

**POLITECNICO DI MILANO**

**Facoltà di Ingegneria Industriale e dell'Informazione**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale



***ANALISI DEL DOWNSTREAM DEL GAS NATURALE: CONTESTO,  
STUDIO DEL MERCATO E ANALISI STRATEGICA***

**Relatore : Davide Chiaroni**

Tesi di Laurea di :

Michele Gianni Matr. 799524

Umberto Sacchi Matr. 801587

Anno Accademico 2013 – 2014

# INDICE GENERALE

|                              |               |
|------------------------------|---------------|
| <i>Indice generale</i>       | <i>pag.2</i>  |
| <i>Elenco delle immagini</i> | <i>pag.6</i>  |
| <i>Elenco delle tabelle</i>  | <i>pag.9</i>  |
| <i>Abstract</i>              | <i>pag.11</i> |
| <i>Introduzione</i>          | <i>pag.13</i> |
| <i>Metodologia</i>           | <i>pag.15</i> |

## **Parte 1 – Il mondo del gas naturale**

|                                                         |               |
|---------------------------------------------------------|---------------|
| <i>1.1 Il gas naturale</i>                              |               |
| 1.1.1 <i>Descrizione</i>                                | <i>pag.18</i> |
| 1.1.2 <i>Perché si usa</i>                              | <i>pag.19</i> |
| 1.1.3 <i>Svantaggi</i>                                  | <i>pag.20</i> |
| <i>1.2 Mix energetici</i>                               |               |
| 1.2.1 <i>Mix energetico italiano</i>                    | <i>pag.21</i> |
| 1.2.2 <i>Mix energetico mondiale</i>                    | <i>pag.22</i> |
| <i>1.3 Situazione mondiale del gas naturale</i>         |               |
| 1.3.1 <i>Panorama energetico internazionale</i>         | <i>pag.24</i> |
| 1.3.2 <i>Energie rinnovabili</i>                        | <i>pag.25</i> |
| 1.3.3 <i>Domanda e offerta</i>                          | <i>pag.27</i> |
| 1.3.4 <i>Produzione</i>                                 | <i>pag.30</i> |
| 1.3.5 <i>Consumi</i>                                    | <i>pag.31</i> |
| 1.3.6 <i>Consumi pro capite</i>                         | <i>pag.33</i> |
| 1.3.7 <i>Riserve</i>                                    | <i>pag.35</i> |
| 1.3.8 <i>Esportazioni</i>                               | <i>pag.36</i> |
| 1.3.9 <i>Importazioni</i>                               | <i>pag.37</i> |
| <i>1.4 GNL</i>                                          |               |
| 1.4.1 <i>Descrizione</i>                                | <i>pag.40</i> |
| 1.4.2 <i>Vantaggi e svantaggi</i>                       | <i>pag.41</i> |
| 1.4.3 <i>Importatori ed esportatori</i>                 | <i>pag.41</i> |
| 1.4.4 <i>Evoluzione e focus Italia</i>                  | <i>pag.43</i> |
| 1.4.5 <i>Scenari futuri</i>                             | <i>pag.44</i> |
| <i>1.5 Gas non convenzionali: uno sguardo d'insieme</i> | <i>pag.46</i> |
| <i>1.6 Shale gas</i>                                    |               |
| 1.6.1 <i>Descrizione</i>                                | <i>pag.48</i> |
| 1.6.2 <i>Metodologia di estrazione</i>                  | <i>pag.48</i> |
| 1.6.3 <i>Criticità</i>                                  | <i>pag.49</i> |
| 1.6.4 <i>Produttori e riserve</i>                       | <i>pag.50</i> |
| 1.6.5 <i>Scenari futuri e focus Italia</i>              | <i>pag.50</i> |
| <i>1.7 Normative</i>                                    |               |
| 1.7.1 <i>Strategia Energetica Nazionale</i>             | <i>pag.52</i> |
| 1.7.2 <i>Pacchetto Clima-Energia</i>                    | <i>pag.58</i> |
| 1.7.3 <i>Energy Roadmap 2050</i>                        | <i>pag.60</i> |

## **Parte 2 - L'hub e le altre della filera**

|                                           |               |
|-------------------------------------------|---------------|
| <i>2.1 Hub in Italia</i>                  |               |
| 2.1.1 <i>Descrizione</i>                  | <i>pag.68</i> |
| 2.1.2 <i>Ruolo dell'Italia</i>            | <i>pag.70</i> |
| 2.1.3 <i>Situazione infrastrutturale</i>  | <i>pag.73</i> |
| 2.1.4 <i>Obiettivi e scenari futuri</i>   | <i>pag.76</i> |
| <i>2.2 Filiera: uno sguardo d'insieme</i> | <i>pag.78</i> |
| <i>2.3 Upstream</i>                       |               |
| 2.3.1 <i>Importazione</i>                 | <i>pag.80</i> |
| 2.3.2 <i>Produzione</i>                   | <i>pag.85</i> |
| <i>2.4 Midstream</i>                      |               |
| 2.4.1 <i>Trasporto</i>                    | <i>pag.88</i> |
| 2.4.2 <i>Stoccaggio</i>                   | <i>pag.90</i> |
| 2.4.3 <i>Rigassificazione</i>             | <i>pag.93</i> |

## **Parte 3 – Il cuore del downstream**

|                                                                |                |
|----------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>3.1 Il downstream</i>                                       |                |
| 3.1.1 <i>Distribuzione</i>                                     | <i>pag.98</i>  |
| 3.1.2 <i>Vendita</i>                                           | <i>pag.98</i>  |
| <i>3.2 Liberalizzazione</i>                                    |                |
| 3.2.1 <i>Introduzione</i>                                      | <i>pag.99</i>  |
| 3.2.2 <i>Prima fase</i>                                        | <i>pag.100</i> |
| 3.2.3 <i>Seconda fase</i>                                      | <i>pag.102</i> |
| 3.2.4 <i>Terza fase</i>                                        | <i>pag.103</i> |
| <i>3.3 Analisi della distribuzione</i>                         |                |
| 3.3.1 <i>Analisi dimensionale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.105</i> |
| 3.3.2 <i>Analisi dei consumi dei clienti</i>                   | <i>pag.108</i> |
| 3.3.3 <i>Analisi territoriale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.109</i> |
| 3.3.4 <i>Connessioni e tecnologie di trasporto</i>             | <i>pag.114</i> |
| 3.3.5 <i>Modello di Porter</i>                                 | <i>pag.115</i> |
| 3.3.6 <i>Modelli di business</i>                               | <i>pag.117</i> |
| <i>3.4 Analisi del mercato all'ingrosso</i>                    |                |
| 3.4.1 <i>Analisi dimensionale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.118</i> |
| 3.4.2 <i>Approvvigionamento e vendita</i>                      | <i>pag.122</i> |
| 3.4.3 <i>Analisi territoriale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.124</i> |
| 3.4.4 <i>Modello di Porter</i>                                 | <i>pag.125</i> |
| 3.4.5 <i>Modelli di business</i>                               | <i>pag.126</i> |
| <i>3.5 Analisi del mercato al dettaglio</i>                    |                |
| 3.5.1 <i>Analisi dimensionale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.128</i> |
| 3.5.2 <i>Analisi dei clienti</i>                               | <i>pag.132</i> |
| 3.5.3 <i>Switching</i>                                         | <i>pag.133</i> |
| 3.5.4 <i>Analisi territoriale ed economica degli operatori</i> | <i>pag.135</i> |
| 3.5.5 <i>Modello di Porter</i>                                 | <i>pag.140</i> |
| 3.5.6 <i>Modelli di business</i>                               | <i>pag.141</i> |

|                                          |                |
|------------------------------------------|----------------|
| <b>3.6 Operatori</b>                     |                |
| 3.6.1 Operatori focalizzati              | <i>pag.143</i> |
| 3.6.2 Operatori integrati                | <i>pag.144</i> |
| 3.6.3 Snam                               | <i>pag.146</i> |
| <b>3.7 Prezzi</b>                        |                |
| 3.7.1 Scenario internazionale            | <i>pag.149</i> |
| 3.7.2 Contratti Take or Pay e Spot       | <i>pag.150</i> |
| 3.7.3 Distribuzione                      | <i>pag.154</i> |
| 3.7.4 Vendita                            | <i>pag.155</i> |
| 3.7.5 Bolletta gas                       | <i>pag.159</i> |
| 3.7.6 Riepilogo                          | <i>pag.162</i> |
| <b>3.8 PSV</b>                           |                |
| 3.8.1 Descrizione                        | <i>pag.164</i> |
| 3.8.2 Transazioni in pratica             | <i>pag.164</i> |
| 3.8.3 Mappatura                          | <i>pag.169</i> |
| 3.8.4 Importanza e futuro                | <i>pag.171</i> |
| <b>3.9 Borsa del gas</b>                 |                |
| 3.9.1 Descrizione                        | <i>pag.172</i> |
| 3.9.2 Evoluzione storica                 | <i>pag.172</i> |
| 3.9.3 Mercati e piattaforme              | <i>pag.173</i> |
| 3.9.4 Considerazioni finali              | <i>pag.176</i> |
| Approfondimento: saldo netto transazioni | <i>pag.178</i> |

## **Parte 4 – Tra presente e futuro**

|                                                                       |                |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------|
| <b>4.1 Metano per automobile</b>                                      |                |
| 4.1.1 Descrizione                                                     | <i>pag.181</i> |
| 4.1.2 Caratteristiche tecniche delle auto a metano                    | <i>pag.181</i> |
| 4.1.3 Analisi qualitativa: confronto con altri tipi di alimentazione  | <i>pag.182</i> |
| 4.1.4 Analisi quantitativa: confronto con altri tipi di alimentazione | <i>pag.187</i> |
| 4.1.5 Vantaggi e svantaggi                                            | <i>pag.194</i> |
| 4.1.6 Barriere infrastrutturali                                       | <i>pag.198</i> |
| 4.1.7 Mercato dell'auto e sviluppi futuri                             | <i>pag.200</i> |
| 4.1.8 Metano per trasporto pubblico e per nave                        | <i>pag.201</i> |
| Approfondimento: caso Mybus                                           | <i>pag.204</i> |
| <b>4.2 Termoelettrico</b>                                             |                |
| 4.2.1 Centrale termoelettrica                                         | <i>pag.205</i> |
| 4.2.2 Dati storici e trend                                            | <i>pag.205</i> |
| <b>4.3 Luci e ombre</b>                                               |                |
| 4.3.1 Concorrenza                                                     | <i>pag.207</i> |
| 4.3.2 Burocrazia                                                      | <i>pag.208</i> |
| 4.3.3 Tasso di switch                                                 | <i>pag.208</i> |
| 4.3.4 Lettura contatori                                               | <i>pag.211</i> |
| Approfondimento: Smart Metering                                       | <i>pag.215</i> |
| 4.3.5 Altre difficoltà                                                | <i>pag.215</i> |
| 4.3.6 Rischi                                                          | <i>pag.216</i> |
| 4.3.7 Servizio                                                        | <i>pag.218</i> |
| 4.3.8 Numerosità clientela                                            | <i>pag.219</i> |
| 4.3.9 Sinergie elettrico-gas                                          | <i>pag.219</i> |



|                                                           |                 |
|-----------------------------------------------------------|-----------------|
| 4.3.10 Altri fattori critici di successo                  | <i>pag.220</i>  |
| 4.3.11 SWOT                                               | <i>pag.222</i>  |
| 4.4 Trend                                                 |                 |
| 4.4.1 Parere dell'esperto sulla situazione europea        | <i>pag.224</i>  |
| 4.4.2 Interviste agli operatori sulla situazione italiana | <i>pag.225</i>  |
| 4.4.3 Considerazioni finali                               | <i>pag. 227</i> |
| Conclusioni                                               |                 |
| Cosa è emerso                                             | <i>pag.228</i>  |
| Sviluppi futuri                                           | <i>pag.230</i>  |
| Bibliografia                                              | <i>pag.232</i>  |
| Sitografia                                                | <i>pag.234</i>  |

# ELENCO DELLE IMMAGINI

## Parte 1 – Il mondo del gas naturale

|                                                                                   |               |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <i>Copertina Parte 1: Il mondo del gas naturale</i>                               | <i>pag.17</i> |
| <i>Immagine 1.1: Andamento nel tempo delle fonti energetiche</i>                  | <i>pag.20</i> |
| <i>Immagine 1.2: Mix energetico mondiale, 2013</i>                                | <i>pag.22</i> |
| <i>Immagine 1.3: Consumi di gas naturale dal 1995 al 2011</i>                     | <i>pag.27</i> |
| <i>Immagine 1.4: Produzione interna di gas naturale nell'area OCSE</i>            | <i>pag.28</i> |
| <i>Immagine 1.5: Consumi di gas naturale per area geografica (1995-2011)</i>      | <i>pag.29</i> |
| <i>Immagine 1.6: I dieci Paesi produttori più importanti</i>                      | <i>pag.30</i> |
| <i>Immagine 1.7: I dieci Paesi consumatori più importanti</i>                     | <i>pag.32</i> |
| <i>Immagine 1.8: Consumi finali per fonte energetica in Italia</i>                | <i>pag.32</i> |
| <i>Immagine 1.9: I dieci Paesi consumatori pro capite più importanti</i>          | <i>pag.33</i> |
| <i>Immagine 1.10: I dieci Paesi con riserve più importanti</i>                    | <i>pag.35</i> |
| <i>Immagine 1.11: I dieci Paesi esportatori più importanti</i>                    | <i>pag.36</i> |
| <i>Immagine 1.12: I dieci Paesi importatori più importanti</i>                    | <i>pag.38</i> |
| <i>Immagine 1.13: Immissione in rete nel 2012 e nel 2013</i>                      | <i>pag.38</i> |
| <i>Immagine 1.14: Importazioni lorde di gas naturale</i>                          | <i>pag.39</i> |
| <i>Immagine 1.15: La catena del valore del GNL</i>                                | <i>pag.40</i> |
| <i>Immagine 1.16: I dieci Paesi importatori di GNL più importanti</i>             | <i>pag.42</i> |
| <i>Immagine 1.17: Capacità di liquefazione per Paese esportatore nel 2013</i>     | <i>pag.42</i> |
| <i>Immagine 1.18: Le principali rotte del GNL</i>                                 | <i>pag.43</i> |
| <i>Immagine 1.19: Importazioni di GNL in Italia nel 2012</i>                      | <i>pag.44</i> |
| <i>Immagine 1.20: Stima della capacità di liquefazione al 2018</i>                | <i>pag.44</i> |
| <i>Immagine 1.21: Riserve di gas non convenzionale</i>                            | <i>pag.46</i> |
| <i>Immagine 1.22: La mappa delle riserve di gas non convenzionale nel mondo</i>   | <i>pag.47</i> |
| <i>Immagine 1.23: Le tecniche di estrazione del gas naturale</i>                  | <i>pag.49</i> |
| <i>Immagine 1.24: La mappa delle riserve di shale gas nel mondo</i>               | <i>pag.50</i> |
| <i>Immagine 1.25: Strategia Energetica Nazionale</i>                              | <i>pag.52</i> |
| <i>Immagine 1.26: I quattro obiettivi principali della SEN</i>                    | <i>pag.54</i> |
| <i>Immagine 1.27: Le sette priorità della SEN per il 2020</i>                     | <i>pag.56</i> |
| <i>Immagine 1.28: I benefici attesi da una corretta implementazione della SEN</i> | <i>pag.57</i> |
| <i>Immagine 1.29: 20-20-20</i>                                                    | <i>pag.58</i> |
| <i>Immagine 1.30: Energy Roadmap 2050</i>                                         | <i>pag.60</i> |
| <i>Immagine 1.31: Andamento storico e obiettivi di decarbonizzazione al 2050</i>  | <i>pag.63</i> |

## Parte 2 - L'hub e le altre fasi della filiera

|                                                                |               |
|----------------------------------------------------------------|---------------|
| <i>Copertina Parte 2: L'hub e le altre fasi della filiera</i>  | <i>pag.67</i> |
| <i>Immagine 2.1: L'hub del gas con l'Italia al centro</i>      | <i>pag.68</i> |
| <i>Immagine 2.2: Andamento PSV</i>                             | <i>pag.69</i> |
| <i>Immagine 2.3: Volumi di gas scambiati negli hub europei</i> | <i>pag.70</i> |
| <i>Immagine 2.4: Le priorità infrastrutturali</i>              | <i>pag.72</i> |
| <i>Immagine 2.5: TAP</i>                                       | <i>pag.74</i> |
| <i>Immagine 2.6: ITGI</i>                                      | <i>pag.74</i> |
| <i>Immagine 2.7: GALSI</i>                                     | <i>pag.75</i> |

|                                                                                       |               |
|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <i>Immagine 2.8: TGL</i>                                                              | <i>pag.76</i> |
| <i>Immagine 2.9: La filiera del gas naturale</i>                                      | <i>pag.78</i> |
| <i>Immagine 2.10: Italia, produzione e consumo di gas</i>                             | <i>pag.80</i> |
| <i>Immagine 2.11: Struttura dei contratti secondo la durata intera fino al 2013</i>   | <i>pag.81</i> |
| <i>Immagine 2.12: Struttura dei contratti secondo la durata residua fino al 2013</i>  | <i>pag.82</i> |
| <i>Immagine 2.13: Importazioni lorde nel 2012 per punti d'ingresso</i>                | <i>pag.83</i> |
| <i>Immagine 2.14: Una piattaforma di estrazione</i>                                   | <i>pag.86</i> |
| <i>Immagine 2.15: Andamento della produzione nazionale in Italia dal 1980 ad oggi</i> | <i>pag.86</i> |
| <i>Immagine 2.16: Riserve stimate in Italia per area geografica</i>                   | <i>pag.87</i> |
| <i>Immagine 2.17: Punti d'ingresso del gas in Italia</i>                              | <i>pag.88</i> |
| <i>Immagine 2.18: Rete nazionale di gasdotti</i>                                      | <i>pag.90</i> |
| <i>Immagine 2.19: Impianto di stoccaggio</i>                                          | <i>pag.91</i> |
| <i>Immagine 2.20 : Progetti di impianti di stoccaggio</i>                             | <i>pag.93</i> |
| <i>Immagine 2.21: Rigassificatore Onshore</i>                                         | <i>pag.94</i> |
| <i>Immagine 2.22: Rigassificatore Offshore GBS</i>                                    | <i>pag.95</i> |
| <i>Immagine 2.23: Rigassificatore Offshore FSRU</i>                                   | <i>pag.95</i> |
| <i>Immagine 2.24: Rigassificatore Offshore RG</i>                                     | <i>pag.96</i> |

