers ; 21*, Banca d'Italia, 2008 (stampa 2009)

Gigante M., *Mutamenti nella regolazione dei rapporti giuridici e legittimo affidamento tra diritto comunitario e diritto interno*, Giuffrè Editore, 2008

Gilbert, R. 1989. *Mobility barriers and the value of incumbency*. In R. Schmalensee and R. Willig (Eds.), *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: Elsevier. McAfee, R.P

Gobbo F. e Noce A., *Il settore del gas naturale: tra monopolio e concorrenza*, in *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità a cura di Grassini F.A.*, Bologna, 1998

Goldberg V.P., Regulation and Administered Contract, in *The Bell Journal of Economics*, Vol. 7, No. 2 (Autumn, 1976), pp. 426-448

Grillo M., *Infrastrutture a rete e liberalizzazione delle public utilities*, in A. Vigneri e C. De Vincenti (a cura di), *Le virtù della concorrenza*, Bologna, 2006, 197 e ss.

Guasch J. L., *Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it right*, World Bank, 2004

Gulli F., Dimensione, territorio ed efficienza nella distribuzione dei servizi a rete - Una metaanalisi della letteratura empirica, Convegno Assogas (24 marzo 2009)

Gulli, Le gare per gli ambiti di distribuzione del gas: note sulle regole proposte dall'AEEG (DCO 359/3203/R/Gas e DCO 53/2014/R/Gas), disponibile come allegato 1 alle osservazioni Federutility pubblicate sul sito dell'AEEGSI e disponibili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/053-14.jsp>

## H

Hart O. e Moore J. (1999), *Foundations of Incomplete Contracts*, in «*Review of Economic Studies*», 66, pp. 115-38.

Harcourt Brace Jovanovitch. Carlton, D. 2004. *Why barriers to entry are barriers to understanding*. *American Economic Review* 94: 466-470

Heitzler, S., and C. Wey (2010): "Raising Rivals' Fixed (Labor) Costs: The Deutsche Post Case," *DIW Discussion Paper*, 1008

Hilton K.N., Efficiency and Labor Law, in *Northwestern University Law Review*, 1993, vol. 87

Hovenkamp H. (1999) The taking clause and improvement regulatory bargains, *Yale Law Journal*, Vol. 108, pagg. 801-834

## I

Ichino A. and Ichino P., M. Polo, *L'influenza delle condizioni del mercato del lavoro regionale sulle decisioni dei giudici in materia di licenziamento*, in *Riv. It. Dir. Lav.*, 1998, I, pagg. 19-47

Ichino, P., *Lezioni di diritto del lavoro. Un approccio di labour law and economics*, Milano, 2004

Ichino P., Contrattazione collettiva e antitrust: un problema aperto, in *Merc. Conc. Reg.*, 2000, 641, Ichino, 2000

Ichino P., *I giuslavoristi e la scienza economica: istruzioni per l'uso*, Intervento al convegno su diritto del lavoro e sviluppo economico svoltosi ad Agrigento il 28 e 29 novembre 2005, pubblicato in *Argomenti di Diritto del Lavoro*, 2006, 11, p- 454-469

IEFE, *Le trasformazioni in atto in Italia nel settore della distribuzione del gas*, 2000.

Ishiguro, S., and L. Zhao (2009): "Raising Wages to Deter Entry into Unionized Markets," *Japanese Economic Review*, 60(4), 435–445.

## J

Jensen C.M., Meckling H.M. (1976), *Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Ownership Structure*, *Journal of Financial Economics*, October, 1976, V. 3, No. 4, pp. 305-360.

Joskow P. (1996), *Does stranded costs recovery distort competition?*, the *Electricity Journal*, apr, pagg. 31-45

Joskow, P.L. and N.L. Rose (1989) "The Effects of Economic Regulation," *Handbook of Industrial Organization (Volume II)*, R. Schmalensee and R Willig editors, North-Holland, Amsterdam.

Joskow, P.L. (2007) "Regulation of Natural Monopolies," in A.M. Polinsky and S. Shavell (ed.), *Handbook of Law and Economics (Volume 2)*, Elsevier: Amsterdam.

