

Facoltà di Impresa e Management

Tesi di laurea triennale in Economia aziendale

**L'ECONOMIA DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE
DEL GAS NATURALE IN ITALIA**

Relatore:

Fabrizio Di Lazzaro

Candidato:

Alice Miotto

Matric. 164091

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

Indice

Introduzione	p.5
Capitolo 1	
IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS OGGI	9
1.1 Introduzione al mercato	9
1.2 Le reti di distribuzione	10
1.3 Il personale impiegato	11
1.4 Qualità e sicurezza degli impianti e del servizio	13
1.5 I principali modelli evolutivi tra i concessionari	15
1.6 Come viene regolato e remunerato il mercato del gas e in particolare la distribuzione locale	17
1.6.1 Il ruolo dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)	17
1.6.2 Il ruolo dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM)	18
1.6.3 Il ruolo del Ministero per lo Sviluppo Economico	19
Capitolo 2	
IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE NEL SETTORE DEL GAS NATURALE A SEGUITO DELLE TRE DIRETTIVE EUROPEE	21
2.1 La Direttiva 1998/30/CE	21
2.2 La Direttiva 2003/55/CE	22
2.3 La Direttiva 2009/73/CE	25
Capitolo 3	
IL CONTESTO NORMATIVO ITALIANO DAL 2000 AL 2013	27
3.1 Decreto legislativo 23 maggio 2000 N.164	27
3.2 Decreto-Legge 1 ottobre 2007 N.159, poi convertito dalla legge 29 novembre 2007 N.222	28
3.3 Legge 23 luglio 2009 N.99 : stabilisce gli ambiti territoriali minimi	29
3.4 Il D. Lgs 1° giugno 2011 n.93	29
3.5 Il D.M 18 ottobre 2011	30
3.6 Il D.M. 12 novembre 2011 n.226	31

3.7 Il Decreto Legge 21 giugno 2013 n.69	34
3.8 Il Decreto Legge 23 dicembre 2013 n.145	34

Capitolo 4

COME CAMBIERA' IL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE DOPO LE GARE D'AMBITO	35
4.1 Le gare d'ambito	35
4.1.1 La determinazione e l'organizzazione degli ambiti territoriali minimi	35
4.1.2 Come funzionano le gare d'ambito e la scelta della stazione appaltante o del capofila	36
4.1.3 I principali compiti della stazione appaltante e dei comuni	37
4.1.4 Gli atti di gara	40
4.1.5 Le attività preliminari che deve svolgere la stazione appaltante	41
4.1.6 I metodi per identificare le esigenze di ammodernamento ed estensione delle reti e il documento contenente le "Linee guida programmatiche d'ambito"	42
4.1.7 La commissione di gara	44
4.2 Criteri e capacità che i concessionari devono avere per partecipare alle gare	45
4.2.1 Requisiti di capacità economico-finanziaria per l'affidamento del servizio	45
4.2.2 Requisiti di capacità tecnica per l'affidamento del servizio	45
4.2.3 I criteri di aggiudicazione delle gare	46
4.2.4 I soggetti ammessi alla gara e il divieto di partecipazione	48
4.3 I gestori uscenti	49
4.3.1 Gli obblighi informativi per il gestore uscente	49
4.3.2 La proprietà degli impianti e delle reti di distribuzione del gas naturale	50
4.3.3 Il rimborso al gestore uscente nel periodo transitorio	50
4.3.4 Il rimborso al gestore uscente a regime	50
4.4 Gli effetti sulle risorse finanziarie dei comuni	51

Capitolo 5

IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DOPO LE GARE D'AMBITO	53
5.1 I possibili scenari del mercato dopo le gare d'ambito	53
5.2 I principali competitors nazionali : Italgas ed Enel Rete Gas	56
5.2.1 Le prospettive di consolidamento e/o sviluppo del loro ruolo, delle quote di mercato e la razionalizzazione delle reti gestite	56
5.3 Gli altri operatori del settore	60

5.3.1 Le multi-utility	60
5.3.2 Gli operatori privati	63

Capitolo 6

IL RISCHIO DI RI-MONOPOLIZZAZIONE DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS	65
--	-----------

6.1 Il dibattito in Italia sul tema degli ambiti territoriali e sui vantaggi e svantaggi derivanti dalla nuova normativa	65
6.2 Fino a che punto possono essere sfruttate le economie di scala oggi	67

Capitolo 7

INVESTIMENTI NEL MERCATO DEI T.E.E. (TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA) GENERATI DALLE GARE D'AMBITO	69
---	-----------

7.1 I Titoli di Efficienza Energetica	69
7.1.1 Cosa sono e gli obblighi per i distributori	69
7.1.2 Come si ottengono i TEE e il ruolo del GSE	70
7.1.3 Il valore dei certificati bianchi e la loro durata	72
7.2 Alcuni riferimenti normativi	73
7.2.1 Il D.M. 24 aprile 2001	73
7.2.2 I decreti 20 luglio 2004	73
7.2.3 Il decreto interministeriale 21 dicembre 2007	74
7.2.4 Il decreto legislativo 28/2011	74
7.2.5 Il D.M. 5 settembre 2011	74
7.2.6 Il decreto 12 novembre 2011 n.226	77
7.2.7 il decreto interministeriale 28 dicembre 2012	78
7.2.8 La deliberazione 485/2013/R/EFR e il documento di consultazione 31 ottobre 2013 dell'AEEG	78
7.3 Le scelte dei distributori per adempiere ai loro obblighi annui	78
7.4 Le dinamiche dei prezzi di acquisto dei TEE e il contributo tariffario	79
7.5 I costi di investimento per gli interventi di efficienza energetica	82
7.6 Il meccanismo dei TEE per i grandi progetti	84
7.7 La cumulabilità dei TEE con altri strumenti incentivanti	85
7.8 Il regime sanzionatorio per i distributori obbligati	86

Conclusioni	87
--------------------	-----------

Riferimenti bibliografici	89
----------------------------------	-----------

Riferimenti sitografici	91
--------------------------------	-----------

L'ECONOMIA DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE IN ITALIA

INTRODUZIONE

Il termine gas è stato introdotto per la prima volta nel vocabolario scientifico dallo scienziato fiammingo Van Helmont nel 1630 e deriva dalla parola greca *Kaos*; con questa parola greci e latini indicavano lo spazio infinito, il vuoto, più tardi per traslazione, la massa primitiva della materia, confusa e senza forma, da cui si generò l'universo ancora oggi si direbbe che, in materia di gas, "molta è la confusione sotto il cielo".

La situazione attuale del mercato della distribuzione del gas è, infatti, caratterizzata da equilibri precari tra i diversi operatori presenti nel settore e da una difficoltà nel raggiungere soddisfacenti livelli di efficienza nella gestione della distribuzione locale.

L'intento del legislatore, sia a livello nazionale che comunitario, di riformare il settore della distribuzione locale del gas, ha permesso e, allo stesso tempo, costretto tutti i soggetti interessati ad aprire il settore alla concorrenza e a raggiungere alcuni standard in termini di qualità, sicurezza ed economicità del servizio.

Non è ancora chiaro se, effettivamente, il fine ultimo del legislatore potrà mai essere raggiunto in un contesto come quello italiano, dove i grandi incumbent del settore detengono un numero molto elevato di quote di mercato rispetto a tanti altri piccoli operatori e dove l'orografia del territorio genera naturalmente differenze in termini di densità abitativa, costi di gestione e di investimento sulle reti di distribuzione e sicurezza del servizio.

Il 2014 sembra essere l'anno in cui avrà effettivo inizio l'attuazione della riforma del settore della distribuzione del gas naturale, una riforma che già da molti anni si sta facendo strada tra le imprese, le Autorità di regolazione e, in generale, tra tutti i soggetti interessati alla distribuzione del gas, ma che stenta ad arrivare ad una concreta attuazione.

Per inquadrare brevemente la situazione, è opportuno evidenziare che l'Italia costituisce il terzo mercato europeo per consumi di gas, di cui ne importa circa il 90% dall'estero, anche se dispone di rilevanti riserve potenziali, in particolare nell'Adriatico; va considerato che i circa 80 miliardi di m³ di gas consumati in Italia vengono utilizzati per usi civili (41%),

industriali (20%) e per produrre energia elettrica con le centrali a turbogas (37%), si tratta quindi del principale combustibile usato in Italia.

Più in generale, la domanda mondiale di gas è destinata ad aumentare nei prossimi anni (Rapporto IEA 2012) dai 2.300 miliardi di m³ nel 2011 a 3400 nel 2035, sia per la disponibilità tuttora esistenti nei giacimenti tradizionali, sia per il recente sviluppo dell'estrazione dello *shale gas*, che ha aperto una nuova frontiera dagli sviluppi imprevedibili, anche sotto il profilo dei rischi ambientali.

La crescita della domanda internazionale è dovuta ad alcuni *drivers*, quali in particolare:

- ✓ le politiche di sostituzione degli altri combustibili fossili;
- ✓ la volontà di diversificare le fonti di approvvigionamento;
- ✓ la flessibilità ed efficienza dei processi di produzione dell'energia;
- ✓ la costante crescita nell'utilizzo del GNL per autotrazione.

Anche in Italia ricorrono, in varia misura, le stesse motivazioni, ma appare sempre più importante il tema dello sviluppo delle tecnologie legate all'uso del GNL, che renderanno assai più fruibile sul territorio l'utilizzo del metano, naturalmente a patto che venga accresciuta la presenza di impianti idonei per la ri-gasificazione, tuttora carente dopo l'avvio dell'impianto di Rovigo, nonché di distribuzione per l'autotrazione.

La normativa approvata in sede nazionale ed europea ha espresso un orientamento chiaro verso una diversa *governance* dell'intero settore per:

- garantire la neutralità nella gestione delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio;
- impedire discriminazioni nell'accesso al mercato;
- impedire trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti della filiera soggetti ad *unbundling*.

Il settore della distribuzione, in quanto monopolio naturale a contatto diretto con gli utenti, appare uno dei più sensibili nei confronti di possibili distorsioni, essendo peraltro interamente regolato dall'AEEG; sono circa 34 miliardi i m³ di gas distribuiti annualmente in Italia da circa 230 gestori, con un leggero calo di vendite negli ultimi anni a seguito della situazione economica.

Il passaggio dalla gestione per singolo comune alla concessione su base d'ambito costituirà un passaggio soggetto ad opportunità e a rischi per l'intero sistema - circa 250 mila km di rete e oltre 20 milioni di utenti - con diverse questioni aperte:

- ✓ la equa valorizzazione del rimborso che andrà riconosciuto ai concessionari uscenti, dei quali quasi il 90% uscirà dal mercato;
- ✓ le disposizioni relative alla nuova regolazione tariffaria, parte importante della bolletta finale, e l'impatto delle gare sulle tariffe;

- ✓ il corrispettivo economico ed il ruolo di programmazione da riconoscere ai comuni nella forma oggi associata degli ATEM, ambiti territoriali minimi;
- ✓ le modalità di realizzazione e valorizzazione degli interventi di efficienza energetica sul territorio.

Come è noto, la presenza qualificata sul territorio e la *customer satisfaction*, sono elementi chiave per valutare il risultato da parte delle utilities della propria *mission* presso gli utenti finali; in sostanza si tratta di assicurare adeguati standard di qualità del servizio in termini di risposta alle attese dei propri clienti, quando questi chiedono nuovi allacci, oppure segnalano guasti o disservizi.

Nel caso della distribuzione del gas è importante assicurare le *performance* minime richieste dall'AEEG agli operatori, non solo e non tanto per le rettifiche alle fatture, la trasparenza dei costi o per i reclami, quanto perché una perdita di gas nell'impianto può determinare rischi rilevanti per la popolazione e senso di insicurezza per l'affidabilità della utility; è auspicabile che la gestione su base d'ambito rafforzi l'impegno delle imprese nella direzione della qualità e sicurezza del servizio erogato.

Soprattutto, appare importante in questa fase recessiva dell'economia italiana, riattivare il volano degli investimenti sul territorio, anche per migliorarne la dotazione delle infrastrutture e quindi la capacità di attrazione.

Va considerato che, tra le multiutility, quelle che *hanno attivato il livello più basso di investimenti in relazione al volume di affari sono quelle energetiche, con lo 0,72% nel 2012* (Top Utility Analysis 2014); il blocco delle gare ha contribuito in modo rilevante a questi mancati investimenti, la speranza è che il 2014 costituisca l'anno di svolta per l'intero settore.

Il presente documento, dopo aver introdotto, nel capitolo 1, la struttura del mercato della distribuzione del gas naturale, i principali operatori del settore ed i soggetti che regolano e indirizzano il mercato, analizza il processo di liberalizzazione del settore attraverso le direttive comunitarie di riferimento (capitolo 2) e la normativa nazionale (capitolo 3); in particolare, vengono descritte le normative nazionale e comunitaria che stanno portando il settore verso l'attuale configurazione, orientata alla liberalizzazione dello stesso.

Il capitolo 4 descrive le procedure delle gare d'ambito, i criteri per l'affidamento degli ambiti territoriali minimi, gli obblighi e i diritti in capo ai gestori uscenti.

Per quanto riguarda il secondo aspetto, si evince che il criterio che più influenza la vittoria delle gare è la capacità finanziaria dell'impresa e la concreta possibilità della stessa di ottenere finanziamenti e sostegni economici grazie alla leva finanziaria, oltre che l'impegno a realizzare progetti che aumentino l'efficienza del servizio in genere.

Il capitolo 5 è dedicato alle imprese di distribuzione del gas naturale e ad un'analisi dei possibili scenari di mercato in seguito alle gare d'ambito. Le imprese sono state analizzate in base alla tipologia di appartenenza e, inoltre, vengono sviluppate alcune riflessioni ed

ipotesi riguardo a ciò che potrebbe succedere nel settore e rispetto agli equilibri di mercato tra operatori.

Il capitolo 6 espone il possibile rischio di ri-monopolizzazione del settore e chiarisce l'effettiva possibilità di ottenere vantaggi dallo sfruttamento delle economie di specializzazione, di densità e di scala nel contesto di mercato italiano.

In particolare, vengono ipotizzate alcune soluzioni per migliorare l'efficienza nel campo della distribuzione del gas naturale.

Il capitolo 7 descrive il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, come è possibile ottenere tali titoli, i costi per l'implementazione di interventi di efficienza energetica e le sanzioni per i distributori soggetti agli obblighi di legge in caso di mancata ottemperanza degli stessi.

Il bando di gara tipo prevede un punteggio nella griglia di valutazione "ad hoc" per questi interventi a favore sia degli utenti che degli enti locali concedenti.

Le imprese di distribuzione del gas possono beneficiare di alcuni strumenti incentivanti come i Titoli di Efficienza Energetica o il Conto Termico sia per aumentare l'efficienza della gestione delle reti che per ottenere vantaggi economici a favore dei comuni, grazie al raggiungimento di determinate quote di risparmi energetici.

Capitolo 1

IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS OGGI

1.1 Introduzione al mercato¹

L'attività di distribuzione del gas naturale è un'attività regolata in regime di concessione, rilasciata attraverso una procedura ad evidenza pubblica, tramite gara, da parte degli enti locali per un periodo attualmente non superiore ai 12 anni ed è oggi svolta in Italia da oltre 200 differenti imprese. I rapporti tra stazione appaltante e gestore sono regolati da un contratto di servizio che viene definito dall'AEEG. L'attività di distribuzione è svolta attraverso un sistema integrato di infrastrutture (reti di distribuzione, cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione e punti di riconsegna) che permettono di trasportare il gas dalla rete di trasporto ai clienti finali.

Il settore della distribuzione del gas ha visto, a seguito delle riforme comunitarie e nazionali², una forte spinta verso la riduzione della frammentazione del mercato e quindi annualmente va riducendosi il numero di imprese che operano nel settore. Dal 2006 al 2012 il numero complessivo degli operatori attivi nella distribuzione è passato da 287 a 227 unità e quello relativo ai piccoli operatori si è ridotto da 133 a 112 unità, dato che conferma la generale tendenza del settore, che vede i grandi operatori acquisire sempre più quote di mercato a discapito dei piccoli operatori, che stanno uscendo a poco a poco dal *business* della distribuzione.

Infatti, il numero di distributori iscritti all'Anagrafica dell'Autorità al 31 dicembre 2012 è stato di 236 unità con una piccola riduzione rispetto alle 239 unità dell'anno precedente.

I volumi distribuiti relativi a tutti i 227 operatori attivi nel 2012 sono diminuiti, passando dai 34.293 del 2011 ai 33.784 del 2012, dell'1,5% ma tale riduzione non è stata omogenea per tutte le categorie di operatori [molto grandi (>500.000 clienti), grandi (clienti compresi tra 100.000 e 500.000), medi (clienti compresi tra 50.000 e 100.000), piccoli (clienti compresi tra 5.000 e 50.000), piccolissimi (clienti<5.000)], perché gli operatori piccoli e piccolissimi hanno riportato una riduzione rispetto ai grandi e medi operatori, i cui volumi, al contrario, sono aumentati di circa il 2,5% rispetto al 2011.

I soggetti con un numero di clienti serviti maggiore di 100.000, che hanno l'obbligo di *unbundling* funzionale delle attività, corrispondono soltanto al 15,4% delle aziende attive nel settore, ma distribuiscono la maggior parte dei volumi a livello nazionale, con una quota pari all'83%, in aumento di cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente.

¹ I dati riportati in questo paragrafo sono stati estrapolati dalla "Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività svolta" del 31 marzo 2013 redatta dalla Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

² Cfr. Direttiva 1998/30/CE, Direttiva 2003/55/CE e Direttiva 2009/73/CE.

1.2 Le reti di distribuzione

L'attività di distribuzione è caratterizzata da una forte variabilità territoriale derivante dalla differente diffusione del grado di metanizzazione, dall'utilizzo di reti secondarie per distribuire il gas ad attività produttive di medio piccola dimensione e dalle differenze climatiche tra le varie regioni italiane. Infatti nel Nord viene distribuito il 70,5% del gas totale a circa 13 milioni di clienti, nel Centro circa il 20,0% a 5,5 milioni di clienti e nel Sud e Isole il 9,6% a circa 4 milioni di clienti.

Nel 2012 i volumi complessivi distribuiti di gas sono stati 33,7 G (m³), i clienti finali più di 22 milioni, i comuni serviti 6.900 e il numero di concessioni assegnate è stato di circa 6.400.

I livelli di concentrazione complessivi sono alti e in aumento rispetto ai dati del 2011.

Infatti l'indicatore di riferimento C3³ raggiunge cifre molto elevate, in 13 regioni supera il 70%, in 7 regioni supera l'80%, in 4 regioni supera il 90% e in Valle d'Aosta arriva perfino al 100% per la presenza di un solo operatore.

La composizione societaria dei distributori al 31 dicembre 2012 vede una prevalenza di quote detenute da enti pubblici, pari al 32% circa, anche se in riduzione rispetto al 2011 (39,5%). Le quote in possesso di società diverse corrispondono al 23,4%, quelle di proprietà di persone fisiche al 13,2% (15,3% nel 2011) e quelle delle imprese energetiche complessivamente al 30,7%.

Le imprese energetiche nazionali, locali ed estere, hanno aumentato la loro partecipazione al capitale sociale dei distributori nell'ultimo anno, mentre gli enti pubblici e le persone fisiche hanno subito una riduzione, probabilmente a causa dell'intento generale di ridurre la partecipazione degli enti pubblici, come i comuni, nel capitale delle imprese di distribuzione, per evitare eventuali conflitti di interessi con la nuova regolamentazione delle gare.

Le infrastrutture di cui necessita il servizio di distribuzione del gas sono composte in Italia da circa 6.700 cabine, quasi 102.000 gruppi di riduzione finale e più o meno 250.000 km di rete, di cui il 41% in media pressione e il 59% in bassa pressione.

Le reti di distribuzione non sono collocate in modo omogeneo in tutto il territorio italiano e in alcune zone la metanizzazione non è presente oppure è molto ridotta o mancante; nel Nord è presente la maggiore quantità di km di reti per un valore di 148.500 km, nel Centro 56.500 km e nel Sud e Isole 43.700 km.

Anche i dati riferiti alle infrastrutture mostrano sempre la stessa tendenza, ossia i forti disequilibri tra le regioni, a cui si sta cercando di ovviare attraverso nuovi progetti di

³ L'indicatore C3 è la somma delle quote della distribuzione dei primi tre operatori e della quota di clienti da questi serviti

investimento che permettano di far giungere il metano anche in quelle zone più impervie del territorio, in modo da migliorare i livelli qualitativi del servizio.

Il consumo medio, ad esclusione dell'uso per cottura cibi, è diminuito del 2,5% rispetto al 2011, passando da 1.525 a 1.487 m3. Tale generale riduzione è avvenuta quasi per tutte le categorie d'uso, mostrando una maggiore attenzione del cliente finale verso i volumi consumati di gas, non solo per quanto riguarda gli usi domestici, ma anche per quanto riguarda gli usi industriali o le produzioni di acqua calda sanitaria.

1.3 Il personale impiegato

Il numero medio di addetti delle imprese che distribuiscono gas naturale nel 2012 risulta pari a 34,2. E' possibile classificare la dimensione delle imprese distributrici in base al numero di addetti nel seguente modo:

TAV. 1.1: Dimensioni delle imprese distributrici di gas naturale in base al numero di addetti nel 2012 (quote percentuali)

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	17,3%	-	5,8%	6,3%
1	11,5%	0,9	0,4%	0,4%
2-9	37,7%	4,5	6,5%	5,6%
10-19	12,6%	13,7	8,4%	6,0%
20-49	12,5%	32,6	11,8%	10,0%
50-250	6,3%	102,1	13,4%	14,0%
Oltre 250	3,1%	651,4	53,8%	57,7%
TOTALE	100,0%	34,2	100,0%	100,0%

FONTE: Relazione annuale AEEG 2013

La quota prevalente di imprese operanti nel settore impiega meno di dieci addetti, ma tratta una quota di volumi distribuiti relativamente bassa perché complessivamente distribuisce il 12,7% del gas totale e serve circa la stessa quota di clienti finali. Le imprese che operano con più di dieci addetti sono il 30,4% e distribuiscono il 33,6% dei volumi

distribuiti complessivi al 30% dei clienti serviti. Infine le imprese con più di 250 addetti sono il 3,1%, ma distribuiscono una quota molto alta di gas, pari al 54% circa e ad un numero di clienti pari circa al 58%, dimostrando una forte predominanza sugli altri operatori di dimensioni inferiori.

I primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale hanno acquisito una posizione lievemente più forte rispetto al 2011, passando da una quota pari al 79% della distribuzione totale ad una pari all'80% nel 2012, grazie ad alcune acquisizioni e all'uscita dal settore di alcuni piccoli operatori (ad esempio: E.S.TR.A ha incorporato Estra Reti Gas ed Enel Reti Gas ha incorporato 2iGas Infrastruttura Italiana Gas).

I tre gruppi principali italiani nel settore della distribuzione sono: Snam, F2I Reti Italia e HERA.

Il gruppo Snam, che nel 2011 faceva parte del gruppo Eni, contiene al suo interno la società Italgas, da sempre attiva nel settore della distribuzione di gas naturale. La quota di Snam è pari al 23% circa e non ha subito particolari variazioni rispetto all'anno precedente.

Il gruppo F2I Reti Italia, al cui interno opera Enel Rete Gas, per quanto riguarda la distribuzione locale, detiene una quota del 17%.

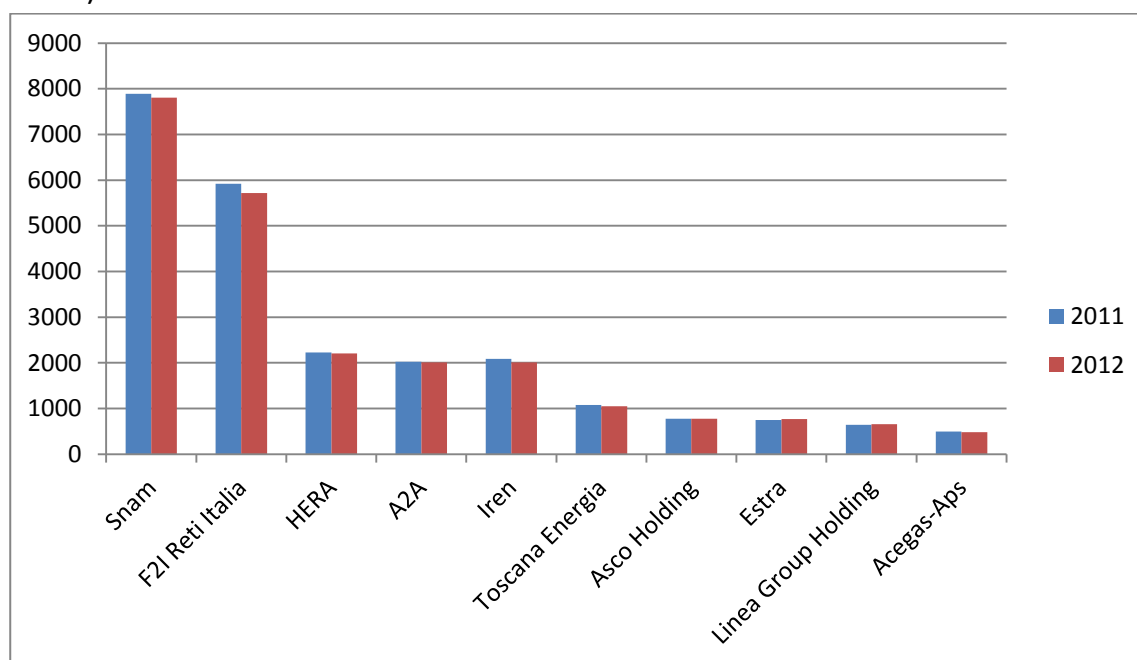
Il gruppo HERA, la principale multi-utility italiana, ha raggiunto una quota pari al 6,5% del mercato, senza riduzioni rispetto al 2011, ed il trend è orientato verso un aumento della quota di mercato del gruppo.

Il quarto posto è stato fortemente conteso tra due gruppi, A2A ed Iren, che detengono quote di mercato simili. Nel 2012 A2A è riuscita a diventare il quarto operatore italiano con una quota pari al 5,9% mentre nel 2011 Iren ricopriva tale posizione con una quota pari al 6,1%.

Ad una prima analisi, quindi, i primi due gruppi, Snam ed F2I Reti Italia, dimostrano di detenere una posizione forte rispetto agli altri gruppi, che sono in grado soltanto di contendersi l'ultimo posto del "palio" e infatti, nel 2012, la riduzione dei consumi da parte dei clienti finali ha riguardato soprattutto i piccoli gruppi.