### **Parte 3 – Il cuore del downstream**

|                                                                                          |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>Copertina parte 3: Il cuore del downstream</i>                                        | <i>pag.97</i>  |
| <i>Immagine 3.1: Il modello di Porter</i>                                                | <i>pag.115</i> |
| <i>Immagine 3.2: Consumi regionali per usi domestici, per commercio e servizi</i>        | <i>pag.137</i> |
| <i>Immagine 3.3: Vendite e clienti di gas per Regione e tipologia di mercato</i>         | <i>pag.137</i> |
| <i>Immagine 3.4: Risultati operativi di SNAM nel 2013</i>                                | <i>pag.146</i> |
| <i>Immagine 3.5: Risultati finanziari di SNAM nel 2013</i>                               | <i>pag.147</i> |
| <i>Immagine 3.6: Risultati economici di SNAM nel 2013</i>                                | <i>pag.147</i> |
| <i>Immagine 3.7: Indicizzazione delle importazioni ad oggi e al 2030</i>                 | <i>pag.150</i> |
| <i>Immagine 3.8: Prezzo del gas nei principali Paesi UE</i>                              | <i>pag.151</i> |
| <i>Immagine 3.9: Prezzi del gas naturale ed in Italia e in Europa</i>                    | <i>pag.152</i> |
| <i>Immagine 3.10: Prezzi nei principali Hub</i>                                          | <i>pag.153</i> |
| <i>Immagine 3.11: Inflazione generale dei beni energetici e del gas</i>                  | <i>pag.159</i> |
| <i>Immagine 3.12: Composizione percentuale dei costi in bolletta</i>                     | <i>pag.159</i> |
| <i>Immagine 3.13: Prezzo per un consumatore domestico tipo (2012-2014)</i>               | <i>pag.161</i> |
| <i>Immagine 3.14: Operazioni fattibili al PSV</i>                                        | <i>pag.165</i> |
| <i>Immagine 3.15: Il flusso dei dati per la creazione di una transazione al PSV</i>      | <i>pag.165</i> |
| <i>Immagine 3.16: L'interfaccia per la creazione di una transazione al PSV</i>           | <i>pag.166</i> |
| <i>Immagine 3.17: EFET Master Agreement</i>                                              | <i>pag.167</i> |
| <i>Immagine 3.18: Numero degli utenti del PSV dal 2008</i>                               | <i>pag.169</i> |
| <i>Immagine 3.19: Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale</i> | <i>pag.170</i> |
| <i>Immagine 3.20: Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale</i> | <i>pag.170</i> |
| <i>Immagine 3.21: Confronto tra il 2011 e il 2012 per utilizzo entry point</i>           | <i>pag.170</i> |
| <i>Immagine 3.22: Prezzi e volumi al PSV e sull'MGP-GAS</i>                              | <i>pag.174</i> |
| <i>Immagine 3.23: Prezzi e volumi sul MI-GAS</i>                                         | <i>pag.174</i> |
| <i>Immagine 3.24: Prezzi e volumi sulla PB-GAS</i>                                       | <i>pag.176</i> |

## **Parte 4 - Tra presente e futuro**

|                                                                                   |                |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>Copertina parte 4: Tra presente e futuro</i>                                   | <i>pag.180</i> |
| <i>Immagine 4.1: Un'auto a metano</i>                                             | <i>pag.182</i> |
| <i>Immagine 4.2: Grafico a torta dei pesi per analisi sulle alimentazioni</i>     | <i>pag.183</i> |
| <i>Immagine 4.3: Caratteristiche benzina</i>                                      | <i>pag.184</i> |
| <i>Immagine 4.4: Caratteristiche diesel</i>                                       | <i>pag.184</i> |
| <i>Immagine 4.5: Caratteristiche GPL</i>                                          | <i>pag.185</i> |
| <i>Immagine 4.6: Caratteristiche ibrida</i>                                       | <i>pag.185</i> |
| <i>Immagine 4.7: Caratteristiche metano</i>                                       | <i>pag.186</i> |
| <i>Immagine 4.8: Fiat Punto Young</i>                                             | <i>pag.188</i> |
| <i>Immagine 4.9: Analisi di pay-back metano e benzina per consumi bassi</i>       | <i>pag.191</i> |
| <i>Immagine 4.10: Analisi di pay-back costi metano e benzina per consumi medi</i> | <i>pag.192</i> |
| <i>Immagine 4.11: Analisi di pay-back costi metano e benzina per consumi alti</i> | <i>pag.193</i> |
| <i>Immagine 4.12: Costo carburante per ogni alimentazione dal 1998 al 2013</i>    | <i>pag.194</i> |
| <i>Immagine 4.13: Immatricolazioni auto nel 2013 per alimentazione</i>            | <i>pag.200</i> |
| <i>Immagine 4.14: Cambi fornitori annui</i>                                       | <i>pag.209</i> |
| <i>Immagine 4.15: Risparmio ottenibile dal cambio fornitore per Paese europeo</i> | <i>pag.210</i> |
| <i>Immagine 4.16: SWOT</i>                                                        | <i>pag.222</i> |
| <br>                                                                              |                |
| <i>Immagine: Consumi di gas naturale per settore</i>                              | <i>pag.229</i> |

# ELENCO DELLE TABELLE

## Parte 1 – Il mondo del gas naturale

|                                                                          |               |
|--------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <i>Tabella 1.1: Composizione gas naturale</i>                            | <i>pag.18</i> |
| <i>Tabella 1.2: Mix energetico italiano, 2012</i>                        | <i>pag.21</i> |
| <i>Tabella 1.3: Mix energetico italiano, 2013</i>                        | <i>pag.21</i> |
| <i>Tabella 1.4: Attività per principali fonti energetiche</i>            | <i>pag.25</i> |
| <i>Tabella 1.5: Peso delle rinnovabili sui consumi energetici finali</i> | <i>pag.26</i> |
| <i>Tabella 1.6: I dieci Paesi produttori più importanti</i>              | <i>pag.30</i> |
| <i>Tabella 1.7: I dieci Paesi consumatori più importanti</i>             | <i>pag.31</i> |
| <i>Tabella 1.8: I dieci Paesi consumatori pro capite più importanti</i>  | <i>pag.33</i> |
| <i>Tabella 1.9: Consumo pro capite regionale</i>                         | <i>pag.34</i> |
| <i>Tabella 1.10: I dieci Paesi con riserve più importanti</i>            | <i>pag.35</i> |
| <i>Tabella 1.11: I dieci Paesi esportatori più importanti</i>            | <i>pag.36</i> |
| <i>Tabella 1.12: Le esportazioni dell'Italia</i>                         | <i>pag.37</i> |
| <i>Tabella 1.13: I dieci Paesi importatori più importanti</i>            | <i>pag.37</i> |

## Parte 2 - L'hub e le altre fasi della filiera

|                                                                     |               |
|---------------------------------------------------------------------|---------------|
| <i>Tabella 2.1: Capacità di approvvigionamento fino al 2020</i>     | <i>pag.73</i> |
| <i>Tabella 2.2: Consumo interno lordo di gas naturale in Italia</i> | <i>pag.80</i> |
| <i>Tabella 2.3: Le principali aziende importatrici</i>              | <i>pag.81</i> |
| <i>Tabella 2.4: Bilancio annuale del gas naturale in Italia</i>     | <i>pag.84</i> |

## Parte 3 – Il cuore del downstream

|                                                                                          |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>Tabella 3.1: Distribuzione, numero di operatori e volumi per fascia dimensionale</i>  | <i>pag.105</i> |
| <i>Tabella 3.2: Distribuzione, caratteristiche delle imprese per classe di addetti</i>   | <i>pag.106</i> |
| <i>Tabella 3.3: Distribuzione, le prime venti aziende nel 2012 e nel 2013</i>            | <i>pag.107</i> |
| <i>Tabella 3.4: Distribuzione, analisi economica</i>                                     | <i>pag.107</i> |
| <i>Tabella 3.5: Distribuzione, ripartizione dei clienti per categoria d'uso</i>          | <i>pag.108</i> |
| <i>Tabella 3.6: Distribuzione, ripartizione dei clienti per fascia di prelievo</i>       | <i>pag.109</i> |
| <i>Tabella 3.7: Distribuzione, numero di aziende e altre caratteristiche per Regione</i> | <i>pag.110</i> |
| <i>Tabella 3.8: Distribuzione, indice C3 regionale per il 2012 e il 2013</i>             | <i>pag.111</i> |
| <i>Tabella 3.9: Distribuzione, analisi economica regionale</i>                           | <i>pag.112</i> |
| <i>Tabella 3.10: Distribuzione, volumi e clienti per categoria d'uso</i>                 | <i>pag.113</i> |
| <i>Tabella 3.11: Distribuzione, caratteristiche delle reti per Regione</i>               | <i>pag.114</i> |
| <i>Tabella 3.12: Numero di operatori nella vendita</i>                                   | <i>pag.118</i> |
| <i>Tabella 3.13: Ingrosso, numero di operatori per fascia dimensionale</i>               | <i>pag.119</i> |
| <i>Tabella 3.14: Ingrosso, le prime venti aziende</i>                                    | <i>pag.120</i> |
| <i>Tabella 3.15: Ingrosso, analisi economica</i>                                         | <i>pag.121</i> |
| <i>Tabella 3.16: Ingrosso, modalità di approvvigionamento</i>                            | <i>pag.122</i> |
| <i>Tabella 3.17: Ingrosso, destinazioni</i>                                              | <i>pag.123</i> |
| <i>Tabella 3.18: Ingrosso, analisi economica regionale</i>                               | <i>pag.124</i> |
| <i>Tabella 3.19: Dettaglio, numero di operatori e volumi per fascia dimensionale</i>     | <i>pag.128</i> |
| <i>Tabella 3.20: Dettaglio, caratteristiche delle imprese per classe di addetti</i>      | <i>pag.129</i> |

|                                                                                             |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>Tabella 3.21: Dettaglio, le prime venti aziende nel 2012 e nel 2013</i>                  | <i>pag.130</i> |
| <i>Tabella 3.22: Dettaglio, analisi economica</i>                                           | <i>pag.131</i> |
| <i>Tabella 3.23: Dettaglio, volumi e punti di prelievo per il mercato libero e tutelato</i> | <i>pag.133</i> |
| <i>Tabella 3.24: Dettaglio, volumi e clienti per categoria d'uso</i>                        | <i>pag.134</i> |
| <i>Tabella 3.25: Dettaglio, categorie d'uso dei consumi per Regione</i>                     | <i>pag.136</i> |
| <i>Tabella 3.26: Dettaglio, analisi economica regionale</i>                                 | <i>pag.139</i> |
| <i>Tabella 3.27: Numero di operatori focalizzati per fase nelle regioni</i>                 | <i>pag.144</i> |
| <i>Tabella 3.28: Numero di operatori integrati per fase nelle regioni</i>                   | <i>pag.145</i> |
| <i>Tabella 3.29: Articolazione della quota fissa per il prezzo nella distribuzione</i>      | <i>pag.155</i> |
| <i>Tabella 3.30: Articolazione della quota variabile per il prezzo nella distribuzione</i>  | <i>pag.155</i> |
| <i>Tabella 3.31: Prezzi di vendita al dettaglio per mercato e settore</i>                   | <i>pag.157</i> |

## **Parte 4 – Tra presente e futuro**

|                                                                                    |                |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <i>Tabella 4.1: Punteggio pesato per ogni alimentazione</i>                        | <i>pag.186</i> |
| <i>Tabella 4.2: Punteggio pesato con rete uguale per ogni alimentazione</i>        | <i>pag.187</i> |
| <i>Tabella 4.3: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi bassi</i>    | <i>pag.190</i> |
| <i>Tabella 4.4: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi bassi</i>          | <i>pag.190</i> |
| <i>Tabella 4.5: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi bassi</i> | <i>pag.190</i> |
| <i>Tabella 4.6: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi medi</i>     | <i>pag.191</i> |
| <i>Tabella 4.7: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi medi</i>           | <i>pag.191</i> |
| <i>Tabella 4.8: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi medi</i>  | <i>pag.192</i> |
| <i>Tabella 4.9: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi alti</i>     | <i>pag.192</i> |
| <i>Tabella 4.10: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi alti</i>          | <i>pag.193</i> |
| <i>Tabella 4.11: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi alti</i> | <i>pag.193</i> |
| <i>Tabella 4.12: Numero di distributori di metano per Regione</i>                  | <i>pag.196</i> |
| <i>Tabella 4.13: Numero di distributori di metano per Nazione</i>                  | <i>pag.197</i> |
| <i>Tabella 4.14: Consumi di gas naturale e di termoelettrico dal 2002</i>          | <i>pag.206</i> |

# Abstract

In un periodo in cui i consumi diminuiscono, a causa della crisi economica, l'efficienza ricopre un ruolo fondamentale: sia lato imprese per rimanere sul mercato, attraverso un'ottimizzazione dei processi, sia lato sistema Paese, che per sopravvivere deve rendere disponibili a tutti le migliori condizioni competitive. Questa problematica è ancor più strategica in un settore *capital intensive*, come quello energetico, in cui è compreso il gas naturale. In particolare il *downstream* è una delle fasi della filiera più colpita da questo fenomeno.

Esso si compone di distribuzione, cioè la consegna del prodotto al cliente finale, e vendita all'ingrosso e al dettaglio. La distribuzione vede il ruolo di Snam come principale operatore, essendo di sua proprietà la maggior parte delle reti di trasporto, mentre per la vendita la situazione è più complessa: sebbene Eni sia il principale *player* la concorrenza è più marcata.

Le problematica principale di questo settore è legata ad una burocrazia massiccia che provoca inefficienza sul mercato. In quest' ultimo per le imprese italiane è difficile ottenere margini elevati in un contesto dove gli investimenti sono alti. Nonostante ciò, i prezzi sono elevati, infatti, i costi in bolletta per le imprese fruitrici di energia sono molto più alti rispetto ai *competitors* internazionali. Si possono fare le medesime considerazioni anche per l'utenza domestica. Questo a causa appunto dell'inefficienza tecnica, delle burocrazia e del sistema fiscale. La caratteristica fondamentale per emergere, invece, è offrire un servizio flessibile e personalizzato, non essendoci tanta libertà di manovra sul prezzo a causa dei motivi sopracitati.

Perciò, nonostante la normativa spinga per un aumento della concorrenza e quindi del numero di *player*, si nota una diminuzione di questi ultimi e si prevede che questo fenomeno possa continuare nel tempo: i grandi *player* acquisiranno sempre più quote di mercato inglobando i più piccoli.

*Nowadays the economic crisis is causing a consumption decrease in Energy market. In this situation efficiency plays a crucial role. It pushes the supplier companies to optimize their processes to stay in the market and it helps the national system to survive granting the best competitive conditions to everybody. The capital intensive energy's industry, which also involves natural gasses, is heavily impacted by this situation. In particular the downstream is one of the stages most affected by this phenomenon.*

*It is composed by distribution (the delivery of the product to the customers), wholesale and retail. Snam is the main operator in the distribution stage. It owns the most of the transport system. The sale the situation is more heterogeneous: Eni is the main player but the competition is more aggressive.*

*The massive bureaucracy, that causes inefficiency in the market, plays a crucial role. The Italian suppliers have difficulties to achieve high margins because all the investments are extremely high. Nevertheless, prices and cost of energy are too high for the Italian consumers, if compared with their international competitors. The same happens to domestic users too. This is caused by the technical inefficiency, the bureaucracy and the tax system. To offer a flexible and personalized service considering the prices' rigidity is the key strategy to emerge.*

*The law encourages to increase the competition but, despite this, the number of players is decreasing and it is expected that this phenomenon will continue over time: the big players will gain market share by incorporating the smaller ones.*



# Introduzione

Con il seguente lavoro di Tesi, l'obiettivo è quello di analizzare le fasi finali della filiera del gas naturale: la distribuzione, la vendita all'ingrosso e quella al dettaglio, ovvero il *downstream*.

Dopo un'introduzione sul contesto mondiale del gas naturale e della filiera di riferimento dello stesso, ci si è concentrati sul *core* del nostro lavoro, mappando la situazione attuale, valutando gli aspetti positivi e negativi delle fasi e ipotizzando scenari futuri con possibili ulteriori impieghi, come ad esempio l'utilizzo del metano per il trasporto. Tutto ciò sulla base di dati storici, evoluzione delle normative, ricerche di settore e pareri degli operatori da noi intervistati.

Nel dettaglio il lavoro è suddiviso in quattro capitoli:

- Il mondo del gas naturale
- L'*hub* e le altre fasi della filiera
- Il cuore del *downstream*
- Tra presente e futuro

La prima parte introduce l'argomento, illustrando il **ruolo del gas naturale** nel mondo e descrivendone le caratteristiche e i suoi punti di forza e di debolezza. In seguito l'analisi è proseguita confrontando la **situazione italiana** con quella degli **altri Paesi**: vengono quindi illustrati i consumi, le riserve, i principali produttori, importatori ed esportatori. Il gas, infatti, sta acquisendo sempre più importanza nel mercato mondiale dell'energia, occupando attualmente il terzo posto dopo il petrolio e il carbone, con la poca differenza da quest'ultimo che si sta assottigliando. Una delle principali caratteristiche che lo rendono preferibile alle due principali fonti energetiche è il minor impatto ambientale, sempre più considerato come *driver* fondamentale a livello geo-politico mondiale. Le sezioni successive sono state dedicate al gas naturale liquefatto (**GNL**), che rappresenta il 30% delle modalità di esportazione, con un trend previsto in crescita, e ai gas non convenzionali, in particolare allo **shale gas**, che ha cambiato gli scenari mondiali, rendendo possibile l'indipendenza energetica degli Stati Uniti, grazie al quale sono passati da essere importatori a uno dei principali esportatori. Infine si è conclusa l'analisi esponendo le principali **normative** (Strategia Energetica Nazionale, Pacchetto Clima-Energia e *Energy Roadmap 2050*) che variano e hanno variato le condizioni competitive internazionali e nazionali. Nonostante non sia il punto focale della Tesi, si è deciso di approfondire questi argomenti in un capitolo dedicato, perché ovviamente è da tutto ciò che l'ambito d'analisi specifico parte e si sviluppa.

Il secondo capitolo si sviluppa su due filoni: la prima verte sulla possibile creazione di un *hub* sud-europeo con l'Italia al centro del progetto, mentre la seconda descrive la filiera del gas naturale. Per quanto riguarda l'**Hub** sono state presentate le ipotetiche interconnessioni, cioè nel dettaglio i corridoi Nord-Sud ed Est-Ovest, il ruolo centrale dell'Italia con le infrastrutture, presenti e in progetto, ed i benefici che il sistema Paese ne trarrebbe. Successivamente viene offerto uno sguardo d'insieme sulla **filiera**, descrivendo nel dettaglio le fasi di *upstream* e *midstream*, tralasciando la fase di *downstream*, a cui ovviamente saranno dedicati i due capitoli successivi. L'*upstream* è stato suddiviso nelle due modalità di conseguimento del

prodotto: l'importazione e la produzione; mentre il *midstream* è stato sviluppato nelle sue tre fasi: lo stoccaggio, il trasporto e la rigassificazione.

La terza parte, come la successiva, si occupa della fase della filiera non ancora analizzata nel capitolo precedente: il *downstream*. In questo capitolo sono state descritte la distribuzione e la vendita all'ingrosso e al dettaglio. In particolare dopo un primo paragrafo introduttivo dedicato alla **liberalizzazione**, fondamentale perché ha cambiato le modalità competitive, sono stati analizzati **gli stadi** del *downstream*, con particolare attenzione rivolta agli **operatori**. Tutto ciò per descrivere la situazione attuale, in modo da avere una base sulla quale sarà costruita un'analisi strategica: essa si svilupperà in questo capitolo e nel successivo, attraverso i modelli di Porter e i modelli di business (scenari competitivi ipotizzati, partendo dalla dimensione e dalla presenza o meno del soggetto all'interno della fase). Quindi si è passati ad un'analisi dei **prezzi**, partendo dalla situazione internazionale, studiando approfonditamente i contratti *Take or Pay* e *Spot*, da cui derivano i prezzi specifici della distribuzione e vendita, analizzati nel dettaglio, per terminare con la descrizione della bolletta del gas per l'utente domestico, spiegandone le componenti principali e il suo andamento nel tempo. Il capitolo è stato concluso con uno studio del mercato virtuale, attraverso l'illustrazione del punto di scambio virtuale (**PSV**) e della **Borsa del Gas**, perché sono tra le principali modalità in cui avvengono le transazioni e il loro utilizzo è in costante aumento.