## K

Klemperer, P. (2008), "Competition Policy in Auctions and 'Bidding Markets,'" in P. Buccirossi ed., *Handbook of Antitrust Economics*, Cambridge, MA: MIT Press.

Klemperer P., *The Economic Theory of Auctions*, UK, 2000.

## L

Laffont J.J.. e Tirole A., *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge, MA, MIT Press, 1993

Lamberti L., *Le strozzature procedurali ed istituzionali nelle gare d'ambito*, in *AGI Energia*, 2014, disponibile all'indirizzo <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1057&id=44&ante=0>

*La Spina A., Majone G., Lo Stato regolatore*, Bologna, Il Mulino, 2000

Libanora, M., *Le principali questioni fiscali del passaggio di gestione del servizio di distribuzione locale del gas*, *Azienditalia – Fin. E Trib.*, 2007, 14, 765

Lindbeck A., D.J. Snower D.J., *The insider-outsider Theory. Theory of Employment and Unemployment*, Cambridge, Mass., Mit Press, 1988

Libertini M., *La concorrenza degli antichi e la concorrenza dei moderni*, 108-122 in C. Rabitti, P. Barucci ( a cura di), *20 Anni di Antitrust*, 2010, Giappichelli Editore, Torino 2010

Livi M. A., "Il principio di irretroattività della legge nel diritto dei contratti", in *Giurisprudenza Costituzionale e fonti del Diritto*, (a cura di) N. Lipari, Edizioni Scientifiche Italiane, 2006

Luciani M., *La produzione economica privata nel sistema costituzionale*, Padova, 1983

## **M**

Macleod W. (2002), *Complexity and Contract*, in *The Economics of Contracts. Theories and Applications*, ed. by E. Brousseau, J. M. Glachant, Cambridge University Press, Cambridge.

Maskin E. e Moore J. (1999), *Implementation and Renegotiation*, in «Review of Economic Studies», 66, pp. 39-56.

Maskin E. e Tirole J. (1999), *Unforeseen Contingencies and Incomplete Contracts*, in «Review of Economic».

Marinescu I.E., *Are Judges Sensitive to Economic Conditions? Evidence from UK Employment Tribunals*, Nber, W.P. dicembre 2005

Massarutto A., *La riforma della regolazione dei servizi idrici in Italia L'impatto della riforma: 1994-2011*, IEFE Bocconi, Research Report Series n. 9 gennaio 2012

Merusi F., *Servizi pubblici instabili*, Bologna, 1990

Mialon, H., and Williams, W. 2004. *What is a barrier to entry?* American Economic Review. 94: 461-465

Milan M., *La nuova riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela*, AGI Energia, 22 maggio 2013

Milgrom, P., Roberts J., "Bargaining Costs, Influence Costs, and the Organization of Economic Activity," in J.E. Alt and K.A. Shepsle (eds.), *Perspectives on Positive Political Economy*, Cambridge: University of Cambridge, 1990, 57-89

Milgrom, P.; Roberts, J. (1992). *Economics, Organization and Management*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall

Monti M., *Concorrenza e regolazione nell'unione europea*, in G. Tesouro - M. D'Alberti (a cura di) *il Mulino*, Bologna, il Mulino, 75 ss

Montini M., *Il nuovo modello di gestione del servizio di distribuzione del gas naturale* in *Giornale di Diritto amministrativo*, 2002, 45

Motta M., *Competition Policy*, Cambridge University Press, 2004

## **N**

Napolitano G., Zoppini A (a cura di), *Annuario di diritto dell'Energia*, 2014 *Quali regole per il mercato del gas? il Mulino*, 2014

Napolitano G., *La politica energetica europea per il mercato interno dell'energia e il suo impatto sull'ordinamento italiano* in *Federalismi.it* n. 4/2012

Napolitano G., *Regole e mercato nei servizi pubblici*, Bologna, 2005

Natoli, *Limiti costituzionali dell'autonomia privata nel rapporto di lavoro*, vol. I, Milano, 1955, 97