Gli equilibri tra gli operatori della distribuzione appaiono ad oggi molto in bilico per la maggior parte delle imprese presenti nel settore, mentre i gruppi Snam e F2I Reti Italia continuano ad essere i principali operatori della distribuzione di gas.

FIG. 1.2 : I primi dieci distributori di gas naturale in Italia nel 2012 (volumi distribuiti - dati in mc)



FONTE: relazione annuale AEEG 2013

1.4 Qualità e sicurezza degli impianti e del servizio

Il livello qualitativo del servizio di distribuzione è piuttosto alto ed ha visto una crescita tra il 2011 e il 2012. Tra gli aspetti analizzati per valutare la qualità vi sono: il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni, l'odorizzazione del gas, i tempi entro cui è erogata la prestazione e il numero di indennizzi corrisposti.

L'obiettivo che la regolamentazione sta cercando di raggiungere è la minimizzazione del rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito, per tutelare le persone e le cose da danni gravi.

La percentuale di rete ispezionata, sia per la rete in bassa pressione che per la rete in alta e media pressione, è cresciuta dal 2006 fino al 2012, raggiungendo livelli compresi tra il 55% e il 60%, superiori quasi al doppio rispetto ai livelli minimi imposti dall'AEEG.

L'attività di pronto intervento è caratterizzata da un tempo di arrivo sul luogo di chiamata inferiore a 35 minuti come valore medio nazionale, un grande risultato poiché è circa la metà del tempo di arrivo massimo previsto pari a 60 minuti. Le chiamate al pronto intervento sono aumentate rispetto all'anno precedente e sono stati imposti una serie di obblighi per far sì che le aziende registrino le chiamate in modo puntuale e preciso.

Il numero di dispersioni localizzate dopo ispezioni programmate è aumentato complessivamente da 9.625 a 14.626 dal 2011 al 2012 dato che si è rilevato un aumento sia del numero delle dispersioni localizzate sulla rete che sulla parte interrata, passando da

valori pari a 6.186 a 5.839 nel 2011, e anche del numero di dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e sul gruppo di misura, passando da valori pari a 3.786 a 8.440 nel 2012. Al contrario, le dispersioni di gas localizzate dopo segnalazioni di terzi⁴ sono diminuite a 126.109 grazie alla riduzione delle dispersioni sulla rete e sulla parte interrata⁵ e alla riduzione delle dispersioni su impianti di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura⁶.

Il numero di controlli del grado di odorizzazione del gas è cresciuto molto dal 2008 al 2012 poiché sono state introdotte numerose campagne di controllo qualità del gas e incentivi per le imprese che realizzano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo fissato dall'Autorità.

I tempi in cui è erogata la prestazione e il numero di indennizzi corrisposti rientrano nel concetto di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas. Infatti sono stati imposti degli obblighi a capo dei distributori che devono rispettare un tempo massimo per erogare la prestazione e devono corrispondere degli indennizzi ai clienti in caso di mancato rispetto di tali limiti imposti dall'AEEG.

I casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi pagati nel 2012 sono diminuiti rispetto al 2011, nel primo caso passando da 25.463 a 18.800 e nel secondo caso da 23.846 a 19.409. Complessivamente i dati indicano una diminuzione dei fuori standard rispetto al 2011 e un aumento del numero di prestazioni complessivo.

I tempi di erogazione della prestazione mostrano risultati positivi, per esempio per i clienti alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6 il tempo medio effettivo registrato è molto inferiore rispetto allo standard fissato dall'AEEG per le prestazioni soggette ad indennizzo automatico. Quasi per tutte le prestazioni i tempi medi sono circa la metà dello standard fissato e nei restanti casi comunque inferiori a tale standard.

La percentuale di mancato rispetto degli obblighi si è ridotta dal 2011 al 2012, mostrando soltanto un lieve aumento per quanto riguarda la disattivazione della fornitura e la riattivazione in caso di distacco per morosità, nel primo caso passa da 2,7 giorni lavorativi a 2,74 e nel secondo da 1 giorno feriale a 1,18 giorni.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2012 è diminuito di 5000 unità rispetto al 2011.

I dati tecnici risultanti dalla lettura del gruppo di misura e i dati tecnici ulteriori sono messi a disposizione dei venditori in poco tempo, i primi in circa 6 giorni lavorativi rispetto allo standard di 10 giorni e i secondi in circa 10 giorni lavorativi rispetto allo standard dell'AEEG di 15 giorni, superando di gran lunga i risultati del 2011.

Tutte queste informazioni dimostrano come, ad una prima analisi, il mercato della distribuzione del gas naturale in Italia stia facendo grandi passi avanti, soprattutto in

⁴ Nel 2011 le segnalazioni erano state pari a 135.052

⁵ Con una riduzione di 794 rispetto al 2011

⁶ Le dispersioni si sono ridotte di 8.149 dal 2011 al 2012

termini di qualità del servizio. I risultati raggiunti rappresentano soltanto un primo passo verso la realizzazione degli obiettivi comunitari e verso un reale avvicinamento agli standard di altri paesi europei, con l'intento di realizzare una forte integrazione tra tutti i mercati del gas naturale degli stati della Comunità Europea.

1.5 I principali modelli evolutivi tra i concessionari

Il caso ITALGAS

Il primo modello presente nel settore è costituito dal caso in cui il concessionario ha costruito la rete di primo impianto e ha gestito la concessione senza soluzione di continuità fino ad oggi.

Il principale esempio di tale modello è rappresentato da Italgas, società facente parte prima dell'ENI e poi del gruppo Snam dal 1° luglio 2009, che si occupa dall'inizio della metanizzazione in Italia della distribuzione di gas naturale ai clienti finali (prima dell'*unbundling* si occupava anche della vendita finale agli utenti).

Italgas nasce come monopolista del settore proprio per la caratteristica intrinseca di monopolio naturale della distribuzione di gas, quando si riteneva che un solo operatore nazionale potesse raggiungere risultati migliori in termini di efficienza (costi di un solo operatore < costi di più operatori) rispetto ad una pluralità di concessionari.

Le origini di Italgas risalgono a circa 170 anni fa quando il 12 settembre 1837 nasce la Compagnia di Illuminazione a Gaz per la Città di Torino, che produceva e distribuiva gas per l'illuminazione pubblica. La società cambia denominazione nel 1863 assumendo il nome di "Società Italiana per il Gas" (Italgas) e negli anni a venire amplia molto la propria rete di distribuzione sul territorio nazionale, avviando anche l'attività di distribuzione di gas per la cottura dei cibi e il riscaldamento.

Già nel 1949 inizia a investire nel metano, probabilmente con l'intento di avviare una vera e propria trasformazione del territorio nazionale con la metanizzazione, tanto che già nei primi anni '50 realizza a Lodi la prima rete urbana di distribuzione di gas naturale.

Il 1967 segna una data fondamentale per la società, poiché Italgas entra a far parte del gruppo Eni.

Successivamente, intorno agli anni '70, la società investe molto nella costruzione delle reti per la distribuzione cittadina e diventa il principale attore del processo di metanizzazione in Italia. Le ragioni alla base di tale scelta strategica furono non solo la progressiva affermazione del gas naturale per gli usi di cucina e riscaldamento, ma anche il forte sviluppo della rete di grandi gasdotti di trasporto, che hanno dato la possibilità ad Italgas di raggiungere obiettivi mai raggiunti da altri operatori del settore nel Paese.

La storia e il processo di sviluppo di questa società dimostrano la sua presenza sul territorio prima di qualsiasi altro operatore nel settore della distribuzione e chiariscono la posizione di “incumbent” di Italgas (o almeno prima dei vari interventi regolatori del settore).

Italgas è rimasto il principale operatore italiano nel settore della distribuzione locale del gas naturale, con una quota di mercato pari al 23%. Opera direttamente nel Sud Italia attraverso la sua controllata Napoletanagas, con un portafoglio complessivo di 1.435 concessioni.

La rete di distribuzione gestita è pari a 52.654 km, i volumi di gas distribuiti nel 2012 sono stati circa 7,46 miliardi di metri cubi e i contatori attivi sono stati pari a 5.905.000. La struttura societaria di Italgas è caratterizzata inoltre da diverse importanti partecipazioni azionarie – tra le quali Napoletanagas (99,69%), AES Torino(49%), Toscana Energia (48,13%) e Siciliana Gas - che operano in varie zone del territorio italiano.

Il caso Enel Rete Gas

Il secondo modello si riferisce al caso in cui un operatore ha acquisito progressivamente le concessioni da altri operatori, assumendo un ruolo di *incumbent* diffuso nel territorio.

Tipico esempio è quello di Enel Rete Gas, società facente parte del gruppo F2i Italia s.r.l. (F2i Reti Italia s.r.l. detiene l’80% del capitale, mentre Enel Distribuzione S.p.A. detiene il 19,9% circa del capitale), che, grazie ad una serie di acquisizioni societarie, è diventata il secondo distributore italiano.

La quota di mercato detenuta da ERG corrisponde a circa il 17% e la società gestisce circa 3,8 milioni di utenti, 55.000 km di rete, 2000 comuni.

Lo sviluppo societario di Enel Rete Gas è molto diverso, pur avendo ormai dimensioni confrontabili con quelle di Italgas.

La storia inizia già a metà degli anni’50 con alcune acquisizioni di operatori di dimensioni ridotte, ma nel 2002 segna una data importante con l’acquisizione del gruppo Camuzzi, che costituisce il primo nucleo della società e che ha permesso ad ERG di raggiungere una quota pari a circa 1,7 milioni di clienti e più di 3 miliardi di metri cubi di gas distribuiti.

Nel 2009 il gruppo Enel cede Enel Rete Gas al fondo F2I, partecipato da numerose banche italiane ed estere.

Successivamente ERG acquisisce il controllo del concessionario ITALCOGIM, denominato successivamente G6 Retegas, controllato da Gaz de France.

L’espansione prosegue con l’acquisizione di altri concessionari di dimensioni minori, tra i quali EON Italia controllata dalla EON tedesca, Arcalgas ed altri. Dopo tali acquisizioni, l’unico operatore estero presente nel mercato italiano è a questo punto lo spagnolo Gas Natural.

Il caso HERA

Il terzo modello è quello costituito dal caso in cui una azienda ex municipalizzata si è estesa nel territorio circostante attraverso fusioni e/o incorporazioni, diventando un operatore di dimensioni nazionali: è questo il caso di HERA S.p.A.

Questo modello è stato replicato in diverse zone del centro-nord Italia, con percorsi simili ma di dimensioni inferiori, analoghi sono i casi di IREN, A2A, Linea Group, Estra, ecc.

HERA nasce come SEABO a Bologna, impresa multi-utility per la gestione di diversi servizi sul territorio.

Successivamente, la società ha incorporato le aziende multi servizi di Ferrara, Cesena, Ravenna, Modena, Imola ed altre del territorio romagnolo e marchigiano.

Recentemente il gruppo Hera ha acquisito il controllo della ACEGAS-APS, la multiservizi di Padova e Trieste; ha inoltre messo a punto anche l'incorporazione di AMGA di Udine.

A conclusione di questo processo di fusioni e acquisizioni, scorporando il ramo distribuzione gas del gruppo HERA S.P.A., si rileva che è diventato il terzo operatore italiano con una quota di mercato pari al 6,5%.

1.6 Come viene regolato e remunerato il mercato del gas naturale e in particolare la distribuzione locale

1.6.1 Il ruolo dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas stata istituita nel 1995 con la legge n.481 ed è operativa dal 23 aprile 1997.

L'obiettivo che si voleva raggiungere con l'istituzione di questa Autorità di regolamentazione era quello di favorire lo sviluppo della concorrenza all'interno dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica attraverso alcuni strumenti: la regolazione tariffaria, del funzionamento dei mercati, dell'accesso alle reti e la tutela degli utenti finali.

L'AEEG è una autorità amministrativa indipendente che regola e controlla in Italia i mercati liberalizzati del gas naturale, dell'energia elettrica e, dal 2011, anche dell'acqua, ed è stata costituita dopo una serie di decisioni comunitarie del 1996 e 1998 riguardo la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas che costituivano tipicamente casi di monopoli nei vari paesi UE.

Le funzioni dell'Autorità sono principalmente funzioni di regolazione in senso stretto, ossia funzioni di garanzia, consultazione e segnalazione al Governo e al Parlamento, va inoltre considerata la funzione di conciliazione ed arbitrato.

Tra le funzioni di regolazione in senso stretto rientrano la determinazione delle tariffe dei servizi regolati, la separazione contabile e amministrativa, le azioni per garantire la parità di accesso, promuovere un uso razionale dell'energia, assicurare le condizioni di

eguaglianza nell'accesso alle reti e definire livelli minimi di qualità dei servizi a livello tecnico, contrattuale e commerciale.

Le funzioni di garanzia sono principalmente il monitoraggio dei mercati e degli operatori, la promozione dell'efficienza e della sicurezza, i provvedimenti dell'Autorità che prevedano obblighi informativi a carico delle imprese regolate, le attività volte ad assicurare la pubblicità e la trasparenza delle condizioni di servizio ed infine le attività ispettive e di controllo tecnico.

Le funzioni consultive e di segnalazione consistono nel formulare osservazioni, ipotesi e proposte al Parlamento e al Governo, mentre la funzione di conciliazione ed arbitrato consiste nella possibilità di risolvere le controversie nei settori di riferimento.

L'Autorità può anche imporre sanzioni in caso di violazioni rispetto agli standard imposti.

L'AEEG deve redigere ed inviare una relazione annuale riguardo all'attività svolta ed allo stato attuale dei servizi.

Il ruolo dell'autorità di regolazione italiana è molto importante, non solo a livello nazionale, ma anche a livello internazionale, dal momento che è membro di alcuni istituti europei che si occupano di servizi pubblici ed energia, come l'ACER (Agenzia europea per il coordinamento dei regolatori dell'energia) e il CEER (Council of European Energy Regulators).

L'attività svolta dall'Autorità è generalmente *ex ante* e finalizzata soprattutto alla promozione della concorrenza, non tanto alla tutela come nel caso dell'AGCM.

1.6.2 Il ruolo dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM)

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato è stata istituita nel 1990 ed è anch'essa un'autorità indipendente che si occupa, come l'AEEG, della tutela e della concorrenza, non solo nel settore energetico.

Il compito principale di tale Autorità è quella tipica degli Antitrust del diritto anglo-sassone e svolge in generale un controllo *ex post* dei singoli comportamenti degli operatori che detengono una posizione dominante nel mercato.

L'obiettivo dell'AGCM è quello di tutelare gli operatori più deboli e gli utenti finali da situazioni che negano o rendono difficile la concorrenza nel mercato, come intese restrittive della concorrenza, situazioni di abuso di posizione dominante e le concentrazioni che creano posizioni dominanti dannose per la concorrenza.

I provvedimenti dell'Antitrust sanzionano specifici comportamenti d'impresa che violano le norme antitrust tipizzate, al contrario i provvedimenti o meglio la regolazione dell'AEEG influiscono direttamente sulle strategie e i comportamenti delle imprese a monte.

L'Antitrust esercita una funzione para-giurisdizionale di tutela dei diritti, cioè ha il potere di intervenire direttamente e immediatamente nelle situazioni di abuso di posizione

dominante e negli altri casi di riferimento, dato che ha poteri strutturali come l'imposizione di obblighi di cessione di rami d'azienda. In caso di infrazioni notifica l'apertura dell'istruttoria alle imprese e agli enti interessati, può richiedere alcuni documenti e informazioni se lo ritiene necessario e inoltre può imporre misure cautelari per tutelare gli interessi generali e anche la trasparenza nel singolo caso.

L'elemento chiave che il Garante utilizza per distinguere tra condotte lecite o illecite è l'accertamento che le condotte siano solo riconducibili all'obiettivo dell'operatore di massimizzare il proprio profitto. L'illecito si ha solo nel caso in cui l'operatore impedisce o ostacola l'ingresso del concorrente oppure il permanere sul mercato del concorrente.

Le funzioni dell'AGCM sono molteplici, tra cui troviamo funzioni cautelari, ispettive, paragiudiziali e consultive.

Le funzioni ispettive si riferiscono al fatto che il Garante può richiedere ed effettuare ispezioni negli edifici dei soggetti interessati se lo ritiene utile ai fini delle sue analisi, mentre le funzioni cautelari, come precedentemente accennato, indicano che può prendere provvedimenti legati alla protezione delle strutture societarie, dei dati e di qualsiasi oggetto sia utile nelle sue indagini per determinare la presenza di un comportamento anticoncorrenziale.

Le funzioni consultive indicano che l'AGCM può dare pareri e segnalazioni riguardo ad iniziative regolamentari e legislative che potrebbero danneggiare la concorrenza.

Inoltre può intervenire contro la pubblicità comparativa che mette in cattiva luce i prodotti concorrenti e contro le clausole vessatorie presenti nei contratti dei consumatori.

Le attività dell'AEEG e dell'AGCM sono indipendenti, ma allo stesso tempo possono essere legate da una collaborazione tra le due Autorità, poiché le loro funzioni cercano di raggiungere un obiettivo comune, quello della tutela della concorrenza e quindi, anche se con strumenti diversi, entrambe mirano ad eliminare o ad evitare tutti quei comportamenti che non permettono la realizzazione di un mercato unico e concorrenziale tra i paesi dell'Unione Europea.

1.6.3 Il ruolo del Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE)

Il Ministero per lo Sviluppo Economico è stato riorganizzato a seguito del D.M. del 7 maggio 2009 (in applicazione del D.P.R. 197/2008) ed è stato istituito il Dipartimento per l'energia che è articolato in tre direzioni generali: Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche, Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche e la Direzione generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

Il Dipartimento per l'energia definisce gli indirizzi per ogni settore energetico.

Le altre funzioni svolte dal MISE sono l'individuazione e la focalizzazione sui trend del settore energetico con le prospettive più innovative e proiettati al futuro, il rafforzamento della politica energetica italiana e dei rapporti cooperativi con l'estero.

Gli obiettivi di fondo dell'azione del Ministero sono numerosi e tra questi troviamo soprattutto l'intento di riequilibrare il mix energetico per garantire costi inferiori nelle forniture, bloccare i cambiamenti climatici, garantire maggior sicurezza degli approvvigionamenti e rendere più indipendente il mercato italiano del gas grazie allo stoccaggio.

Il Ministero collabora con alcune Autorità, come l'AEEG e l'AGCM, ma anche con gli Enti pubblici, le Amministrazioni centrali e le Regioni, con l'intento di generare una collaborazione istituzionale e raggiungere in modo più efficiente gli obiettivi comuni per il Paese.

La competenza riguardo alla distribuzione del gas naturale (ma anche all'importazione, trasmissione, trasporto, dispacciamento e vendita) è della Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche .

Il MISE ha emanato molti decreti riferiti al settore della distribuzione di gas naturale, tra i quali il D.M. 19 gennaio 2011 riguardo la *“determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale”* che ha definito gli ATEM per il territorio nazionale, ad esclusione della Sardegna, e alcune disposizioni per l'affidamento del servizio con gare d'ambito. Il Decreto Ministeriale più importante per la organizzazione delle gare è il 226 del 12 novembre 2011, poiché ha stabilito una vero e proprio *“regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale”*, indicando un quadro completo di riferimento per i gestori subentranti, per i gestori uscenti e per gli Enti locali.

Capitolo 2

IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE NEL SETTORE DEL GAS A SEGUITO DELLE TRE DIRETTIVE EUROPEE

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale a livello comunitario è stato caratterizzato da diverse fasi di sviluppo ed integrazione, proprio a causa delle numerose difficoltà riscontrate nel regolare il settore e della complessità di individuare delle linee guida comuni a tutti gli Stati Membri dell'Unione Europea.

Ancora oggi è un processo in via di sviluppo e, soprattutto in alcuni Stati Membri, il recepimento e l'attuazione delle direttive comunitarie non è stato immediato, anzi ha richiesto tempi molto lunghi e spesso sono state adottate soluzioni inefficaci al raggiungimento degli obiettivi imposti dalla Comunità Europea.

2.1 La direttiva 98/30/CE

La Direttiva Comunitaria 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, rappresenta un "passaggio-chiave" del processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ed è uno dei primi interventi dell'UE ad avere una completezza di contenuti riguardo tutto il settore del gas.

Tale direttiva prevede la graduale liberalizzazione del mercato del gas naturale attraverso la creazione di singoli mercati nazionali liberi e definisce molti aspetti del mercato interno del gas naturale che i singoli Stati Membri devono rispettare : la separazione e trasparenza della contabilità, l'accesso di terzi alla rete, la definizione di clienti idonei e l'apertura del mercato, criteri non discriminatori per la posa delle reti e la gestione di impianti di gas naturale e la clausola di reciprocità.

Le imprese integrate verticalmente devono dotarsi di una contabilità separata e trasparente (*unbundling*) per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale. Inoltre la contabilità interna delle imprese del gas deve prevedere conti separati per ognuna delle attività svolte.

Gli stati membri possono scegliere tra procedure di accesso negoziato, in cui gli operatori e i clienti idonei possono ottenere l'accesso al sistema attraverso contratti liberamente negoziati, o di accesso regolamentato, in cui il diritto di accesso è regolato in base a tariffe stabilite dagli Enti di regolazione.

La Direttiva definisce i clienti idonei come "coloro che all'interno del loro territorio hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale o di acquistarlo" e indica il grado di apertura del mercato da raggiungere nel tempo.

La Direttiva prevede che “per evitare squilibri nell’apertura dei mercati del gas”, un’impresa possa servire un cliente di un altro Stato se il cliente è considerato idoneo in entrambi i sistemi nazionali e in caso contrario lo Stato Membro può rifiutarne l’accesso, in modo da assicurare equilibrio tra tutti gli operatori europei.

Gli Stati Membri stabiliscono le misure necessarie per assicurare che siano indicati come clienti idonei almeno:

- I produttori di energia elettrica, indipendentemente dal livello del loro consumo annuale;
- Gli altri clienti finali con un consumo superiore a 25 milioni metri cubi per sito, la soglia si abbassa a 15 milioni di metri cubi dopo cinque anni e a cinque milioni di metri cubi dopo dieci anni;
- Le aziende distributrici, per la quota di consumo dei propri clienti idonei.

Gli Stati Membri devono, inoltre, assicurare che la definizione dei clienti idonei dia luogo ad un’apertura del mercato pari almeno al:

- 20% del consumo annuale di gas nel mercato nazionale (con la soglia a 25 milioni di mc)
- 28% (con la soglia a 15 milioni di mc)
- 33% (con la soglia a 5 milioni di mc)

L’obiettivo della Direttiva Comunitaria era, dunque, quello di vietare comportamenti discriminatori a svantaggio delle imprese più piccole e a favore delle imprese verticalmente integrate, anche se non era richiesto necessariamente il superamento dei monopoli esistenti nel settore della gestione delle reti di trasmissione.

2.2 La direttiva 2003/55/CE

La Direttiva Comunitaria 2003/55/CE, la c.d. “Seconda Direttiva gas”, che va ad abrogare la precedente Direttiva 98/30/CE, rappresenta un ulteriore passo verso il raggiungimento degli obiettivi comunitari e soprattutto verso la creazione di un mercato unico del gas naturale, concorrenziale, libero, trasparente e integrato.

La revisione della “Prima Direttiva gas” era prevista nel 2008, entro dieci anni, ma la Commissione ha ritenuto opportuno anticipare la modifica della stessa, intervenendo con una Direttiva che ha completato e definito in modo più dettagliato la riforma in atto, in modo da favorire un processo di liberalizzazione più rapido e sicuro in tutti gli Stati membri.

La struttura e le linee guida rimangono sostanzialmente le stesse del vecchio testo di legge, la novità è rappresentata dalla modifica di alcuni punti chiave e dal maggiore approfondimento degli articoli, che prima si presentavano in forma più generica.

Le principali novità riguardano l'apertura del mercato, l'accesso e la gestione delle reti, gli obblighi di servizio pubblico e le autorità di regolamentazione.

Il mercato viene aperto ai clienti industriali dal 1 luglio 2004 e a tutti i clienti, privati e commerciali, dal 1 luglio 2007; in questo modo tutti i clienti diventano "idonei" e quindi possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas.

L'art.6 stabilisce che "La libera circolazione delle merci, la libera fornitura dei servizi e la libertà di stabilimento, garantite ai cittadini europei dal Trattato, possono essere attuate soltanto in un mercato completamente aperto, che consenta ad ogni consumatore la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti"; diventa quindi fondamentale per il buon funzionamento del mercato interno del gas che tutte le imprese, anche le più piccole, possano accedere al mercato e si realizzi dunque una vera e propria apertura dei mercati nazionali del gas.

Le reti di trasporto e di distribuzione, ma anche gli impianti di gas naturale liquefatto (GNL), vengono "aperte" a tutti i soggetti terzi autorizzati in maniera non discriminatoria.

Tale intervento è stato definito con l'intento di perseguire gli obiettivi di qualità del servizio, di servizio universale, di protezione dei clienti finali e di sicurezza dell'approvvigionamento.

Ogni Stato membro deve nominare i gestori delle reti di trasporto, i gestori delle reti di distribuzione, i gestori dello stoccaggio ed i gestori di gas naturale liquefatto.

Tali gestori devono svolgere alcuni compiti: in primo luogo devono gestire, mantenere e sviluppare impianti sicuri, affidabili ed efficienti, secondo condizioni accettabili economicamente; in secondo luogo devono evitare discriminazioni tra gli utenti; in terzo luogo devono fornire agli altri gestori le informazioni necessarie per il funzionamento sicuro ed efficace della rete interconnessa, infine devono fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie per un efficiente accesso al sistema.

Le imprese verticalmente integrate hanno l'obbligo di separare sul piano giuridico e funzionale (unbundling societario e funzionale) le attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività svolte, ma non sussiste l'obbligo per tali imprese di separare la proprietà delle infrastrutture.

Una delle principali novità introdotte dalla Direttiva, riguarda l'introduzione di obblighi di servizio pubblico per la tutela dei consumatori, che sono portati così a svolgere un ruolo attivo e ad utilizzare efficacemente il proprio diritto di scegliere il fornitore.

I consumatori hanno infatti la possibilità di ottenere compensazioni se la qualità del servizio non è rispettata, possono disdire il contratto di fornitura a seguito di modifiche delle condizioni, hanno degli obblighi informativi e hanno diritto ad un'elevata trasparenza delle condizioni contrattuali. La protezione dei consumatori e, in particolare, dei consumatori vulnerabili, diventa, quindi, obiettivo primario all'interno dei mercati nazionali e rappresenta anche un elemento per valutare il buon funzionamento del mercato interno del gas.

Le autorità di regolazione rappresentano un'ulteriore novità introdotta dalla Direttiva: ogni Stato membro è obbligato a nominare un regolatore indipendente che garantisca un accesso non discriminatorio alla rete, controlli e assicuri il rispetto del principio di trasparenza e concorrenza, e stabilisca o approvi le tariffe o almeno i metodi utilizzati per calcolarle (in base alla proposta del gestore indipendente).