Il quarto ed ultimo capitolo approfondisce lo studio del nostro ambito d'analisi, partendo dallo stato attuale, guardando al futuro e ai suoi possibili impieghi. In particolare è stato fatto un approfondimento sul **metano per autotrazione**, confrontandolo quali-quantitativamente con le altre tipologie di alimentazione, illustrandone i principali vantaggi e svantaggi, tra i quali spicca una rete distributiva inadeguata, che impedisce attualmente lo sviluppo di questa alimentazione. Di seguito è stato sviluppato un paragrafo inerente al **termoelettrico** perché, nonostante negli ultimi anni i suoi consumi siano in calo, soprattutto per via della crisi economica e della spinta data alle rinnovabili, i volumi di consumo sono elevati e a meno di imprevisti avranno sempre una quota importante nel panorama nazionale. Successivamente si sviluppa la seconda parte dell'**analisi strategica**, infatti vengono analizzate le principali difficoltà, i rischi e i principali fattori critici di successo nelle rispettive fasi dell'ambito di studio, con un'analisi SWOT riassuntiva. Infine, l'ultimo sotto-capitolo è stato dedicato al **trend** futuro, soprattutto attraverso il parere degli esperti da noi intervistati e ricerche di settore, per ipotizzare come si svilupperà nel tempo il *downstream*.

# Metodologia

Prima di iniziare lo studio dell'argomento di Tesi, cioè il *downstream* del gas naturale, è stato necessario inquadrare l'ambito di analisi: ci si è soffermati quindi sulla definizione dello stesso. Per fare questo ci si è basati sulla suddivisione della filiera descritta nella Strategia Energetica Nazionale, nella quale si spiega come il *downstream* sia composto dalle fasi di distribuzione e vendita.

La fase successiva è stata la ricerca dei documenti ufficiali più rilevanti relativi all'argomento trattato; in particolare è stata consultata dettagliatamente la Strategia Energetica Nazionale, l'Aeeg del 2014, Assolombarda gruppo energie, CDP gas naturale e il report sull'Oil&Gas dell'Eni. È stata fatta successivamente una prima scrematura riguardo gli argomenti significativi con l'obiettivo di riportare le nozioni più interessanti in primo piano.

Sulla base di ciò che è stato appreso e in base agli obiettivi prefissati del lavoro di Tesi, è stato preparato un questionario da somministrare ad un *pool* di imprese. Il questionario è stato organizzato in tre macro-aree: la prima si occupa dell'analisi patrimoniale e economica dell'impresa, in particolare si è chiesto informazioni, tra cui le più importanti sono: l'anagrafica dell'impresa, la sua profittabilità, in che fase della filiera operino, le strategie future e se vi sono aspetti specifici, domanda alla quale è stata data libertà di risposta. Si è deciso di operare in questo modo per conoscere meglio l'impresa e per proporre le domande più appropriate nelle successive fasi. La seconda parte è inerente alla situazione internazionale del mercato Oil&Gas (consumi in generali, *shale*, Gas Naturale Liquefatto, energie pulite), i possibili sviluppi futuri del mercato, un focus sulla possibile creazione di un *Hub* energetico del gas naturale a livello europeo con un ruolo chiave per l'Italia ed infine un'analisi generale della situazione italiana nel presente e nel futuro. Nell'ultima parte ci si è concentrati sul *core* della tesi: ovvero il *downstream* della filiera del gas naturale, cioè le fasi di distribuzione e vendita all'ingrosso e al dettaglio. I principali argomenti trattati sono stati: le difficoltà e i rischi del *business*, le caratteristiche per emergere, la concorrenza attuale e le implicazioni della normativa su di essa, i prezzi legati ai contratti *ToP* e *Spot*, transati al Punto di Scambio Virtuale, un'analisi sulla Borsa del gas ed alcune domande relative all'utilizzo del metano come combustibile per il trasporto (pubblico e privato). Il questionario è stato creato in modo da poter lasciare libertà di risposta agli operatori del settore, per far sì che essi potessero spaziare con discreto movimento tra gli argomenti che ritenevano significativi e non si sentissero veicolati ad una risposta molto specifica; tutto ciò, però, all'interno di alcuni paletti che potessero fare in modo che si rispondesse all'argomento d'interesse per il lavoro di Tesi.

A partire dalle domande del questionario, sono state selezionate le imprese che avrebbero soddisfatto maggiormente gli obiettivi, cercando di ottenere un campione più eterogeneo possibile, sia in termini dimensionali, sia riguardo la fase della filiera di cui si occupano.

Dopo la somministrazione del questionario, è stata fatta una sintesi e una rielaborazione delle domande; quindi sono state ottenute le informazioni chiave e gli aspetti sottolineati dalla maggior parte degli operatori. Sulla base dei risultati emersi è stata fatta una rilettura critica degli aspetti che sono stati selezionati dai documenti precedentemente analizzati.

A questo punto, avendo a disposizione dati ufficiali e pareri degli esperti, ovvero informazioni quantitative e qualitative, è stato possibile fare un'elaborazione completa degli stessi.

Successivamente sono stati ricontattati alcuni operatori in modo da approfondire alcune tematiche che meritavano un'attenzione particolare o sulle quali non erano stati completamente esaustivi. Avendo un quadro completo e dati aggiornati, è stato completato lo studio dei dati e si è potuti passare successivamente alla fase di scrittura vera e propria.

# Il mondo del gas naturale



## 1.1 Il gas naturale

Si inizierà il seguente lavoro di Tesi attraverso una prima analisi del gas naturale con una descrizione dei suoi vantaggi e svantaggi.

### 1.1.1 Descrizione

Il gas naturale è una miscela di idrocarburi gassosi, prodotta dalla decomposizione anaerobica di materiale organico. Il principale componente del gas naturale è il **metano** (CH<sub>4</sub>), che è il più leggero e il più semplice tra gli idrocarburi. In natura si trova in forma gassosa: si tratta di un gas incolore, inodore e insapore, più leggero dell'aria (in condizioni standard ha infatti una densità di 0,6796 kg/m<sup>3</sup>) e non tossico; risulta infiammabile ed esplosivo per concentrazioni in aria comprese tra il 5 e il 15% in volume e si auto accende ad una temperatura superiore ai 500°C.

Il gas naturale può inoltre contenere **idrocarburi gassosi** più pesanti come etano (CH<sub>3</sub>CH<sub>3</sub>), propano (CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>CH<sub>3</sub>) e butano (CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>CH<sub>3</sub>), e altri gas (pentano e azoto principalmente), in piccole quantità. Solfuro di idrogeno (H<sub>2</sub>S) e mercurio (Hg) sono contaminanti comuni nel gas, che devono essere rimossi prima di qualsiasi utilizzo. A causa della diversa possibile composizione del gas naturale, una normativa stabilisce quali debbano essere i contenuti in percentuale dei vari gas affinché esso possa essere commercializzato. La tabella sottostante mostra le caratteristiche medie del gas naturale immesso in Italia.

|                                                   | Nazionale % | Russo % | Nord Europa | Algerino % |
|---------------------------------------------------|-------------|---------|-------------|------------|
| Gas naturale                                      | vol         | vol     | % vol       | vol        |
| Metano                                            | 99,33       | 97,92   | 90,31       | 83,62      |
| Etano                                             | 0,05        | 0,77    | 4,83        | 8,42       |
| Altri idrocarburi                                 | 0,01        | 0,35    | 1,63        | 2,68       |
| Anidride carbonica                                | 0,03        | 0,09    | 1,14        | 0,51       |
| Azoto                                             | 0,57        | 0,86    | 2,05        | 4,62       |
| Elio                                              | 0,01        | 0,01    | 0,04        | 0,15       |
| Potere calorifico superiore (MJ/Sm <sup>3</sup> ) | 37,58       | 37,886  | 39,054      | 39,985     |
| Potere calorifico inferiore (MJ/Sm <sup>3</sup> ) | 33,836      | 34,125  | 35,244      | 36,137     |

Tabella 1.1: Composizione gas naturale; fonte: "Il mercato del gas naturale, 2013"

La combustione di un metro cubo di gas naturale di tipo commerciale generalmente produce circa 38 MJ (10,6 kWh). Tale valore è indicativo e varia a seconda del distributore, in funzione della composizione chimica del gas.

Il gas naturale è un combustibile di origine fossile che, come il petrolio, si è formato per lenta **decomposizione di sostanze di origine animale**. L'origine dei depositi di idrocarburi è infatti attribuita ad un processo di trasformazione delle sostanze organiche animali e vegetali raccolte in sedimenti detti rocce madri (prevalentemente di natura argillosa). Tali sedimenti sono stati originati dalla morte di micro organismi che milioni di anni fa vivevano sulla

superficie marina. Dopo la morte, essi si accumularono sul fondo marino, venendo progressivamente ricoperti da vari sedimenti (sabbia, terriccio..) che isolarono i loro resti dall'ambiente esterno. In quest'ambiente privo di aria e luce, l'azione di batteri trasformò i resti degli organismi in idrocarburi, originando così il gas naturale e il petrolio stesso. Sotto l'azione di varie forze, gli idrocarburi tendono in seguito a migrare dalla roccia madre verso altri strati. Se gli idrocarburi incontrano rocce porose, come sabbie o arenarie, si diffondono riempiendo gli spazi vuoti. Quando le rocce porose sono sovrastate da strati impermeabili, diventano rocce serbatoio o rocce magazzino, formando così i vari giacimenti sparsi sul pianeta.

Le proprietà del gas naturale sono fortemente influenzate dalla sua composizione chimica, che varia a seconda della zona di estrazione. Se la combustione avviene in presenza di una quantità di aria insufficiente, si forma il monossido di carbonio, gas tossico in grado di legarsi con l'emoglobina presente nei globuli rossi del sangue, inattivandola. Come tutte le combustioni, anche quella del metano provoca come reazione parallela l'ossidazione dell'azoto presente nell'aria e la formazione degli ossidi di azoto (NOx). La principale fonte di gas naturale è costituita dai vari giacimenti sparsi nel mondo. Un'altra fonte di gas naturale, ancora in fase sperimentale, è costituita dalle discariche da cui viene estratto. In questo caso, il gas si forma con la decomposizione dei rifiuti, per fornire energia elettrica e riscaldamento alle città.

### 1.1.2 Perché si usa

Le ragioni che hanno portato l'Europa a puntare sul gas sono:

- **Efficienza energetica**, nella generazione elettrica il gas è molto più efficiente del petrolio. Gli impianti CCGT, la tecnologia maggiormente usata, raggiungono livelli di efficienza pari al 55-60%, contro il 35-40% di quelli termoelettrici tradizionali.
- **Economiche**, fino al 2004, i prezzi relativamente bassi del gas hanno reso molto conveniente questo tipo d'impianti. Dal 2005 le crescenti quotazioni del petrolio, cui il gas è legato, hanno parzialmente rallentato il trend di investimento anche se vi sono situazioni molto differenti da Paese a Paese.
- **Ambientali**, gli obblighi di Kyoto rendono sempre meno competitive le centrali ad olio o a carbone; dall'altro lato, le rinnovabili sembrano in grado di soddisfare solo una parte contenuta dei consumi mentre il nucleare, osteggiato dalla maggioranza dell'opinione pubblica, non riesce a guadagnare spazi sufficienti. Dal punto di vista più tecnico, rispetto agli altri combustibili fossili produce sostanze inquinanti molto più limitate. A differenza degli altri combustibili, il metano non produce infatti, biossido di zolfo, assai inquinante. A parità di calore prodotto, il metano produce soltanto anidride carbonica e ossido di azoto, ma in misura molto minore di carbone e petrolio e con effetti meno dannosi per l'ambiente (effetto serra piogge acide). A questo si deve aggiungere che in molti Paesi europei la costruzione di centrali a gas è stata sussidiata, a volte anche in modo molto importante.

A questi tre vantaggi macro si aggiungono altri più pratici:

- **Riduzione spazi**, optando per il gas naturale si va a guadagnare lo spazio altrimenti necessario per lo stoccaggio del combustibile (cisterna) ed anche le caldaie hanno dimensioni estremamente compatte.
- **Comodità**, arriva a casa in modo silenzioso, ventiquattr'ore al giorno, ed è disponibile in ogni momento. Non è più necessario quindi occuparsi di operazioni come acquisto, trasporto e stoccaggio del combustibile.
- **Sicurezza**, la sicurezza dell'approvvigionamento e gli standard di sicurezza delle apparecchiature a gas naturale sono ai massimi livelli e rispondono ai severi standard stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.
- **Poliedricità**, può essere utilizzato per il riscaldamento, per la produzione di acqua calda sanitaria, per cucinare, e costituisce inoltre la soluzione ideale per impieghi commerciali, artigianali ed industriali.

In Europa si consumano attualmente circa 51.962 miliardi di metri cubi di gas che probabilmente saliranno a 700 miliardi nel 2020. Il peso dell'Europa a livello globale è molto elevato: circa il 25% dei consumi mondiali. L'immagine seguente mostra l'andamento passato e futuro (ipotizzato) delle principali fonti energetiche.

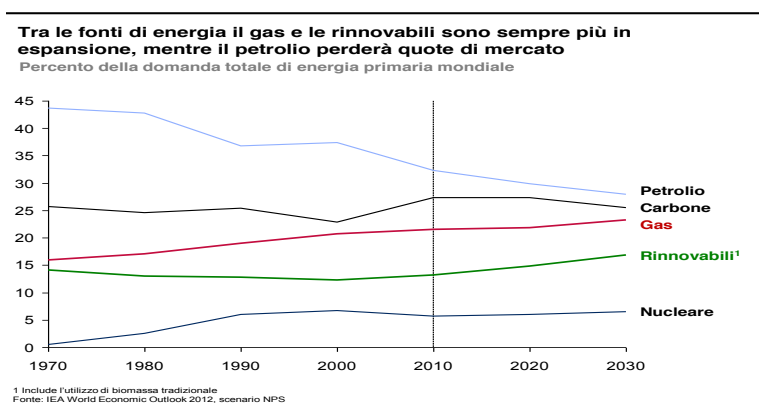


Immagine 1.1: Andamento nel tempo delle fonti energetiche; fonte: "IEA World Economic Outlook, 2012"

### 1.1.3 Svantaggi

Un problema del settore del gas naturale è la **reperibilità** della materia prima. Le riserve di gas in effetti non sono infinite, e sono attualmente limitate e concentrate soprattutto in Medio Oriente e Russia. Per questo motivo, il gas naturale dev'essere necessariamente acquistato e trasportato, oppure veicolato tramite delle infrastrutture idonee. Oltre all'acquisto e il trasporto, quindi ci sono i **costi legati alle infrastrutture**: tempi di realizzazione e trasporto, impatto ambientale per la realizzazione, costi monetari. Tutto questo incide sul prezzo finale del gas in bolletta. Un ulteriore svantaggio del gas è la sua **pericolosità**: si tratta di un materiale esplosivo e conseguentemente va maneggiato con molta attenzione. Infine va detto che nel mercato internazionale, l'andamento del **prezzo del gas è legato a quello del petrolio**. Questo legame rischia di azzerare la migliore efficienza del ciclo combinato e di rendere il prezzo del kWh del ciclo combinato, rigidamente vincolato al gas, meno competitivo rispetto ad altre fonti.



## 1.2 Mix energetici

In questa sezione si vedrà quanto vengono utilizzate le principali fonti energetiche, quali sono in crescita e quali in calo; ci si concentrerà prima sul caso italiano, dopodiché si analizzerà la situazione mondiale, focalizzando l'analisi sulle macro-aree.

### 1.1.1 Mix energetico Italiano

Utilizzando i dati del Ministero Dello Sviluppo Economico, sono state ottenute: produzione, importazione, esportazione, variazione scorte e, tramite la somma delle prime tre voci e sottraendo la quarta, è stato ricavato il consumo interno lordo del nostro Paese delle principali fonti energetiche (solidi, gas naturale, petrolio, rinnovabili, elettricità)

Si guardi ai dati del **2012** e del **2013**, tramite le due tabelle sottostanti:

| Attività                                  | Solidi        | Gas naturale  | Petrolio      | Rinnovabili   | Elettricità  | Totale         |
|-------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|----------------|
| <b>1. Produzione</b>                      | <b>0,633</b>  | <b>7,047</b>  | <b>5,397</b>  | <b>24,802</b> |              | <b>37,880</b>  |
| <b>2. Importazione</b>                    | <b>15,947</b> | <b>55,467</b> | <b>86,278</b> | <b>2,088</b>  | <b>9,981</b> | <b>169,761</b> |
| <b>3. Esportazione</b>                    | <b>0,230</b>  | <b>0,114</b>  | <b>29,173</b> | <b>0,053</b>  | <b>0,502</b> | <b>30,072</b>  |
| <b>4. Variaz. scorte</b>                  | <b>-0,214</b> | <b>1,045</b>  | <b>-1,087</b> | <b>0,019</b>  | <b>0,000</b> | <b>-0,237</b>  |
| <b>5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)</b> | <b>16,563</b> | <b>61,355</b> | <b>63,590</b> | <b>26,818</b> | <b>9,479</b> | <b>177,805</b> |

Tabella 1.2: Mix energetico italiano, 2012; fonte "Elaborazione propria da dati Ministero Sviluppo Economico"

| Attività                                  | Solidi        | Gas naturale  | Petrolio      | Rinnovabili   | Elettricità  | Totale         |
|-------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|----------------|
| <b>1. Produzione</b>                      | <b>0,572</b>  | <b>6,335</b>  | <b>5,501</b>  | <b>28,543</b> |              | <b>40,951</b>  |
| <b>2. Importazione</b>                    | <b>13,753</b> | <b>50,750</b> | <b>78,255</b> | <b>2,293</b>  | <b>9,753</b> | <b>154,804</b> |
| <b>3. Esportazione</b>                    | <b>0,189</b>  | <b>0,187</b>  | <b>24,911</b> | <b>0,048</b>  | <b>0,479</b> | <b>25,814</b>  |
| <b>4. Variaz. scorte</b>                  | <b>-0,486</b> | <b>-0,488</b> | <b>-0,126</b> | <b>0,005</b>  |              | <b>-1,095</b>  |
| <b>5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)</b> | <b>14,622</b> | <b>57,387</b> | <b>58,970</b> | <b>30,783</b> | <b>9,274</b> | <b>171,036</b> |

Tabella 1.3: Mix energetico italiano, 2013; fonte "Elaborazione propria da dati Ministero Sviluppo Economico"

Valutando l'evoluzione, si può dire che si è assistito ad un **calo** dei consumi delle principali fonti, ovvero **carbone, petrolio e gas naturale** (che è calato, però, di una percentuale minore rispetto alle altre due fonti) a fronte di un aumento di consumi di rinnovabili ed elettrico.

Guardando solo al gas naturale, si nota un importante aumento dell'esportazione, mentre la produzione e l'importazione sono calati.

Un altro dato interessante da sottolineare è il calo complessivo del consumo energetico, probabilmente a causa della crisi economica che ha costretto gli italiani a "stringere la cinghia" anche in campo energetico.

### 1.2.2 Mix energetico mondiale

Grazie ai dati tratti dal *British Petroleum Statistical Review of World Energy 2014*, lavoro di revisione statistica sui consumi energetici mondiale tra i più dettagliati ed accurati in circolazione e pubblicato nel Giugno 2014, è stato possibile ricostruire i **consumi finali di energia primaria a livello mondiale** sfruttando dati aggiornati alla fine del 2013. Tale lavoro, analogamente all'*Eni World Oil&Gas Review* che tuttavia si limita solo agli idrocarburi, mette in luce i consumi totali delle differenti fonti di energia primaria differenziandoli in base alla regione geografica di riferimento.