Nicita A., Napolitano G., *Lost inTransaction? Il Nobel a Oliver Williamson e il problema del governo delle relazioni economiche*, in «*Mercato Concorrenza Regole*», 2010, II, pp. 77-113

Nicita A., Pardolesi R., *Il Nobel che fece l'Impresa. Coase e il Governo delle Regole Incomplete*, in «*Mercato Concorrenza Regole*», 2008, III, pp. 427-468

Nicita A. e Scoppa V. (2005), *Economia dei contratti*, Carocci

Noam, G.Pogorel G. (a cura di) *Asymmetric deregulation – the dynamics of telecommunications policy in Europe and United States*, Noordwood, 1994

Noce A., *L'esperienza dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel settore dell'energia*, in E. A.

Raffaelli (a cura di), *Antitrust fra diritto nazionale e diritto comunitario*, Guffrè Milano, 2007, 457-487

## **O**

OCSE. (2005), *The impact of substitute services on regulation*, Parigi: OCSE.

Okun A.M., *Equality and Efficiency. The Big Tradeoff*, Washington D.C., Brookings Inst., 1975

Oppo, *L'iniziativa economica*, in *Riv. Dir. Civ.*, 1988, I, 309 ss.

## **P**

Pammoli, Cambini C., Giannacari A., (a cura di), *Politiche di liberalizzazione e concorrenza in Italia*, Bologna, 2007, 27 e ss.

Parcu P.L., Stato e concorrenza. L'attività di segnalazione dell'autorità antitrust: contenuti, efficacia e prospettive, in *temi e problemi*, a cura di AGCM, Roma, 1996

Pardolesi R., Chi ha paura dell'interpretazione economica del diritto antitrust?, in *Mercato, concorrenza e regole*, 1 aprile 2007

Paul Oyer, Scott Schaefer, *Sorting, Quotas and Civil Rights Act of 1991: Who Hires When it's Hard to Fire?*, in *The Journal of Law and Economics*, vol. XLV, n. 41, 2002

Patterson, D. and Shapiro, C. (2001) "Trans-Atlantic Divergence in GE/Honeywell: Causes and Lessons", *Antitrust Magazine*, Fall.

Pezzoli A. (2006), "Gare e servizi pubblici: quali problemi per la concorrenza?" in *Le virtù della concorrenza* (a cura di C. De Vincenti e A. Vigneri), Il Mulino, Bologna.

Pinto A., *Il pubblico servizio di distribuzione del gas tra riordine e disordine*, in *Mercato concorrenza regole*, I, 2006, p. 177-195

Piron F. e Colamonicò C., *Gare gas e tariffe: il nodo del delta VIR-RAB. Novità, interrogativi e forte preoccupazione sul nuovo periodo regolatorio*, *Quotidiano Energia*, 27 settembre 2013

Piron F., R.C. Morabito, *Finanziabilità del servizio di distribuzione del gas naturale: i primi passi di un cammino complesso, tra novità, interrogativi e forti preoccupazioni sul nuovo periodo regolatorio*, in *AGI ENERGIA*, 2 ottobre 2013, disponibile all'indirizzo: <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1059&id=44&ante=0>

Piselli P., I raggruppamenti temporanei fra le esigenze di tutela della concorrenza nelle pubbliche gare e la salvaguardia delle libertà di iniziativa economica, in *Riv. Trim. App.* 2007, 133

Police A., *Tutela della concorrenza e pubblici poteri*, Giappichelli, Torino, 2007

Poletti C., Sileo A., *Il lungo transitorio della distribuzione gas* in *Newsletter del GME* n.1, (gennaio 2010)

Posner R.A., *Some economics of Labor Law*, in *University of Chicago Law Review*", 1984, pp. 988 – 1011

Predieri A., *L'erompere delle autorità indipendenti*, Firenze, 1997.