Le autorità nazionali vengono istituite con il ruolo di garanti del buon funzionamento dei mercati del gas in tutti gli Stati membri e "...dovrebbero garantire che le tariffe di trasporto e distribuzione siano non discriminatorie e rispecchino i costidovrebbero tenere conto dei costi a lungo termine marginali risparmiati grazie alle misure di gestione della domanda" (Art.16). I prezzi, quindi, non sono più lasciati alla libera contrattazione delle parti, ma sono definiti e monitorati da un autorità ad hoc.

La Direttiva assegna ulteriori compiti alle autorità tra cui il controllo e la regolamentazione del trasporto, della distribuzione e delle attività concernenti il GNL, la definizione di regole per la gestione e l'allocazione delle capacità di interconnessione, la fissazione o approvazione di meccanismi per affrontare le congestioni di rete, la protezione dei consumatori del gas e la redazione e pubblicazione di una relazione annuale contenente i risultati della loro attività di controllo.

La Direttiva garantisce la possibilità in alcuni casi di avvalersi di una serie di deroghe, se necessarie e in presenza di determinate condizioni, come:

- In caso di gravi difficoltà economiche dell'impresa di gas, specialmente se derivanti da contratti *take or pay* precedentemente stipulati (clausole contrattuali che obbligano il fornitore a mettere a disposizione determinati quantitativi di gas e il cliente a pagare il gas a prescindere dall'utilizzo dello stesso)
- In caso di mercati isolati, quando uno Stato Membro non è direttamente collegato alla rete interconnessa di un altro Stato Membro e vi è un solo fornitore esterno
- In caso di mercati emergenti, ossia mercati in cui la prima fornitura commerciale di uno Stato Membro derivante dal suo primo contratto di fornitura di gas naturale a lungo termine è avvenuta meno di dieci anni prima
- in caso di mancanza di capacità
- In caso di sviluppo delle infrastrutture o di nuove infrastrutture
- Se l'accesso alla rete impedisce l'espletamento degli obblighi di servizio pubblico
- Per aree geograficamente delimitate all'interno degli Stati membri

In conclusione, grazie all'apertura del mercato alla concorrenza, sono stati fatti grandi passi avanti, dalla separazione delle reti alla determinazione ed introduzione di principi per l'accesso regolato di terzi, ma la strada da percorrere verso una vera e propria liberalizzazione del mercato del gas è ancora lunga.

La Direttiva del 2003 analizzata rappresenta ancora un momento di passaggio, non un punto di arrivo, perché nonostante l'impegno della Commissione Europea nello statuire

regole e principi comuni agli Stati Membri, persistono alcuni problemi come la concentrazione degli operatori all'interno dei mercati del gas, dove è ancora difficile smantellare monopoli od oligopoli preesistenti, oppure problemi legati al cambio di fornitore, specialmente se straniero.

2.3 La Direttiva 2009/73/CE

La Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, il c.d. "Terzo Pacchetto Energia" o "Terza Direttiva Gas", abroga la direttiva 2003/55/CE e si riferisce sempre alle norme comuni per il mercato interno del gas naturale, in particolare in materia di trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale, GNL, biogas e gas derivante da biomassa.

L'obiettivo del Terzo Pacchetto Energia è quello di completare la liberalizzazione con la creazione di un effettivo mercato unico europeo, attraverso il superamento di alcuni ostacoli ancora presenti con la Seconda Direttiva Gas, come la mancanza di trasparenza, la forte concentrazione di alcuni operatori e la mancanza di controlli di pari efficacia tra i regolatori nazionali.

Una delle novità introdotte con la nuova direttiva riguarda l'*unbundling*, infatti sono individuate tre modalità per garantire l'indipendenza del trasportatore⁷:

- "*ownership unbundling*", ossia la separazione proprietaria delle attività di trasporto dalle attività di approvvigionamento, produzione e vendita;
- "*independent transmission operator*" (ITO), ossia le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di controllo e che sono proprietarie delle reti, ma devono garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del gestore del trasporto;
- "*independent system operator*" (ISO), ossia le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti, ma ne affidano la gestione ad un soggetto terzo.

Dal 3 marzo 2012 gli Stati membri, quindi, devono separare i sistemi di trasporto e i gestori dei sistemi di trasporto, che devono ottenere una certificazione per essere designati come tali e vengono iscritti all'interno di una lista dei gestori dei sistemi di trasporto degli Stati Membri poi pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. Inoltre tali gestori devono presentare ogni anno un piano decennale di sviluppo del sistema, dove sono indicati i principali interventi infrastrutturali che dovranno essere implementati.

L'attività di distribuzione rimane inalterata riguardo all'*unbundling* e si ha sempre una separazione funzionale e giuridica per le reti di distribuzione, non una separazione proprietaria.

Le imprese di gas naturale devono tenere dei conti separati per tutte le attività legate all'approvvigionamento di gas (trasporto e distribuzione) e gli Stati Membri e le autorità di regolazione hanno il diritto di accedere alla contabilità delle imprese per effettuare, se necessario, controlli ed ispezioni sulle attività svolte.

Gli Stati Membri hanno l'obbligo di adottare solo procedure di accesso regolamentato, sia per l'attività di trasporto che per l'attività di stoccaggio e, inoltre, la scelta del fornitore diventa possibile per tutti i clienti che ne siano interessati.

⁷ Di cui all'articolo 6 della direttiva 2009/73/CE

L'ultima delle tre direttive della Comunità Europea segna un momento decisivo per la liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia e negli altri Stati Membri poiché definisce in modo completo e strutturato le linee guida e gli obblighi da seguire e rispettare per raggiungere gli obiettivi comuni in termini di concorrenza, apertura del mercato ai clienti finali, efficientamento delle diverse fasi della filiera del gas naturale, trasparenza ed integrazione tra Stati Membri.

Capitolo 3

IL CONTESTO NORMATIVO ITALIANO DAL 2000 AL 2013

3.1 Il d.lgs. 23 maggio 2000 n.164

Il D.Lgs. 23 maggio 2000 n.164, il c.d. “Decreto Letta”, ha dato avvio al processo di liberalizzazione in Italia e ha recepito il Decreto 98/30/CE, introducendo obblighi ancora più stringenti della Direttiva comunitaria.

I punti-chiave del Decreto sono:

- La parità di condizioni di accesso al servizio per tutte le fasi della filiera (stoccaggio, trasporto, dispacciamento, distribuzione, vendita);
- L’obbligo di allacciamento e di accesso alla rete ai clienti che lo richiedono, purchè il sistema abbia idonea capacità e le opere siano tecnicamente ed economicamente realizzabili;
- E’ stabilito un codice di accesso alla rete per i terzi (*TPA: Third Party Access*);
- L’AEEG vigila sulla correttezza, imparzialità e neutralità del servizio per ogni fase della filiera;
- Sono introdotti dei “tetti antitrust” nel segmento della vendita e dell’importazione:
 - Dal 1° Gennaio 2002 e fino al 31 Dicembre 2010 nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o attraverso società controllate, controllanti o controllate da una controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annua;
 - Dal 1° Gennaio 2002 e fino al 31 Dicembre 2010 nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, per venderlo in Italia direttamente o attraverso società controllate, controllanti o controllate da una controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annua;
- La separazione societaria dell’attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale da tutte le altre attività della filiera (escluso lo stoccaggio);
- La separazione contabile e gestionale dell’attività di stoccaggio dall’attività di trasporto e dispacciamento e la separazione societaria da tutte le altre attività del settore;
- Dal 1° Gennaio 2003 tutti i clienti (sia imprese che famiglie) sono considerati “idonei”, cioè in grado di scegliere liberamente il proprio fornitore;
- E’ stabilito l’accesso regolato al sistema;

- Le tariffe di accesso al sistema sono regolamentate a livello nazionale e sono definite dall'AEEG;
- Sono introdotte condizioni di reciprocità a livello internazionale tra i diversi Stati membri;

Le procedure di affidamento del servizio di distribuzione⁸ avverranno attraverso gare ad evidenza pubblica e gli enti locali dovranno indirizzare, programmare, vigilare e controllare l'attività di distribuzione. Inoltre, i rapporti tra il gestore del servizio e gli Enti locali verranno regolati da un contratto di servizio "tipo" definito dall'AEEG.

Il "Decreto Letta" segna un momento fondamentale all'interno della normativa italiana e introduce per la prima volta obblighi e indirizzi con l'intento di aprire il mercato del gas a nuovi operatori e smantellare il monopolio di Eni sull'intera filiera.

L'introduzione di "tetti antitrust" permette di ridurre le quote di mercato di Eni e dà la possibilità ad imprese più piccole di operare all'interno della filiera, rendendo il mercato del gas naturale più competitivo e quindi anche più integrato con il resto degli Stati membri.

La possibilità per tutti i clienti di scegliere il proprio fornitore di gas rappresenta un ulteriore passo avanti verso l'apertura del mercato e anticipa le successive Direttive europee, ma "non è tutto oro quel che luccica", perché, anche se sul piano legislativo garantisce massima libertà per il cliente, sul piano pratico quasi nessun cliente ha effettivamente cambiato fornitore (*switching*) proprio perché i limiti erano ancora molti e i tempi non erano ancora maturi.

3.2 Il d.l. 1 ottobre 2007 n.159

Il D.L. N.159/2007 definisce alcune disposizioni riguardo la qualità e la concorrenza dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas⁹.

I Ministri dello Sviluppo economico e per gli Affari Regionali e le Autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'AEEG¹⁰, definiscono entro tre mesi dal momento in cui entrerà in vigore la legge di conversione di tale decreto *"i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas"* previsti nel decreto Letta. Nel definire i criteri di cui sopra sarà necessario tener conto delle *"condizioni economiche offerte e, in particolare, di quelle a vantaggio dei consumatori, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti"*.

E' stabilito¹¹, inoltre, che *"i Ministri dello Sviluppo economico e per gli Affari Regionali e le Autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e sentita la"*

⁸ Di cui all'articolo 14, comma 1, del Decreto Legislativo N.164/2000

⁹ All'articolo 46-bis il Decreto-Legge 1° Ottobre 2007 n.159, poi convertito dalla Legge 29 Novembre 2007 n.222, e in seguito modificato dalla legge 24 dicembre 2007 n.244

¹⁰ Di cui all'articolo 46-bis, comma 1, del Decreto-Legge N.159/2007

¹¹ Di cui all'articolo 48-bis, comma 2, del Decreto-Legge N.159/2007

Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi....a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" e "determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione".

L'identificazione degli ambiti territoriali minimi (ATEM) è importante perché serve a stabilire il perimetro territoriale di riferimento di ogni gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e gli ambiti tariffari rappresentano il punto di partenza per identificare gli ATEM.

I bacini ottimali di utenza sono individuati in base a criteri di efficienza e di riduzione dei costi con l'intento di stabilire un numero adeguato di consumatori finali all'interno del territorio, tale che permetta ai gestori di svolgere il proprio servizio in modo efficiente ed efficace.

3.3 La Legge 23 luglio 2009 n.99

Si definiscono *"le misure per l'efficienza del settore energetico"*¹² e alcune indicazioni riguardo gli ambiti territoriali¹³.

Tale articolo aggiunge alcune disposizioni riguardo gli ambiti territoriali minimi, che devono essere determinati considerando anche le interconnessioni degli impianti di distribuzione, le caratteristiche del territorio e il numero dei clienti finali e inoltre *" l'ambito non può essere inferiore al territorio comunale"*.

3.4 Il D.lgs. 1° giugno 2011 n.93

Il D. Lgs. 1° Giugno 2011 n.93, il c.d. "Terzo pacchetto energia", recepisce in Italia una serie di Direttive comunitarie del 2008 e del 2009, tra cui la Direttiva 2009/73/CE sul mercato interno del gas.

Tale decreto si concentra sul valore di rimborso degli impianti di distribuzione e stabilisce anche dei parametri riguardo le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione.

*"Nella situazione a regime, il valore di rimborso del gestore uscente è pari 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"*¹⁴ ed è calcolato seguendo i metodi della regolazione tariffaria vigente e in base alle condizioni degli impianti al momento del trasferimento della proprietà.

Inoltre è disposto che il gestore entrante deve farsi carico delle obbligazioni e delle garanzie relative ai contratti di finanziamento in essere oppure deve estinguerle e deve

¹² Di cui all'articolo 30 L.99/2009

¹³ Di cui all'articolo 30, comma 26, della L.99/2009

¹⁴ Di cui al comma 1, che sostituisce il comma 8 dell'articolo 14 del D.Lgs N.164/2000

rimborsare il distributore uscente per un valore pari a quello di rimborso per gli impianti che precedentemente erano di sua proprietà.

L'ammortamento¹⁵ della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette è riconosciuto nella tariffa del gestore entrante dall'AEEG.

Stabilisce¹⁶ la possibilità di affidare il servizio di distribuzione di gas naturale seguendo le procedure previste prima dell'entrata in vigore del Decreto nel caso in cui gli Enti locali abbiano già definito i criteri di valutazione dell'offerta e del valore di rimborso al gestore uscente, abbiano pubblicato i bandi di gara ,in caso di procedura di gara aperta, e abbiano inviato anche le lettere di invito, in caso di procedura di gara ristretta. Esclusi i casi rientranti in quanto sopra, le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione devono essere effettuate esclusivamente secondo gli ambiti territoriali definiti nell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007 n.159 e successivamente modificato, dall'entrata in vigore del presente decreto.

Le gare per la concessione delle reti gas, effettuate dai singoli comuni, sono state quindi "bloccate" da tale decreto, salvo i pochi casi previsti dalla normativa. Infatti in un precedente Decreto Ministeriale era stato previsto il blocco delle gare per i singoli comuni, ma ciò non era avvenuto in molti casi, anche a seguito di sentenze di diversi TAR. L'intervento legislativo di rango superiore rispetto al D.M ha messo fuori causa le sentenze dei TAR che non avevano più giurisdizione, in quanto la competenza era passata alla Corte Costituzionale .

In base a tale decreto l'utente finale rischia di pagare due volte l'allaccio, precedentemente pagandolo al concessionario uscente al momento dell'allaccio e poi ripagandolo, anche se ammortizzato, nella tariffa applicata dopo la gara, in quanto parte della differenza tra il valore di rimborso (VR) e la RAB.

Nel valore di rimborso sono ,infatti, inclusi i contributi privati per gli allacci, dato che il testo del Decreto non li esclude.

3.5 Il D.M. 18 ottobre 2011

La normativa individua la *"Determinazione dei comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale"* e riporta nell'allegato 1 l'articolazione dei singoli comuni in ciascun ambito territoriale¹⁷. I nomi degli ambiti territoriali riportati sono aggiornati con la caratterizzazione geografica, con l'intento di specificare meglio il territorio di riferimento e rendere più semplice la sua identificazione.

¹⁵ Di cui al comma 3

¹⁶ Di cui al comma 4

¹⁷ Aggiorna l'allegato 1 del decreto 19 gennaio 2011 del Ministro dello Sviluppo economico di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la coesione territoriale .

Gli ambiti territoriali minimi in cui si è suddiviso il territorio nazionale inizialmente erano 127¹⁸, ma successivamente, con l'introduzione di nuovi criteri, sono stati ulteriormente ricavati altri 50 dei 127 ambiti originali, diventando 177.

3.6 Il D.M. 12 novembre 2011 n.226

Il D.M. 12 Novembre 2011 n.226 sancisce il *"Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale"* e stabilisce che:

- La stazione appaltante che gestisce la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, individuata dagli Enti locali concedenti che appartengono ad ogni ambito, dovrebbe essere il Comune capoluogo di provincia, ma nel caso in cui non appartenga all'ambito potrà essere un Comune capofila, o la Provincia, oppure un altro soggetto già istituito (come una società di patrimonio delle reti)¹⁹.

La stazione appaltante redige e pubblica il bando di gara e il disciplinare di gara, svolge e individua il soggetto vincitore della gara su delega degli Enti locali concedenti, cura i rapporti con il gestore ed è assistita da un comitato di monitoraggio composto dai rappresentanti degli Enti locali concedenti per le funzioni di vigilanza e controllo.

- Sussistono degli obblighi informativi per i gestori verso l'Ente locale concedente e quindi devono fornire: lo stato di consistenza dell'impianto di distribuzione del gas naturale, il protocollo di comunicazione delle apparecchiature per l'attività di misura, le informazioni sulle obbligazioni finanziarie presenti sugli investimenti realizzati, sui contratti pubblici e privati per lo svolgimento del servizio di distribuzione e legati alla proprietà degli impianti, la relazione sullo stato dell'impianti di distribuzione, il numero di punti di riconsegna e i volumi distribuiti nei tre anni precedenti, il costo di località e la tariffa di riferimento definita dall'AEEG nonché le informazioni sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto.

Il gestore uscente è obbligato a mettere a disposizione del gestore subentrante la banca dati dei punti di riconsegna(PDR), le fonti contabili obbligatorie e i dati della gestione dell'anno necessari per adempiere agli obblighi previsti per il gestore subentrante; è obbligato, inoltre, a far accedere al proprio impianto i rappresentanti dell'Ente locale concedente, oppure un delegato e i concorrenti che partecipano alla gara, per verificare lo stato di conservazione dell'impianto. (Art.4 "obblighi informativi dei gestori")

¹⁸ Presentati alla riunione tecnica di Conferenza unificata del 9 dicembre 2010

¹⁹ Di cui all'art.2 c.1 "Soggetto che gestisce la gara"

- Il valore di rimborso al gestore uscente nel periodo transitorio è generalmente calcolato in base a quanto stabilito dai contratti o dalle convenzioni e, se non è possibile individuare il metodo di calcolo direttamente dai documenti contrattuali, si applicano i criteri contenuti nel R.D. 15 ottobre 1925 n.2578 all'art.24 c.4, ossia il valore industriale dell'impianto di proprietà del gestore è pari al costo da sostenere in caso di ricostruzione a nuovo meno il valore del degrado fisico, più il valore delle immobilizzazioni in corso e meno i contributi pubblici. Un documento di consultazione che precisa i criteri da adottare è stato diffuso dal giugno scorso dal MISE ma non risulta ancora emanato né in forma di decreto né di circolare.
- Il valore di rimborso al gestore uscente a regime è pari alla RAB (Regulatory Asset Base) cioè il valore del capitale netto investito dal concessionario e non comprende contributi pubblici e privati.
- Gli impianti e le reti di distribuzione possono essere di proprietà, eventualmente parziale del comune, della società di patrimonio delle reti oppure del gestore (eventualmente della holding), nei limiti della porzione di rete realizzata dallo stesso.
- Il gestore subentrante deve corrispondere alla stazione appaltante una somma periodica per la copertura degli oneri della gara e un corrispettivo pari all'1% della somma della remunerazione del capitale di località (per il servizio di distribuzione e misura e per la quota di ammortamento annuale).
Deve inoltre corrispondere agli Enti locali ed alle società patrimoniali delle reti, proprietarie di una parte degli impianti, la remunerazione del capitale investito netto in base alla loro quota di proprietà e una quota della remunerazione del capitale di località. Il gestore deve poi pagare la tassa e/o il canone di occupazione del suolo e sottosuolo per la sua porzione di impianto e deve realizzare gli interventi di efficienza energetica su cui si è impegnato in sede di gara (TEE).
- Il bando di gara e il disciplinare di gara sono standardizzati e devono essere composti da elementi determinati; in caso di scostamenti da tali "modelli" è necessario darne indicazione in una apposita nota ed entrambi i documenti sono unici per ciascun ambito.
Il bando di gara è costituito da una parte generale, che comprende informazioni specifiche per partecipare alla gara e informazioni generali per la gestione della gara, gli oneri da riconoscere periodicamente e annualmente alla stazione appaltante, la cauzione provvisoria per chi partecipa alla gara e quella definitiva per chi vince e alcuni allegati contenenti informazioni specifiche per ogni comune dell'ambito.
Il disciplinare di gara definisce i criteri di valutazione della gara e le informazioni specifiche riguardo la presentazione delle offerte.

- I requisiti di capacità economica e finanziaria per la partecipazione alla gara sono: un fatturato medio annuo almeno pari al 50% del valore annuo del servizio oggetto di gara nei tre anni precedenti l'indizione della gara, oppure alternativamente possedere garanzie finanziarie di due istituti di credito che attestino la possibilità per l'impresa di accedere al credito per un valore almeno pari al 50% del valore annuo del servizio e del valore di rimborso ai gestori uscenti e la puntualità dell'impresa nel rispettare i propri impegni.
- I requisiti di capacità tecnica per partecipare alla gara sono: l'iscrizione al registro delle imprese della Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura oppure l'iscrizione in registri professionali di organismi equivalenti per soggetti con sede in uno stato dell'UE diverso dall'Italia, esperienza gestionale (vedi art.10 c.5 b), possesso di certificazioni di qualità aziendale UNI ISO 9001 ed esperienza nell'operare in condizioni di sicurezza.
- I criteri di aggiudicazione delle offerte seguono il principio dell'offerta economicamente più vantaggiosa individuata in base alle condizioni economiche, i criteri di sicurezza e di qualità ed i piani di sviluppo degli impianti (i tre articoli successivi : art.13,14,15)
- Le condizioni economiche della gara sono: l'entità dello sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità, indicata come percentuale del valore massimo dello sconto, lo sconto sui costi delle prestazioni dei servizi rispetto ai costi di riferimento, ampliamenti delle reti di distribuzione non previsti nel piano di sviluppo degli impianti in comuni già metanizzati, quota percentuale della remunerazione del capitale di località per i servizi di distribuzione e misura e per la quota di ammortamento annuale spettante agli Enti locali concedenti (tetto massimo del 5%) e investimenti aggiuntivi di efficienza energetica che si intendono effettuare nell'ambito di riferimento (danno il diritto all'emissione di TEE).
- I criteri di sicurezza e qualità del servizio riguardano il tempo di pronto intervento e devono essere presi in considerazione solo i livelli incrementali, non gli obblighi o i livelli generali imposti dall'AEEG. I parametri di sicurezza da analizzare sono la percentuale annua di rete di alta e media e bassa pressione sottoposta ad ispezione, la percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo entro 60 minuti e quante volte all'anno viene misurato il grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali.
I criteri per la qualità del servizio sono scelti dalla stazione appaltante e possono variare in base alle caratteristiche dell'ambito. Vi è un verifica annuale per tali criteri per verificare il rispetto degli impegno assunti.
- Il piano di sviluppo degli impianti deve essere redatto da tutti i partecipanti alla gara e viene definito in base ai documenti guida sugli interventi di estensione e

potenziamento della rete e degli impianti e in base alle condizioni di ogni impianto. Deve contenere una relazione tecnica, che indica il programma dei lavori e illustra gli interventi, nonché elaborati progettuali, come planimetrie e schemi illustrativi degli interventi.

Il decreto del MISE analizzato rappresenta uno dei testi di riferimento per la gestione delle gare poiché sintetizza in modo organico molti aspetti e indicazioni dell'AEEG e non solo, così da chiarire la normativa di riferimento e renderla, in qualche modo, un "corpus unico" ben articolato.

3.7 Il D. L. 21 giugno 2013 n.69

La normativa riporta alcune importanti norme in tema di concorrenza nel mercato del gas naturale.

Le principali novità introdotte sono la perentorietà dei termini di scadenza dell'avvio delle procedure di gara e la penalizzazione del 20% del canone per i soggetti commissariati.

I termini di scadenza per avviare le gare diventano perentori, cioè non sono più ammesse dilazioni, e alla scadenza di tali termini la Regione competente, o il Ministero dello Sviluppo Economico se non interviene la Regione, avvia la procedura di gara con la nomina di un commissario *ad acta*. Inoltre sono prorogati di quattro mesi i termini massimi per avviare le procedure di gara per gli ambiti del primo e del secondo raggruppamento.

Gli Enti locali concedenti che entro il 1° Gennaio 2014 non abbiano avviato le gare sono penalizzati per il 20% delle somme ad essi spettanti a seguito della gara, che saranno, invece, versate direttamente in uno specifico capitolo della Cassa conguaglio per il settore elettrico a favore della riduzione delle tariffe di distribuzione dell'ambito di riferimento.

La riforma del settore della distribuzione, una volta a regime, determinerà verosimilmente una serie di benefici. Vi sarà la possibilità di sfruttare le economie di scala grazie alla riduzione degli operatori attivi nel settore, che permetterà di gestire la rete di distribuzione in modo più efficiente. Inoltre, le società di vendita potranno interfacciarsi con un numero limitato di distributori, così saranno facilitate nello svolgimento del proprio servizio, e le procedure di affidamento del servizio di distribuzione, oltre che le procedure per la vendita ai clienti finali, saranno sempre più standardizzate.

3.8 Il D.L. 23 dicembre 2013 n.145

Un ulteriore intervento di carattere legislativo è intervenuto a seguito della conversione del DL 145/2013 con la Legge 9 del 21 febbraio 2014, con l'obiettivo di incentivare l'avvio delle gare ed evitare alcune distorsioni presenti nella normativa.

Innanzitutto vengono assicurati ai comuni da parte dei gestori uscenti i mezzi finanziari per l'organizzazione delle gare, prevedendo l'anticipazione dei contributi per le spese di gara,

previsti dal DM 226/2011 e stabiliti dall'AEEG; tali importi saranno poi recuperati dai nuovi concessionari al momento del subentro.

In secondo luogo è *“in ogni caso”* previsto che il Valore di Rimborso ai gestori uscenti sia decurtato dei *“cespiti di località”*, ossia in pratica dei contributi per l'allaccio pagati in precedenza da parte degli utenti, con la conseguente riduzione della forchetta prevista tra VIRE RAB dal 25% al 10%, ai fini dell'intervento dell'AEEG.

In terzo luogo è concessa una ulteriore dilazione dei termini di gara della durata di quattro mesi per i primi tre gruppi di ambiti.

Capitolo 4

COME CAMBIERÀ IL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE DOPO LE GARE D'AMBITO

4.1 Le gare d'ambito

4.1.1 La determinazione e l'organizzazione degli ambiti territoriali minimi:

Gli ambiti territoriali minimi²⁰ sono dei bacini territoriali, non inferiori al territorio comunale, individuati in base alle interconnessioni degli impianti e le caratteristiche del territorio (omogeneità orografica), al numero di clienti finali (criterio socioeconomico) e alla contiguità del territorio.

L'elenco degli ATEM e la loro disciplina sono definiti nel Decreto 19 gennaio 2011, il c.d. *“Decreto Ambiti”*, entrato in vigore il 1° aprile 2011.

Gli ambiti territoriali minimi²¹ sono 177 sul territorio nazionale.