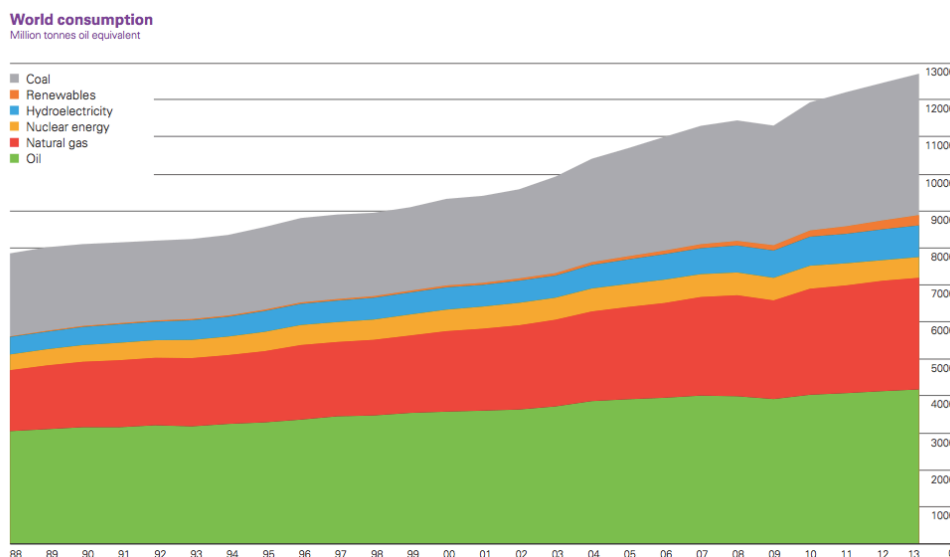


Immagine 1.2: Mix energetico mondiale, 2013; fonte "British Petroleum Statistical Review of World Energy 2014"

Il fabbisogno di energia primaria mondiale è **cresciuto del 2.3% nel 2013**, un incremento sotto la media, e questo è avvenuto per il terzo anno consecutivo. La crescita è avvenuta di un fattore sotto la media in tutto il mondo eccetto il Nord America. Tutte le fonti eccetto benzina, nucleare e rinnovabili sono cresciuti di un valore al di sotto della media. La benzina rimane la fonte più presente al mondo, ma perdendo il "market share" per il quattordicesimo anno consecutivo. L'idroelettrico e le altre rinnovabili hanno visto un aumento del 6.7% e del 2.2%, rispettivamente.

### *GUARDANDO ALLE SINGOLE REGIONI:*

- **Asia**, si è verificato il più grande aumento di consumi energetici e rimane il più grande consumatore (40.5% del totale globale). Nella Regione si è verificato un utilizzo di più del 70% dei consumi globali di carbone per il 2013 e il carbone rimane la fonte energetica più usata.
- **Europa & Eurasia**, il gas è il combustibile dominante. L'idroelettrico e le rinnovabili sono in aumento, ma ancora abbastanza poco usati. L'utilizzo di carbone sta calando.
- **Nord America**, il petrolio è il combustibile più usato; anche qui le rinnovabili sono poco usate, ma in aumento. Il livello di carbone è pari all'Europa.
- **Sud & Centro America**, il petrolio è il combustibile più usato; rinnovabili in grande aumento; carbone molto poco usato.
- **"Middle East"**, il gas ha sorpassato il petrolio come il combustibile più usato nel 2013.

## 1.3 Situazione mondiale del gas naturale

---

Nella seguente sezione verrà trattata la situazione geo-politica attuale del gas, studiando il contesto internazionale con un focus particolare sul nostro Paese. In particolare si analizzeranno la domanda e l'offerta, la produzione, i consumi in assoluto e pro capite, le riserve, le esportazioni e le importazioni.

### 1.3.1 Panorama energetico internazionale

Alcuni fattori stanno modificando l'assetto energetico mondiale. Questi fattori sono sia legati direttamente al mondo energetico, ma sono anche così socialmente impattanti, che riguardano la vita di tutti e possono essere capiti e emozionalmente accettati:

- Il sostanziale **incremento della produzione di petrolio e gas naturale** in America settentrionale. Questo fattore è prettamente energetico, ma l'aumento è dovuto soprattutto allo *shale gas*, le cui conseguenze ambientali e sociali possono essere devastanti.
- Il **ripensamento** circa il contributo della produzione di elettricità da fonte **nucleare** che, a seguito dell'incidente di Fukushima, interessa numerosi Paesi. In Italia c'è stato addirittura un referendum che ha bocciato il nucleare.
- Lo **sviluppo** sempre più consistente delle fonti energetiche **alternative** e, in particolare, dell'eolico e del solare fotovoltaico. Lo sviluppo di energie *green* è una cosa che sta a cuore di molte persone.
- Il **contributo crescente del gas naturale** come input energetico, anche per effetto delle scoperte di ingenti riserve non convenzionali (*shale gas*).

A tutto ciò si unisce l'attenzione crescente verso l'**efficienza energetica**, che farebbe sì di spendere meno con le stesse risorse. Tutto ciò modificherebbe l'assetto geo-politico ed energetico, rivoluzionandolo. Ad esempio, l'obiettivo attuale più concreto, oltre all'efficienza, è la completa **decarbonizzazione**; nei Paesi più sviluppati questo sta avvenendo, ma i Paesi in via di sviluppo stanno utilizzando molto carbone. Infatti, secondo le più recenti stime dell'International Energy Agency (IEA), nell'orizzonte temporale 2013-2035 la domanda complessiva di energia è destinata a crescere di oltre un terzo, guidata dallo sviluppo di Cina, India e Medio Oriente, che assorbiranno oltre il 60% dei consumi incrementali. Nei Paesi OCSE, al contrario, la domanda si manterrà stabile, ma si prevede un significativo mutamento nel mix energetico, con uno spostamento dei consumi dal petrolio e dal carbone verso il gas naturale e le fonti rinnovabili. In questo contesto, ci si attende che le **energie alternative continuino a sperimentare un'evoluzione positiva, ma il ruolo dei combustibili fossili rimarrà importante**. L'ammontare più consistente è concentrato nei Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa e è stato causato principalmente dal rialzo delle quotazioni del greggio. Se questo quadro non dovesse subire cambiamenti sostanziali, in prospettiva si verrebbe a determinare uno scenario di sviluppo del mercato caratterizzato nel lungo periodo da un incremento della temperatura media di 3,6 °C, valore ben lontano dai 2 °C generalmente

considerato dalla comunità scientifica internazionale come il livello massimo compatibile con la reversibilità del trend relativo ai mutamenti climatici

### 1.3.2 Energie rinnovabili

Si introduce ora un paragrafo dedicato alle energie rinnovabili. Viene fatto sia perchè è una fonte di energia emergente ma anche per spiegare perchè il calo dell'utilizzo di petrolio e gas non sia completamente sostituibile dalle stesse rinnovabili, ma si necessiti ancora e in larga parte di altre tipologie di energie, quali per esempio il gas naturale.

La seguente tabella mostra come nel 2013 in Italia **il totale degli impieghi sia basso** per le stesse rinnovabili, poiché gran parte dell'energia prodotta viene usata per la trasformazione in energia elettrica; dunque ciò è sintomo di una bassa efficienza.

|                                                  | SOLIDI  | GAS     | PETROLIO | RINNOVABILI |
|--------------------------------------------------|---------|---------|----------|-------------|
| ANNO 2013                                        |         |         |          |             |
| 1 Produzione                                     | 0,57    | 6,33    | 5,50     | 28,54       |
| 2 Importazione                                   | 13,75   | 50,75   | 78,25    | 2,29        |
| 3 Esportazione                                   | 0,19    | 0,19    | 24,91    | 0,05        |
| 4 Variazione delle scorte                        | - 0,49  | - 0,49  | - 0,13   | 0,00        |
| 5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4) | 14,62   | 57,38   | 58,97    | 30,78       |
| 6 Consumi e perdite del settore energetico       | - 0,15  | - 1,53  | - 4,02   | - 0,01      |
| 7 Trasformazione in energia elettrica            | - 11,29 | - 17,67 | - 3,02   | - 24,47     |
| 8 Totale impieghi finali (5+6+7)                 | 3,18    | 38,18   | 51,93    | 6,31        |

Tabella 1.4: Attività per principali fonti energetiche; fonte "AEEG, 2014"

Si veda invece come siano ancora petrolio e gas naturale a guidare la classifica dell'utilizzo delle fonti energetiche nazionali; quindi se l'uso del petrolio è destinato a scendere, come si vedrà nei paragrafi successivi, cosa può sostituirlo? Le rinnovabili sono in crescita e copriranno una parte della domanda, ma probabilmente una parte della stessa sarà coperta dall'utilizzo di gas naturale. Le energie rinnovabili, come si è potuto constatare anche dalle interviste agli esperti di settore, sono **importanti**, ma sia oggi sia nel futuro, almeno quello prevedibile, **non sostituiranno il gas**.

La tabella seguente è presa da Eurostat, il più affidabile sito di statistica a livello europeo, e dice che, eccetto i virtuosissimi Paesi Nordici, **gli obiettivi sulle quantità di energie rinnovabili** da utilizzare entro il 2020 si assesta per quasi tutti i Paesi **sotto il 20%**. Come sappiamo entro il 2020 si richiede una riduzione del 20% di energie "sporche", petrolio e carbone. Anche se gli obiettivi al 2020 fossero raggiunti, la crescita delle rinnovabili non sarebbe sufficiente.

**PESO DELLE FONTI RINNOVABILI SUI CONSUMI ENERGETICI FINALI** (Percentuale)

|                       | 2005       | 2007       | 2009        | 2011        | Obiettivo 2020 |
|-----------------------|------------|------------|-------------|-------------|----------------|
| Austria               | 23,8       | 27,2       | 30,2        | 30,9        | 34,0           |
| Belgio                | 2,3        | 2,9        | 4,4         | 4,1         | 13,0           |
| Danimarca             | 16,0       | 17,8       | 20,0        | 23,1        | 30,0           |
| Finlandia             | 28,6       | 29,4       | 30,4        | 31,8        | 38,0           |
| Francia               | 9,5        | 10,2       | 12,3        | 11,5        | 23,0           |
| Germania              | 6,0        | 8,3        | 9,2         | 12,3        | 18,0           |
| Grecia                | 7,2        | 8,4        | 8,5         | 11,6        | 18,0           |
| Irlanda               | 2,8        | 3,6        | 5,2         | 6,7         | 16,0           |
| <b>Italia</b>         | <b>5,1</b> | <b>5,5</b> | <b>8,6</b>  | <b>11,5</b> | <b>17,0</b>    |
| Olanda                | 2,1        | 3,0        | 4,0         | 4,3         | 14,0           |
| Portogallo            | 19,8       | 22,0       | 24,6        | 24,9        | 31,0           |
| Regno Unito           | 1,4        | 1,8        | 3,0         | 3,8         | 15,0           |
| Spagna                | 8,4        | 9,7        | 13,0        | 15,1        | 20,0           |
| Svezia                | 40,4       | 43,9       | 47,7        | 46,8        | 49,0           |
| <b>Totale UE (27)</b> | <b>8,5</b> | <b>9,7</b> | <b>11,6</b> | <b>13,0</b> | <b>20,0</b>    |

Fonte: Eurostat

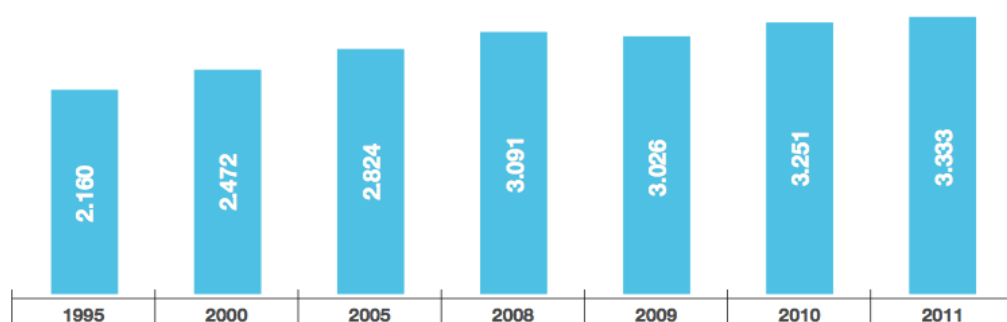
Tabella 1.5: Peso delle rinnovabili sui consumi energetici finali; fonte "www.epp.eurostat.ec.europa.eu"

Dunque, tutti speriamo che nel futuro le rinnovabili possano sostituire le energie classiche e inquinanti, e ci auguriamo una crescita nell'utilizzo delle stesse anche nel breve termine. Ma pensare che da sole possano soddisfare il fabbisogno di energie è senza senso, oggi. Abbiamo e avremo ancora bisogno delle energie classiche e il gas è un'ottima alternativa a carbone e petrolio, per pulizia, efficienza e possibilità di utilizzo.

C'è da dire inoltre che gli **incentivi** sulle rinnovabili sono in **calo** a livello europeo, infatti, come riporta un articolo del Sole 24 Ore del 15 Aprile 2014, l'Unione Europea vuole contenere gli aiuti di Stato alle energie verdi: da Bruxelles, nei giorni scorsi, sono arrivate le nuove linee guida che le 27 Nazioni dovranno seguire a partire dal primo Luglio 2014. Ma da cosa nasce questo intervento? Il punto è che le energie rinnovabili sono cresciute molto negli ultimi anni nel Vecchio Continente, proprio per la spinta diretta dell'Unione Europea, che ha imposto agli Stati membri degli obiettivi precisi da raggiungere entro il 2020. Per tagliare questi traguardi in tempi così stretti i vari Governi hanno abbondantemente foraggiato l'installazione delle fonti pulite con apposite politiche di incentivi statali, che hanno reso appetibili queste tecnologie per gli investitori. Questa impostazione ha avuto successo, difatti i Paesi Ue sono sulla buona strada per centrare i propri obiettivi al 2020, ma il conto economico è stato molto pesante. La stima, infatti, è che i sussidi alle rinnovabili elettriche **costino** 42 miliardi di euro l'anno (oltre 11 miliardi nella sola Italia) ai consumatori europei. In particolare, secondo l'UE, questa mole di incentivi costituisce un onere molto elevato per quelle aziende ad alta intensità energetica appartenenti a settori esposti a una forte concorrenza internazionale. Ma non è solo la quantità di denaro impegnato a preoccupare Bruxelles: per effetto degli incentivi, le rinnovabili sarebbero sostanzialmente "fuori concorrenza" e avrebbero prodotto delle **distorsioni di mercato**, ad esempio generando energia elettrica indipendentemente dalla domanda effettiva. Basti pensare ai tanti mega parchi solari o eolici installati nelle regioni del Sud Italia, in aree dove spesso non c'era un'effettiva necessità di potenza elettrica aggiuntiva.

### 1.3.3 Domanda e offerta

A livello mondiale i **consumi** di gas naturale hanno raggiunto i 3.333 mld/m<sup>3</sup> nel 2011, evidenziando un **tasso di crescita medio annuo pari al 2,7%** nel periodo 1995-2011. In particolare, la battuta d'arresto registrata nel 2009 (-2,1% rispetto all'anno precedente) in coincidenza del deflagrare della crisi economica internazionale, è stata pienamente recuperata nel successivo biennio, in cui si è registrato un incremento su base annua del 5,0%. Nonostante il deludente andamento dell'economia, i dati provvisori indicano un significativo aumento dei consumi a livello mondiale nel 2012. Tale crescita, di circa 100 G(m<sup>3</sup>), pari al 3,0% rispetto al 2011, è abbastanza allineata all'andamento storico dell'ultimo decennio che vede i consumi di gas naturale aumentare a un ritmo mediamente attorno a due terzi dell'aumento del PIL. Essa si è verificata, seppure in modo differenziato, sia nei Paesi a economia avanzata dell'OCSE nel loro complesso, sia nelle aree emergenti e in via di sviluppo. Si mostrano i consumi di gas naturale dal 1995 al 2011:



Fonte: Eni, 2012

Immagine 1.3: Consumi di gas naturale dal 1995 al 2011; fonte "CDP gas naturale, 2013"

Nell'area OCSE la crescita più forte (7,8%) è avvenuta nel Pacifico (essenzialmente in Giappone dove il consumo è aumentato di 11,7 G(m<sup>3</sup>) (il 10,3% sull'anno precedente) per far fronte alla chiusura della capacità di generazione elettronucleare per manutenzione straordinaria e controlli di sicurezza dopo il disastro di Fukushima. Il consumo era già aumentato di 12,3 G(m<sup>3</sup>) nel 2011, ma dovrebbe calare di nuovo nella misura in cui la generazione nucleare venisse ripristinata secondo le intenzioni del nuovo governo. Nel Nord America si è avuta una crescita del 3,0% concentrata negli Stati Uniti (4,4%), dato che sono rimasti stabili i consumi del Canada, mentre sono calati pesantemente in altri paesi come il Messico. La crescita negli Stati Uniti è dovuta essenzialmente alla convenienza della generazione da gas naturale rispetto al carbone ai prezzi molto favorevoli del gas prodotto da scisti.

**La produzione interna è aumentata in tutte e tre le aree OCSE nel loro complesso.**

L'aumento del 3,2% in Nord America è il riflesso del salto del 5,0% negli Stati Uniti, dato che la produzione è calata negli altri tre paesi dell'area. Dietro la crescita del 4,1% nell'area del Pacifico, sta il forte sviluppo della produzione australiana (7,1%), principalmente come riflesso dell'importante aumento della domanda giapponese. Nell'area europea la crescita (+1,2%) è riconducibile più che altro alla produzione norvegese (12,1%), dato che la

produzione degli altri principali produttori, Paesi Bassi e Regno Unito, è calata, soprattutto nel secondo di questi (-13,6%). In controtendenza rispetto ai suddetti Paesi, quelli della Unione europea nel 2012 hanno fatto registrare un calo della domanda superiore al 2%, dopo la flessione prossima al 10% del 2011 rispetto all'anno precedente per lo più riconducibile alle temperature miti che avevano sensibilmente ridotto la domanda per il riscaldamento domestico e al minor consumo da parte del settore generativo dovuto alla crisi economica e al maggior contributo fornito da fonti alternative e dal carbone, per motivi di convenienza economica. L'immagine seguente mostra quanto appena detto.

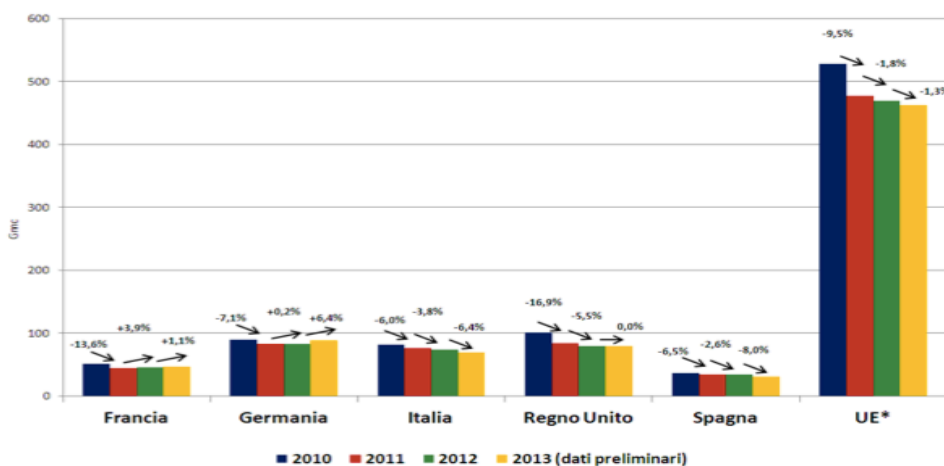


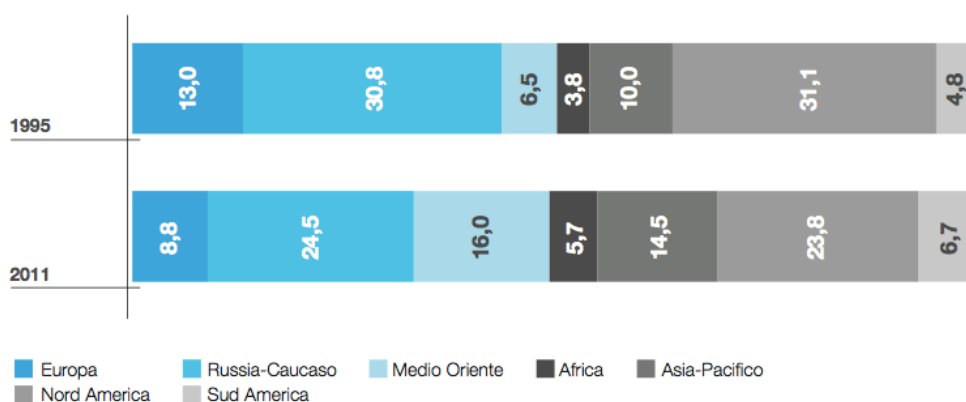
Immagine 1.4: Produzione interna di gas naturale nell'area OCSE; fonte "Liquefatto e non convenzionale, come cambia il mondo del gas, 2014"

Nel 2012 le importazioni nette per far fronte alla domanda hanno rappresentato il 71,4% dei consumi effettivi in OCSE Pacifico, il 45,4% in OCSE Europa e appena lo 0,7% in OCSE Nord America. I flussi di importazione sono stati principalmente verso l'Europa e l'area del Pacifico (rispettivamente 60,7% e 22,1%). Scorporando le esportazioni, i flussi verso il Nord America sono calati dal 17,2% all'1,6%, sono aumentati al 38,9% verso l'area del Pacifico, mentre sono rimasti pressoché uguali verso l'Europa (59,5%). Come negli anni precedenti, le importazioni da Paesi non OCSE hanno rappresentato una frazione notevole delle importazioni lorde totali, passando dal Nord America (11,5%) all'Europa (52,4%) e al Pacifico, che dipende da Paesi non OCSE per l'86,2% delle importazioni. La concentrazione del commercio internazionale all'interno di aree del Mondo riflette la natura spiccatamente regionale del mercato del gas naturale. Allo stesso tempo indicano una crescente, seppure ancora timida, tendenza all'integrazione, favorita da fattori congiunturali. Così, nel Nord America un significativo aumento delle importazioni dal Medio Oriente si è interrotto solo nel 2012, con la forte crescita della produzione domestica. Nel Pacifico le importazioni dalla Russia (via nave metaniera) sono aumentate dal 2009 e dopo Fukushima, così come sono state potenziate le importazioni dal Qatar, con contratti *spot* perfino da paesi del bacino Atlantico tra cui Algeria, Egitto, Nigeria, Norvegia, Trinidad e Tobago. Viceversa, l'Europa ha visibilmente ridotto le importazioni dai suoi principali fornitori extra OCSE (Russia, Algeria, Qatar e Nigeria), incrementando quelle dall'interno dell'OCSE Europa.