## **R**

Radicati Di Brozolo L.G., *Simmetria e asimmetria nel diritto comunitario delle telecomunicazioni*, in *Dir.Inform.*, 1997, 493

Rangone N., *I servizi pubblici*, Bologna, 1999; S. Cassese, *Le trasformazioni dei servizi pubblici*, in *Economia pubblica*, 1995, 5

Richard D. Irwin. Schmalensee, R. 2004. Sunk costs and antitrust barriers to entry. *American Economic Review*. 94: 471-475

Romano A., *Le gare per la distribuzione del gas*, in *Annuario di diritto dell'Energia*, 2014, a cura di Napolitano G., Zoppini A., il Mulino, 2014

Russo A., La distribuzione del gas naturale in Italia tra strategia e finanza. Dalla concorrenza alla riforma degli ATEM, in *AGI ENERGIA*, 2 ottobre 2013, disponibile all'indirizzo: <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1060&id=44&ante=0>

Rose-Akerman S., Rossi J (2000), *Disentangling Deregulatory Takings*, 86 *Va. Law Review*, 1435

Salop, S., and D. Scheffman (1983): "Raising Rivals' Costs," *The American Economic Review*, 73(2), 267–271.

Salop, S., and D. Scheffman (1987): "Cost-raising Strategies," *The Journal of Industrial Economics*, 36(1), 19–34.

Samuelson, Paul; and Nordhaus, William. *Economics*. McGraw-Hill International Editions, 1989

Saraceno P., *La Riorganizzazione del settore e la Regolazione*, Ref-E

Scarcia G., Il mercato delle gare d'appalto , intese e virtuosismi delle associazioni temporanee di imprese, in *Riv. del dir. Comm.* 2007,1,829

Shankerman M., "Symmetric Regulation for Competitive Telecommunications", *Information Economics and Policy*, 1996, 8, pp. 3-23.

Shleifer, Andrei. 1985. "A Theory of Yardstick Competition." *Rand Journal of Economics* 16 (3): 319-327.

Sidak G. J., Spulber D.(1997), *Deregulatory takings and the regulatory contract. The Competitive, Transformation Of Network Industries In The United States*, Cambridge University Press

Sogari T., Piron F., *Gare Gas: il punto ad oggi, con il sigillo del Tar*, in *Quotidiano Energia* del 30 settembre 2009

Sorace D., *Servizi pubblici e servizi (economici) di pubblica utilità*, in *Dir. Pubbl.*, 1999, 7

Spagnuolo Vigorita, *L'iniziativa economica privata nel diritto pubblico*, Napoli, 1959, 70

Stagnaro, C., La razionalizzazione anticompetitiva – il caso della distribuzione locale del gas, IBL Briefing Paper, novembre 2011

Stagnaro C., A chi ha sarà dato? La distribuzione locale gas, il delta Vir/Rab e la concorrenza, IBL Briefing Paper, giugno 2014

Stewart J. Schwab, *Employment Discrimination*, voce dell'*Encyclopedia of Law and Economics* (cur. B. Bouckaert, G. De Geest, Northampton, Edward Elgar Publishing, sect. 5530, 1999

Stigler, G.J. 1968. *The Organization of Industry*. Homewood, Ill

Stigler G., Sherwin R. A. (1985), "The Extent of the Market", *Journal of Law and Economics*, vol. 28, n. 3, ottobre, pagina 558

Swen W.T., Market Power in Bidding Market: an Economic Overview, in *World Competition*, 2008, n. 31, p. 37-62

Sutton, J. *Sunk Costs and Market Structure*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1991

## **T**

Taccola, C., L'uso del contratto nel diritto dei servizi pubblici. In A. Massera (a cura di), *Il diritto amministrativo dei servizi pubblici tra ordinamento nazionale e ordinamento comunitario*, 2004, pp. 265-285

Testa F., Distribuzione locale del gas e concorrenza, AGI Energia, 2 ottobre 2013, disponibile all'indirizzo:  
<http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=1061&id=44&ante=0>

Testa F. e Stagnaro C., *Reti di trasporto nazionale e concorrenza nel mercato del gas naturale: il caso ENI-Snam Rete Gas* disponibile all'indirizzo:  
<http://sinergiejournal.it/pdf/86/12.pdf>

Tirole J. (1999), *Incomplete Contracts: Where do we Stand?*, in «*Econometrica*», 67, 4, pp. 741-81.