I criteri in base ai quali sono stati determinati gli ATEM sono:

- 1) la dimensione provinciale;
- 2) la suddivisione in più ambiti se la provincia contiene più di 300.000 PdR, eccetto due casi, le grandi città costituiscono un singolo ambito e i Comuni interconnessi con un numero di clienti addizionali molto ristretto;
- 3) la suddivisione ulteriore in due diversi ambiti se ognuno di essi ha almeno 100.000 clienti ed uno è costituito da Comuni montani per il 90%;
- 4) l'inclusione delle aree in fase di metanizzazione, che non possono superare i 300.000 clienti potenziali (identificazione realizzata con una specifica verifica);

²⁰ Gli ambiti territoriali minimi sono definiti ATEM

²¹ individuati dal Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità per l'energia

- 5) la suddivisione ulteriore dell'ambito se il numero dei Comuni è superiore a 50, a condizione che i nuovi ambiti abbiano almeno 50.000 clienti effettivi e i Comuni interconnessi rientrino nello stesso ambito.

La decisione di suddividere il territorio italiano in 177 ambiti scaturisce dal problema dell'eccessiva frammentazione delle gestioni del servizio di distribuzione locale del gas naturale in Italia. La frammentazione gestionale del servizio rendeva molto complessa la regolamentazione di questa attività di servizio pubblico e allo stesso tempo generava una serie di inefficienze nel sistema stesso, come la difficoltà per l'Autorità di effettuare dei controlli sull'attività svolta dai distributori a causa del loro numero eccessivo.

Gli obiettivi principali perseguiti con il "Decreto Ambiti" e in generale con la riforma del servizio di distribuzione locale sono tre: la riduzione dei costi della distribuzione legati alle gare, la riduzione delle tariffe di distribuzione e l'aumento dei Titoli di Efficienza Energetica in circolazione.

Il "Decreto Comuni", Decreto 18 ottobre 2011, entrato in vigore il 29 ottobre 2011 ha definito i Comuni rientranti in ogni ambito territoriale minimo, completando la riorganizzazione del settore della distribuzione del gas naturale.

4.1.2 Come funzionano le gare d'ambito e la scelta della stazione appaltante o del capofila

Per ognuno dei 177 ambiti territoriali minimi si dovrà svolgere una sola gara, con la quale gli Enti locali determineranno il gestore a cui sarà affidato il servizio di distribuzione locale del gas naturale per i 12 anni seguenti.

Il gestore che vince la gara dovrà occuparsi anche delle aree di futura metanizzazione presenti all'interno del territorio dell'ATEM di riferimento previste nel piano di sviluppo degli impianti ed eventualmente nel piano di metanizzazione definito dopo la gara. La gara unica può essere estesa anche a due o più ambiti confinanti se è definito un accordo con gli Enti locali dei rispettivi ATEM.

Il Decreto 12 novembre 2011 n.226 stabilisce un vero e proprio regolamento per le gare d'ambito, definendo sia "i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta" sia i profili organizzativi degli ambiti stessi, gli assetti proprietari delle reti e i rimborsi ai gestori uscenti. La definizione di una disciplina uniforme riguardo le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale è di fondamentale importanza perché stabilisce delle regole certe per tutti gli operatori del settore e garantisce maggiore trasparenza ed omogeneità dei procedimenti di assegnazione degli ambiti e del sistema in generale.

Il soggetto che gestisce la gara, o stazione appaltante, è generalmente il Comune capoluogo di provincia e tale ruolo gli viene assegnato dagli Enti locali appartenenti all'ambito di riferimento.

Il Comune capoluogo di provincia non è l'unico soggetto che può ricoprire il ruolo di stazione appaltante, anche una società patrimoniale delle reti può gestire la gara, quindi sarà l'Ente locale a scegliere il soggetto a cui demandare tale compito.

Il ruolo di stazione appaltante, se il Comune capoluogo di provincia non appartiene all'ambito considerato, può essere ricoperto da:

- un comune scelto come capofila;
- la Provincia;
- un altro soggetto già istituito, come una società di patrimonio delle reti.

Il comune capoluogo di provincia, se appartiene all'ambito, oppure la Provincia, devono convocare i comuni facenti parte dell'ambito, pertanto le procedure di gara e i tempi di convocazione possono variare a seconda dell'ambito considerato.

Considerato che i termini per la pubblicazione dei bandi oscillano da 15 mesi a 18 mesi decorrenti dalle predette date di prima convocazione, ne consegue che le scadenze temporali per l'indizione delle gare si sarebbero dovute collocare tra l'11 novembre 2013 e l'11 febbraio 2017; i successivi decreti di fine 2013 hanno spostato la tempistica dei primi due gruppi di ambiti di otto mesi.

Il comune identificato come capofila è individuato secondo una specifica modalità decisionale che si riferisce alla "posizione prevalente" manifestata durante la Conferenza degli Enti locali convocata dal soggetto indicato nel D.M. n.226/11 art.2 ed è nominato in base al voto favorevole della maggioranza dei due terzi dei Comuni appartenenti all'ATEM, ponderato in base al numero di utenze gas servite in ciascun Comune.

Il comune con il maggior numero di abitanti o la provincia competente invia una relazione sulla situazione e sulle attività svolte alla Regione, se durante il primo periodo di applicazione sono passati 6 mesi dal termine previsto per l'indizione della gara e non è stata ancora scelta la stazione appaltante.

La Regione sostituisce la stazione appaltante se entro 7 mesi dalla data di scadenza dell'indizione della gara la stazione appaltante non è stata individuata oppure se entro 18 mesi non è stato pubblicato il bando di gara, questo avviene di fatto per gli ambiti aventi il comune capoluogo.

Gli Enti locali concedenti hanno l'obbligo di fornire alla stazione appaltante i documenti necessari per preparare il bando di gara non oltre 6 mesi dalla data in cui è individuata la stazione appaltante

4.1.3 I principali compiti della stazione appaltante e dei comuni

La stazione appaltante svolge molti compiti e i principali sono:

- la gestione dei rapporti con i concessionari;
- il coordinamento delle attività di competenza dei singoli comuni;
- la predisposizione dei documenti di gara;
- la pubblicazione del bando di gara ;
- la selezione e la nomina della commissione di gara;
- l'analisi e la valutazione delle offerte;
- l'individuazione del nuovo affidatario;
- la stipula del contratto di gestione del servizio;
- il monitoraggio e il controllo del rispetto degli obblighi assunti da parte del nuovo concessionario per l'intero periodo di concessione;
- il monitoraggio e il controllo del passaggio di consegne al nuovo concessionario.

La stazione appaltante deve svolgere un'attività di monitoraggio e verifica degli elaborati di competenza dei Comuni e coordinare le attività a loro spettanti. Nelle attività di monitoraggio, verifica e coordinamento rientrano: la ricezione, classificazione e archiviazione della documentazione fornita dai Comuni, la partecipazione agli incontri di coordinamento, l'analisi della documentazione elaborata dai comuni e il supporto legale, amministrativo e tecnico per eventuali esigenze di emissione di pareri o relazioni che possano emergere.

I principali compiti dei comuni sono:

- l'analisi degli atti concessori e di eventuali atti aggiuntivi;
- l'esame dei finanziamenti pubblici ricevuti ;
- la valutazione degli investimenti fatti dal comune, sia attraverso mutui, che mediante lo scomputo degli oneri di urbanizzazione;
- l'identificazione preliminare del valore di proprietà del comune;
- l'analisi delle informazioni e dei documenti forniti dal gestore e la valutazione preliminare della rete a stima industriale (VIR) in contraddittorio con quella fornita dal gestore;
- l'avvio della trattativa per definire il valore della rete insieme al gestore;
- la definizione delle esigenze di estensione delle reti, di ammodernamento dell'impianto e di efficienza energetica (che verranno inserite come criteri di scelta nella gara);
- la predisposizione dei documenti di gara da consegnare alla stazione appaltante;
- la definizione del valore di rimborso del gestore uscente.

Il Comune può decidere di delegare alcuni compiti alla stazione appaltante, come la richiesta dello stato di consistenza al concessionario, l'identificazione del valore della proprietà del comune prima della gara o l'analisi delle informazioni fornite dal gestore e la valutazione preliminare della rete a stima industriale.

I singoli Comuni, o il consulente eventualmente delegato, dovranno archiviare i documenti, come gli atti concessori, gli eventuali atti aggiuntivi o integrativi o altri atti, utili per lo svolgimento della gara d'ambito e, inoltre, dovranno analizzarli e redigere una relazione contenente le informazioni fondamentali per identificare la proprietà dell'impianto e le rispettive quote di proprietà.

Tale relazione dovrà contenere un'analisi degli atti concessori ed eventualmente di altri atti aggiuntivi o modificativi della concessione allo scopo di definire alcuni aspetti importanti del rapporto come: la proprietà delle reti, la scadenza della concessione, le modalità di riscatto delle reti, i metodi utilizzati per stimare il valore delle reti e i ruoli e le responsabilità del gestore.

Tra le attività di competenza del Comune, che può essere delegata ad un consulente, vi è l'analisi dei documenti del gestore che consiste nella verifica del rispetto dei termini della concessione da parte del Gestore, della completezza della documentazione e delle modalità di invio dei documenti che il Gestore è obbligato a fornire al Comune²².

Il Comune o il consulente possono fare delle osservazioni e proposte di rettifica al gestore che deve rispondere entro 30 giorni.

I dati relativi alla fisicità degli impianti e della rete vengono verificati dall'AEEG, quindi il Comune o il consulente non devono essere analizzati, ma si considerano direttamente validi.

I comuni dell'ambito dovranno valutare l'impianto di distribuzione, definendo il valore di ricostruzione a nuovo degli impianti oggetto di gara, il c.d. Valore Industriale Residuo (VIR), ossia il costo ipotetico che il gestore d'ambito dovrebbe sostenere per costruire lo stesso identico impianto secondo delle specifiche modalità stabilite, seguendo le Linee Guida elaborate dal Ministero dello Sviluppo Economico (in corso di emanazione).

La documentazione che i Comuni devono fornire alla stazione appaltante comprende:

- atti di concessione, delibere comunali, atti aggiuntivi, verbali di collaudo, documentazione tecnica finalizzata alla identificazione delle quote di proprietà degli impianti;
- eventuali finanziamenti pubblici delle opere;
- relazione sullo stato di consistenza degli impianti, Valore Industriale Residuo, cartografie, altra documentazione fornita dal gestore;
- relazione sulle scadenze delle concessioni in essere;
- relazione sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto²³

²² in base all'art.4 del D.M. 12 novembre 2011 n.226

²³ per stabilire la quota di personale che il nuovo gestore dovrà assumere

4.1.4 Gli atti di gara

La predisposizione dei documenti di gara è uno dei compiti assegnati alla stazione appaltante e tali documenti sono:

- a) Il bando di gara, unico per l'intero ATEM;
- b) Il disciplinare di gara;
- c) Lo schema di contratto di servizio, stabilito nel D.M.n.226/11;
- d) Gli allegati tecnici per ogni Comune.

Il bando di gara è formato da due parti, la parte generale e la parte formata da alcuni allegati contenenti informazioni specifiche riguardo i singoli Comuni dell'ambito.

Nella parte generale vi sono: informazioni specifiche per partecipare alla gara, informazioni generali per la gestione della gara, gli oneri da riconoscere una tantum ad annualmente alla stazione appaltante e ai comuni, la cauzione provvisoria per i partecipanti alla gara e quella definitiva dovuta dal soggetto che vince la gara al momento della stipula dell'atto di servizio.

Il disciplinare di gara definisce i criteri di valutazione della gara e le informazioni dettagliate per la presentazione delle offerte. Tale documento è unico per ogni Ambito Territoriale Minimo, come nel caso del bando di gara.

Inoltre è necessario per valutare la sostenibilità del piano di sviluppo degli impianti (o piano industriale), poiché riporta una griglia dettagliata con i punteggi che possono essere attribuiti ai vari criteri e sub-criteri di valutazione del piano.

Disciplinare di gara, schema di contratto tipo e allegati tecnici per ogni Comune sono contenuti nella lettera d'invito e per essere definiti è necessario che siano state svolte alcune attività, tra cui: la definizione delle linee guida per valutare gli impianti di distribuzione (prescrizioni emanati dal Mi.SE e dall'AEEG), definizione delle linee guida programmatiche d'ambito insieme alle condizioni minime di sviluppo, definizione delle linee guida per elaborare richieste di progetti di risparmio energetico che possono essere messi a base di gara, predisposizione del piano industriale d'ambito (costituito da tutti i progetti di sviluppo delle reti stabiliti dai singoli Comuni), definizione delle tariffe per l'erogazione del servizio e l'analisi del piano industriale per la valutazione.

I documenti di gara più importanti che la stazione appaltante deve definire sono il bando di gara e il disciplinare di gara, ma vi sono anche altri documenti necessari per lo svolgimento delle gare d'ambito come gli allegati tecnici contenenti le informazioni predisposte dai singoli comuni, lo schema del contratto di servizi e vari allegati.

Il bando di gara e il disciplinare sono stati definiti tra gli allegati del decreto 12 novembre 2011 in una specifica forma tipizzata e quindi qualsiasi modifica rispetto a tale modello deve essere motivata in una “nota giustificativa”, che dovrà contenere le ragioni di tali modifiche rispetto al bando tipo e al disciplinare tipo e che dovrà essere inviata all’AEEG.

In questo modo l’Autorità potrà esporre osservazioni alla stazione appaltante, se lo riterrà necessario, entro 30 giorni.

Le finalità degli atti di gara, specialmente del bando e del disciplinare di gara, sono principalmente tre: uniformare i criteri di gara e di valutazione, dare la possibilità alla stazione appaltante di discostarsi in alcuni aspetti per venire incontro a specificità e necessità dell’ambito di riferimento e consentire una limitata flessibilità per piccoli aggiustamenti necessari per l’applicazione pratica o nel tempo.

4.1.5 Le attività preliminari che deve svolgere la stazione appaltante

La stazione appaltante deve definire il programma delle attività e le procedure di coordinamento e controllo del progetto per svolgere in modo efficiente il suo incarico.

Le attività preliminari sono: la definizione degli obiettivi e delle strategie di gara, la definizione dei meccanismi di coordinamento, la definizione delle procedure operative, la definizione del cronoprogramma operativo, la definizione del team di lavoro, delle competenze e delle responsabilità e infine l’incontro con i gestori.

I compiti spettanti alla stazione appaltante prima dell’avvio della gara devono essere considerati in modo integrato affinché sia possibile creare le condizioni per uno svolgimento efficiente del lavoro.

Definire gli obiettivi e le strategie di gara è un compito delicato dato che vi è una stretta interdipendenza tra obiettivi che si intende raggiungere e le strategie da implementare, infatti quando la stazione appaltante individua e stabilisce gli obiettivi condiziona la strategia e allo stesso tempo la definisce proprio perché la strategia è funzione degli obiettivi preposti. Inoltre la strategia di gara condiziona le principali decisioni e la predisposizione della documentazione di gara.

I principali obiettivi da perseguire con le gare d’ambito sono: i benefici per gli utenti, i benefici economici per i Comuni dell’ATEM, l’impatto del piano di investimenti sulla collettività, l’efficientamento energetico e gli obiettivi di risparmio energetico.

La definizione dei meccanismi di coordinamento è un'altra delle attività preliminari che la stazione appaltante ha il compito di eseguire ed assume maggiore importanza all'aumentare del numero di Comuni che fanno parte dell'ambito della gara considerata poiché se i Comuni sono molti sarà fondamentale il coordinamento tra le attività per consentire il rispetto dei tempi previsti, per svolgere le attività in modo razionale e per garantire una documentazione finale coerente. Infatti l'attività di coordinamento sarà più facile da realizzare se l'ATEM contiene un numero di comuni ridotto dato che saranno meno gli interlocutori da gestire simultaneamente e i problemi prevedibili.

Le procedure operative devono essere definite prima dello svolgimento della gara e non devono essere molte in modo da evitare qualsiasi conflitto tra le parti e semplificare i procedimenti per tutti gli interlocutori.

La definizione del cronoprogramma operativo è un passo fondamentale per chiarire le tempistiche di riferimento per tutti i soggetti interessati alla gara ed è il principale strumento di coordinamento delle attività. Deve essere definito all'avvio delle attività e comunicato a tutti i responsabili dei Comuni e dei Gestori.

Stabilire la composizione del team di lavoro, le competenze e le responsabilità serve ad evitare, non solo fraintendimenti tra le parti e, quindi, successivi conflitti tra queste, ma anche ritardi nell'esecuzione delle attività e generali inefficienze.

Importante è anche stabilire criteri e modalità di gestione della rete durante la fase finale del periodo concessorio, tempi e procedure di consegna delle informazioni richieste, seguendo le indicazioni del cronoprogramma.

L'equilibrio dell'intero processo si raggiunge soltanto se le attività di competenza dei singoli Comuni sono coordinate tra loro e allineate riguardo le tempistiche e le metodologie.

4.1.6 I metodi per identificare le esigenze di ammodernamento ed estensione delle reti e il documento contenente le "Linee guida programmatiche d'ambito"

La stazione appaltante ha il compito di preparare dei documenti guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento delle reti, che devono essere allegati al bando di gara, e la preparazione dei documenti deve essere standardizzata per facilitare la stesura di tali documenti guida ed evitare problemi di disomogeneità.

I documenti guida contengono le condizioni minime di sviluppo delle reti, che variano in base ad alcuni elementi come il grado di metanizzazione raggiunto in ciascun comune, la vetustà dell'impianto, l'espansione territoriale delle reti, le caratteristiche del territorio, la densità abitativa e la prevalenza orografica.

Per definire le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito sono necessari una serie di dati forniti sia dall'attuale gestore sia dai singoli Comuni:

- 1) la cartografia digitalizzata che definisce la rete di metanizzazione presente sul territorio;
- 2) i piani regolatori dei singoli comuni;
- 3) lo stato di consistenza dell'impianto di distribuzione del gas naturale;
- 4) la relazione sullo stato dell'impianto di distribuzione, che indichi le zone con maggiore carenza strutturale e i dati relativi alle fughe di gas per gli ultimi tre anni;
- 5) il numero di punti di riconsegna (Pdr) e i volumi di gas distribuiti negli ultimi tre anni;
- 6) il costo di località riconosciuto e la tariffa di riferimento stabiliti dall'AEEG;
- 7) il piano di sviluppo degli impianti gestiti per tutto il periodo residuo di concessione e lo stato di attuazione del piano di sviluppo degli impianti con giustificazione degli scostamenti rispetto al piano iniziale, solo nel caso in cui le gestioni degli impianti scadano dopo la gara.

La stazione appaltante dovrà poi definire alcuni parametri basandosi sui dati precedentemente elencati, in particolare:

- a) la densità minima di nuovi Pdr per chilometro di rete in aree nuove, per ogni Comune sarà definito
 - il valore minimo di numero di utenti potenziali necessari affinché il gestore debba realizzare l'estensione della rete di distribuzione
 - il valore minimo di sviluppo dell'allacciamento interrato per gli utenti insistenti su vie già metanizzate
- b) il volume di gas distribuito per chilometro di rete che rende obbligatorio il potenziamento dell'impianto di distribuzione dopo ampliamenti delle reti esistenti;
- c) gli interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti come previsti dalla regolazione (per es. l'introduzione di misuratori elettronici), che devono essere definiti in base alla relazione sullo stato dell'impianto di distribuzione (dove sono indicate le zone con maggiore carenza strutturale) e allo stato di consistenza che indica la vetustà dei cespiti componenti l'impianto;
- d) la vita residua media ponderata dell'impianto;
- e) gli interventi di estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento;
- f) le zone con eventuali problemi di fornitura, dove sono necessari interventi di potenziamento della rete;
- g) gli interventi necessari per la ricostruzione a nuovo dei componenti dell'impianto con fornitura e/o installazione non conforme alle disposizioni normative e/o alle deliberazioni dell'AEEG in vigore;

- h) gli eventuali interventi per la sostituzione delle tubazioni con materiali nuovi non previsti dalle norme (come PVC) o per cui non è prevista la sostituzione dalle norme vigenti;
- i) gli interventi per la messa a norma degli eventuali misuratori che non risultino conformi alla deliberazione 28/2012/R/Gas e s.m.i.;
- j) gli interventi finalizzati a migliorare le funzionalità del servizio e degli impianti grazie all'adozione di soluzioni gestionali ed apparecchiature innovative a livello tecnologico (per es. il controllo da remoto del servizio di distribuzione del gas).

Il documento che contiene le “Linee guida programmatiche d’ambito”, definito dalla stazione appaltante, una volta completato, deve essere inviato all’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, che entro i trenta giorni successivi può eventualmente formulare osservazioni. Nel caso in cui l’AEEG non invii alcun tipo di osservazione alla stazione appaltante il documento si considera approvato.

Il fine ultimo del documento è quello di permettere alla stazione appaltante di uniformare il procedimento di formazione dei documenti guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento delle reti, che dovranno essere allegati al bando di gara.

4.1.7 La commissione di gara

La commissione di gara è istituita per valutare le offerte secondo il criterio dell’offerta economicamente più vantaggiosa ed è composta da cinque membri, che devono essere esperti nel settore della distribuzione del gas o dei servizi pubblici locali.

La stazione appaltante nomina i componenti della commissione di gara e anche il presidente.

Soltanto dopo la scadenza del termine fissato per la presentazione delle offerte di gara è possibile nominare i commissari e costituire la commissione.

Per essere nominati, tutti i componenti della commissione di gara, nei cinque anni prima della data di scadenza per la presentazione della domanda di partecipazione, non devono essere stati pubblici amministratori o dipendenti degli enti locali appartenenti all’ATEM , né della Provincia o della Regione, né devono aver avuto rapporti di collaborazione con tali enti. Possono soltanto essere stati membri di altre commissioni di gara precedenti.

I commissari non devono aver svolto attività in relazione alla gara nei due anni precedenti e non possono svolgere nessun tipo di incarico o funzione tecnica/amministrativa in relazione con lo specifico contratto di affidamento, perché in caso contrario si verificherebbe un conflitto di interessi.

Non possono essere nominati commissari di gara coloro che con dolo o colpa grave abbiano concorso all'approvazione di atti dichiarati illegittimi da sentenza non sospesa, facendo parte di commissioni aggiudicatrici.

E, infine, si applicano ai commissari le cause di astensione previste dall'art. 51 c.p.c.

4.2 Criteri e capacità che i concessionari devono avere per partecipare alle gare

4.2.1 Requisiti di capacità economico – finanziaria per l'affidamento del servizio

I soggetti che partecipano alle gare per l'attribuzione del servizio di distribuzione del gas naturale devono avere un fatturato medio annuo nel triennio precedente la gara d'ambito almeno pari al 50% del valore annuo del servizio, oppure, devono possedere garanzie finanziarie di accesso al credito di importo superiore al 50% del valore annuo del servizio.

L'obiettivo perseguito dai presenti requisiti è assicurare la solidità economica e finanziaria dei vari concorrenti che intendono diventare i nuovi gestori del servizio di distribuzione locale, per evitare che, durante i dodici anni di affidamento del servizio, si verifichino difficoltà economiche e finanziarie che limitino lo sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale sul territorio italiano e riducano i livelli qualitativi del servizio.

Infatti un problema molto diffuso in Italia, come in altri paesi dell'Unione Europea, è sempre stato quello dei limitati fondi per realizzare investimenti consistenti sulle reti nazionali, che ha portato il regolatore nazionale e comunitario a intervenire con una serie di riforme con l'intento di apportare miglioramenti significativi nel campo dei servizi pubblici locali e, quindi, nel mercato del gas naturale.

I requisiti di ammissione alla gare devono essere equilibrati rispetto all'oggetto specifico di gara, che può variare da un ambito all'altro, poiché, se si stabilissero requisiti troppo bassi si rischierebbe di far partecipare alla gara concorrenti inaffidabili e improvvisati, mentre se si stabilissero requisiti troppo elevati si limiterebbe molto la concorrenza e si potrebbero escludere imprese valide.

4.2.2 Requisiti di capacità tecnica per l'affidamento del servizio

I requisiti di partecipazione per i concessionari per quanto riguarda la loro capacità a livello tecnico sono tre:

- 1) devono essere iscritti alla camera di commercio e devono poter operare nell'ambito dei servizi di distribuzione del gas oppure nel caso di soggetti esteri devono essere iscritti ad equivalenti della camera di commercio italiana nei loro rispettivi paesi;
- 2) devono possedere esperienza gestionale, e quindi essere titolari di un certo numero di concessioni di impianti sul territorio;
- 3) devono possedere una certificazione di qualità.

I documenti-tipo dove sono specificati i requisiti di capacità economico – finanziaria e tecnica possono essere modificati dalla stazione appaltante se sussistono dei validi motivi per discostarsi dai “modelli” stabiliti dall’AEEG e dal Ministero dello Sviluppo Economico, e comunque è necessaria l’approvazione da parte dell’Autorità (anche attraverso la procedura del silenzio-assenso).

I criteri che spingono la stazione appaltante a modificare il documento-tipo devono rispondere ad una serie di esigenze, la prima è l’allargamento della base di partecipazione per consentire una maggiore concorrenzialità attraverso l’aumento del numero di partecipanti alla gara, la seconda è l’introduzione eventuale di garanzie sulla capacità di far fronte agli impegni assunti in fase di gara e la terza la capacità d’intervento sul territorio per mantenere l’efficienza del servizio.

E’ molto importante, in alcuni casi, ampliare il numero di soggetti che posso partecipare alla gara d’ambito perché le condizioni di partecipazione stabilite dai vari decreti sono molto rigide e favoriscono, per certi versi, i grandi concessionari, che non sempre rappresentano la scelta migliore per l’affidamento del servizio nell’ATEM.

Le garanzie riguardo la capacità del concessionario di realizzare gli interventi sulle infrastrutture comprese nell’ambito, a volte, devono essere “rinforzate” dalla stazione appaltante perché il distributore deve essere in grado di gestire il progetto di sviluppo e deve una organizzazione aziendale complessivamente ben strutturata per farlo in modo adeguato.

Verranno privilegiate le proposte organizzative che permettano di perseguire l’obiettivo all’interno dell’ATEM attraverso: l’insediamento di un numero ottimale di sedi operative, meccanismi di coordinamento con le strutture tecniche comunali per la riduzione del disagio nell’esecuzione dei lavori e mezzi e risorse umane per il rapporto con gli utenti finali.

4.2.3 I criteri di aggiudicazione delle gare

La gara d’ambito è vinta dal concessionario che propone l’offerta economicamente più vantaggiosa. La valutazione delle offerte avviene secondo alcuni criteri definiti nel D.M. 226/11, che presentano dei limiti evidenti.