**Circa il 60% dell'incremento registrato nell'orizzonte temporale 1995-2011 è da ascrivere a 10 Paesi**, con riferimento ai quali si evidenziano differenti dinamiche:

- I maggiori consumatori a livello mondiale (Stati Uniti e Russia), che da soli coprono oltre il 34% del mercato, hanno mostrato tassi di crescita modesti (rispettivamente 0,8% e 1,3%).
- I principali Paesi emergenti (Cina, India e Brasile) hanno registrato un'evoluzione dei consumi particolarmente sostenuta (tassi di crescita medi annui rispettivamente pari al 13,3%, al 7,1% e all'11,4%);
- Alcuni dei grandi produttori (Iran, Arabia Saudita, EAU e Messico) hanno moltiplicato il proprio consumo di gas naturale (CAGR pari all'8,4%, al 6,4%, al 5,9% e al 5,3 %);
- Uno dei principali Paesi consumatori (Giappone), completamente dipendente dalle importazioni, è l'unica tra le economie avanzate ad aver sperimentato un incremento significativo nel ricorso al gas naturale (+4,0%), anche per effetto della necessità di ridefinire il proprio mix energetico a seguito dell'incidente all'impianto nucleare di Fukushima.



Fonte: Eni, 2012

Immagine 1.5: Consumi di gas naturale per area geografica (1995-2011); fonte "CDP gas naturale, 2013"

Nell'orizzonte temporale **2011-2035** la dinamica dei consumi continuerà a essere guidata dalle **economie emergenti**. A fronte di un tasso di incremento medio annuo stimato pari all'1,7% a livello globale, infatti, i Paesi caratterizzati dal ritmo di crescita più sostenuto saranno la Cina (+6,1%), l'India (+4,5%) e il Medio Oriente (+2,0%).

Questi scenari di sviluppo, tuttavia, potrebbero subire modifiche considerevoli in virtù delle nuove scoperte di gas non convenzionale, che nel corso degli ultimi anni hanno già contribuito a cambiare profondamente gli assetti internazionali del mercato portando, ad esempio, un Paese come gli Stati Uniti da una situazione di significativa dipendenza dall'estero per la copertura del proprio fabbisogno a una condizione di sostanziale autosufficienza.

## 1.3.4 Produzione

**The World Top 10 Producers (\*)**  
(billion cubic metres)

|                         | 1995            | 2000            | 2005            | 2008            | 2009            | 2010            | 2011            | 2012            | $\Delta$ y/y<br>[2012-2011] | CAGR<br>[2012-2000] |
|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------------|---------------------|
| United States           | 518.31          | 533.06          | 502.78          | 560.30          | 572.15          | 590.11          | 633.37          | 665.88          | 5.1%                        | 1.9%                |
| Russia                  | 573.13          | 561.43          | 615.22          | 637.83          | 570.96          | 644.22          | 659.40          | 642.94          | -2.5%                       | 1.1%                |
| Qatar                   | 8.76            | 25.98           | 47.55           | 83.11           | 94.88           | 127.97          | 160.48          | 169.31          | 5.5%                        | 16.9%               |
| Iran                    | 42.51           | 59.46           | 99.54           | 128.83          | 138.65          | 145.85          | 151.74          | 159.63          | 5.2%                        | 8.6%                |
| Canada                  | 155.35          | 176.94          | 183.76          | 172.96          | 161.46          | 157.94          | 157.89          | 154.76          | -2.0%                       | -1.1%               |
| Norway                  | 33.70           | 55.20           | 89.50           | 103.91          | 108.16          | 109.15          | 102.91          | 116.81          | 13.5%                       | 6.4%                |
| China                   | 17.91           | 27.15           | 49.23           | 80.15           | 85.11           | 94.67           | 102.49          | 107.01          | 4.4%                        | 12.1%               |
| Saudi Arabia            | 33.18           | 40.85           | 66.32           | 72.82           | 73.19           | 79.32           | 83.55           | 92.74           | 11.0%                       | 7.1%                |
| Algeria                 | 55.65           | 83.33           | 90.19           | 88.02           | 84.58           | 85.85           | 83.02           | 81.61           | -1.7%                       | -0.2%               |
| Indonesia               | 68.12           | 72.90           | 78.17           | 76.69           | 79.99           | 89.17           | 84.74           | 79.82           | -5.8%                       | 0.8%                |
| <b>The World Top 10</b> | <b>1,506.62</b> | <b>1,636.30</b> | <b>1,822.26</b> | <b>2,004.63</b> | <b>1,969.12</b> | <b>2,124.25</b> | <b>2,219.61</b> | <b>2,270.52</b> | <b>2.3%</b>                 | <b>2.8%</b>         |
| Rest of the World       | 658.90          | 823.76          | 1,007.46        | 1,094.31        | 1,040.05        | 1,108.09        | 1,113.47        | 1,122.02        | 0.8%                        | 2.6%                |
| <b>World</b>            | <b>2,165.53</b> | <b>2,460.05</b> | <b>2,829.72</b> | <b>3,098.94</b> | <b>3,009.17</b> | <b>3,232.34</b> | <b>3,333.08</b> | <b>3,392.53</b> | <b>1.8%</b>                 | <b>2.7%</b>         |

Tabella 1.6: I dieci Paesi produttori più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

Nel 2012 c'è stato **il sorpasso degli USA sulla Russia** per quanto riguarda la produzione. L'effetto degli ultimi due anni è dovuto quasi esclusivamente all'avvento dello *shale gas*, di cui si parlerà nel dettaglio nel paragrafo 1.6. Inoltre è evidente l'aumento importante dal 2011 al 2012 della Norvegia (+13,5%) e dell'Arabia Saudita (+11%), forse merito delle nuove scoperte di giacimenti di gas naturale nel territorio. Se si guarda ai dati più nel lungo termine, si nota l'impressionante aumento del Qatar che negli ultimi 10 anni ha visto un incremento della produzione di quasi sette volte, ovvero da 25.98 miliardi di metri cubi del 2000 a 169,31 miliardi del 2012, reso possibile dal GNL, di cui si parlerà nel dettaglio nel paragrafo 1.4. Si vedano gli stessi dati con l'utilizzo di una cartina geografica:

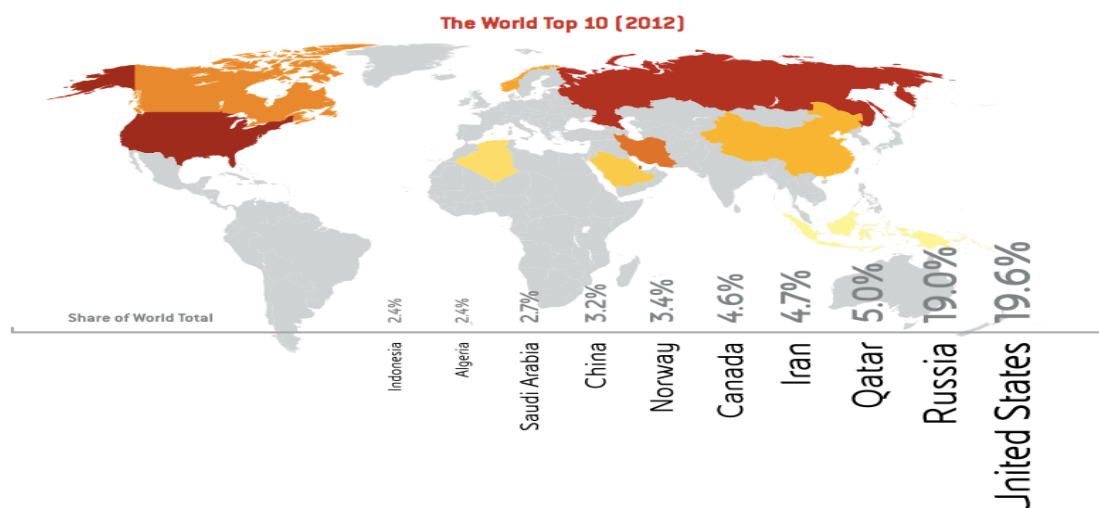


Immagine 1.6: I dieci Paesi produttori più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

## FOCUS ITALIA

La produzione italiana verrà trattata nel dettaglio nel paragrafo 2.3.2.

### 1.3.5 Consumi

#### The World Top 10 Consumers (\*)

[billion cubic metres]

|                         | 1995            | 2000            | 2005            | 2008            | 2009            | 2010            | 2011            | 2012            | Δ y/y<br>(2012-2011) | CAGR<br>(2012-2000) |
|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|---------------------|
| United States           | 605.21          | 653.26          | 604.94          | 645.31          | 638.70          | 663.21          | 678.49          | 709.58          | 4.6%                 | 0.7%                |
| Russia                  | 377.64          | 380.47          | 417.04          | 436.84          | 417.90          | 457.44          | 466.72          | 461.48          | -1.1%                | 1.6%                |
| Iran                    | 42.51           | 62.77           | 99.99           | 131.21          | 137.64          | 146.36          | 154.10          | 156.25          | 1.4%                 | 7.9%                |
| China                   | 17.89           | 24.75           | 46.26           | 81.50           | 89.52           | 105.66          | 128.54          | 141.87          | 10.4%                | 15.7%               |
| Japan                   | 63.46           | 78.32           | 84.18           | 99.87           | 96.31           | 102.62          | 119.24          | 125.47          | 5.2%                 | 4.0%                |
| Canada                  | 80.04           | 88.56           | 96.16           | 93.36           | 93.49           | 93.86           | 99.70           | 99.56           | -0.1%                | 1.0%                |
| Saudi Arabia            | 33.18           | 40.85           | 66.32           | 72.82           | 73.19           | 79.32           | 83.55           | 92.74           | 11.0%                | 7.1%                |
| Germany                 | 80.26           | 85.70           | 92.77           | 91.91           | 86.69           | 90.38           | 83.00           | 80.86           | -2.6%                | -0.5%               |
| United Kingdom          | 77.67           | 104.24          | 101.94          | 100.74          | 93.17           | 101.15          | 83.73           | 79.09           | -5.5%                | -2.3%               |
| Italy                   | 53.13           | 69.11           | 84.27           | 82.92           | 76.22           | 81.18           | 76.12           | 73.19           | -3.9%                | 0.5%                |
| <b>The World Top 10</b> | <b>1,430.98</b> | <b>1,588.04</b> | <b>1,693.87</b> | <b>1,836.49</b> | <b>1,802.85</b> | <b>1,921.19</b> | <b>1,973.19</b> | <b>2,020.09</b> | <b>2.4%</b>          | <b>2.0%</b>         |
| Rest of the World       | 730.81          | 883.36          | 1,125.79        | 1,253.99        | 1,221.54        | 1,345.01        | 1,348.81        | 1,379.38        | 2.3%                 | 3.8%                |
| <b>World</b>            | <b>2,161.79</b> | <b>2,471.40</b> | <b>2,819.66</b> | <b>3,090.47</b> | <b>3,024.38</b> | <b>3,266.20</b> | <b>3,322.00</b> | <b>3,399.47</b> | <b>2.3%</b>          | <b>2.7%</b>         |

Tabella 1.7: I dieci Paesi consumatori più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

Come si vede anche dalla tabella soprastante, gli **USA** sono il Paese che più consuma gas, anche per questo ha cercato nuovi modi di produzione interna per rendersi indipendente, e ora ci è riuscita attraverso lo *shale* gas, come si dirà nel dettaglio nel paragrafo 1.6. La Russia, viste anche le condizioni climatiche e il fatto che ne è il principale produttore, consuma molto gas, cercando di ridurre il fabbisogno di altre fonti energetiche, per non importare e dipendere dall'estero. Il Giappone è il principale importatore e quindi uno dei principali consumatori. La Cina ha iniziato a consumare gas da poco tempo, gli incrementi da un anno ad un altro soprattutto nell'ultimo periodo sono impressionanti. Anche in Europa si usa molto gas, come si vede dalla presenza in *top ten* di Germania, UK e Italia. Si vedano gli stessi dati con l'ausilio di una cartina geografica:

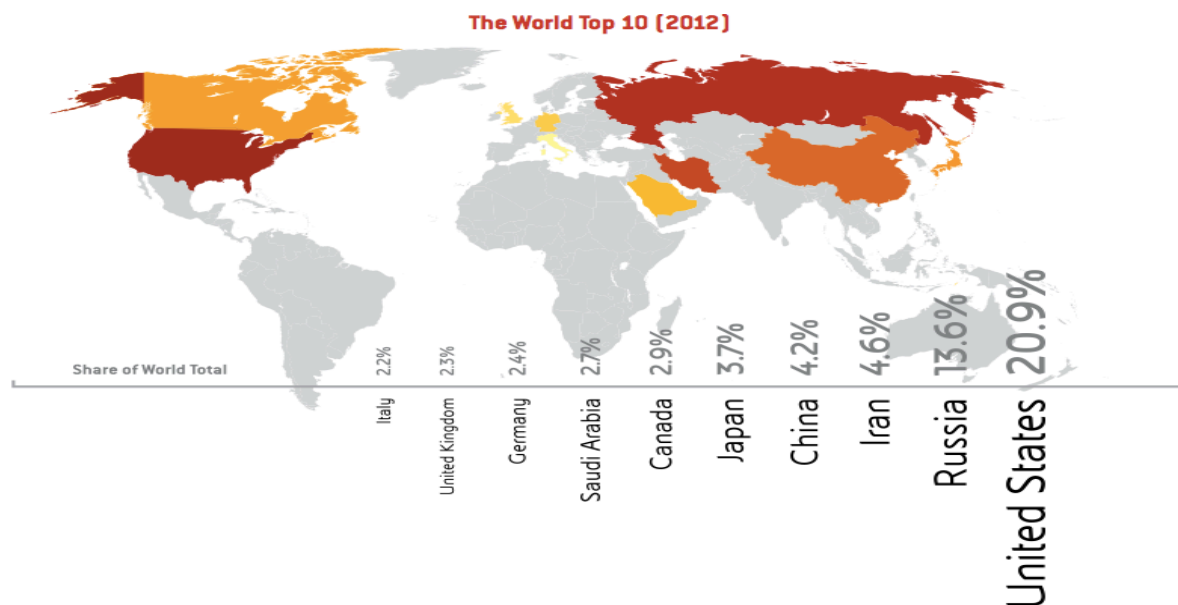


Immagine 1.7: I dieci Paesi consumatori più importanti; fonte “ENI, World Oil & Gas Review, 2013”

## FOCUS ITALIA

Dall'immagine seguente si vede l'andamento dei consumi italiani per fonte energetica. Concentrando l'attenzione sul gas naturale, si nota un incremento fino al 2005 e poi una sostanziale **stabilità** fino al 2012. Quest'anno, stando anche alle interviste, si è assistito ad un calo dei consumi, attribuibile in parte alla crisi, ma anche al clima: è stato un inverno particolarmente “caldo”. La causa sembra quindi essere più contingente che strutturale.

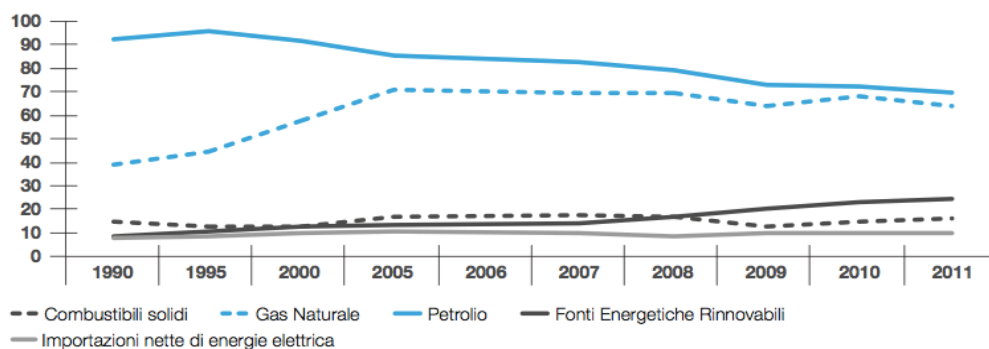


Immagine 1.8: Consumi finali per fonte energetica in Italia; fonte “CDP gas naturale, 2013”

### 1.3.6 Consumi pro capite

The World Top 10 Consumers Ranked by Per Capita Consumption (\*)  
(cubic metres)

|                | 1995  | 2000  | 2005  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Russia         | 2,543 | 2,594 | 2,913 | 3,090 | 2,966 | 3,259 | 3,268 | 3,234 |
| Saudi Arabia   | 1,794 | 2,038 | 2,759 | 2,783 | 2,730 | 2,890 | 2,975 | 3,231 |
| Canada         | 2,735 | 2,890 | 2,986 | 2,807 | 2,776 | 2,755 | 2,895 | 2,859 |
| United States  | 2,267 | 2,310 | 2,041 | 2,116 | 2,077 | 2,139 | 2,172 | 2,256 |
| Iran           | 711   | 961   | 1,434 | 1,815 | 1,882 | 1,979 | 2,060 | 2,067 |
| United Kingdom | 1,338 | 1,770 | 1,693 | 1,641 | 1,508 | 1,625 | 1,335 | 1,251 |
| Italy (**)     | 933   | 1,213 | 1,436 | 1,385 | 1,265 | 1,341 | 1,252 | 1,200 |
| Germany        | 983   | 1,043 | 1,125 | 1,119 | 1,059 | 1,105 | 1,015 | 987   |
| Japan          | 506   | 618   | 657   | 779   | 752   | 801   | 933   | 984   |
| China          | 15    | 20    | 35    | 61    | 67    | 79    | 95    | 105   |

Tabella 1.8: I dieci Paesi consumatori pro capite più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

E' interessante guardare ai consumi *pro capite*, anche attraverso l'immagine soprastante per **eliminare l'effetto dimensionale** e di popolosità dei Paesi che abbiamo analizzato e analizzeremo. Vediamo che gli USA passano dal primo al quarto posto, considerando il 2012.