Trimanchi F. Banfi, *Considerazioni sui nuovi servizi pubblici*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Com.*, 2002, 945;

## **U**

Utilitatis, Yellow Book 2009

Utilitatis, Yellow Book 2011



## V

Varva S, *Le clausole sociali*, in M.T. Carinci – C. Cester - M.G. Mattarolo – F. Scarpelli (a cura di), *Tutela e sicurezza del lavoro negli appalti privati e pubblici. Inquadramento giuridico ed effettività*, Utete, Torino, 2011, p. 321

Vedaschi, A., Il principio di certezza del diritto "tutela": il legittimo affidamento dei gestori delle concessioni di distribuzione del gas naturale, DPCE, 2009

Vetro' F., *Il servizio pubblico a rete. Il caso paradigmatico dell'energia elettrica*, Torino, 2005

Verkerke J.H., *Labor Contract Law, New Law and Economics Dictionary*, London, Palgrave, 1998; trad. it. in *Riv. It. Dir. Lav.*, 1998, I, pagg. 293-315

Villata R., *Un esempio di liberalizzazione di pubblici servizi: la riforma del settore della distribuzione del gas naturale*, in *Pubblici servizi. Discussioni e problemi*, Milano, 2003, 229.

Vivarelli Maria Grazia, *La questione del diritto transitorio in tema di attività di distribuzione del gas: la sovrapposizione normativa*, *Corriere del Merito*, 2011,3,329

Vigneri A., De Vincenti C. (a cura di), *I servizi pubblici locali tra riforma e referendum*, 2011, Astrid Pubblicazioni

## W

Wachter, Michael L. and Cohen, George M., "The Law and Economics of Collective Bargaining: An Introduction and Application to the Problems of Subcontracting, Partial Closure, and Relocation" (1988). *Faculty Scholarship*. Paper 1510. [http://scholarship.law.upenn.edu/faculty\\_scholarship/1510](http://scholarship.law.upenn.edu/faculty_scholarship/1510)

Weisman D., *Asymmetric regulation – principles for emerging competition in local service markets*, in *Telecommunications*, 1994, Pagg. 449 ss

Weizsäcker, C.C. von. 1980. *Barriers to Entry*. New York: Springer-Verlag.

Williamson O.E., *Markets and Hierarchy: Analysis and Antitrust Implications*, New York, Free Press, 1975

Williamson O.E., *Wage rates as a barrier to entry: the Pennington Case in perspective*, *The Quarterly Journal of Economics* Vol. 82, No. 1 (Feb., 1968), pagg. 85-116

Williamson, O.E., *Franchise Bidding for natural monopoly .In General and with respect to CATV*, in *Bell Journal of Economics*, 7, 1976

Williamson, O. E. (1981). "The Economics of Organization: The Transaction Cost Approach," *The American Journal of Sociology*, 87(3), pp. 548-577

Williamson O.E. (1985). *L'economia dell'organizzazione: il modello dei costi di transazione*, in Nacamulli R., Rugiadini A., *Organizzazione & Mercato*, Il Mulino, Bologna, pp. 161-186

Williamson O.E., *The Economic Institutions of Capitalism*, 1985

Williamson O.E. (1987). *Le istituzioni economiche del capitalismo. Imprese, mercati, rapporti contrattuali*, Franco Angeli, Milano.

## **Z**

Zavattoni G., il recente decreto Letta sulla direttiva gas: profili antitrust e commerciali in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2011, 61

Zuppetta M, *Abusi di posizione dominante* (anno 2013), p. 404 e ss. in *Concorrenza e Mercato – Antitrust, Regulation, Consumer Welfare, Intellectual Property* (a cura di) G. Ghidini, P. Marchetti, M. Clarich e F. Di Porto Giuffrè Editore, 2014