I criteri di aggiudicazione delle gare possono essere classificati in tre categorie:

- A. Condizioni economiche dell’offerta (art.13 D.M 226/11), possono raggiungere un valore complessivo non superiore ai 28 punti, e sono:
 - A1 entità dello sconto tariffario rispetto alle tariffe fissate dall’AEEG (punteggio massimo di 13 punti)
 - A2 sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi all’utenza

A3 metri di rete per cliente per cui la concessionaria si impegna a realizzare estensioni successive non previste nel piano di sviluppo

A4 metri di rete per cliente per cui la concessionaria si impegna a realizzare estensioni successive non previste nel piano di sviluppo in Comuni con particolari condizioni di disagio (opzionale)

A5 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 concedenti (punteggio massimo di 5 punti)

A6 Investimenti di efficienza energetica nell'ambito gestito aggiuntivi rispetto agli obblighi del distributore (punteggio massimo di 5 punti)

B. Criteri di sicurezza e di qualità (art.14 D.M. 226/11), che possono raggiungere un valore complessivo non superiore a 27 punti, e sono:

B1 livelli di sicurezza offerti dall'impresa (punteggio massimo di 22 punti)

B2 livelli di qualità offerti dall'impresa (punteggio massimo di 5 punti)

C. Criteri di valutazione dei piani di sviluppo degli impianti (art.15 D.M. 226/11), che possono raggiungere un valore complessivo non superiore a 45 punti, e sono:

1. L'adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione (punteggio massimo 5 punti)
2. La valutazione degli interventi di estensione e di potenziamento (punteggio compreso tra 5 e 30 punti)
3. La valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete e degli impianti (punteggio compreso tra 5 e 20 punti)
4. Innovazione tecnologica, adottata in maniera accelerata o addizionale a quanto previsto dalla regolazione (punteggio compreso tra 5 e 10 punti).

Tali criteri penalizzano sia gli utenti finali che i Comuni poiché riducono molto i benefici a favore dei primi e i ritorni economici per i secondi, questo a causa della loro inadeguatezza rispetto alla realtà industriale del settore del gas naturale e anche rispetto a tutta la disciplina regolatoria. Quindi alla stazione appaltante converrebbe modificare i criteri stabiliti nel documento- tipo e riequilibrare i punteggi loro attribuiti, così da distribuire i benefici in modo più equo tra le parti interessate.

I criteri di valutazione su cui la stazione appaltante dovrebbe intervenire con alcune modifiche sono:

- I. A1 entità dello sconto tariffario rispetto alle tariffe fissate dall'Autorità;
- II. A5 percentuale della remunerazione del capitale di località, a favore degli enti locali concedenti;

- III. B criteri di sicurezza e qualità;
- IV. Risparmio energetico;
- V. Organizzazione aziendale e strutture territoriali.

4.2.4 I soggetti ammessi alla gara e il divieto di partecipazione

I soggetti che possono partecipare alle gare sono i concorrenti singoli, come le società commerciali e cooperative, i consorzi ordinari e i Raggruppamenti Temporanei di Imprese (R.T.I) secondo l'art.37 del codice dei contratti.

Le imprese controllate o collegate non possono partecipare alla stessa gara se le loro offerte di gara sono imputabili ad un unico centro decisionale, proprio a causa della loro relazione. Infatti i rispettivi comportamenti potrebbero essere condizionati dai loro rapporti come imprese.

Sono stati individuati alcuni elementi che, se presenti, stabiliscono l'esistenza di condizionamento tra le imprese e sono classificabili in due categorie: gli elementi soggettivi e gli elementi oggettivi.

Tra gli elementi soggettivi rientra il caso in cui il proprietario delle imprese è lo stesso, oppure il caso in cui uno stesso soggetto è proprietario dell'una e amministratore dell'altra, o il caso in cui sono presenti vincoli di parentela tra gli esponenti delle due imprese.

I comportamenti delle due imprese si considerano "condizionati" (elementi oggettivi) quando:

- Le imprese hanno lo stesso numero di telefono e indirizzo;
- Le marche da bollo sono state annullate con il medesimo segno grafico;
- Presentano un'identica dichiarazione non richiesta dal bando;
- Le polizze fidejussorie sono state rilasciate dalla stessa agenzia con numero progressivo.

Quando due imprese sono "governate" da un unico soggetto, la possibilità che si verifichino comportamenti scorretti nei confronti degli altri partecipanti alla gara di affidamento del servizio è molto elevata poiché potrebbero accordarsi rispetto ad alcuni comportamenti da mettere in atto durante la gara e, quindi, minare la validità di tutto il meccanismo di affidamento del servizio di distribuzione.

Proprio per evitare questo tipo di comportamenti, è stato imposto il divieto di partecipazione alla gara per la fattispecie appena menzionata, che permette di limitare comportamenti scorretti da parte dei soggetti partecipanti e garantisce l'assegnazione della gara a chi effettivamente ha i requisiti migliori e ha proposto i piani più innovativi ed efficaci.

4.3 I gestori uscenti

4.3.1 Gli obblighi informativi per il gestore uscente

Il gestore uscente deve fornire dei dati per lo svolgimento della gara, senza i quali non sarebbe possibile effettuare la gara e individuare il nuovo gestore del servizio di distribuzione del gas naturale.

I dati che devono essere trasmessi dal gestore uscente sono:

- 1) Lo stato di consistenza dell'impianto di distribuzione;
- 2) Il protocollo di comunicazione delle apparecchiature installate per le misurazioni;
- 3) Le informazioni sulle obbligazioni finanziarie in essere relative a investimenti realizzati nel precedente periodo di affidamento;
- 4) La relazione sullo stato dell'impianto di distribuzione;
- 5) Il numero dei punti di riconsegna e i volumi distribuiti;
- 6) Il costo riconosciuto di località e la tariffa di riferimento definiti dall'AEEG;
- 7) Le informazioni sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto;
- 8) Il piano di sviluppo se si tratta di impianti con scadenza della gestione successiva alla gara.

Se il gestore uscente non trasmette le informazioni o le trasmette in ritardo rispetto alle scadenze d'obbligo può incorrere in una serie di "provvedimenti", infatti il diniego o il ritardo nel rilascio delle informazioni può essere considerato un motivo valido per richiedere il risarcimento danni derivanti dal ritardo nella effettuazione della gara d'ambito, oppure può comportare l'acquisizione coattiva delle informazioni richieste e non trasmesse o trasmesse con ritardo dal gestore, o, infine, può rappresentare un'ipotesi di abuso di posizione dominante. Il gestore uscente, negando le informazioni, limita i dati a conoscenza dei gestori partecipanti alla gara e della stazione appaltante. In questo modo si determina uno squilibrio tra il gestore uscente e il gestore subentrante poiché il secondo non conosce tutte le informazioni riguardo gli impianti, le reti e il territorio in generale e quindi avrà più difficoltà nel vincere la gara d'ambito e superare l'offerta del gestore uscente, che è facilitato non solo da una migliore conoscenza dell'ambito, dato che lo ha gestito per lungo tempo, ma anche da una serie di informazioni note soltanto a lui, dato che non le ha comunicate o lo ha fatto in ritardo.

Sarà l'AGCM a stabilire la presenza di un abuso di posizione dominante in capo al gestore uscente e, se verificata, a prendere i provvedimenti necessari per fermare tale abuso e, così, ristabilire l'equilibrio tra le parti interessate.

4.3.2 La proprietà degli impianti e delle reti di distribuzione del gas naturale

Gli impianti e le reti di distribuzione del gas naturale possono essere di proprietà dell'Ente locale o della società di patrimonio delle reti oppure del gestore, per la porzione di rete o impianto da lui realizzata.

L'impianto²⁴ ritorna gratuitamente nella proprietà dell'Ente locale se la scadenza naturale coincide con il termine dell'affidamento, mentre l'Ente locale deve pagare al gestore uscente il valore di rimborso per le parti di proprietà di quest'ultimo se la scadenza naturale è successiva al termine dell'affidamento.

4.3.3 Il rimborso al gestore uscente nel periodo transitorio

Il valore di rimborso ai titolari degli affidamenti e concessioni cessanti è calcolato in base a quanto stabilito dalle convenzioni o dai contratti alla scadenza naturale dell'affidamento, se è previsto un termine di scadenza naturale inferiore o pari alla data di cessazione del servizio²⁵.

Se, invece, non è previsto un termine di scadenza oppure è previsto un termine di scadenza naturale superiore alla data di cessazione del servizio, il valore di rimborso è calcolato in base a quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti per i casi di cessazione anticipata del contratto rispetto alla scadenza naturale.

Nel corso dell'audizione del presidente dell'AEEG alla Camera dei Deputati nel gennaio 2014, la memoria presentata precisa che gli accordi tra le parti raggiunti dopo l'approvazione della L.222/2007 sono da considerarsi nulli, ma la normativa non appare così chiara.

4.3.4 Il rimborso al gestore uscente a regime

Il valore di rimborso al gestore uscente, in questo caso, è pari *“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”*²⁶.

Successivamente (L.9/2014), la normativa adottata ha stralciato dal rimborso anche i contributi privati, precisando che questo avviene *“in ogni caso”*.

²⁴ Cfr. Decreto Ministero dello Sviluppo Economico n. 226/11

²⁵ La data di cessazione del servizio è definita all'interno del bando di gara del nuovo affidamento

²⁶ Di cui all'art.14 c.8 D.M 226/11

Il gestore subentrante, quindi, deve pagare al gestore uscente una somma corrispondente al valore di rimborso degli impianti che entrano in suo possesso attraverso la concessione di gara e che prima era proprietà del gestore uscente. Il nuovo gestore deve anche subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni riferite ai contratti di finanziamento ancora validi oppure deve estinguerle.

Il rimborso al gestore uscente è un elemento molto importante per i soggetti che intendono subentrare nella gestione poiché, se particolarmente elevato, potrebbe costituire un fattore frenante per la partecipazione alle gare d'ambito dato che i nuovi gestori dovrebbero sostenere un costo alto per acquisire la proprietà degli impianti e delle reti e quindi inciderebbe negativamente sull'offerta. Un valore eccessivo di tale rimborso ridurrebbe il numero di concorrenti in sede di gara e andrebbe a favorire il gestore uscente, che potrebbe vincere la gara con più facilità.

Ai fini della verifica dei requisiti economici finanziari di partecipazione alla gara, si utilizza anche il rimborso al gestore uscente come parametro valutativo.

Il rimborso al gestore uscente è un onere previsto dal bando di gara e determina il tetto sullo sconto tariffario che i concorrenti possono offrire in gara.

La normativa adottata ultimamente prevede che il valore di rimborso non possa superare quello della RAB del 10%, altrimenti va motivato all'AEEG per averne l'approvazione.

4.4 Gli effetti sulle risorse finanziarie dei comuni

I comuni appartenenti all'ATEM possono beneficiare di alcuni effetti derivanti dalle nuove procedure di gara.

Le ricadute positive sia a livello economico che sociale sono molteplici e possono essere così sintetizzate:

- 1) un corrispettivo annuo determinato dalla quota di proprietà dell'impianto in capo al Comune (che dovrà essere stabilita in fase di valutazione della rete), che rappresenta una quota del ricavo del gestore (VRD);
- 2) un canone di concessione annuo da mettere a gara (ipotizzabile intorno al 5 % del VRD);
- 3) una quota di devoluzione gratuita a fine concessione, a favore del comune, degli investimenti effettuati dal gestore nel periodo della concessione;
- 4) la possibilità per il Comune di mettere a gara un progetto di estensione della rete sul proprio territorio, per metanizzare le aree non servite, coerente con lo sviluppo urbanistico previsto, vincolando così il nuovo concessionario;
- 5) uno sconto per l'utente finale del contributo allacciamento;
- 6) un importo "una tantum" che il Concessionario entrante verserà ai Comuni per la copertura delle spese di gara.

Le gare possono portare denaro ai comuni perché, dopo la conclusione delle stesse, ottengono la quota di VRT di località che gli spetta per la proprietà delle reti.

Durante il periodo transitorio, prima della conclusione della gara d'ambito e dell'affidamento al nuovo gestore, il comune può ottenere un importo pari al 10% del VRD (Vincolo ai Ricavi di Distribuzione, che rappresenta il valore di ricavo massimo del Gestore della rete) da parte del concessionario che gestisce il servizio di distribuzione del gas naturale; tale meccanismo è stato attivato da gennaio 2008²⁷, ma in generale i comuni non se ne sono avvalsi, in quanto la copertura dei costi avviene con il trasferimento in bolletta.

Il servizio di distribuzione del gas naturale è un'attività remunerativa per i concessionari, mentre i comuni, almeno prima dell'effettiva attuazione delle nuove procedure di gara, non erano remunerati in maniera adeguata e proporzionale (rispetto ai ricavi ottenuti dai concessionari) per la concessione del proprio territorio. Infatti il ritorno economico percepito dai comuni italiani è minimo rispetto all'importo che dovrebbero ottenere dai gestori, che incassano quasi tutto l'importo della tariffa pagato dagli utenti finali a scapito dei comuni.

Quindi, uno degli obiettivi della riforma sul servizio di distribuzione del gas e, in particolare, del D.M 226/11, è stato quello di stabilire un ritorno economico significativo per i comuni italiani, che a volte sono anche proprietari di parte delle reti e degli impianti.

Va infatti considerato che, nel corso del periodo di concessione, spesso durato diversi decenni, possono essere stati destinati alla rete locale finanziamenti pubblici, sia a carico della fiscalità generale²⁸, sia a carico degli enti locali attraverso finanziamenti diretti, spesso coperti da mutui della CDP, sia attraverso lavori effettuati a carico dei comuni con scomputo degli oneri di urbanizzazione e lavori in economia.

²⁷ Cfr. D.L. 222/2007

²⁸ in particolare nel Mezzogiorno con le leggi 784/1980 e 266/2005

Capitolo 5

IL MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DOPO LE GARE D'AMBITO

5.1 Possibili scenari del mercato dopo le gare d'ambito

Uno dei primi effetti dello svolgimento delle gare d'ambito sarà certamente una ulteriore significativa riduzione del numero dei concessionari, che sono oggi intorno ai 230.

D'altra parte questa tendenza è costante da molti anni e si è accentuata dopo l'approvazione del D. Lgs. 164/2000; basti pensare che negli anni novanta operavano nel settore della distribuzione locale circa 800 gestori, spesso in un solo comune dove avevano integrato la iniziale attività di impiantisti con quella di distributori.

A seguito di alcuni accordi intercorsi negli ultimi mesi tra i comuni interessati, gli iniziali 177 ambiti si sono ridotti di alcune unità per l'accorpamento di alcuni Atem (i tre di Trento, i due di Bologna, due su tre di Cremona, per altri la questione è ancora aperta) ed è prevedibile che i due principali competitori, ossia Italgas ed Enel Rete Gas, possano acquisire buona parte di quelli dove sono dominanti, ossia circa sessanta Atem per il primo e circa cinquanta Atem per il secondo operatore; il terzo operatore è certamente Hera, che potrebbe acquisire ragionevolmente undici ambiti dopo le ultime recenti aggregazioni (Acegas-APS ed AMGA Udine); A2A e Linea Distribuzione dovrebbero acquisire i cinque Atem dove sono dominanti, IREN ed Ascopiave tra i quattro e i cinque ambiti ciascuna, Gas Natural tre o quattro, Estra due o tre; le restanti aziende ex municipalizzate dovrebbero acquisire una ventina di Atem (una per ciascuna), mentre sarà da verificare il risultato di alcuni operatori privati, tra i quali Erogasmet, Edison, Gasplus, Gritti, Sidigas, AEG ed altri, sulla base dell'impegno finanziario e tecnico che vorranno e potranno mettere in campo quando partiranno le gare.

E' quindi prevedibile che, al termine della tornata di gare previste, saranno rimasti effettivamente operativi, su base d'ambito, circa una trentina di gestori, con la forte riduzione degli operatori privati, che potrebbero mantenere la concessione solo in tre o quattro ambiti.

A questi gestori andranno aggiunti alcuni altri, attivi in qualche centinaio di singole concessioni comunali, che potranno superare il 2020, essendo state affidate a seguito di gara ad evidenza pubblica nel "post-Letta", che confluiranno nei rispettivi ambiti al momento della scadenza.

Per trasferire questi numeri dagli ambiti agli utenti, una possibile previsione di PdR²⁹ gestiti, potrebbe vedere Italgas con circa 6,5 milioni ed Enel Rete Gas con circa 3,5 mln, ossia circa la metà degli utenti italiani; il resto del territorio sarà prevedibilmente diviso tra le aziende ex municipalizzate prevalenti sui rispettivi territori, rafforzando un effetto domino che già è in corso e vede particolarmente attivo il gruppo Hera, che potrebbe

²⁹ Punti di Rivendita

arrivare ad una dozzina di ambiti in concessione attraverso processi di *merger e/o acquisition*.

Questo scenario è probabilmente assai vicino a quello che si aspettavano di raggiungere i diversi governi che si sono succeduti negli ultimi quindici anni, dopo l'approvazione della Direttiva Europea sulla liberalizzazione del gas ed il recepimento avvenuto nel nostro paese con il Decreto Letta.

D'altra parte la stessa discussione sul numero ottimale degli ambiti era partita dai 44 previsti inizialmente dall'AEEG, successivamente portati a 127 dal Governo ed infine a 177 dopo il confronto avvenuto in sede di Conferenza Unificata, che si era trascinato per diverse sedute e vede tuttora in dissenso gli operatori privati associati in Assogas, che hanno impugnato in diverse sedi giudiziarie le norme approvate.

Gli scenari ipotizzati spiegano a sufficienza l'ostilità dei privati che, anche attraverso studi ed analisi del settore, avevano contestato la normativa approvata con la motivazione che non avrebbe determinato né maggiore efficienza del servizio né significative economie di scala nella gestione, presentando la proposta di configurare un numero di ambiti maggiore di quello poi approvato per circa il 30%.

Uno studio presentato³⁰ dall'università Bocconi ha messo *“in evidenza come imprese con dimensioni comprese fra 20.000 e 65.000 utenti operino già in regime cosiddetto quasi-MPSS cioè di Most Productive Scale Size. Oltre la soglia di 65.000 utenti invece si manifesterebbero rendimenti di scala decrescenti. Pertanto, la dimensione ottimale delle imprese di distribuzione del gas si collocherebbe, volendo eliminare le code, fra 35.000 e 50.000 utenti (fra 100.000 e 150.000 abitanti)”*.

Si tratterà di capire tra qualche anno se effettivamente il settore della distribuzione del gas otterrà dei benefici in termini di investimenti, qualità del servizio e maggiore concorrenza, il tutto finalizzato alla riduzione dei costi per l'utente finale, salvaguardando la sicurezza della rete nazionale, a seguito della riforma del settore.

Se si presuppongono tra i cardini della riforma processi di liberalizzazione o principi di sussidiarietà spesso enunciati tra gli obiettivi, certamente lo scenario ipotizzato descriverebbe un fallimento annunciato.

Infatti è assolutamente massiccio il controllo pubblico nel *business* della distribuzione del gas, ove appare prevalente il ruolo della Cassa Depositi e Prestiti in quanto azionista di riferimento sia di Italgas che di Enel Rete Gas, nonché ultimamente socio anche di Hera; il resto del mercato rimarrebbe sostanzialmente in mano ad aziende controllate dal sistema degli enti locali, con l'eccezione della spagnola Gas Natural (dopo l'uscita dal mercato

³⁰ Università Bocconi, a cura del Prof. Francesco Gulli, “Economie di scala e dimensione ottimale nella distribuzione del gas: una meta-analisi”

italiano della distribuzione da parte di Gas de France/Italcogim e della tedesca EON) e, forse, di tre-quattro privati.

Se l'obiettivo era invece quello di assicurare una gestione più ordinata e, forse, meno speculativa, di un mercato costituito da un monopolio naturale che resta completamente regolato dall'AEEG, con l'obiettivo di garantire una adeguata capacità di investimento per garantire la sicurezza ed il completamento della rete di distribuzione a livello territoriale, probabilmente il risultato sarà raggiunto.

Pertanto la rete italiana presenta problemi di obsolescenza degli impianti sia in termini di materiali utilizzati (sono presenti ancora molti km di reti realizzate in ghisa sferoidale oppure privi di protezione catodica, ormai fuori norma) sia a seguito del naturale invecchiamento delle reti interrate posate a partire dagli anni sessanta e quindi in qualche caso completamente ammortizzate, con la necessità di importanti investimenti.

Vanno infatti considerati con attenzione i vincoli posti dalla gestione di un sistema complesso come quello della distribuzione del gas, che costituisce una infrastruttura fondamentale per l'Italia, anche in considerazione del ruolo di *Hub* per l'Europa che il nostro paese vorrebbe avere in considerazione sia della sua posizione geografica di ponte naturale verso i paesi produttori della sponda sud del Mediterraneo, sia delle competenze acquisite sin dal secondo dopoguerra in materia di estrazione e distribuzione del gas metano a livello nazionale ed internazionale sia di una potenziale capacità di stoccaggio ancora disponibile nei giacimenti depletati.

Connessi al tema della distribuzione, restano aperti ancora diversi problemi che, a seconda di come verranno risolti, determineranno un sicuro impatto sugli sviluppi della rete di distribuzione.

Una prima questione è quella degli impianti di ri-gassificazione, attualmente ancora insufficienti per il nostro paese, dal momento che dopo il vecchio impianto Eni di Panigaglia e il più recente off-shore di Livorno, entrambi di dimensioni limitate, è stato realizzato negli ultimi decenni solo quello di Rovigo; i numerosi impianti per i quali era stata richiesta l'autorizzazione sono stati bloccati in genere con motivazioni ambientali di carattere locale: questa vicenda si collega a quella del Titolo V della Costituzione, ovvero al potere concorrente delle Regioni anche in materia di energia, che ha reso assai difficile, per non dire impossibile, l'iter di approvazione dei numerosi progetti, di cui il caso di Brindisi è il più famoso per le polemiche e le cause internazionali insorte con British Gas e lo stesso governo britannico.

Questa situazione rende oneroso e difficile l'utilizzo in Italia del GNL, che viene importato in generale su gomma da Marsiglia, con la sostanziale impossibilità di approvvigionare una parte dei quasi duemila comuni non metanizzati attualmente serviti con GPL, ad un costo almeno doppio rispetto al metano.

Una seconda questione è quella dei gasdotti provenienti dall'estero fino ai terminali di Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela, ove il ruolo di incumbent del Gruppo

ENI è ancora rilevante per il controllo del gas attraverso le reti di trasporto estero, mentre sono tuttora aperte alcune opzioni relative alle reti internazionali in costruzione verso l'Italia, quali il South Stream, il Nabucco, il Blue Stream e il Galsi; un possibile impatto sul mercato italiano della distribuzione potrà essere determinato anche da questi progetti, ad esempio il mancato arrivo del Galsi in Sardegna determinerebbe grosse difficoltà nel completamento della rete di distribuzione nell'isola.

In conclusione, i futuri scenari del mercato della distribuzione del gas naturale dovranno tenere in considerazione sia le problematiche nazionali, connesse anche alla situazione economica italiana ed alla capacità di investimento sul proprio territorio da parte degli operatori, sia quelle internazionali legate alle reti di approvvigionamento dell'Europa in presenza di rischi di governabilità e sicurezza nei paesi produttori, mentre lo sviluppo tecnologico in corso nell'uso del GNL e nell'estrazione dello shale gas potrà modificare nei prossimi anni le strategie e gli investimenti nell'intero settore dell' *up&down stream* non solo del gas naturale ma di tutti i combustibili fossili.

5.2 I principali competitors nazionali: Italgas ed Enel Rete Gas

5.2.1 Le prospettive di consolidamento e/o sviluppo del loro ruolo, delle quote di mercato e la razionalizzazione delle reti gestite³¹

Non è difficile prevedere che i principali competitors non cambieranno dopo lo svolgimento delle gare d'ambito, usciranno anzi rafforzati, e rimarranno Italgas (Gruppo ENI) ed Enel Rete Gas (Gruppo F2I), che partono con una posizione prevalente rispettivamente in 62 e 49 ATEM, con un numero di utenti rispettivamente di circa 6,5 milioni e 3,5 milioni.

La tabella evidenzia chiaramente come, a parità di km di rete, il valore degli impianti è notevolmente diverso, infatti Italgas è maggiormente presente nelle città medie e grandi, ove il numero di utenti è più concentrato, i costi pro-capite sono inferiori e la redditività è maggiore, con una RAB superiore di oltre il 50% rispetto a quella di Enel Rete Gas.

³¹ I dati riportati in questo paragrafo sono stati estrapolati dalla Banca Dati del Consorzio Concessioni Reti Gas

TAV.5.1 Italgas ed Enel Rete Gas

Gestore	Comuni Gestiti	Utenti	Km Rte	RAB
ITALGAS	1.500	6.500.000	58.000	4.000
ENEL RETE GAS	2.000	3.500.000	57.000	2.600

FONTE: Banca dati Consorzio Concessioni Reti Gas

Il primo possibile terzo incomodo, il Gruppo Hera, segue a notevole distanza, maggioritario in nove ambiti con quasi 1,7 milioni di utenti; negli ultimi anni si è decisamente rafforzato operando come principale operatore del settore delle aziende controllate dal sistema degli enti locali, rappresentato da Federutility e molto radicato nelle grandi città del centro nord d'Italia.

Si può tentare, sulla base dei dati in nostro possesso, una prima valutazione di quanto è avvenuto dopo il 2006, quando gli operatori erano ancora circa 320: Italgas ha mantenuto fondamentalmente la sua posizione, F2I aveva invece da poco acquisito il controllo del Gruppo Camuzzi con circa 1200 comuni e 2 milioni di utenti.

Da allora il percorso del tradizionale *incumbent* del settore, ossia Italgas, e di Enel Rete Gas ha visto crescere il secondo con successive operazioni di acquisto delle reti di distribuzione possedute da altri operatori in uscita, in particolare la Italcogim/Gas de France con circa 270 comuni e 700 mila utenti, la tedesca EON con circa 360 comuni e 700 mila utenti e, successivamente, ArcalGas con altri 200 comuni e 260 mila utenti; ulteriori acquisti di aziende minori hanno aumentato la quota di mercato di Enel Rete Gas.

TAV. 5.2: I gestori prevalenti e il numero di Atem gestiti

	GESTORE PREVALENTE n° ATEM	Progressivo
ITALGAS	62	62
ENEL RETE GAS	49	111
HERA	11	122
A2A	5	127
IREN	5	132
LINEA DISTRIBUZIONE SRL	5	137

ASCOPIAVE	3	140
ESTRA	3	143
GAS NATURAL	3	146

FONTE: Banca dati Consorzio Concessioni Reti Gas

In sostanza, mentre Italgas manteneva costante la propria quota di mercato nel settore della distribuzione, in coerenza con la strategia del gruppo ENI di presidiare l'intera filiera del gas, senza però effettuare significativi investimenti ma mantenendo la presenza ottenuta sin dall'avvio del processo di metanizzazione degli anni sessanta in Italia, il gruppo F2I operava in modo sistematico effettuando lo shopping delle imprese che uscivano dal mercato italiano, considerando non strategica la presenza nella distribuzione e rilevando anche le imprese italiane che venivano progressivamente cedute.