La **Russia** invece sale al primo posto, con un consumo pro capite di quasi 3,5 metri cubici per persona. Dato molto simile anche per l'Arabia Saudita, con un importante aumento nell'ultimo anno a disposizione, dal 2011 al 2012. Si nota anche la presenza dell'Italia nella *top ten* di consumatori *pro capite*, con valori simili a Germania e UK, ma molto al di sotto dei primi due. Grande aumento della Cina, che nel giro di dieci anni ha incrementato l'utilizzo *pro capite* di più di cinque volte. Si vedano gli stessi dati con l'ausilio di una cartina geografica:

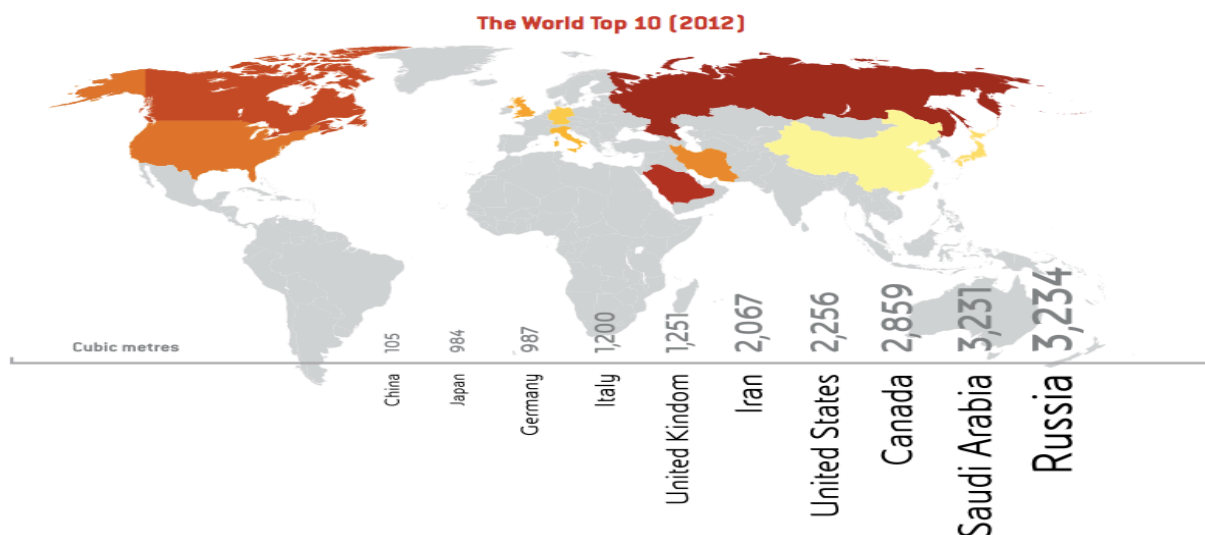


Immagine 1.9: I dieci Paesi consumatori pro capite più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

## FOCUS ITALIA

Nella tabella successiva, si riportano i consumi pro capite e il consumo domestico di gas della famiglia media italiana, utilizzando come ipotesi che sia composta da 2,4 componenti.

| REGIONE               | Consumo medio annuo pro capite di gas metano (m3) | Consumo medio annuo famiglia media italiana di gas metano (m3) |
|-----------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| EMILIA ROMAGNA        | 1037                                              | 2488                                                           |
| LOMBARDIA             | 941                                               | 2259                                                           |
| PIEMONTE              | 880                                               | 2111                                                           |
| VENETO                | 856                                               | 2055                                                           |
| FRIULI VENEZIA GIULIA | 716                                               | 1718                                                           |
| TRENTINO ALTO ADIGE   | 638                                               | 1532                                                           |
| TOSCANA               | 630                                               | 1513                                                           |
| UMBRIA                | 610                                               | 1463                                                           |
| LIGURIA               | 601                                               | 1441                                                           |
| MARCHE                | 599                                               | 1438                                                           |
| ABRUZZO               | 556                                               | 1335                                                           |
| MOLISE                | 428                                               | 1027                                                           |
| LAZIO                 | 403                                               | 966                                                            |
| VALLE D'AOSTA         | 369                                               | 886                                                            |
| BASILICATA            | 359                                               | 861                                                            |
| PUGLIA                | 275                                               | 659                                                            |
| CAMPANIA              | 188                                               | 452                                                            |
| CALABRIA              | 153                                               | 368                                                            |
| SICILIA               | 145                                               | 347                                                            |
| <b>MEDIA ITALIANA</b> | <b>519</b>                                        | <b>1246</b>                                                    |

Tabella 1.9: Consumo pro capite regionale; fonte "www.sostariffe.it"

Come si può vedere nelle Regioni del Nord Italia si consuma molto più gas rispetto che al Sud. L'Emilia Romagna, Regione con i consumi più alti, ha un consumo pro-capite sei volte più alto rispetto a Sicilia e Calabria.

### 1.3.7 Riserve

#### The World Top 10 Reserves Holders (\*)

(billion cubic metres as at 31<sup>st</sup> December)

|                         | 1995           | 2000           | 2005           | 2008           | 2009           | 2010           | 2011           | 2012           | $\Delta$ y/y<br>(2012-2011) | CAGR<br>(2012-2000) |
|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------------|---------------------|
| Russia                  | 44,000         | 43,809         | 44,860         | 44,900         | 46,000         | 46,000         | 48,676         | 48,914         | 0.5%                        | 0.9%                |
| Iran                    | 20,990         | 26,000         | 27,580         | 29,610         | 29,610         | 33,090         | 33,620         | 34,167         | 1.6%                        | 2.3%                |
| Qatar                   | 8,500          | 14,443         | 25,636         | 25,466         | 25,366         | 25,201         | 25,110         | 25,110         | 0.0%                        | 4.7%                |
| Turkmenistan            | 2,680          | 2,680          | 2,680          | 8,400          | 8,340          | 10,000         | 10,000         | 10,000         | 0.0%                        | 11.6%               |
| United States           | 4,676          | 5,024          | 5,787          | 6,925          | 7,712          | 8,620          | 9,454          | 9,100          | -3.7%                       | 5.1%                |
| Saudi Arabia            | 5,383          | 6,301          | 6,900          | 7,570          | 7,920          | 8,016          | 8,151          | 8,291          | 1.7%                        | 2.3%                |
| United Arab Emirates    | 5,859          | 5,994          | 6,060          | 6,090          | 6,090          | 6,090          | 6,090          | 6,090          | 0.0%                        | 0.1%                |
| Venezuela               | 4,063          | 4,179          | 4,309          | 4,982          | 5,062          | 5,521          | 5,528          | 5,528          | 0.0%                        | 2.4%                |
| Nigeria                 | 3,474          | 4,106          | 5,154          | 5,292          | 5,292          | 5,110          | 5,154          | 5,198          | 0.9%                        | 2.0%                |
| Algeria                 | 3,690          | 4,523          | 4,504          | 4,504          | 4,504          | 4,504          | 4,504          | 4,504          | 0.0%                        | 0.0%                |
| <b>The World Top 10</b> | <b>103,315</b> | <b>117,059</b> | <b>133,470</b> | <b>143,739</b> | <b>145,896</b> | <b>152,152</b> | <b>156,287</b> | <b>156,902</b> | <b>0.4%</b>                 | <b>2.5%</b>         |
| Rest of the World       | 40,808         | 41,413         | 42,135         | 43,701         | 44,213         | 43,894         | 43,616         | 43,839         | 0.5%                        | 0.5%                |
| <b>World</b>            | <b>144,123</b> | <b>158,472</b> | <b>175,605</b> | <b>187,440</b> | <b>190,109</b> | <b>196,046</b> | <b>199,903</b> | <b>200,741</b> | <b>0.4%</b>                 | <b>2.0%</b>         |

Tabella 1.10: I dieci Paesi con riserve più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

Innanzitutto va detto che la trattazione verte su riserve provate; la riserva è definita provata se la quantità di gas naturale può essere recuperata da un giacimento in modo economicamente sostenibile. La riserva è quindi solo una frazione degli idrocarburi presenti in un giacimento. **La Russia**, come mostra l'immagine sopra, è ovviamente il Paese con più riserve al mondo. Inoltre il trend crescente ci fa capire che, nonostante lo sfruttamento dei giacimenti esistenti, le scoperte di nuove riserve fanno sì che si possa continuare a produrre con un buon ritmo. Infine si nota come le riserve dei primi dieci Paesi del Mondo superano il 75% delle riserve mondiali. Si vedano gli stessi valori con l'ausilio di una cartina geografica:

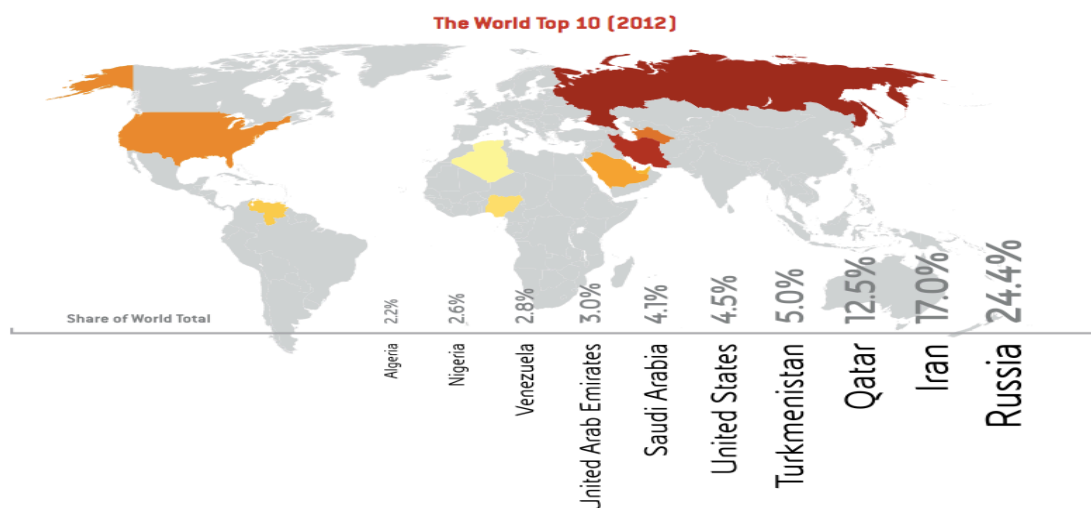


Immagine 1.10: I dieci Paesi con riserve più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

## FOCUS ITALIA

La parte relativa alle riserve italiane verrà trattata nel dettaglio nel paragrafo 2.3.2

### 1.3.8 Esportazioni

**The World Top 10 Exporters (\*)**  
(billion cubic metres)

|                         | 1995          | 2000          | 2005          | 2008          | 2009          | 2010          | 2011            | 2012            | Δ y/y<br>[2012-2011] | CAGR<br>[2012-2000] |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|----------------------|---------------------|
| Russia                  | 183.69        | 186.76        | 199.68        | 188.24        | 167.31        | 183.88        | 197.17          | 189.30          | -4.0%                | 0.1%                |
| Qatar                   | 0.00          | 14.69         | 31.12         | 61.45         | 71.56         | 100.14        | 125.93          | 127.84          | 1.5%                 | 19.8%               |
| Norway                  | 29.57         | 50.26         | 84.64         | 98.12         | 101.61        | 101.72        | 97.02           | 110.64          | 14.0%                | 6.8%                |
| Canada                  | 77.20         | 98.61         | 104.24        | 101.03        | 93.84         | 94.40         | 91.66           | 87.28           | -4.8%                | -1.0%               |
| Algeria                 | 38.44         | 63.24         | 65.71         | 61.15         | 55.97         | 58.03         | 53.45           | 51.85           | -3.0%                | -1.6%               |
| Netherlands             | 34.74         | 35.38         | 44.58         | 52.75         | 47.53         | 50.88         | 47.74           | 51.63           | 8.2%                 | 3.2%                |
| United States           | 4.21          | 6.65          | 19.91         | 26.35         | 29.38         | 31.19         | 41.33           | 44.32           | 7.2%                 | 17.1%               |
| Indonesia               | 37.91         | 41.24         | 43.28         | 41.16         | 38.98         | 42.89         | 43.27           | 38.68           | -10.6%               | -0.5%               |
| Turkmenistan            | 21.32         | 32.57         | 44.20         | 47.60         | 19.08         | 23.32         | 41.54           | 36.08           | -13.1%               | 0.9%                |
| Malaysia                | 13.16         | 19.14         | 26.66         | 25.55         | 26.59         | 28.80         | 30.06           | 28.86           | -4.0%                | 3.5%                |
| <b>The World Top 10</b> | <b>440.25</b> | <b>548.53</b> | <b>664.02</b> | <b>703.40</b> | <b>651.86</b> | <b>715.26</b> | <b>769.17</b>   | <b>766.48</b>   | <b>-0.3%</b>         | <b>2.8%</b>         |
| Rest of the World       | 44.69         | 93.37         | 197.56        | 226.49        | 231.84        | 264.10        | 258.86          | 255.53          | -1.3%                | 8.8%                |
| <b>World</b>            | <b>484.94</b> | <b>641.90</b> | <b>861.58</b> | <b>929.89</b> | <b>883.70</b> | <b>979.35</b> | <b>1,028.03</b> | <b>1,022.02</b> | <b>-0.6%</b>         | <b>4.0%</b>         |

Tabella 1.11: I dieci Paesi esportatori più importanti; fonte “ENI, World Oil & Gas Review, 2013”

L'immagine precedente mostra i principali esportatori. La **Russia** rimane il principale esportatore, ma con un calo nell'ultimo anno, forse a causa della riduzione degli *import* degli USA. Gli stessi USA grazie allo *shale gas* sono diventati un buon esportatore (vedi paragrafo 1.6 per il dettaglio), anche se con valori notevolmente sotto le prime tre. Al secondo posto vi è il Qatar, con un netto incremento nel corso degli ultimi anni dovuto essenzialmente allo sviluppo della tecnologia GNL (la quasi totalità delle sue esportazioni avviene infatti via navi metanifere), come verrà approfondito nel paragrafo 1.4; di seguito la Norvegia, storico fornitore di gas naturale dei paesi europei, il Canada e l'Algeria, da cui l'Italia importa molto gas. Si vedano gli stessi dati con l'ausilio di una cartina geografica:

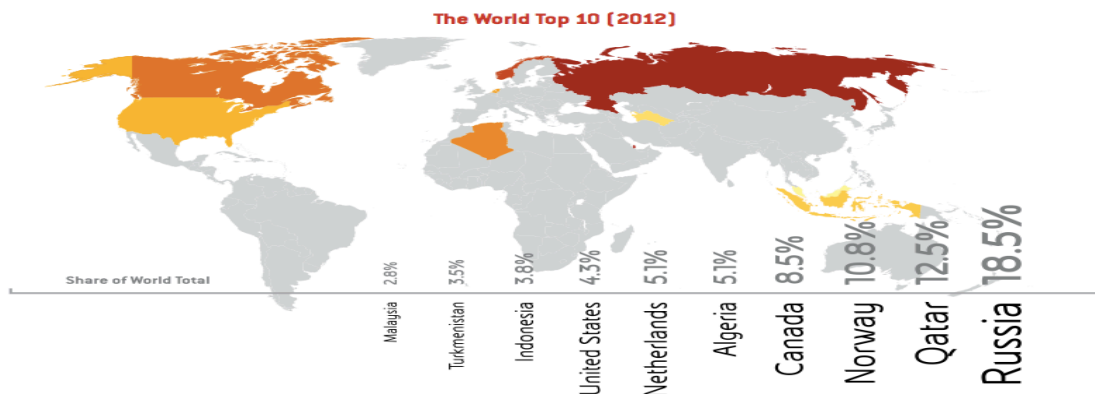


Immagine 1.11: I dieci Paesi esportatori più importanti; fonte “ENI, World Oil & Gas Review, 2013”



## FOCUS ITALIA

L'Italia non è un Paese esportatore, infatti negli ultimi anni o non ha affatto esportato o si è esportata una **quota bassissima**, circa 0,1 miliardi di metri cubi l'anno. Il valore è più o meno costante negli anni, dal 2000 al 2012, come si vede dall'immagine seguente:

|                            | 1995        | 2000        | 2005        | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Produzione                 | 20,4        | 16,6        | 12,1        | 9,3         | 8,0         | 8,4         | 8,5         | 8,6         |
| Importazioni               | 34,3        | 57,5        | 73,5        | 76,9        | 69,3        | 75,4        | 70,4        | 67,7        |
| <b>Esportazioni</b>        | 0,0         | 0,1         | 0,4         | 0,2         | 0,1         | 0,1         | 0,1         | 0,1         |
| Variazione delle scorte    | 0,3         | 3,3         | -1,1        | 1,0         | -0,9        | 0,5         | 0,8         | 1,3         |
| <b>Totale</b>              | <b>54,4</b> | <b>70,8</b> | <b>86,3</b> | <b>84,9</b> | <b>78,0</b> | <b>83,1</b> | <b>77,9</b> | <b>74,9</b> |
| Usi Civili                 | 22,5        | 25,1        | 32,2        | 30,2        | 31,6        | 33,9        | 31,1        | n.d.        |
| Usi industriali            | 19,2        | 21,5        | 21,8        | 18,4        | 15,2        | 16,4        | 16,0        | n.d.        |
| Generazione termoelettrica | 11,3        | 22,8        | 30,6        | 33,9        | 29,0        | 30,1        | 28,0        | n.d.        |
| Altro                      | 1,4         | 1,4         | 1,7         | 2,4         | 2,2         | 2,7         | 2,8         | n.d.        |

Fonte: Eni, 2012; Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

Tabella 1.12: Le esportazioni dell'Italia; fonte "CDP gas naturale, 2013"

## 1.3.9 Importazioni

### The World Top 10 Importers (\*)

(billion cubic metres)

|                         | 1995          | 2000          | 2005          | 2008          | 2009          | 2010          | 2011            | 2012            | $\Delta y/y$<br>[2012-2011] | CAGR<br>[2012-2000] |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------------------|---------------------|
| Japan                   | 61.13         | 75.74         | 80.86         | 95.29         | 92.86         | 98.77         | 116.43          | 121.59          | 4.4%                        | 4.0%                |
| Germany                 | 65.98         | 72.85         | 94.10         | 90.72         | 87.62         | 93.98         | 89.61           | 87.70           | -2.1%                       | 1.6%                |
| United States           | 78.46         | 104.69        | 120.31        | 110.12        | 103.80        | 103.66        | 96.15           | 86.66           | -9.9%                       | -1.6%               |
| Italy                   | 33.52         | 56.12         | 71.76         | 75.09         | 67.65         | 73.62         | 68.75           | 66.16           | -3.8%                       | 1.4%                |
| South Korea             | 9.85          | 20.36         | 31.14         | 39.77         | 36.03         | 46.86         | 49.97           | 51.11           | 2.3%                        | 8.0%                |
| United Kingdom          | 1.80          | 2.40          | 16.00         | 37.57         | 42.07         | 54.41         | 53.94           | 50.55           | -6.3%                       | 28.9%               |
| France                  | 33.52         | 43.48         | 49.64         | 47.83         | 48.56         | 50.22         | 49.67           | 46.71           | -5.9%                       | 0.6%                |
| Turkey                  | 6.76          | 14.37         | 26.40         | 36.51         | 35.21         | 37.35         | 43.09           | 45.10           | 4.7%                        | 10.0%               |
| China                   | 0.00          | 0.00          | 0.00          | 4.60          | 7.62          | 15.02         | 29.23           | 38.34           | 31.2%                       |                     |
| Spain                   | 8.97          | 18.45         | 36.08         | 42.07         | 37.90         | 38.11         | 36.83           | 36.38           | -1.2%                       | 5.8%                |
| <b>The World Top 10</b> | <b>299.99</b> | <b>408.48</b> | <b>526.29</b> | <b>579.57</b> | <b>559.32</b> | <b>612.00</b> | <b>633.66</b>   | <b>630.29</b>   | <b>-0.5%</b>                | <b>3.7%</b>         |
| Rest of the World       | 185.42        | 229.38        | 319.88        | 358.42        | 338.44        | 370.23        | 398.65          | 386.55          | -3.0%                       | 4.4%                |
| <b>World</b>            | <b>485.41</b> | <b>637.86</b> | <b>846.17</b> | <b>937.99</b> | <b>897.75</b> | <b>982.23</b> | <b>1,032.30</b> | <b>1,016.84</b> | <b>-1.5%</b>                | <b>4.0%</b>         |