La differenza di strategie si fondava in particolare nella disponibilità finanziaria assicurata dalle banche e dai fondi di investimento soci di F2I, interessati ad acquisire una maggiore presenza in un mercato regolato che ha garantito mediamente la remunerazione del 7,6% degli investimenti effettuati e la copertura degli ammortamenti, oltre ai ritorni assicurati dalle attività caratteristiche delle imprese del settore, ossia dalla manutenzione delle reti e lettura dei contatori.

D'altra parte l'attenzione del regolatore nel tariffare generosamente le attività regolate nella filiera del gas presenta casi addirittura clamorosi come quello della STOGIT, recentemente confluita nel gruppo SnamReteGas, società proprietaria del 97% degli stoccaggi italiani, che ha visto per decenni riconosciuto un utile dell'ordine del 100% prima delle tasse ai propri bilanci, cosicché l'utile netto finito poi nel consolidato del gruppo ENI è andato a rimpinguare le entrate degli azionisti, ossia il 30% dello Stato ed il resto ai numerosi fondi azionari italiani ed esteri.

Va considerato il fatto che l'insediamento dell'Italgas nel nostro paese nasce con il primo piano di metanizzazione a seguito della scoperta negli anni '50 di importanti giacimenti nella valle Padana, che contribuirono a portare al superamento dell'ipotesi di scioglimento dell'operatore petrolifero nazionale, allora guidato da Enrico Mattei, spesso in conflitto con la potente lobby petrolifera delle "sette sorelle" per una politica "anti-coloniale" praticata dal gruppo Eni nei paesi produttori.

Pertanto la presenza della rete Italgas ha assunto carattere di continuità nei territori serviti, inizialmente caratterizzandosi anche per la vendita finale all'utente; dopo l'approvazione della normativa che prevedeva l'obbligo di *unbundling* societario tra distributore e venditore, il gruppo ENI ha limitato il perimetro di operatività di Italgas a quello di società delle reti organizzando la rete di vendita con ENI Power.

Va infatti evidenziato come negli ultimi anni le continue proteste degli operatori del settore, gli interventi dell'AEEG, dell'AGCM e della UE a livello di Corte di Giustizia e di Commissione, hanno richiamato l'attenzione sul ruolo dell'ENI nel controllo della intera filiera del gas e su numerosi casi di abuso in conseguenza della posizione dominante. Pertanto, dopo una tenace resistenza dei vertici del gruppo, gli ultimi interventi normativi hanno portato a seguire anche nel settore gas il modello di Terna del settore elettrico: oggi SNAM controlla Snam Rete Gas, Italgas, Stogit ed il terminale di rigasificazione di Panigaglia, operando con una ragionevole terzietà, indispensabile nella gestione delle infrastrutture di trasporto del gas per assicurare maggiore libertà al mercato.

Naturalmente tale soggetto d'impresa assume un valore strategico per il sistema paese e quindi eventuali processi di privatizzazione dovranno essere valutati attentamente e coordinati con analoghe politiche degli altri paesi europei, portati spesso a difendere i cosiddetti campioni nazionali a scapito degli impegni di liberalizzazione presi in sede europea.

Mentre si prevede che Italgas abbia quindi un atteggiamento conservativo nelle prossime gare, ossia punti ad acquisire la concessione degli ambiti ove è maggioritaria, incassando allo stesso tempo i rimborsi per le reti che saranno acquisite da altri operatori, puntando quindi ad un saldo zero del rapporto entrate/uscite, una linea diversa appare quella che risulta approvata dagli organi di gestione di Enel Rete Gas, controllato da F2I-AXA e tuttora partecipato al 15% dal gruppo ENEL.

Infatti sembra che sia pronta una disponibilità finanziaria di circa un miliardo di euro per l'acquisizione di quasi 500mila nuovi utenti attraverso le gare d'ambito.

Questo sembra essere il target previsto dal piano industriale approvato nel 2013 dal consiglio di amministrazione, che punta a rafforzare il ruolo di secondo player del settore con circa il 18% delle utenze, ma dovrà passare attraverso le gare pubbliche che potrebbero portare anche a qualche sorpresa, qualora le aziende controllate dal sistema dei comuni avessero la capacità di acquisire alleanze incrociate, tra di loro e con il mondo della finanza, vista la mole degli investimenti necessari non solo per l'acquisizione delle reti.

Sembra, dalle voci di stampa, che Enel Rete Gas preveda di impegnare ulteriori 1,5 miliardi di euro nei prossimi 5-6 anni per gli investimenti sulla rete e sui nuovi contatori elettronici per la tele-lettura, con il presumibile obiettivo di prepararsi ad una quotazione in borsa al termine della tornata di gare d'ambito, ossia verso il 2016-2017.

D'altra parte la rete attuale di Enel Rete Gas presenta oggi difficoltà di gestione dovute alla presenza a macchia di leopardo sul territorio italiano, proprio perché lo shopping di imprese avvenuto nel corso degli ultimi 7-8 anni - con l'acquisto di società assai diverse tra

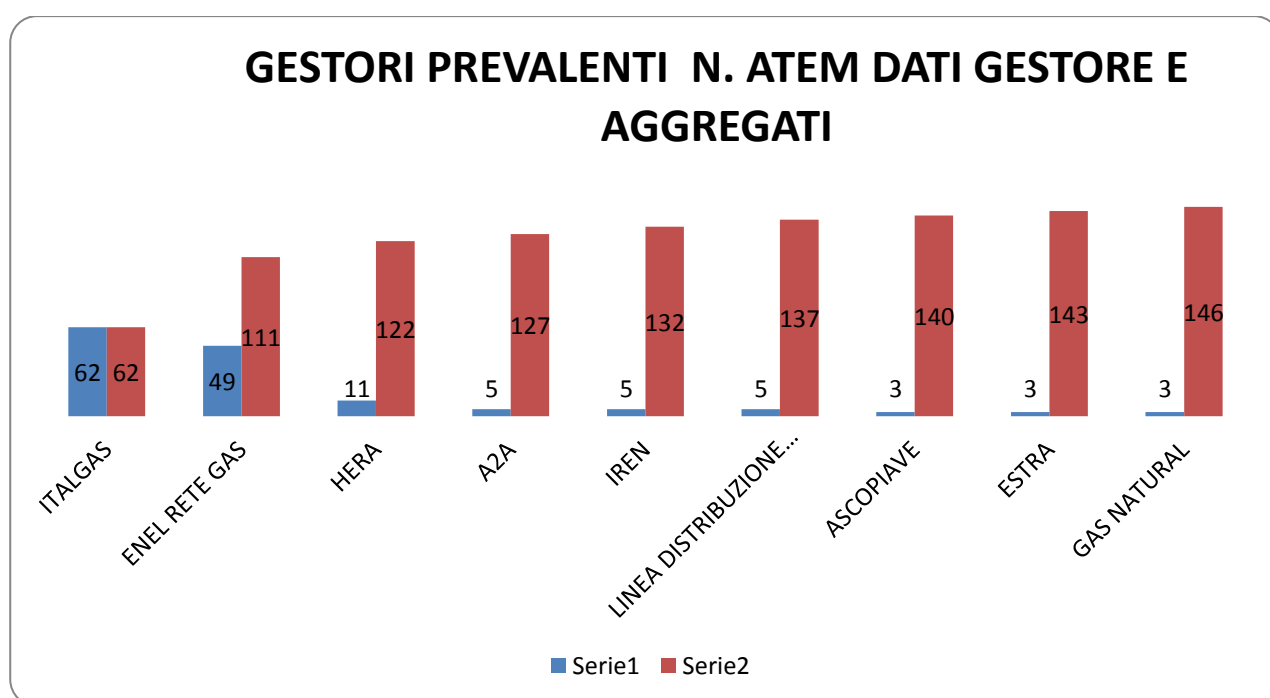
di loro, quali Camuzzi, Italcogim³², EON, Arcalgas e numerose altre di piccola dimensione - ha portato a diseconomie dovute sia alla discontinuità territoriale determinatasi nel gruppo sia alla faticosa integrazione tra imprese aventi al loro interno culture e metodologie di lavoro assai differenti, che hanno portato ad un complesso processo di omologazione del personale e delle procedure.

5.3 Gli altri operatori del settore

5.3.1 Le Multi-utility

La distribuzione complessiva, attualmente esistente, nei 177 ATEM dei principali competitors viene evidenziata nel seguente grafico.

FIG. 5.1: I principali competitors nei 177 Atem



FONTE: Banca Dati Consorzio Concessioni Reti Gas

Se si ipotizza che circa 110 ambiti saranno divisi tra Italgas ed Enel Rete Gas, altri sessanta almeno saranno assegnati ad altri operatori del mercato: certamente sarà questa una occasione per una ulteriore razionalizzazione del settore delle multi utility, che già negli ultimi anni ha visto svilupparsi un processo di integrazione soprattutto nel centro-nord ove sono tradizionalmente localizzate le ex municipalizzate che, a seguito di un processo di evoluzione societaria prima ed aggregazione poi, si sono fortemente radicate sul territorio;

³² Successivamente denominata G6 Retegas

le principali tra queste sono state successivamente quotate in borsa e quindi hanno notevolmente ampliato la leva finanziaria.

Va considerato anche un secondo aspetto, che ha costituito spesso un fattore di rafforzamento di queste imprese sul territorio, ossia la loro trasformazione in multiutility, imprese che gestiscono sul territorio di competenza i servizi a rete, quali distribuzione e vendita del gas naturale, produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica, ciclo idrico integrato, nonché altri servizi quali la raccolta, trattamento, smaltimento dei rifiuti, l'illuminazione pubblica, il tele-riscaldamento, ecc.

In un quadro dell'economia nazionale perlomeno stagnante, alcune delle aziende che presentano nel complesso i valori migliori per il triennio 2010-2012 sono le multiutility: per tutti gli indicatori, infatti, le aziende attive in più settori "performano" meglio delle imprese mono-servizio, avendo in particolare un elevato rapporto tra Ebitda e ricavi (15,3%) e il più basso indebitamento tra tutte le categorie.

I principali punti di forza di queste aziende si basano sulla riduzione del rischio legato al singolo business ed alla possibilità di generare sinergie operative tra le diverse filiere; altro fattore di successo delle multiutility è la dimensione: considerando soltanto i risultati delle aziende con fatturato superiore ai 500 milioni di euro si evidenziano performance decisamente superiori, in media, al resto delle imprese del comparto.

Ciò è spiegato principalmente dalla capacità di generare economie di scala e di rete e dai minori costi di accesso al credito, fattori coerenti con la tendenza alle aggregazioni e al consolidamento registrata negli ultimi anni tra le società del settore.

Oltre alle sei multiutility presenti nella tabella precedente, se ne possono individuare almeno un'altra dozzina nella tabella successiva che sono perfettamente in grado di assicurarsi la concessione dell'ambito dove operano come soggetto dominante, cosa che avverrebbe con la benevola attenzione della stazione appaltante; quest'ultima costituisce in molti casi il socio di controllo del gestore, ma si trova a gestire la gara in conflitto di interessi tra la necessità di assicurare la necessaria terzietà del proprio ruolo e l'interesse dell'amministrazione locale a mantenere la gestione del servizio, tanto più integrato in un contesto multi utility.

TAV.5.3: Le principali Multiutility italiane

A.M.A.G.	2	
A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L.	1	
BIM	1	
A.M.GAS AZIENDA MUNICIPALE GAS SPA	1	

ACAM GAS SPA	1	
ACSM - AGAM SPA	1	
AEG RETI DISTRIBUZIONE SRL	1	
AGSM DISTRIBUZIONE SRL	1	
AMG ENERGIA SPA	1	
AMGAS SPA	1	
ASA	1	
ASPEM SPA	1	
Atac Civitanova	1	
DOLOMITI ENERGIA SPA	1	
Edison *	1	
EGEA - ENTE GESTIONE ENERGIA E AMBIENTE S.P.A.	1	
GELSIA RETI SRL	1	
GRITTI GAS RETE SRL *	1	
IRIS - ISONTINA RETI INTEGRATE E SERVIZI SPA	1	
LARIO RETE HOLDING	1	
MARCHE MULTISERVIZI SPA	1	
MULTISERVIZI SPA	1	
PESCARA DISTRIBUZIONE *	1	
SALERNO ENERGIA	1	
SELGAS SPA *	1	
SGR RETI SPA	1	
SIDIGAS *	1	

TEASEI SRL	1	
EROGASMET *		5

FONTE: Banca Dati Consorzio Concessioni Reti Gas

*Imprese private

Va comunque precisato che il panorama costituito da questo sistema di imprese controllato dagli enti locali è assai variegato: a fronte di qualche eccellenza in termini di efficienza della gestione e risultati economici (sia tra le grandi che tra le medie e piccole imprese), permangono ancora numerose realtà caratterizzate da modelli gestionali superati, limitata trasparenza e livelli di servizio lontani dai migliori.

Un altro elemento negativo che emerge è il fatto che le aziende del settore gas (ed elettricità) sono quelle che evidenziano il più basso livello di investimenti in relazione al volume di affari, nel 2012 è pari allo 0,72%.

Questo dato in parte è stato influenzato da consistenti investimenti pregressi e dalle maggiori dimensioni delle aziende del settore, dove spicca anche la presenza dei grandi operatori nazionali. Le aree di intervento hanno riguardato lo sviluppo, la manutenzione e l'ammodernamento delle reti e degli impianti di distribuzione, nonché la sostituzione dei contatori, ma si è trattato in generale di interventi obbligatori, imposti dalla normativa dell'AEEG, piuttosto che della scelta di investire in aree non metanizzate oppure di impiantare contatori dotati di tele lettura.

Probabilmente il fatto di operare con le concessioni scadute e prorogate varie volte "ope legis", ha indotto i gestori a rinviare gli investimenti a causa del clima di incertezza sulle prospettive delle concessioni, pur in presenza di una buona remunerazione sia degli investimenti che dell'attività caratteristica di gestione delle reti da parte del regolatore.

5.3.2 Gli operatori privati

L'origine della presenza, in origine, di molte centinaia di concessionari privati nelle reti del gas è la più varia, spesso si è trattato di impiantisti che operavano come fornitori dei principali player e che, acquisito il know-how, hanno iniziato ad organizzarsi in proprio nei comuni di minore interesse, dove l'amministrazione locale aveva difficoltà a identificare un gestore in grado di realizzare una rete.

In altri casi si è trattato di una scelta favorita dai finanziamenti pubblici, soprattutto nel Mezzogiorno prima con la legge 784/198 e poi con la legge 266/19, che venivano in vario modo assicurati dal nuovo concessionari.

Qualunque sia stata l'origine di questa diffusa presenza di gestori privati, in generale di modeste dimensioni e spesso con la gestione di un solo comune, con l'eccezione della Camuzzi Impianti e di Italcogim, la loro presenza non viene in generale ben vista dal governo, dal regolatore e dai concorrenti maggiori, a causa della modesta capacità di investimento, di performance gestionali ritenute scadenti e della limitata trasparenza dei bilanci, base questi ultimi delle tariffe regolate.

Tra i privati, andrebbero citate le multinazionali che hanno provato con scarso successo ad inserirsi nel mercato: la francese Gas de France prima, attraverso l'acquisto di Italcogim, la tedesca EON, l'austriaca Thuga e la spagnola Gas Natural poi, si sono mosse per effettuare acquisizioni sul mercato italiano, ma i risultati non sono stati evidentemente positivi, poiché attualmente è rimasta in Italia nel settore della distribuzione solo Gas Natural, che ha focalizzato la sua presenza soprattutto al Sud, in Sicilia, Puglia e Campania, mentre i francesi di EdF hanno acquisito il controllo di Edison, che hanno dichiarato di voler utilizzare per operare nel settore del gas.

Tra gli operatori privati, il primo per numero di utenti è il gruppo Erogasmet-Molteni, con circa 400 mila utenti, che sono però sparsi in giro per l'Italia, cosicché tale operatore è il secondo in cinque ambiti ma non è dominante in nessuno; per capire quale sarà la sua presenza nel mercato, al termine delle gare, bisognerà necessariamente attenderne gli sviluppi.

E' poi da verificare a seguito delle gare d'ambito la tenuta della presenza di imprese private nel settore della distribuzione, che potrebbero essere motivate a monetizzare il rimborso del valore delle reti ed eventualmente investirlo in altri settori.

E' prevedibile che possano rimanere sul mercato Edison (gruppo EdF), Sidigas, GasPlus, per il resto si vedranno gli sviluppi nei prossimi anni.

Capitolo 6

IL RISCHIO DI RI-MONOPOLIZZAZIONE DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS

6.1 Il dibattito in Italia sul tema degli ambiti territoriali e sui vantaggi e svantaggi derivanti dalla nuova normativa

La distribuzione locale del gas è un settore caratterizzato da diversi vincoli strutturali e gestionali che rendono complessa la regolazione e la gestione del processo di distribuzione agli utenti finali. Le infrastrutture necessarie in tale segmento della filiera del gas sono difficilmente duplicabili a basso costo e gli operatori presenti sul mercato con una quota rilevante di punti di rivendita gestiti sono un numero ristretto, inoltre il territorio italiano è costituito da zone molto diverse l'una dall'altra sia in termini orografici che di densità abitativa, per tutte queste ragioni la definizione di un modello organizzativo e di regolazione omogeneo nazionale è di non semplice attuazione.

Uno degli obiettivi primari perseguiti durante il processo di razionalizzazione del settore è il raggiungimento di un livello di efficienza soddisfacente, possibile solo in un contesto in cui l'apertura alla concorrenza è effettiva e non semplicemente dichiarata. Di qui l'idea di "ristrutturare" il settore della distribuzione partendo dall'apertura nei confronti della concorrenza, di cui il decreto Letta del 2000 rappresenta un momento di fondamentale importanza poiché introduce per la prima volta in Italia il concetto della liberalizzazione a seguito del processo comunitario.

Attualmente tutti gli interventi normativi e regolatori hanno cercato di ridurre l'eccessiva frammentazione dei gestori in modo da efficientare la gestione del servizio, ma l'intento del regolatore e delle Autorità di riferimento sembra in parte favorire l'*incumbent* contro il *newcomer*. Infatti i gestori già presenti nel ambito di riferimento presentano una migliore conoscenza degli impianti e del reale stato degli asset, inoltre non devono pagare nessun tipo di indennità al gestore uscente in caso di vittoria (essendo loro stessi il gestore uscente). Di conseguenza, il gestore entrante che non coincide con il gestore uscente dovendo pagare un'indennità a quest'ultimo potrebbe essere scoraggiato a partecipare alla gara d'ambito e, in questo modo, l'indennità rappresenterebbe una vera e propria barriera all'entrata. Tanto più se l'ambito è di dimensioni elevate e il gestore uscente ha investito molto nell'ultimo periodo prima della gara poiché, di conseguenza, anche l'importo da pagare sarebbe maggiore.

L'introduzione delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio favorisce concretamente gli operatori più grandi e più affermati, a discapito degli operatori più piccoli che, nella maggior parte dei casi, non presentano i requisiti economici richiesti per vincere le gare. Tutti questi elementi facilitano molto gli *incumbent* del settore nel vincere le gare d'ambito.

Il risultato di tale intervento di razionalizzazione sembrerebbe essere piuttosto deludente data la forte possibilità di una concentrazione delle gestioni in mano a pochi operatori, probabilmente presenti negli ambiti già prima della vittoria della gara e spesso di dimensioni significative, facendo sì che i gestori privati, molto inferiori come numero rispetto ai gestori pubblici, si spartiscano una quota di mercato molto limitata dopo la definizione di tutti i 177 ambiti territoriali minimi.

La definizione degli ambiti territoriali minimi, probabilmente troppo ampi per essere efficienti, rischia di generare conseguenze anti-competitive poiché, non solo indebolisce ulteriormente i piccoli operatori, ma anche rende la gara uno strumento inefficace per scegliere il gestore migliore. Infatti la scelta del gestore avvera' prevalentemente in base agli strumenti finanziari propri dei gestori, o di cui sono in grado di avvalersi, piuttosto che (se non in minima parte) sulla base della qualità dell'offerta a favore dei consumatori.

Analizzando il mercato degli operatori della distribuzione di gas, appare evidente che sussiste una relazione positiva tra l'ampiezza degli ambiti e la quota di mercato detenuta dall'operatore dominante. Quindi il mercato è più concentrato quando l'ambito è grande e il numero di punti di riconsegna gestiti è elevato. In questo modo i piccoli operatori potranno sperare di vincere le gare e quindi operare sono negli ambiti di dimensioni minori e in zone rurali con bassa densità abitativa, lo stesso vale per gli operatori privati.

I risultati di tale situazione sono principalmente due: *In primis* i risultati della gara d'ambito sono quasi sempre decisi prima dell'effettiva statuizione della gara, e inoltre si ha una forte prevalenza dei due gestori "pubblici" dominanti (Italgas ed Enel Rete Gas) che prevedibilmente si aggiudicheranno circa i due terzi degli ambiti.

In conclusione molti gestori privati e pubblici verranno "spazzati via" a seguito delle gare d'ambito poiché non saranno in grado di sostenere il peso e tutti gli elementi a vantaggio dei gestori prevalenti, di solito già presenti nell'ambito.

In vista di tali considerazioni è di fondamentale importanza eliminare il più possibile le barriere all'entrata e frenare la presenza degli operatori pubblici e dei grandi *incumbent* del settore.

Una possibile soluzione alternativa per razionalizzare il mercato della distribuzione locale del gas avrebbe potuto essere quella di ridurre la dimensione degli ambiti in base alla struttura dei costi zionali dell'area di riferimento e lasciare poi al mercato il compito di individuare e definire le aggregazioni tra gestori, senza stabilire una dimensione ottima a prescindere e delle scadenze temporali prestabilite.

Esaminando la riforma in atto sotto il profilo della libertà di mercato, l'intento di ridurre la frammentazione del settore potrebbe frenare il grado di libertà organizzativa degli operatori e quindi la possibilità per ogni impresa di individuare la propria dimensione efficiente in base agli aspetti geografici del territorio di riferimento e in base agli obblighi tecnici e di qualità imposti dal regolatore; allo stesso tempo le problematiche connesse alla sicurezza della rete italiana, ormai piuttosto obsoleta, e gli investimenti necessari, presuppongono una dimensione significativa dei gestori, così come auspicato dall'AEEG.

6.2 Fino a che punto possono essere sfruttate le economie di scala oggi

La presenza di economie di scala nel *business* della distribuzione del gas appare molto limitata, soprattutto nel caso di imprese di dimensioni elevate con più di 65.000 utenti.

Gli unici operatori che realmente possono sfruttare le economie di scala si collocano su dimensioni comprese fra 20.000 e 65.000 utenti circa poiché, in questo caso, è possibile cogliere significativi vantaggi in termini di costi unitari e di gestione. Al contrario gli operatori di grandi dimensioni, con un numero di punti di rivendita gestiti molto ampio, potrebbero addirittura imbattersi in rendimenti di scala decrescenti, dove all'aumentare della dimensione della gestione, aumenterebbero anche i costi unitari.

La gestione di ambiti confinanti a livello territoriale potrebbe determinare qualche vantaggio per l'impresa di riferimento, come un miglior sfruttamento dei fattori di produzione, ma, allo stesso tempo, generare costi aggiuntivi di gestione poiché sarà necessario rispettare e soddisfare una alcuni criteri e obblighi in termini di qualità e sicurezza del servizio che difficilmente potranno essere gestiti con strutture uniche tra i diversi ambiti confinanti, eliminando qualsiasi vantaggio derivante dalla maggiore numero di ambiti territoriali gestiti.

Un vantaggio vero e proprio che potrebbe derivare dall'accorpamento degli ambiti è la riduzione dei costi di transazione legati all'organizzazione delle gare che sarebbero sicuramente molto inferiori rispetto al caso in cui si dovessero svolgere un numero elevato di gare. Inoltre il risparmio in termini di tempo rappresenta un ulteriore elemento positivo. Da un'analisi della funzione di costo dei distributori si evince che la densità dei punti di riconsegna è la variabile che più influenza i costi unitari e la dimensione dell'impresa.

Infatti dove la densità dei punti di riconsegna è bassa, e quindi la zona è scarsamente abitata, l'operatore è di dimensioni minori rispetto ad agglomerati urbani dove, nella maggior parte dei casi, la gestione è in mano agli operatori prevalenti nell'ambito.

La diversa struttura dei costi tra le imprese di piccole e grandi dimensioni sembra derivare dalla diversa densità abitativa caratterizzante le aree territoriali gestite dagli operatori, per questa ragione si dovrebbe parlare di economie di densità, come sostiene l'AEEG in un documento di consultazione del 2008.

In vista di tali considerazioni la struttura del mercato della distribuzione del gas dovrebbe, da una parte essere razionalizzata e organizzata in modo da far sì che il numero di operatori presenti sia efficace ed efficiente per migliorare il servizio a livello di qualità e sicurezza delle reti, dall'altra dovrebbe essere sufficientemente frammentata per evitare la totale esclusione delle imprese di piccole dimensioni dal settore, che possono beneficiare delle economie di scala e di economie di specializzazione territoriale, ossia vantaggi derivanti dal loro forte presenza e conoscenza del territorio di riferimento.

Capitolo 7

INVESTIMENTI NEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA GENERATI DALLE GARE D'AMBITO

7.1 I Titoli di Efficienza Energetica

7.1.1. Cosa sono e gli obblighi per i distributori

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), detti anche Certificati Bianchi (CB), sono dei titoli negoziabili che certificano risparmi energetici riguardo agli usi finali dell'energia.

L'obiettivo che si vuole raggiungere attraverso questo strumento è il risparmio energetico e, più in generale, un impiego efficiente delle risorse energetiche.

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) ha il compito di emettere i certificati bianchi, mentre il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) si occupa dell'attività di gestione, verifica e certificazione del risparmio energetico.

I TEE si distinguono in cinque tipologie e tre casi introdotti tra il 2011 e il 2012:

- Tipo I: certificano un risparmio energetico attraverso azioni per la riduzione dei consumi di energia elettrica
- Tipo II: certificano un risparmio energetico attraverso azioni per la riduzione dei consumi di gas naturale
- Tipo III: certificano un risparmio energetico attraverso azioni per la riduzione di altri combustibili solidi, liquidi e altri combustibili gassosi
- Tipo IV: certificano un risparmio energetico attraverso interventi di riduzione dei consumi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore di trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del d.lgs 3 marzo 2011 n. 28
- Tipo V: certificano un risparmio energetico attraverso interventi di riduzione dei consumi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore di trasporti e valutati con modalità diverse da quelle del tipo precedente.
- Tipo II-C.A.R.: certificano interventi di risparmio energetico ottenuti su impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento
- Tipo I.N.: certificano interventi di risparmio energetico derivanti da innovazione tecnologica (sono stati introdotti con il D.M. 28 dicembre 2012)
- Tipo E: attestano il conseguimento di risparmi energetici attraverso la riduzione di emissioni in atmosfera

I distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale con più di 50.000 clienti finali hanno l'obbligo di conseguire un obiettivo annuo di risparmio energetico, che sarà rappresentato da una certa quota di Titoli di Efficienza Energetica.

Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica gestito dal GME rappresenta una valida alternativa per i distributori obbligati che non riescono a raggiungere pienamente le quote di risparmio d'obbligo soltanto attraverso i progetti. Infatti tale piattaforma di scambio permette di acquistare i titoli mancanti ed, eventualmente, vendere i titoli in eccesso, nel caso in cui i progetti abbiano realizzato risparmi superiori all'obiettivo annuo del distributore.

Oltre ai soggetti a cui è imposto l'obbligo di raggiungere una certa quota di CB all'anno, vi sono anche dei soggetti che volontariamente decidono di implementare progetti in grado realizzare un risparmio energetico presso gli utenti finali e fargli ottenere Certificati bianchi, che, successivamente, potranno scambiare e vendere sulla piattaforma gestita dal Gestore del Mercato Elettrico per ottenere dei profitti da tale meccanismo.

I "soggetti volontari" possono essere: Società di Servizi Energetici (tra cui rientrano le ESCo), Società con l'obbligo di nomina dell'Energy Manager (SEM), distributori di gas con meno di 50.000 clienti, società controllate dai distributori obbligati, imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti, servizi pubblici, che nominino l'Energy Manager oppure che siano certificati ISO 50001 e mantengano queste condizioni per tutta la durata della vita tecnica dell'intervento.

I "soggetti obbligati" che non raggiungono l'obiettivo annuale sono sanzionati, se invece rispettano i loro obblighi hanno la possibilità di recuperare in tariffa il valore dei TEE per la quota d'obbligo relativa.

7.1.2 Come si ottengono I Titoli di Efficienza Energetica e il ruolo del GSE

Le modalità per ottenere i TEE sono principalmente due, la prima è la realizzazione di interventi che danno diritto ai certificati bianchi direttamente presso gli utenti finali³³ mentre la seconda è l'acquisto dei Titoli direttamente presso il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sulla piattaforma gestita da Gestore del Mercato Elettrico (GME). Nel caso in cui il soggetto obbligato decida di acquistare i certificati bianchi ha anche la possibilità di farlo tramite contrattazione diretta, quindi con accordi bilaterali tra parti.

Il GSE dal 28 dicembre 2012 si occupa della gestione, della valutazione e della certificazione dei risparmi legati a progetti di efficienza energetica, mentre il GME emette i certificati bianchi.

Il Gestore dei Servizi Energetici ha creato una piattaforma informatica, l'Applicativo Informatico per l'Efficienza Energetica, che permette a tutti i soggetti realizzatori di

³³ Si tratta di interventi di efficienza energetica

progetti di efficienza energetica di proporre progetti e programmi di misura, richiedere verifiche preliminari di conformità e la verifica e la certificazione dei risparmi legati ai progetti di efficientamento energetico. Tale piattaforma è l'unico modo per interagire con il GSE e quindi è uno strumento essenziale per tutti i soggetti, come le ESCo, che vogliono realizzare interventi nell'ambito del meccanismo dei TEE.

La proposta di un progetto e di un programma di misura viene esaminata ed eventualmente approvata dal GSE entro 60 giorni, durante i quali può richiedere integrazioni o approvare i materiali ricevuti e rispondere ai soggetti di riferimento.

La proposta si ritiene approvata ed accettata al termine dei 60 giorni, se il GSE non comunica un esito negativo e contiene il metodo di valutazione dei risparmi realizzati.

La verifica preliminare di conformità è necessaria soltanto quando il progetto non rientra nei casi indicati nelle schede tecniche di quantificazione dei risparmi e viene svolta dal MISE e dal ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare in base all'istruttoria predisposta dal GSE.

Al fine di ottenere la certificazione dei risparmi conseguiti e, successivamente, l'emissione di TEE, è necessario fare una richiesta di verifica e di certificazione dei risparmi al GSE.

Il progetto per cui si richiede la certificazione deve superare una dimensione minima definita nelle linee guida EEN 9/11 approvate il 27 ottobre 2011 dall'AEEG.

Le diverse tipologie di progetti sono caratterizzati da differenti modalità di presentazione delle richieste di verifica e certificazione; nel caso dei progetti standardizzati non è possibile presentare richieste successive alla prima, mentre per i progetti analitici e a consuntivo è possibile, perché è molto importante misurare i parametri di funzionamento e/o dei consumi energetici.

Nel caso dei grandi progetti con risparmi maggiori di 35.000 tep e vita utile almeno pari a venti anni, il procedimento di verifica e certificazione è differente e necessita di una valutazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), dell'ENEA e del GSE.

I risparmi energetici si misurano in "tep", ossia in tonnellate equivalenti di petrolio, e un TEE equivale al risparmio di un tep.

I risparmi di un progetto possono essere valutati secondo tre diversi metodi dal GME:

- la valutazione standardizzata;
- la valutazione analitica;
- la valutazione a consuntivo.

La valutazione standardizzata avviene attraverso delle apposite schede tecniche emesse dal Gestore, che permettono di identificare il risparmio specifico annuo conseguibile in base alla tipologia di intervento e non sono necessarie misurazioni dirette poiché, in questo caso, si prevede l'installazione di apparecchiature il cui risparmio è determinabile a priori (come doppi vetri, lampade a basso consumo, etc.).

La valutazione analitica permette di determinare il risparmio energetico conseguibile da un intervento di efficienza energetica grazie ad un algoritmo di valutazione predefinito e alla misurazione diretta di un numero limitato di parametri di funzionamento.

La valutazione a consuntivo si basa sulla misurazione dei consumi prima e dopo l'intervento, con piani di monitoraggio energetico. E' utilizzata nel caso di progetti che non possono essere valutati con metodi di valutazione standardizzati, ma che hanno bisogno di una quantificazione dei risparmi attraverso specifici programmi di misurazione.

Tale tipologia valutativa si basa su una proposta di progetto e un programma di misura dei risparmi che il soggetto titolare del progetto deve presentare precedentemente al GSE e deve ottenerne l'approvazione.

I Certificati Bianchi sono riconosciuti solo quando sono raggiunte determinate soglie minime di risparmio energetico netto:

- 20 tep/anno per i progetti standard;
- 40 tep/anno per i progetti analitici;
- 60 tep/anno per i progetti a consuntivo.

Le movimentazioni dei TEE vengono registrate in un apposito archivio elettronico, il Registro dei Titoli di Efficienza Energetica, che contiene l'insieme dei conti proprietà su cui vengono depositati i titoli emessi dal GME in favore del soggetto a cui è intestato il conto.

Tale Registro è molto importante perché permette di conoscere tutte le negoziazioni avvenute in borsa o con accordi bilaterali e soprattutto chi sono i soggetti a cui si riferiscono tali negoziazioni, in modo da mantenere sotto controllo i movimenti dei certificati bianchi, assicurare la trasparenza degli scambi e detenere tutte le informazioni riguardo alla proprietà dei TEE.

7.1.3 Il valore dei Certificati bianchi e la loro durata

Il valore dei certificati bianchi non è fissato *ex ante* da parte del Gestore del Mercato Elettrico, ma è determinato dalle contrattazioni sul mercato organizzato dei TEE oppure dagli accordi bilaterali sottoscritti.

Il valore medio di tutti i certificati bianchi scambiati con contratti bilaterali è stato pari a € 91,69 per certificato e il valore riferito alle contrattazioni sul mercato è risultato pari a € 103,04 per certificato durante il primo semestre del 2012.

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da una crescita del valore dei certificati bianchi e anche il numero di scambi è aumentato nel tempo, tanto che nel 2012 la crescita è stata pari al 94% rispetto al 2011.

La durata dei TEE, che inizia con il riconoscimento da parte del GME, può essere di 8 anni o di 5 anni.

I Titoli di Efficienza Energetica durano 8 anni nel caso di interventi per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo mentre durano 5 anni in tutti gli altri casi.

7.2 Alcuni riferimenti normativi

7.2.1 I d.m. 24 aprile 2001

I decreti ministeriali del 24 aprile 2001, attuativi dei c.d. "Decreto Letta" e "Decreto Bersani", hanno introdotto in Italia i Titoli di Efficienza Energetica e hanno definito, per la prima volta, gli obiettivi quantitativi negli usi finali per il settore elettrico e per il settore del gas naturale, rappresentando un passo deciso verso l'efficienza energetica nel nostro paese.

7.2.2 i decreti 20 luglio 2004

Il primo dei due decreti del Ministero delle Attività Produttive di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sancisce *"Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art 9 comma 1 del d.lgs 16 marzo 1999 n.79"*. E il secondo definisce *"Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'arti. 16, comma 4, del d.lgs 23 maggio 2000, n.164"*.

All'articolo 9, c.1 dei due decreti viene definito il contributo tariffario unitario che deve essere riconosciuto ai "distributori obbligati" se conseguono gli obiettivi di risparmio di energia primaria che sono indicati all'interno degli stessi decreti e, inoltre, è specificato che l'ammontare del contributo deve essere aggiornato ogni anno dall'AEEG.

7.2.3 Il decreto interministeriale 21 dicembre 2007

Tale decreto aggiorna e revisiona i decreti del 20 luglio 2004.

Tra le novità introdotte dal decreto vi sono :un incremento degli obiettivi di risparmio energetico a capo dei distributori obbligati per gli anni 2008 e 2009 (art.3,c.1,2,3,4) e la fissazione di nuovi obiettivi per il triennio 2010-2012 (art.2).

I distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti all'obbligo di raggiungimento di una certa quota di risparmio energetico aumentano, poiché i soggetti obbligati diventano tutti i distributori con un numero di clienti finali non inferiore ai 50.000.

7.2.4 il decreto legislativo 28/2011

Tale decreto introduce due nuove categorie di Titoli di Efficienza Energetica per il settore dei trasporti:

- Titoli di tipo IV : attestano il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti;
- Titoli di tipo V: attestano il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzate nel settore dei trasporti e valutate con modalità diverse rispetto all'art.30.

7.2.5 il D.M. 5 settembre 2011

Il decreto riguarda le misure di sostegno della cogenerazione ad alto rendimento che viene intesa come una modalità di efficientamento energetico.

Tale modalità di efficientamento è quella che consente di ottenere i TEE con valore maggiore, i titoli di tipo II-CAR.

Quindi, con il decreto ministeriale del 5 settembre 2011, viene inserita un'altra tipologia di certificati bianchi, la quale attesta il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

7.2.6 Il decreto 12 novembre 2011 n.226

Il decreto 226 del 12 novembre 2011, trattato nel secondo capitolo, si riferisce, nell'art. 8 c.6 e nell'art. 13 c.1 lettera e, c.2 e c.5, agli investimenti di efficienza energetica addizionali per i distributori di gas naturale.

Nell'art. 8 comma 6 è indicato che:

- Il gestore deve realizzare gli interventi di efficienza energetica addizionali sugli usi finali di energia che permettono di ottenere TEE per cui si è impegnato nel corso della gara
- Il gestore corrisponde il valore dei relativi Titoli di Efficienza Energetica agli Enti locali concedenti, in modo proporzionale al gas distribuito in ogni comune nell'anno precedente
- Per ogni anno di durata della concessione, il gestore deve anticipare agli Enti locali concedenti un importo pari al valore dei TEE corrispondenti agli interventi di efficienza energetica che si è impegnato a realizzare e il valore dei Titoli è calcolato in base al "prezzo unitario previsto dall'Autorità" l'anno precedente

- Il gestore deve versare il conguaglio agli Enti locali concedenti se l'anno successivo il prezzo unitario del titolo previsto dall'AEEG aumenta, ma non sussiste tale obbligo se l'anno successivo il prezzo unitario diminuisce
- I TEE diventano di proprietà del gestore dopo i versamenti realizzati a favore degli Enti locali concedenti

L'art. 13 sancisce che:

- Gli investimenti di efficienza energetica addizionali sugli usi finali di energia, che devono essere realizzati nell'ambito di riferimento e che permettono di ottenere un certo numero di TEE, rientrano delle condizioni economiche oggetto di gara (comma 1, lettera e)
- Il massimo di punti che può essere riconosciuto ai gestori per gli investimenti di miglioramento dell'efficienza energetica è pari a 5 (comma 2)
- Il gestore deve versare agli Enti locali concedenti la somma pari al valore dei TEE anche se non riesce a raggiungere il numero di Titoli di Efficienza Energetica corrispondenti all'investimenti di efficienza energetica e, inoltre, ha l'obbligo di pagare una penale, il cui importo è previsto nel contratto di servizio, per non aver rispettato gli impegni presi durante la gara
- Gli investimenti previsti possono essere completati anche con un anno di ritardo ("anno di tolleranza") dal gestore, ma senza alcun tipo di onere aggiuntivo.

L'Allegato 3 al punto A6 indica come calcolare i punti spettanti agli investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica.

La percentuale di TEE aggiuntivi (T) rispetto al tetto minimo obbligatorio per i gestori viene utilizzata come parametro per calcolare i punti e non si utilizza il valore dell'anno considerato, ma quello di due anni prima.

Il punteggio per gli investimenti è calcolato secondo la seguente formula:

$$P = P_{\max} * T / T_{\max}$$

P = P_{max} è il punteggio massimo attribuibile

T_{max}=20% è il valore massimo della percentuale dei TEE addizionali rispetto all'obbligo annuale per il distributore.

La quota percentuale T può essere calcolata attraverso la seguente formula:

$$T = \frac{TEE_{\text{previsti}}}{O_{\text{ambito}}} = \frac{TEE_{\text{previsti}}}{[(V_{\text{gasi}}/V_{\text{gas tutti}}) * O_{\text{nazionale}}]} = \frac{TEE_{\text{previsti}}}{[(V_{\text{gasi}}/\sum V_{\text{gasi}}) * O_{\text{nazionale}}]}$$

Dove:

- TEEprevisti è il numero di titoli che il singolo distributore si impegna a ottenere ogni anno t di durata della concessione;
- Oambito è l'obiettivo che verrà assegnato al gestore dell'ambito per l'anno t in base al volume di gas naturale Vgas distribuito nello stesso ambito due anni prima (anno t-2);
- Onazionale è l'obiettivo nazionale di risparmio energetico che sarà definito in futuro dai decreti ministeriali ;
- Vgasi è il volume di gas naturale distribuito nell'anno t-2 nell'ambito i-esimo;
- Vgastutti è il volume di gas naturale distribuito due anni prima (anno t-2) da tutti i distributori con l'obbligo.

Il gestore può calcolare il numero di TEE che ha deciso di conseguire attraverso l'intervento di efficienza energetica con la seguente formula:

$$TEE_{previsti} = T^* [(V_{gas} / \sum V_{gasi}) * O_{nazionale}]$$

Il calcolo dei TEE previsti non è semplice poiché non sono certi gli obiettivi per gli anni dal 2012 in poi e inoltre il gas distribuito da tutti i gestori obbligati potrebbe crescere tra il 2012 e il 2015 dato che, nel tempo, verranno assegnate tutte le concessioni dei 177 ATEM che considerano al loro interno almeno 50.000 utenti finali e quindi i concessionari saranno tutti "soggetti obbligati" ad avere una quota minima di TEE.

Le condizioni necessarie per far sì che gli investimenti/interventi diano diritto al riconoscimento di un massimo di 5 punti sono cinque:

1. gli investimenti devono essere addizionali rispetto agli obiettivi annui del gestore ;
2. gli investimenti devono essere effettuati nell'ambito gestito;
3. gli investimenti devono essere ammissibili e devono corrispondere una quota di TEE;
4. gli investimenti devono essere relativi agli usi finali di gas naturale;
5. gli investimenti devono essere fatti dopo l'aggiudicazione della gara.

La condizione 4 fa sì che solo il tipo II di TEE possa essere rilasciato in questi casi, poiché è l'unico che certifica una riduzione dei consumi di gas naturale.

La verifica della condizione 5 è complessa, perché la selezione degli interventi ammissibili ad oggi necessita di un'attenta analisi delle effettive tempistiche di realizzazione del singolo intervento.

La verifica degli impegni presi dal gestore avviene al terzo anno di concessione poiché ,in base alla normativa vigente, l'Autorità stabilisce l'obiettivo specifico per ogni distributore obbligato per l'anno t nell'anno t-1 in base ai volumi di gas naturale distribuiti nell'anno t-2. Quindi soltanto al terzo anno vengono emessi i TEE relativi al primo anno di funzionamento degli interventi avviati nell'anno 2 e il gestore può realizzare ulteriori interventi, nell'anno t-1 (o anno 2) il gestore realizza i primi interventi di efficienza energetica e nell'anno t-2 (o anno 1) il distributore inizia a gestire la rete e assume decisioni di investimento relative ai progetti di efficienza.

7.2.7 Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012

Il decreto modifica, integra e in parte sostituisce il D.L. 21 dicembre 2007.

I punti fondamentali riguardo l'efficienza energetica sono:

- la definizione di nuovi obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico riferiti al periodo 2013-2016, da raggiungere con il meccanismo dei certificati bianchi (art.4 c.1);
- possibilità per i distributori di valorizzare anche i risparmi ottenuti con interventi di efficientamento delle reti di distribuzione (art.4);
- la definizione di quantità e cadenze annuali di riduzione dei consumi di energia primaria indicate secondo il numero corrispondente di certificati bianchi (art.4 c.3 e 4);
- come si determina la quota di obiettivi da conseguire per ogni impresa di distribuzione soggetta agli obblighi (art.4 c.6 e 7);
- possibilità di accesso diretto al meccanismo dei TEE per gli enti e le aziende che hanno nominato di loro iniziativa l'Energy Manager o che possiedono certificazioni ISO 50001 (art.7);
- I distributori obbligati devono coprire i costi sostenuti, per la parte non coperta da altre risorse, con le tariffe per trasporto e distribuzione di energia elettrica e gas naturale (art.9 c.1);
- Il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) deve verificare, dal 2014, che tutti i soggetti obbligati posseggano i certificati bianchi corrispondenti ai loro obblighi (art.13 c.2);
- La definizione di una nuova procedura valutativa per "i grandi progetti" che comportano un risparmio di energia elettrica o di gas naturale stimato annuo superiore a 35.000 tep e che abbiano una vita tecnica maggiore a venti anni, con lo scopo di accedere al meccanismo dei TEE (art.8 c.1);
- La possibilità per i " grandi progetti" di scegliere un regime che assicuri un valore costante dei TEE per tutta la vita utile del progetto;
- L'introduzione di 17 nuove schede tecniche ,predisposte dall'ENEA, relative a diversi settori;
- Il GSE si occupa delle attività di gestione, verifica e certificazione del risparmio, non più l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- Introduzione di due ulteriori tipologie di TEE, tipo IN e tipo E, riguardanti l'innovazione e l'impatto ambientale (art.8 c.3).

7.2.8 La deliberazione 485/2013/R/EFR e il documento di consultazione 31 ottobre 2013 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

La delibera del 31 ottobre 2013 sancisce l'avvio di un procedimento volto a definire uno o più provvedimenti riguardo *“la definizione del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti gli obblighi”*, riferendosi al caso dell'art.4 del D.l 28 dicembre 2012, e *“la determinazione di un valore costante dei Titoli di Efficienza Energetica da riconoscere per i grandi progetti”*, riferendosi all'art.8 dello stesso decreto.

L'Autorità, così, riconosce l'importanza di sostenere, in termini economici, l'attività dei distributori con l'obbligo di ottenere una certa quota di Certificati Bianchi ogni anno. Infatti i distributori di gas naturale devono sostenere costi elevati per realizzare questo tipo di investimenti e spesso hanno difficoltà nel reperire fondi per implementare tali progetti.

Il documento di consultazione indica gli orientamenti dell'Autorità in tema di contributo tariffario per la copertura dei costi dei distributori obbligati e riguardo il valore costante dei TEE per i grandi progetti. I soggetti interessati possono inviare osservazioni e suggerimenti all'Autorità dato che il documento non è definitivo e potrebbe essere modificato.

7.3 Le scelte dei distributori per adempiere ai loro obblighi annui

I distributori di gas naturale con più di 50.000 clienti finali, durante i primi sette anni di funzionamento del meccanismo dei TEE, hanno generalmente acquistato i certificati bianchi per le quote obbligatorie soprattutto con accordi bilaterali e, in misura inferiore, nella borsa dei TEE.

I progetti di efficienza energetica realizzati dai distributori obbligati, nel tempo si sono ridotti e la soluzione adottata nella maggior parte dei casi per adempiere agli obblighi è stata acquistare i CB direttamente con accordi tra le parti.

L'offerta di Titoli di Efficienza Energetica è fortemente diminuita tra il 2008 e il 2010 proprio a causa della riduzione dei progetti implementati. Anche se le percentuali di soddisfacimento dell'obiettivo totale raggiunto nei primi anni d'obbligo sono comprese tra il 60% e il 70%, senza ricorrere a dilazioni di tempo per raggiungere gli obiettivi imposti, un dato positivo a livello nazionale.

Gli obiettivi nazionali di risparmio energetico tra il 2013 e il 2016 si attestano su valori sempre maggiori di anno in anno. Nel 2013 l'obiettivo è pari a 5,51 milioni di tep, mentre nel 2016 è pari a 9,51 milioni di tep, aumentando di 4 milioni nel corso di 4 anni.

7.4 Le dinamiche dei prezzi di acquisto dei tee e il contributo tariffario

I prezzi medi mensili di scambio dei TEE registrati in borsa sono superiori ai prezzi medi mensili di scambio dei TEE dei contratti bilaterali, ragion per cui i distributori scelgono soprattutto i contratti bilaterali.

Il valore del contributo tariffario è quasi sempre stato maggiore del prezzo medio ponderato risultante dagli scambi avvenuti in borsa e con contratti bilaterali nel periodo tra il 2008 e il 2011, ma da agosto 2011 la situazione è cambiata. Il contributo tariffario è diventato inferiore rispetto al prezzo medio nel 75% dei casi, anche se i prezzi medi non sono mai aumentati più dell'11% del valore del contributo tariffario.

Il differenziale tra il prezzo medio dei contratti bilaterali e il prezzo medio di borsa per acquistare i TEE ha raggiunto un valore ai massimi storici nel maggio 2013, poiché il prezzo dei bilaterali è stato inferiore a € 90 e il prezzo di borsa è stato superiore a € 105.

Nel periodo tra giugno 2012 e maggio 2013 l'obiettivo in termini di tep è stato di 6.000.000, in aumento di 700.000 rispetto all'anno precedente, e il contributo tariffario medio è stato pari a 86,98 €/TEE in riduzione rispetto al periodo precedente (93,68 €/TEE nel 2011). I volumi di Titoli di Efficienza Energetica distribuiti in borsa, in lieve riduzione rispetto al 2011, sono stati pari a 2.062.829, mentre i volumi di TEE distribuiti con contratti bilaterali hanno subito un aumento, passando da 4.301.967 a 5.369.622 nel 2012.

I prezzi medi di vendita dei TEE in borsa e con contratti bilaterali sono stati molto diversi nel periodo tra giugno 2012 e maggio 2013, il prezzo di borsa medio ha raggiunto valori molto superiori rispetto al prezzo medio dei bilaterali dato che il prezzo di borsa è stato pari a 104,21 e il prezzo dei bilaterali a 92,45 €/TEE.

I volumi di TEE complessivi, 7.432.451 rispetto ai 6.616.661 del periodo tra giugno 2011 e maggio 2012, hanno subito un aumento di poco meno di un milione, dimostrando che il mercato dei TEE è in continua espansione.

Il prezzo medio complessivo (bilaterali e borsa) ha raggiunto il valore di 95,71 €/TEE, superando il valore del contributo tariffario per il periodo di riferimento e aumentando lievemente rispetto all'anno precedente (95,49 nel 2011).

I margini registrati dai distributori obbligati sono molto diversi se ci si riferisce agli scambi avvenuti in borsa e con accordi bilaterali oppure soltanto agli scambi avvenuti in borsa.

Considerando solo il periodo tra il 2009 e il 2012, i margini cumulati relativi agli scambi in borsa e con bilaterali hanno raggiunto valori sostanzialmente positivi, con un valore negativo soltanto nel 2012 (-8,92 M€), al contrario i margini cumulati relativi soltanto agli scambi in borsa hanno avuto un andamento negativo.

Il saldo cumulato dal 2005 al 2012 è a favore dei distributori poiché i margini registrati nei primi anni sono comunque maggiori del doppio rispetto alle perdite registrate nell'ultimo periodo.

Il contributo tariffario rappresenta la parte di costi sostenuti dai distributori obbligati che è pagata dall'utente finale e che si aggiunge al costo della tariffa che il distributore farà pagare agli utenti.

Il contributo in tariffa deve essere aggiornato negli anni per evitare squilibri rispetto ai prezzi di mercato e al contesto di riferimento, tanto che il D.l. 28 dicembre 2012 ha assegnato all'AEEG il compito di stabilire criteri e modalità di copertura dei costi sostenuti dai gestori obbligati in base a due criteri: individuare un valore massimo che può essere riconosciuto e considerare e includere l'andamento del prezzo di mercato dei TEE.

L'entità del contributo viene definita *ex-ante* e deve basarsi su prezzi registrati mediamente l'anno precedente il suo utilizzo, ma recentemente (documento di consultazione 31 ottobre 2013) si sta pensando di definire un contributo tariffario preventivo, calcolato *ex-ante*, e anche un contributo tariffario definitivo calcolato al termine dell'anno d'obbligo per considerare andamento dei prezzi di mercato durante il periodo di riferimento.

Anche se definire il contributo tariffario prima dell'anno d'obbligo a cui si riferisce è importante per evitare comportamenti opportunistici da parte di tutti i soggetti coinvolti e per frenare la crescita spropositata dei prezzi. Se fosse possibile stabilire l'entità del contributo alla fine dell'anno d'obbligo, gli operatori sarebbero molto tentati di "gonfiare" i costi da loro sostenuti e così farli pagare, in misura superiore, ai clienti finali nelle bollette, generando un disequilibrio nel meccanismo dei TEE e nei confronti dei consumatori. Quindi l'attività di controllo dell'Autorità sarà, se diventerà definitiva l'idea di stabilire due contributi tariffari, essenziale per tutelare gli utenti finali e mantenere l'equilibrio nel meccanismo dei certificati bianchi.