Tabella 1.13: I dieci Paesi importatori più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

La precedente immagine mostra quali sono i Paesi che importano di più. Il dato più interessante è la **variazione degli import degli USA**: avendo scoperto di avere grandi giacimenti di *shale* gas, possono ridurre le importazioni, e addirittura, come verrà spiegato nel paragrafo 1.6, diventare esportatori. Il **Giappone** importa tantissimo, e il dato è in continuo aumento, tanto che, se si esclude l'anomalo caso della Cina, anche in percentuale è il valore che è cresciuto maggiormente. Comunque nonostante i notevoli incrementi dei consumi energetici registrati negli ultimi anni, i Paesi in forte sviluppo come Cina e India non sono grandi importatori di gas naturale, poiché basano i propri fabbisogni principalmente su carbone e petrolio. Guardando al dato mondiale si assiste ad un continuo aumento delle importazioni di gas naturale, tendenza interrotta solo l'ultimo anno registrato. Si vedano gli stessi dati con l'ausilio di una cartina geografica :

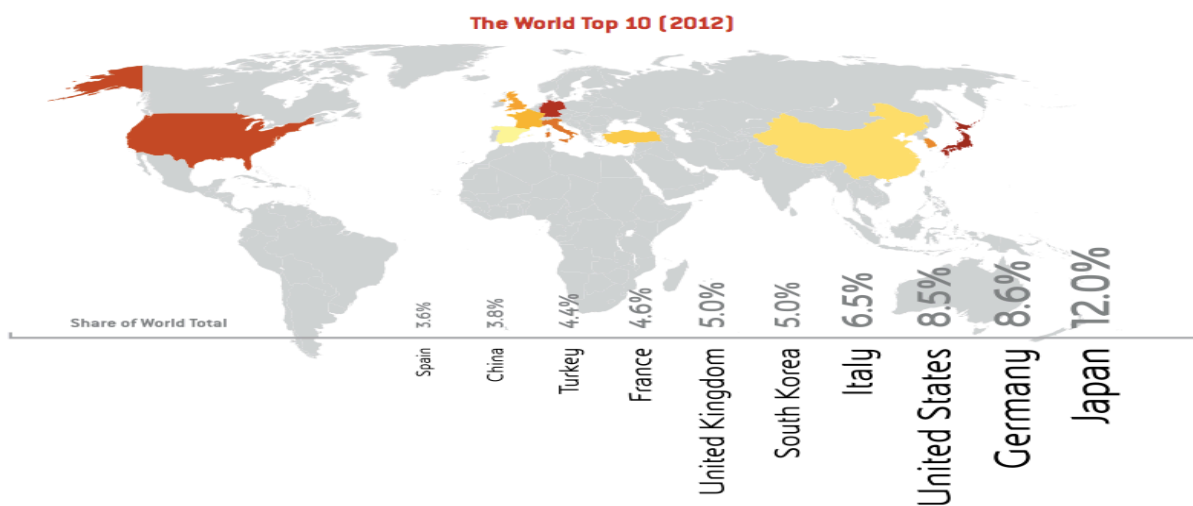
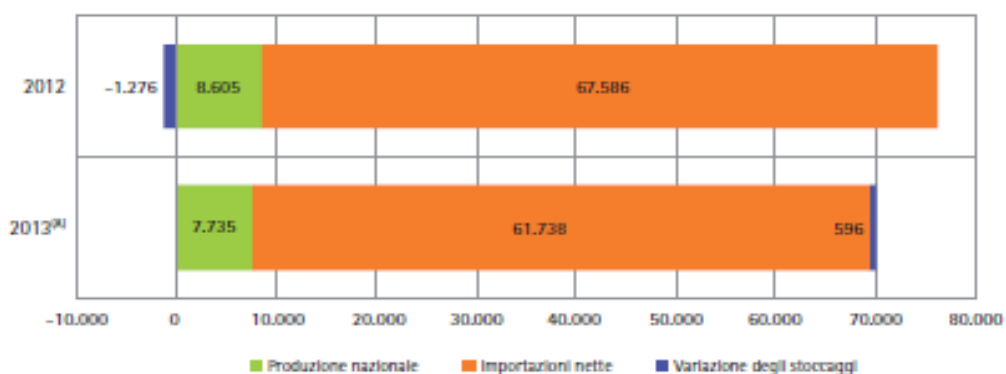


Immagine 1.12: I dieci Paesi importatori più importanti; fonte "ENI, World Oil & Gas Review, 2013"

## FOCUS ITALIA

Continua anche per il 2013 la **diminuzione** delle importazioni nette di gas in Italia, passate dai 67.586 del 61.966 a M(m<sup>3</sup>), con una contrazione quindi dell'8,5%. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è sceso rispetto al 2012 passando da 90,4% all'88,4%.

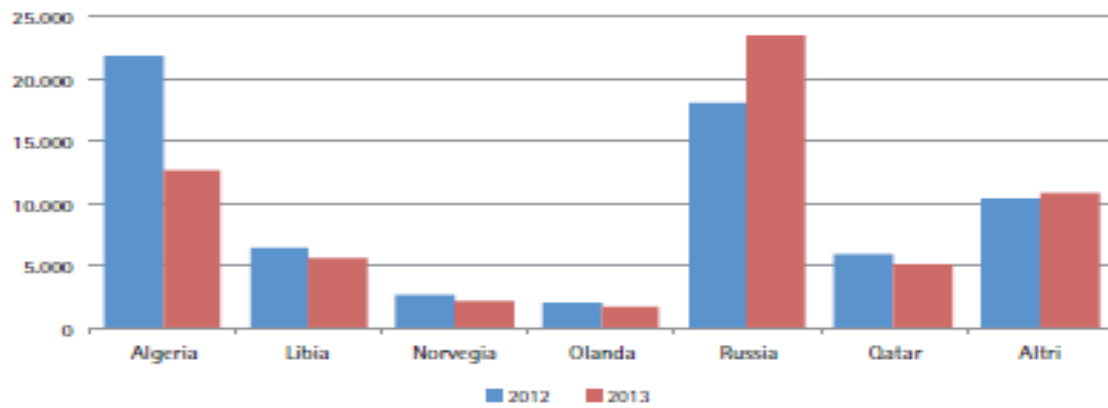


(A) Dati preconsuntivi per il 2013.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Immagine 1.13: Immissione in rete nel 2012 e nel 2013; fonte "AEEG, 2014"

Come mostra l'immagine precedente, l'Italia importa principalmente dalla Russia e dall'Algeria, con le importazioni in aumento dai primi e in forte diminuzione dai secondi.



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Immagine 1.14: Importazioni lorde di gas naturale; fonte "AEEG, 2014"

Le importazioni italiane verranno trattate nel dettaglio nel paragrafo 2.3.1.

## 1.4 GNL

In questa sezione si porrà l'attenzione su un'altra modalità di intendere il gas naturale: il GNL. Si partirà analizzandone le caratteristiche, i vantaggi e gli svantaggi, per poi passare allo studio dei principali importatori ed esportatori; l'analisi verrà terminata con un focus sull'Italia e sui probabili scenari futuri.

### 1.4.1 Descrizione

Il GNL (gas naturale liquefatto) è costituito per il **90%-99% da metano**, mentre, per la restante parte, da altri gas come il Butano e l'Etano. Il grande vantaggio del GNL è che per farne un litro in forma liquida servono 600 litri di gas metano, consentendo quindi a costi competitivi lo stoccaggio ed il trasporto (soprattutto per le grandi distanze) di notevoli quantità di energia in spazi considerevolmente ridotti. La liquefazione è un processo non semplicissimo, normalmente fatto nei paesi produttori, che avviene per compressione e raffreddamento del metano, fino a portarlo a -161 gradi, perciò viene normalmente conservato in serbatoi criogenici per mantenerlo a bassa temperatura per lungo tempo. Nell'immagine sottostante è presentata dettagliatamente la catena del valore del GNL.



Immagine 1.15: La catena del valore del GNL; fonte "La giornata del metano e dei trasporti, Verona, 28/5/2014"

## 1.4.2 Vantaggi e svantaggi

### **Pro**

Consente di collegare bacini di produzione e mercati di consumo che per motivi logistici non sarebbero interconnettibili tramite i tradizionali gasdotti, evitando la creazione di un legame fisico tra Paesi produttori e Paesi consumatori con la conseguente possibilità per quest'ultimi di approvvigionarsi presso il fornitore più conveniente:

- **Amplia la rosa dei produttori** grazie all'inclusione di Paesi in cui sono presenti giacimenti di gas remoti o ritenuti non economicamente recuperabili (*stranded*). Il Qatar appunto ha approfittato di questa tecnologia per assumere un ruolo centrale di esportatori a livello mondiale, pur trovandosi in un'area geograficamente lontana dalle principali economie mondiali.
- **Differenziazione dei propri approvvigionamenti** energetici, in particolare l'Italia sta approfittando di questa possibilità, come abbiamo anche riscontrato dalle interviste con le imprese.
- **Creazione nuovi mercati**, per esempio Giappone e Corea importano gas esclusivamente liquefatto.

Il principale **svantaggio** del GNL è che comporta la realizzazione di **costose infrastrutture** sia nei Paesi in cui il gas viene prodotto (impianti di liquefazione) sia in quelli che lo ricevono (impianti di rigassificazione). Lo sfruttamento di economie di scala sia negli impianti di liquefazione che nelle navi metaniere è però riuscito a determinare una significativa riduzione dei costi.

## 1.4.3 Importatori ed esportatori

Nel seguente paragrafo si riportano i principali importatori e esportatori di GNL.

### **PRINCIPALI IMPORTATORI**

Il principale importatore di GNL è il **Giappone**, che iniziò ad importare gas naturale liquefatto già alla fine degli anni Sessanta. Sul suo territorio sono presenti numerosi rigassificatori e, con il disastro nucleare di Fukushima, il consumo nazionale di GNL è destinato ad aumentare ancora. Anche se nel corso degli anni il peso relativo del Giappone sul totale importato è diminuito in virtù del moltiplicarsi di nuovi Paesi importatori, per capire l'importanza del GNL in Giappone basti pensare che nel 2013 il paese del Sol Levante da solo ha importato più di un terzo dei volumi complessivi commercializzati (88 Mt/anno su un totale di quasi 237 Mt/anno movimentate a livello mondiale secondo quanto pubblicato dal GIIGNL). Al secondo posto vi è la Corea del Sud, va comunque sottolineato che in tutto il Sud-Est Asiatico il consumo di GNL è preponderante, lo stesso Taiwan si piazza la quinto posto. Lo sviluppo del GNL in questi Paesi deriva sia dalla scarsità, o addirittura quasi assenza, di risorse sia dalla difficoltà di logistica di realizzare gasdotti. La rapida crescita economica e il conseguente aumento del fabbisogno energetico hanno indotto anche India e Cina ad importare gas liquefatto per diversificare le proprie fonti di approvvigionamento ed i punti di consegna. Per quanto riguarda l'Europa consumi di GNL sono in flessione negli ultimi anni e i maggiori importatori sono Spagna e Regno Unito. Si veda l'immagine sottostante per il dettaglio.

**I primi dieci importatori di GNL al mondo nel 2013 - Mt/a**

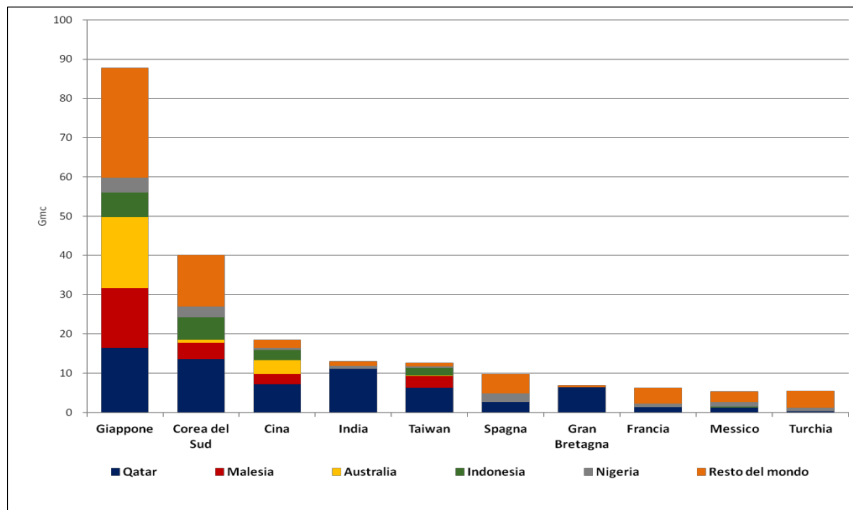
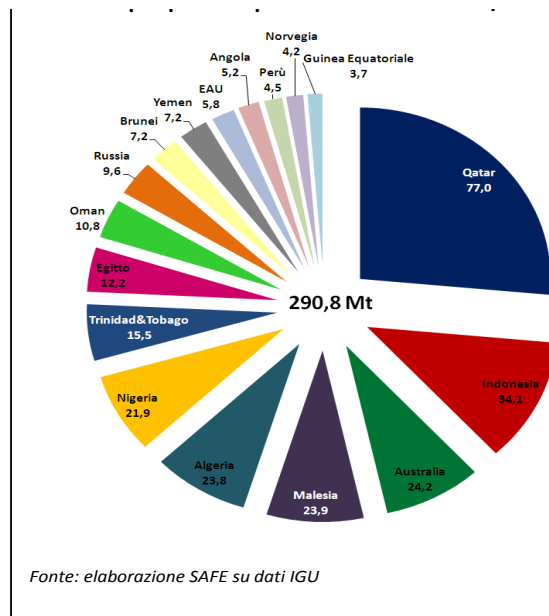


Immagine 1.16: I dieci Paesi importatori di GNL più importanti; fonte “Liquefatto e non convenzionale, come cambia il mondo del gas naturale, 2014”

**PRINCIPALI ESPORTATORI**

Dal lato della domanda il principale esportatore è il **Qatar**, che grazie a questa tecnologia è riuscito a superare il limite fisico della lontananza geografica dalle principali economie mondiali. Il principale mercato di riferimento è rappresentato dai Paesi dell’area Pacifico-Asiatica, in particolare Australia, Indonesia e Malesia sono grandi produttori. Altri esportatori sono presenti in Africa, Angola e Nigeria su tutti, come mostra l’immagine sottostante.



Fonte: elaborazione SAFE su dati IGU

Immagine 1.17: Capacità di liquefazione per Paese esportatore nel 2013; fonte “Liquefatto e non convenzionale, come cambia il mondo del gas naturale, 2014”

Di seguito sono rappresentate le principali **rotte** di GNL:

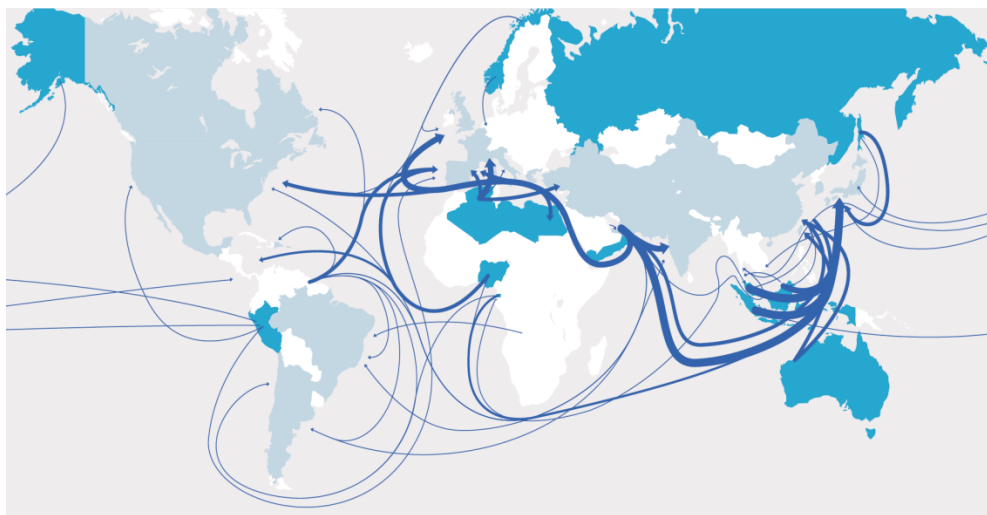


Immagine 1.18: Le principali rotte del GNL; fonte "www.sicurezzaenergetica.it"

#### 1.4.4 Evoluzione e focus Italia

Attualmente, a **livello mondiale la capacità di liquefazione è di circa 380 miliardi** di metri cubi annui, una capacità limitata rispetto ai consumi, ma che ha raggiunto circa il 30% del totale delle esportazioni (questa capacità era di circa 167 miliardi di metri cubi nel 2000). Infatti, nel 2010, rispetto a dieci anni prima, i volumi movimentati via nave sono più che raddoppiati a differenza di quelli via tubo che sono aumentati di circa un terzo. Se poi si guarda al 2012, si nota come in dodici anni, l'aumento dei volumi movimentati via nave sia stato del 133% rispetto ad una crescita del 40% di quelli movimentati via *pipe*.

Il GNL è utilizzato in **Italia** per **diversificare l'approvvigionamento** di gas naturale e, come ci hanno anche ribadito le imprese intervistate, continuerà ad avere questo ruolo nel futuro prossimo. Infatti, il gas giunge (dati del 2010) nel nostro Paese per circa l'88% attraverso i gasdotti, per circa il 12% via nave. Nel 2010 tale quota è triplicata rispetto all'anno precedente grazie all'entrata in funzione a pieno regime del nuovo terminale di GNL situato al largo delle coste di Rovigo. Questa quota è potenzialmente destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni a fronte di possibili ulteriori terminali di rigassificazione in costruzione o pianificati per il Paese. Per quanto riguarda i Paesi dai quali importiamo gas, il Qatar è il nostro principale fornitore con una quota dell'81%, a cui fa seguito l'Algeria e Trinidad & Tobago, come mostra il grafico a torta sottostante:

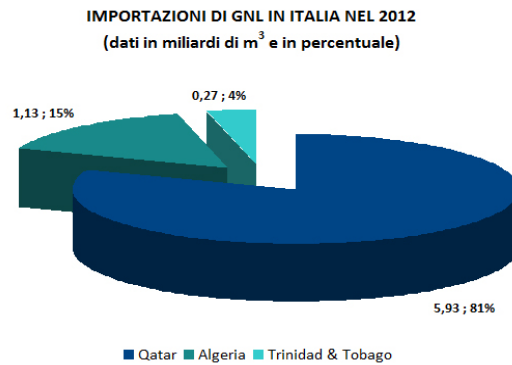


Immagine 1.19: Importazioni di GNL in Italia nel 2012; fonte "www.eniscuola.net"

### 1.4.5 Scenari futuri

Nel giro di pochi anni il Qatar potrebbe essere raggiunto o addirittura sorpassato in quanto a volumi esportati dall'**Australia**. Nei due anni successivi la capacità di liquefazione è notevolmente aumentata arrivando a fine 2013 a superare i 24 Mt/anno grazie anche all'apertura nel 2012 dell'impianto Pluto LNG di 4,3 Mt/anno. Da qui ai prossimi cinque anni dovrebbe essere disponibile un'ulteriore sessantina di milioni di tonnellate di capacità nominale che, aggiungendosi a quella già esistente, farebbero dell'Australia il primo Paese al mondo per capacità di liquefazione. Nel 2013 sono diventati operativi altri due impianti, entrambi in Africa: il Skikda in Algeria per una capacità di 4,5 Mt, e uno in Angola, tra l'altro il primo del paese, di 5,2 Mt. Numerosi poi sono sia gli **impianti in costruzione**, che da qui a fine decennio dovrebbero portare ad un'espansione della capacità complessiva di 117 Mt/a, sia quelli in fase ancora di pianificazione, dislocati negli Stati Uniti, Russia, Canada ed Africa orientale. Gli Stati Uniti sono stati spinti dall'aumento della produzione interna, grazie soprattutto al gas non convenzionale, a guardare con interesse alla possibilità di esportare GNL verso Europa e Medio Oriente. Già dal 2010 hanno iniziato a riesportare carichi di gas liquefatto precedentemente destinati al mercato interno in modo da ottenerne un maggiore ritorno economico: i volumi in uscita sono stati pari a 1,2 Mt indirizzati verso Brasile, Corea del Sud, Giappone, Regno Unito e Spagna. Al momento negli USA esiste un solo impianto di liquefazione che si trova in Alaska e serve il mercato giapponese, ma molti operatori stanno già pianificando la realizzazione di nuovi terminali per l'esportazione. Tutto ciò è riportato nell'immagine sottostante.