Il contributo tariffario preventivo, calcolato all'inizio di ciascun anno d'obbligo dal 2014, può essere calcolato in base a quanto indicato nel documento di consultazione del 31 ottobre 2013:

$$C_{preventivo}(t+1) = C_{preventivo}(t) * [100 + \alpha * E(t+n)] / 100 \quad (1)$$

Dove:

$C_{preventivo}(t+1)$ è il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per l'anno d'obbligo (t+1);

$C_{preventivo}(t)$ è il valore del contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo (t);

$E(t+n)$ è la media aritmetica delle riduzioni percentuali attese per i clienti finali domestici in base all'energia elettrica, al gas naturale e al gasolio da riscaldamento, valutate in base ai dati *forward*, per includere andamento atteso del costo dell'energia.

Il contributo tariffario definitivo, calcolato al termine di ciascun anno d'obbligo dal 2013, si determina in base alla seguente formula:

$$C_{\text{definitivo}}(t+1) = C_{\text{preventivo}}(t+1) + k \cdot [(S(t+1) - C_{\text{preventivo}}(t+1))] \quad (2)$$

Dove:

$C_{\text{definitivo}}(t+1)$ è il valore del contributo tariffario unitario definitivo riconosciuto per l'anno d'obbligo (t+1);

$C_{\text{preventivo}}(t+1)$ è il valore del contributo tariffario preventivo unitario per l'anno d'obbligo (t+1);

$S(t+1)$ è il valore medio ponderato dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato nello stesso anno d'obbligo;

k è il parametro adimensionale, che assume il valore di 0,8 e che serve a limitare il rischio di controllo del mercato. Ha un valore variabile in funzione dello scostamento tra il $C_{\text{preventivo}}$ e il $C_{\text{definitivo}}$ per evitare che i soggetti obbligati sopportino un costo maggiore o beneficino di ricavi superiori rispetto a quelli che gli spettano.

Il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2013 potrebbe essere calcolato in più modi, la formula di aggiornamento utilizzata dal 2009 al 2012 è stata:

$$C(t+1) = C(t) \cdot (100+E)/100 \quad (3)$$

Dove:

t+1 è uno degli anni d'obbligo;

C(t) è il valore del contributo tariffario unitario in vigore per l'anno t;

E è la media aritmetica delle riduzioni percentuali registrate dai clienti finali domestici per energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento, calcolate tra il periodo di riferimento dell'anno t-1 e dell'anno t.

Se tale formula fosse utilizzata anche per l'anno d'obbligo 2013, il contributo tariffario sarebbe pari a 76,64€/tep, inferiore rispetto agli 86,98€/tep dell'anno d'obbligo precedente, a causa dell'incremento medio di quasi il 12% dei prezzi dell'energia per gli utenti finali domestici.

Mentre, se si utilizzasse la formula per calcolare il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2013 (Determinazione soltanto transitoria), allora bisognerebbe sostituire nella formula (1) il termine $C_{\text{preventivo}}(2012)$ con il valore medio ponderato dei prezzi degli scambi avvenuti presso la borsa nel periodo da giugno 2011 a maggio 2013 e il contributo tariffario preventivo sarebbe pari a 97,52€/tep, considerando 103,69€/tep come valore medio ponderato dei prezzi in borsa, un'aumento dei prezzi dell'energia per gli utenti finali domestici dell'11,89% e α pari a 0,5.

Il contributo in tariffa è stato fino ad oggi uno strumento efficace per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica e ha permesso di ottenere risultati soddisfacenti in termini di riduzione dei consumi, anche rispetto ad altre tipologie di strumenti per la promozione dell'efficienza energetica.

La tempistica di aggiornamento dei contributi tariffari generalmente prevede che il contributo preventivo dell'anno ($t+1$) e il contributo definitivo dell'anno (t) siano disponibili entro il 30 giugno dell'anno solare ($t+1$) e addirittura il contributo preventivo può essere pubblicato qualche mese prima del 30 giugno se non è correlato al valore del contributo tariffario definitivo dell'anno d'obbligo precedente.

7.5 I costi di investimento per gli interventi di efficienza energetica

La determinazione di un costo unitario marginale per la certificazione del risparmio di 1 tep all'interno del meccanismo dei certificati bianchi è molto complessa poiché vi sono una molteplicità di elementi da prendere in considerazione che spesso possono sfuggire all'attività di verifica e monitoraggio svolta dalle autorità di riferimento.

Tali elementi sono soggetti a facili e ripetute modificazioni nel tempo e l'evoluzione tecnologica rappresenta un ulteriore fattore di modifica.

Le difficoltà, che non permettono una facile individuazione del costo unitario marginale di generazione dei TEE, sono principalmente:

1. il numero molto ampio di interventi che permettono di ottenere TEE;
2. la continua evoluzione tecnologica del settore energetico;
3. la rapidità con cui può variare l'addizionalità dei vari interventi;
4. la possibilità di ottenere anche ulteriori e/o alternative tipologie di incentivi rispetto ai TEE;
5. le metodologie di valutazione utilizzate per quantificare il risparmio;
6. i soggetti che possono ottenere i TEE;
7. poche informazioni chiare e ben definite riguardo i costi sostenuti per realizzare gli interventi.

La prima difficoltà è legata al fatto che è quasi impossibile definire categorie di interventi in base ai costi di investimento poiché vi sono tantissimi interventi con cui è possibile ottenere i certificati bianchi e categorizzarli tutti non sarebbe fattibile.

La seconda difficoltà si riferisce al fatto che i costi degli apparecchi, dei componenti o dei dispositivi utilizzati per implementare i progetti non sono stabili a causa dell'innovazione tecnologica e quindi valutare questa voce di costo è molto problematico per il regolatore.

Gli incentivi alternativi e/o addizionali devono essere considerati nella determinazione del costo degli interventi di efficienza energetica poiché, se non fossero presi in considerazione, il valore del contributo tariffario a favore dei distributori obbligati sarebbe

troppo elevato o troppo ridotto rispetto a quello di equilibrio, dato che non considererebbe/ considererebbe il “premio” concesso al distributore con l’incentivo.

Anche i metodi utilizzati per calcolare il risparmio derivante da un certo progetto sono una fattore che modifica il costo finale di tutto l’investimento, infatti qualsiasi modifica alle procedure di valutazione per l’emissione dei TEE cambia il numero di TEE che vengono emessi o il numero di interventi valorizzabili.

Anche alcuni soggetti non obbligati possono realizzare interventi che danno diritto ai certificati bianchi e spesso tali soggetti realizzano questo tipo di interventi con l’intento di ottenere un guadagno attraverso la vendita dei TEE ottenuti ai soggetti obbligati. La vendita può avvenire con la sottoscrizione di contratti che permettono di “cedere” le quote di risparmi energetici a soggetti che non hanno effettivamente realizzato alcun tipo di risparmio, ma che avrebbero dovuto farlo, e quindi il godimento dell’incentivo passa ad un soggetto diverso rispetto a quello che inizialmente aveva realizzato il progetto.

La settima difficoltà deriva dal fatto che gli operatori obbligati dovrebbero sostenere costi elevati per raccogliere le informazioni riguardo ai costi sostenuti per realizzare gli interventi di efficienza energetica e quindi, fino ad ora, si sono sempre opposti davanti alle richieste dell’Autorità di raccogliere sistematicamente i dati riferiti ai costi.

Vista l’incertezza dei reali costi per gli investimenti in efficienza energetica, il contributo tariffario preventivo non può essere correlato ai costi di investimento, almeno finché l’Autorità non stabilisca una modalità per calcolare in modo definitivo i costi per gli investimenti in efficienza energetica.

Il costo degli interventi di risparmio energetico deve considerare anche gli andamenti dei prezzi dei TEE per ogni anno d’obbligo.

Per rimborsare l’annullamento delle varie tipologie di TEE si utilizzano conti/ fondi differenti. Il “Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica” è utilizzato per rimborsare l’annullamento dei TEE del tipo I (riduzione di consumi di energia elettrica), mentre il “Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale” è utilizzato per rimborsare l’annullamento di tutte le altre tipologie di TEE, compreso il tipo II.

I conti sono costituiti dalle tariffe dell’energia elettrica, nel primo caso, e dalle tariffe del gas naturale, nel secondo caso, e vengono alimentati continuamente grazie alle quote che vengono prelevate dalle tariffe degli utenti, che effettivamente pagano i costi sostenuti dai distributori obbligati.

L’AEEG ha proposto di ripartire i costi del meccanismo dei TEE in base agli obiettivi nazionali dall’anno d’obbligo 2013 in poi secondo uno specifico criterio: a prescindere dal tipo di TEE utilizzati si deve adoperare il “Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica” o il “Fondo per

misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale” per rimborsare l’annullamento dei TEE dovuto ai distributori di energia elettrica o ai distributori di gas naturale che hanno raggiunto i loro obiettivi nell’anno d’obbligo.

Questa ripartizione dei costi è stata stabilita con l’intento di tutelare gli utenti finali, che rischiavano di pagare tariffe sul gas naturale e dell’energia elettrica eccessive, e considerando le ulteriori tipologie di TEE introdotte dal 2011 al 2012 che sono state equiparate al tipo II di Titoli di Efficienza Energetica.

7.6 Il meccanismo dei TEE per i grandi progetti

I “grandi progetti” sono progetti che comportano un risparmio di energia elettrica o di gas naturale stimato annuo superiore a 35.000 tep, con una vita tecnica maggiore a venti anni. L’articolo 8 del D.l. 28 dicembre 2012 si riferisce ai grandi progetti e al comma 3 stabilisce la possibilità per i titolari di grandi progetti di scegliere un regime che assicuri un valore costante dei certificati bianchi per tutta la vita utile del progetto.

Il meccanismo dei TEE applicabile nel caso dei grandi progetti per certi aspetti potrebbe essere simile al meccanismo previsto per i sistemi CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) che consiste nel ritirare i certificati bianchi in base al loro valore vigente quando il progetto è approvato. Ma vi sono molte perplessità riguardo all’adeguatezza di tale sistema nel caso dei grandi progetti poiché le differenze tra il regime CAR e il regime dei grandi progetti sono molteplici.

In primo luogo la data di approvazione del progetto può essere ben differente dal periodo di effettiva realizzazione dell’intervento, in secondo luogo è necessario considerare le variazioni del valore di mercato per stabilire le modalità operative con cui determinare il regime che assicuri il valore costante del certificato per tutta la vita utile del progetto.

Il D.l. 28 dicembre 2012 non indica chiaramente se i certificati bianchi rilasciati per i grandi progetti ai soggetti che li hanno proposti e che hanno scelto il regime costante indicato al comma 3 debbano essere ritirati da GSE o se possano essere o meno scambiati con i soggetti obbligati. Inoltre, i Ministri competenti possono modificare e aggiornare obiettivi e obblighi in base ai grandi progetti che vengono approvati.

Le caratteristiche del meccanismo incentivante per i “grandi progetti” sono:

- il riconoscimento di un valore costante dei TEE per ogni progetto;
- il valore costante dei TEE dipende dal contributo tariffario dell’anno precedente e dai costi medi del progetto;
- i costi medi del progetto devono considerare i costi medi di generazione di un tep per il progetto considerato durante vita utile e vita tecnica.

I costi medi del progetto sono indicati dal proponente, devono essere analizzati dal GSE e visti anche dal Enea ed RSE, devono consentire un'adeguata remunerazione senza incentivi troppo elevati.

Il valore costante dei TEE viene calcolato in base ad una formula definita del D.l 28 dicembre 2012:

$$C_{\text{garantito}}(t+x) = C_{\text{medioprogetto}} + k \cdot [C_{\text{definito}}(t) - C_{\text{medioprogetto}}]$$

Dove:

$C_{\text{garantito}}(t+x)$ è il valore costante dei TEE riferito agli anni per i quali è riconosciuto l'incentivo del grande progetto;

X è in numero di anni per i quali è riconosciuto l'incentivo del grande progetto;

$C_{\text{medioprogetto}}$ è il costo medio riferito a l'intera durata del progetto;

k è un parametro che si assume pari a 0,5.

Il valore costante dei TEE [$C_{\text{garantito}}(t+x)$] non può essere maggiore della media dei contributi tariffari definitivi in vigore per i tre anni d'obbligo precedenti all'anno di approvazione del progetto.

Il presupposto di questo meccanismo è che i TEE derivanti dai grandi progetti realizzati da soggetti che non hanno scelto la libera compravendita non possano essere oggetto di compravendita e quindi vengono direttamente ritirati dal GSE. Ma se i certificati bianchi generati non possono essere scambiati si creano una serie di limiti a tutto il meccanismo: si sottrae liquidità al mercato, non si permette la trattazione in borsa o con accordi bilaterali dei certificati bianchi con un valore costante e si vincola l'applicazione del decreto.

Quindi l'AEEG, nel documento di consultazione del 31 ottobre 2013, afferma l'importanza di effettuare un confronto annuo tra il valore costante e garantito dei TEE e la media ponderata dei prezzi di mercato dei TEE, oppure, di osservare e gli effettivi ricavi di vendita dei TEE generati dal grande progetto. E indica che il confronto tra valore garantito dei TEE e il prezzo di vendita è importante per determinare i corrispettivi economici del soggetto che ha proposto il grande progetto.

Il metodo con cui sono coperti i costi sostenuti da chi propone i "grandi progetti" è uguale a quello che si applica per le altre tipologie di progetti, quindi si utilizzano appositi fondi che hanno lo scopo di rimborsare gli oneri sostenuti e che si suddividono in base al tipo di risparmio energetico realizzato con il progetto (il c.d. meccanismo di ripartizione dei costi).

7.7 La cumulabilità dei TEE con altri strumenti incentivanti

Il D.M. 28 dicembre 2012 all'art.10 decreta che i Titoli di Efficienza Energetica emessi per i progetti presentati dopo l'entrata in vigore del presente decreto non possono essere

cumulati con altri incentivi a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi statali, ad esclusione di tre casi, per i quali è ancora possibile l'accesso:

- 1) fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- 2) contributi in conto interesse;
- 3) detassazione del reddito d'impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature.

I certificati bianchi emessi a seguito di progetti realizzati dopo l'entrata in vigore del D.M 28 dicembre 2012 non possono essere cumulati con i finanziamenti statali concessi in conto capitale, le detrazioni fiscali del 55% e 65% e con l'ecobonus per la sostituzione di veicoli inquinanti con altri nuovi a basse emissioni complessive.

Vi sono termini di decorrenza diversi in base alla tipologia a cui appartiene il progetto di riferimento.

Nel caso di progetti standard la data di avvio del progetto deve essere antecedente al 3 gennaio 2013 affinché sia possibile cumulare i TEE derivanti dal progetto con altri incentivi statali.

Nel caso di progetti analitici la data del periodo di riferimento, la data da cui sono misurati i risparmi, deve essere antecedente al 3 gennaio 2013 per consentire la cumulabilità dei certificati bianchi ad altri incentivi.

La cumulabilità nel caso dei progetti a consuntivo, invece, è possibile solo per proposte di progetto e programmi di misura (PPPM) presentati prima del 3 gennaio 2013.

7.8 Il regime sanzionatorio per i distributori obbligati

I distributori obbligati devono inviare un modulo al GSE con l'indicazione del numero di certificati bianchi relativi all'anno precedente entro il 31 maggio di ciascun anno e il GSE deve verificare il rispetto degli obblighi relativi al distributore e quindi la congruenza tra tali obblighi e il numero di TEE comunicati.

Il distributore obbligato non è sanzionato in alcun modo se raggiunge il 100% dell'obiettivo annuo di riduzione energetica.

Se raggiunge un livello maggiore o uguale al 60% dell'obiettivo, la quota mancante può essere compensata nell'anno successivo e non è sanzionato.

Se raggiunge un livello inferiore al 60% dell'obiettivo, invece, è sanzionato ed entro l'anno successivo deve procedere a compensazione per la parte mancante.

Le sanzioni, contenute nella legge 14 novembre 1995 n.481, devono essere proporzionali e superiori al valore degli investimenti necessari a compensare le inadempienze del distributore.

Nel determinare la sanzione amministrativa pecuniaria si considerano alcuni elementi come: la gravità della violazione, le azioni svolte dal soggetto per eliminare o attenuare alle conseguenze della violazione e le condizioni economiche del distributore.

Conclusioni

Nella memoria consegnata alle Commissioni VI e X della Camera dei Deputati il 9 gennaio scorso, il Presidente dell'AEEG dichiarava:

“L'Autorità considera l'avvio delle nuove modalità di affidamento delle concessioni tramite procedure competitive per ambito, un passaggio fondamentale per la modernizzazione e l'efficientamento del settore della distribuzione di gas naturale in Italia”.

Si tratta in effetti di una necessità non più procrastinabile per il paese, in quanto avvia un processo di liberalizzazione, dagli esiti ancora incerti, dopo decenni di posizioni di retroguardia da parte del monopolista, sostenuto da una lobby trasversale presente sia nelle istituzioni che nel mondo delle professioni e delle imprese.

Quando si va ad analizzare la storia della metanizzazione del paese, emerge come negli anni sessanta tale intervento strategico sulle infrastrutture energetiche sia stato lungimirante, infatti sia in termini di sicurezza delle forniture sia di impatto ambientale sia di costi, la scelta di incentrare l'approvvigionamento energetico su un combustibile fossile come il metano, in parte prodotto in Italia, si è rivelata giusta.

Anche dopo Chernobyl ed il referendum contro il nucleare, la tenuta del sistema energetico italiano non è mai stata a rischio, avendo tre punti di entrata del gas in Italia, da Tarvisio (Russia), Trapani (Algeria), Passo Gries (Rotterdam), un rigassificatore a Panigaglia, successivamente integrati con il gasdotto dalla Libia (Gela).

Tuttavia, nel corso degli anni, si sono moltiplicati nella catena del valore del gas numerosi “buchi neri”, che hanno progressivamente creato posizioni di rendita, non solo nel mercato regolato, ma anche in quello teoricamente concorrenziale, a causa della invasività dell'incumbent ENI, che ha assunto il controllo della intera filiera dall'up-stream al down-stream e determinato così i prezzi all'utente finale secondo le sue convenienze.

In analogia a quanto accaduto con le bollette elettriche, che vedono da decenni comparire “una tantum” temporanee che diventano definitive per coprire i costi più disparati – dalla guerra d'Abissinia alla alluvione del Polesine, per non parlare dei numerosi terremoti o, più recentemente, delle energie rinnovabili – c'è stata negli ultimi tempi anche la scoperta della bolletta del gas per coprire i costi del cosiddetto “conto termico”, con il rischio di subire lo stesso trend del costo dell'elettricità, punto dolente della competitività del “Sistema Italia”.

Le modifiche apportate al quadro regolatorio, attraverso la Direttiva europea sul gas ed il successivo recepimento nazionale (occorre anche dire che alcuni paesi, come la Francia, hanno tuttora lasciato campo libero al monopolista Gas de France), hanno avviato dal 2000 un lungo e complesso processo che avrebbe dovuto concludersi già nel 2005 ma si è trascinato con successive proroghe oppure interventi legislativi, come quello della costituzione degli ambiti territoriali minimi, che hanno visto allungare i tempi anche in

sede di Conferenza Unificata, essendo la distribuzione del gas concorrente materia tra stato ed enti locali.

Peraltro, sia il legislatore che l'AEEG si sono resi conto, strada facendo, di alcuni "errori" nella normativa di gara che consentivano ai gestori uscenti di lucrare ulteriori vantaggi economici a spese dell'utente finale, con il rischio, concreto e verificato con i dati disponibili, che la riforma della distribuzione portasse ad un ulteriore sensibile aumento delle bollette.

Solo da pochi giorni (lo scorso 19 febbraio) è stato convertito in legge (n.9/2014), con significative modifiche da parte del Parlamento, il D. Lgs. 145/2013, che ha rivisto alcune norme per la valutazione del rimborso al concessionario uscente, tagliando ad esempio il valore degli allacci, già pagati in passato dall'utente, tra quelli oggetto del rimborso.

In conclusione, si può dire che lo svolgimento delle gare potrà restituire ai comuni il controllo del territorio per quanto riguarda le reti energetiche, nel passato di fatto appaltato a scatola chiusa ai concessionari, consentendo anche di riprendere gli investimenti nel settore, ormai fermi da anni a causa della intervenuta scadenza delle concessioni e quindi consentendo la metanizzazione di aree non ancora servite (i comuni privi di rete sono circa millecinquecento) ed implementando l'utilizzo di nuove tecnologie, in particolare la tele-lettura, per aumentare efficienza e sicurezza delle reti che sono ormai in parte obsolete.

Resta il punto della modesta remunerazione consentita ai comuni dal DM 226/2011, che limita il canone di concessione a qualche punto percentuale del VRT, ossia del totale incassato dal concessionario/proprietario della rete, a fronte di una servitù del territorio piuttosto onerosa a causa degli interventi necessari su reti ed impianti.

Certamente rimane l'incognita di verificare a posteriori se questo processo, ormai irreversibile, che sembra coniugare due processi a prima vista antitetici, la liberalizzazione della distribuzione del gas ed una sostanziale ri-monopolizzazione in capo alla Cassa Depositi e Prestiti, ingombrante socio di Italgas, Enel Rete Gas ed HERA, porterà i benefici sperati agli utenti e al sistema paese.

Riferimenti bibliografici

- AEEG – Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull’Attività svolta, 31 marzo 2013 – vol. I – Stato dei servizi;
- AEEG –Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull’Attività svolta, 31 marzo 2013 – vol. II – Attività Svolta;
- Carlo Stagnaro, *“Il mercato del gas naturale. L’Europa tra sicurezza e liberalizzazioni”*, Rubbettino–L. Facco, Soveria Mannelli;
- Massimo Beccarello, Francesco Piron, *“La regolazione del mercato del gas naturale”*, Rubbettino-L.Facco, luglio 2008;
- Luca Dezi, Andrea Gilardoni, Angelo Miglietta, Federico Testa, *“Economia e management delle imprese di pubblica utilità”*, Cedam, Padova 2005;
- Elpidio Natale, Alessandra Daolio, *“Le ESCo (Energy Service Company) per l’efficienza energetica”*, Maggiori editore, San Marino 2013;
- Aldo Canonici, *“La liberalizzazione del mercato del gas: la risposta delle imprese europee”*, Federgasacqua;
- FederUtility, DOSSIER *“Gare per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale”*, aggiornamento a Dicembre 2011;
- Ancitel Energia e Ambiente, *“Linee guida operative per la gestione degli impianti di illuminazione pubblica”*, Italia 2013, pp. 11-16;
- Teresa Maria Moschetta, *“Il mercato comunitario del gas naturale”*, Giuffrè Editore, 2009;
- Carlo Stagnaro, *“Sicurezza energetica. Petrolio e gas tra mercato, ambiente e geopolitica”*, Rubbettino, IBL Policy, 2007;
- AEEG - Documento per la consultazione 485/2013/R/EFR, 31 ottobre 2013 – *“Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario a copertura sei costi sostenuti dai distributori soggetti all’obbligo di acquisto dei titoli di efficienza energetica. Orientamenti per la determinazione di un valore costante dei titoli di efficienza energetica per i grandi progetti”*;
- AEEG – Deliberazione 31 ottobre 2013 484/2013/R/EFR – *“Avvio di procedimento per la definizione del contributo a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di efficienza energetica e ai grandi progetti sulla base di criteri di mercato”*;
- AEEG – Documento per la consultazione 433/2012/R/EFR, 25 ottobre 2012 - *“Primi orientamenti inerenti le modalità operative per la valorizzazione degli investimenti in efficienza energetica nell’ambito delle gare per l’attribuzione del servizio di distribuzione del gas naturale”*;
- AEEG – Deliberazione 24 ottobre 2013 465/2013/S/EFR – *“Avvio di procedimento sanzionatorio per l’accertamento di violazione in materia di Titoli di Efficienza Energetica”*;
- AEEG – Deliberazione 13 dicembre 2012 532/2012/R/GAS – *“Disposizioni in materia di formati per la trasmissione dei dati relative agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale”*;

- AEEG – Deliberazioni 11 ottobre 2012 407/2012/R/GAS – *“Criteri per la definizione del corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale”*;
- AEEG, Commissione Europea Rappresentanza in Italia *“Le novità nel mercato dell’energia elettrica e del gas”*;
- Ministero dello Sviluppo Economico – Decreto 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”*;
- Assolombardia, *“Paper sulla liberalizzazione del mercato del gas”*, disponibile sul sito www.assolombardia.it;
- Edgardo Curcio, *“Il mercato del gas natural al 2020: una analisi dell’Associazione Italiana Economisti dell’Energia”*, disponibile sul sito www.AmbienteDiritto.it;
- Carlo Stagnaro, *“La razionalizzazione anticompetitiva: il caso della distribuzione locale del gas”*, disponibile sul sito www.studiliberati.it;
- ENTSO-G, Ten-Year Network Development Plan 2011-2020,
- EIA (2011), Annual Energy Outlook 2011;
- Francesco Gulli, *“Economie di scala e dimensione ottimale nella distribuzione del gas: una meta-analisi”*, ottobre 2009;
- Nomisma Energia, *“I vantaggi del mercato libero dell’elettricità e del gas”*, Bologna 2013;
- Andrea Oglietti, *“Il ruolo dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas nelle nuove gare per la distribuzione del gas”*, Milano 2012, disponibile sul sito www.autorità.energia.it;
- NERA Economic Consultants, *“Comparison of gas transportation costs in selected networks”*, a report for Snam Rete Gas, Roma 2003;
- Guido Bortoni, Memoria 9 GENNAIO 2014 per l’audizione presso la 6a e la 10a Commissione della Camera dei Deputati CONVERSIONE IN LEGGE DEL DECRETO-LEGGE 23 DICEMBRE 2013, N. 145, Roma 2014;
- Alessandro Marangoni, *“Le performance delle utility italiane: analisi delle 100 maggiori aziende dell’energia, dell’acqua, del gas e dei rifiuti”*, Top utility analysis, Roma 2014.

Riferimenti sitografici

- www.ambientediritto.it;
- www.assolombardia.it;
- www.eni.com;
- www.reteambiente.it;
- www.autorità.energia.it,
- www.europa.eu;
- www.italgas.it;
- www.assogas.it
- www.anigas.it
- www.federutility.it
- www.eia.gov;
- www.ilsole24ore.com;
- www.ecoage.com;
- Unmig.sviluppoeconomico.gov.it;
- www.quotidianoenergia.it
- www.staffettaonline.it
- www.agienergia.it;
- www.retigas.it
- www.ilmondo.it;
- Ec.europa.eu.