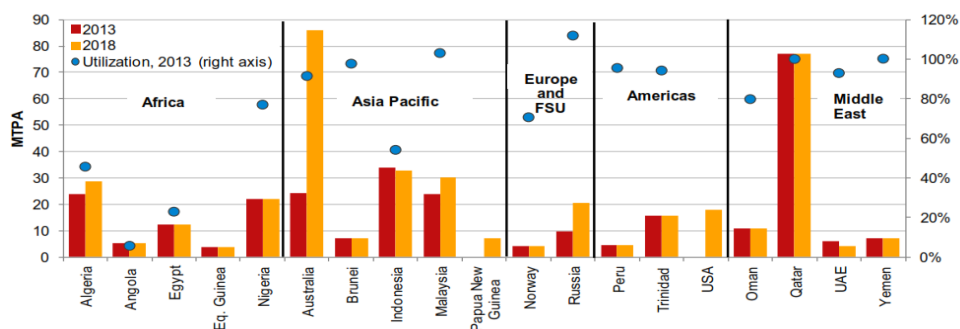


Immagine 1.20: Stima della capacità di liquefazione al 2018; fonte "Liquefatto e non convenzionale, come cambia il mondo del gas naturale, 2014"



Comunque dopo anni di continua crescita, l'industria del GNL ha subito il primo arresto nel **2012** che non è tanto riconducibile ad una minor domanda quanto piuttosto ad un **rallentamento dell'offerta** (interruzioni programmate e non e ritardi nell'entrata in esercizio di alcuni impianti). Infatti, lo sviluppo infrastrutturale non è immediato e nel 2012 si sono palesati gli effetti del rallentamento delle decisioni di investimento in liquefazione dovuto alla crisi economica e al crollo della domanda statunitense degli ultimi anni. L'adeguamento della capacità di liquefazione a livello mondiale è però la strada obbligata perché si realizzi un vero mercato globale del GNL e a giudicare dai progetti in essere che da qui al 2020 potrebbero incrementare la capacità per un valore vicino alle 120 Mt/a, in molti sembrano averlo capito. Lato **consumi**, secondo le stime della IEA i flussi di GNL al 2018 dovrebbero superare le **300 Mt**. Questo incremento sarà sostenuto dai **Paesi asiatici** che per soddisfare la crescente domanda di gas espanderanno la propria capacità di importazione di GNL, riuscendo così a controbilanciare la flessione nei Paesi europei. Sullo sviluppo del mercato globale del GNL nel prossimo futuro pesano però una serie di elementi di incertezza. Sicuramente la prima variabile da tenere in considerazione riguarda la possibile evoluzione dei sistemi di *pricing* (a cui verrà dedicato la sezione 3.7). Già oggi i principali importatori asiatici spingono per svincolarsi dai contratti indicizzati al prezzo del petrolio, tuttavia stanno incontrando la resistenza dei produttori tradizionali che invece ritengono i meccanismi basati sull'indicizzazione al petrolio o ai prodotti petroliferi, necessari per finanziare progetti di grandi dimensione, soprattutto nel caso in cui i costi di realizzazione siano elevati come ad esempio in Australia. Su questo fronte si sono però verificate importanti aperture da parte di alcuni *player* americani che hanno sottoscritto con importatori europei e giapponesi contratti pluriennali per la vendita di GNL con prezzi indicizzati all'*Henry Hub* più una quota fissa. In questo senso l'effettiva entrata sul mercato da parte di USA e Canada, che sfrutteranno le loro risorse non convenzionali destinandole all'export, sarà decisiva per capire l'evoluzione del sistema dei prezzi del mercato del GNL. Fondamentale sarà anche valutare l'apporto di nuovi *player* quali ad esempio i Paesi dell'Africa orientale, e in primis del Mozambico, dove è in fase di pianificazione un impianto di liquefazione da 50 Mt/anno. **Sul versante domanda, peseranno le politiche energetiche** che saranno implementate da Paesi ad oggi grandi importatori quali il Giappone, le cui stime sui consumi dovrebbero essere fortemente riviste al ribasso nel caso in cui dovesse decidere di ripuntare sul nucleare in maniera massiccia. Infine non andrà neanche sottovalutato l'incognita "gas non convenzionale" soprattutto se si dovesse concretizzare la possibilità di nuove estrazioni in parti del mondo dove ad oggi si stima un'elevata domanda di GNL, come ad esempio la Cina.

## 1.5 Gas non convenzionali: uno sguardo d'insieme

I principali gas non convenzionali, come si può verificare dall'immagine sottostante, sono lo *shale gas*, il metano da carbone e il *tight gas*. In questo sotto-capitolo verranno analizzate le principali caratteristiche, le criticità e le riserve dei gas non convenzionali.

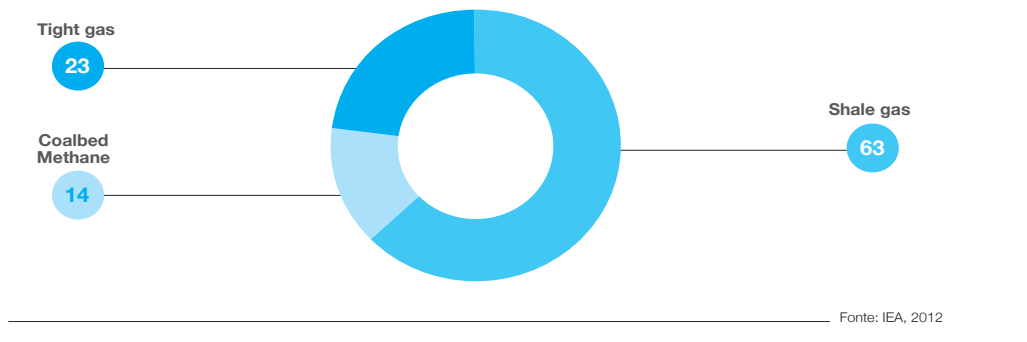


Immagine 1.21: Riserve di gas non convenzionale; fonte "CDP gas naturale, 2013"

Il Gas si definisce **convenzionale** quando:

- Proviene da giacimenti ben individuati e delimitati a livello geologico.
- Viene estratto con procedimenti semplici (pozzi verticali).
- Ha un tasso di recupero maggiore dell'80%.

**Non convenzionale:**

- Si trova in stati rocciosi meno permeabili.
- E' distribuito in modo più diffuso su varie aree.
- Richiede tecniche di recupero più complesse.
- Ha un tasso di recupero tra il 15 e il 30%.

**Caratteristiche** della produzione di gas non convenzionale:

- Geologia: estrazione molto complessa.
- Localizzazione dei giacimenti: oltre alle caratteristiche del suolo sono importanti altre cose, come la vicinanza a luoghi abitati.
- Aspetti tecnologici: pressione del gas molto basso, quindi vengono utilizzate tecniche specifiche.
- Emissioni gassose: prima il fluido esce in grandi quantità poi in misura decrescente.

Le **criticità** sono:

- La realizzazione del pozzo se non studiata potrebbe causare dispersione di liquidi.
- La fratturazione idraulica genera lievi eventi sismici, richiede grande impiego di acqua e comporta il pompaggio all'interno del pozzo del fluido di fratturazione.
- Le acque reflue vanno trattate appositamente poiché inquinanti.
- La produzione del gas non convenzionale produce molto gas effetto serra.
- Nella fase di trivellazione provoca tanti rumori, fumi e luci.

## RISERVE

Nell'immagine seguente si mostrano le riserve di gas non convenzionale nel Mondo.

### La mappa

Le riserve potenziali di gas non convenzionali  
(mille miliardi di metri cubi)

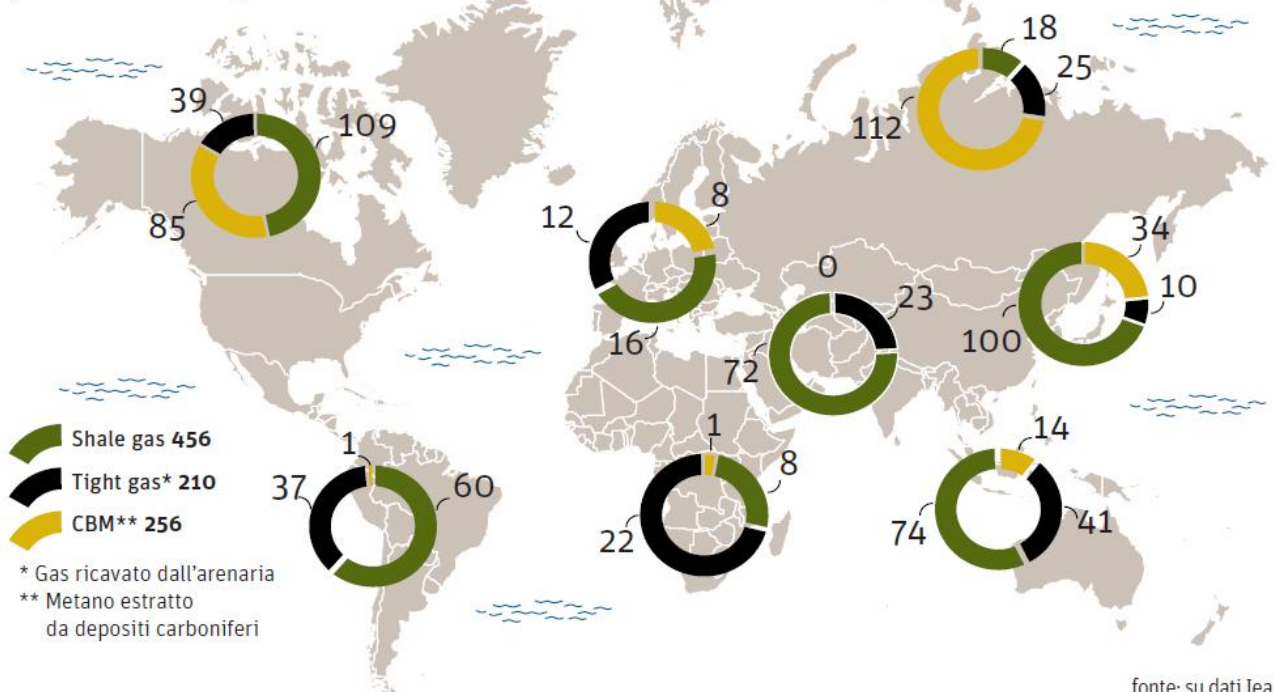


Immagine 1.22: La mappa delle riserve di gas non convenzionale nel mondo; fonte "www.economy2050.it"

## SCENARI FUTURI

Per quanto riguarda il mercato del gas non convenzionale, gli **USA** sono i principali produttori, ma anche in Europa qualcosa si sta muovendo anche se solo recentemente diversi Paesi stanno sfruttando questi giacimenti, per 2 motivi:

- L'avanzamento tecnologico sta riducendo i costi di produzione e di impatto sociale.
- Può avere impatto in termini di sicurezza di approvvigionamenti.

Avranno un ruolo determinante:

- I costi di produzione.
- Un quadro normativo e regolamentare certo.
- La dinamica dei prezzi.

## 1.6 Shale gas

---

A causa della sempre più importanza che sta assumendo all'interno dello scenario globale, in particolare negli USA, che sono riusciti a diventare energeticamente indipendenti, lo *shale gas* merita uno studio più approfondito. Verranno spiegate le modalità di estrazione con le relative criticità, sarà presentata un'analisi della situazione attuale e, per concludere, uno sguardo al futuro con un'attenzione particolare all'Italia.

### 1.6.1 Descrizione

Lo *shale gas* è un tipo di gas estratto attraverso la **frantumazione di rocce profonde** ed è considerato da molti Paesi, soprattutto non europei, come la fonte energetica più promettente nel prossimo futuro.

Precisamente si tratta di un gas intrappolato in accumuli di rocce argillose a profondità comprese tra i 2000 e i 4000 metri. La differenza principale tra giacimenti convenzionali e non risiede nel tipo di roccia che contiene il gas e nelle tecniche utilizzate per l'estrazione. I primi sono costituiti da rocce porose e permeabili dalle quali, una volta perforate, è possibile raccogliere il gas sfruttando il differenziale di pressione. Lo *shale gas* invece ha origine da rocce, solitamente **argille, poco permeabili**. Dunque una volta perforate non lasciano fluire spontaneamente il gas in superficie. Da ciò è facile intuire come per molto tempo, lo sfruttamento dello *shale gas* è risultato tecnologicamente complicato ed economicamente non conveniente.

### 1.6.2 Metodologia di estrazione

Grazie ai progressi dovuti all'utilizzo di tecniche di ricerca, sviluppo e produzione più efficaci, raffinate ed economiche si è riusciti a rendere economicamente più conveniente l'estrazione dello *shale*. Nel dettaglio: essendo il gas intrappolato nella roccia, è necessario intervenire per favorirne la fuoriuscita. Le principali tecniche utilizzate in tal senso, sono la **perforazione orizzontale** e la **fratturazione idraulica**. La prima è una tecnica per la quale una volta effettuata la perforazione verticale, la trivella è fatta progressivamente deviare finché non si trova a lavorare in orizzontale, rispetto al piano del terreno, in direzione del giacimento, in modo da sfruttarne tutta l'estensione (i giacimenti di gas non convenzionale tendono ad essere molto più estesi rispetto a quelli convenzionali). La fratturazione idraulica invece prevede l'iniezione nel giacimento di un fluido ad alta pressione. Ciò consente di creare nuove microfratture nella roccia e di mettere in connessione quelle esistenti, incrementandone la permeabilità e creando a una via di fuga per il gas, dalla roccia verso il pozzo. Per evitare che tali microfratture si richiudano una volta terminata la pressione del liquido, a quest'ultimo sono aggiunti granelli di sabbia o ceramica. La **resa** di questi pozzi è nell'ordine del **30%**, notevolmente inferiore di quelli convenzionali, che arrivano a recuperare fino al 70%. La minore produttività rende necessaria la perforazione di un numero elevato di pozzi con i conseguenti problemi che verranno spiegati successivamente. Si vedano nell'immagine seguente le tecniche di estrazione del gas naturale, con un confronto tra l'estrazione da un pozzo tradizionale e la tecnica dello *shale gas*.

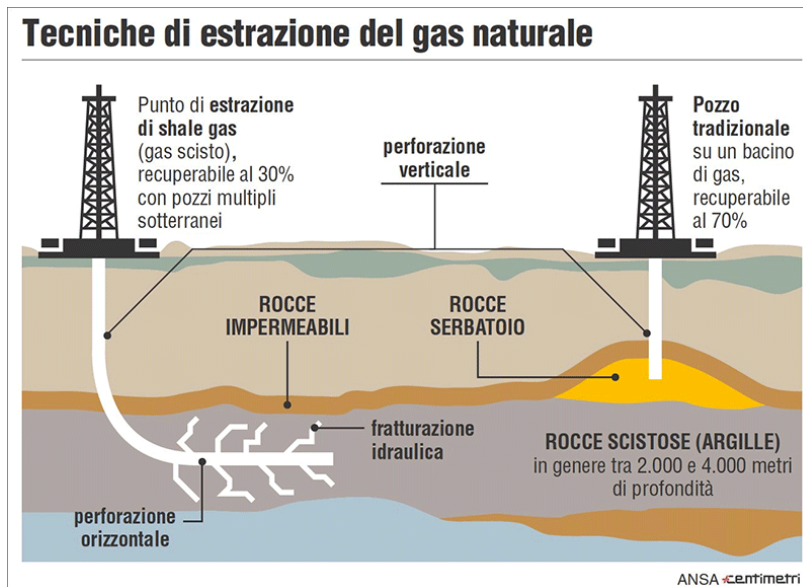


Immagine 1.23: Le tecniche di estrazione del gas naturale; fonte “www.ansa.it”

### 1.6.3 Criticità

Le tecniche di estrazione descritte in precedenza causano perplessità e preoccupazioni riguardo ai rischi ambientali e per la salute, quali:

- **Inquinamento delle falde acquifere**, seppur i giacimenti di *shale* gas si trovino ben al di sotto di quest'ultime e i pozzi siano completamente rivestiti di cemento, c'è sempre il rischio che il gas liberato attraverso le trivellazioni orizzontali risalendo raggiunga una falda acquifera. A ciò va aggiunto che nel fluido utilizzato per la fratturazione vengono aggiunte sostanze chimiche, che permanendo nel sottosuolo diventano esse stesse potenziali inquinanti.
- **Pericolo sismico**, studi affermano che usando acqua pressurizzata in prossimità di faglie attive e non solo, c'è il rischio di causare movimenti sismici. Mentre vi sono elementi che sembrano confermare questa ipotesi, l'intensità di tale sismicità indotta, rimane ancora una questione particolarmente controversa. Comunque sperimentalmente si è osservato che in alcune aree che tradizionalmente non hanno mai ospitato fenomeni geologici rilevanti si sono verificati sismi a seguito del *fracking* idraulico, per esempio In alcune aree dell'Illinois (fino a 3.9 gradi della scala Richter).
- **Clima**, nelle prime fasi di estrazione una parte del gas, in particolare metano, viene liberato nell'atmosfera, contribuendo in questo modo all'effetto serra e al conseguente innalzamento della temperatura mondiale. I diversi studi differiscono nel valutare la quantità di gas derivante da tali fuoriuscite. La recente fase di sfruttamento di questa risorsa poi, non consente di disporre di analisi di lungo periodo, da confrontare con i dati relativi al gas convenzionale. Per questo a oggi è difficile quantificare l'impatto dello *shale* gas sul clima.

### 1.6.4 Produttori e riserve

I principali **produttori** di *shale* gas sono, come detto in precedenza, gli **Stati Uniti**. Per capire l'impatto dello *shale* gas si pensi che nel 2000 rappresentava meno del 2% del totale della produzione nazionale statunitense di gas naturale, nel 2011 la quota è salita già al 34% e le stime dell'EIA prevedono inoltre che per il 2040 la produzione di *shale* gas arriverà a coprire oltre il 50% del totale, rendendo così gli **USA indipendenti** dal punto di vista del gas.

Per riguardo le **riserve**, guardando anche all'immagine seguente, secondo le stime dell'EIA, la maggior parte si troverebbe in **Cina** con 32 mila miliardi di m<sup>3</sup> di gas, seguita da Argentina, Algeria e Stati Uniti con rispettivamente 23 mila miliardi di m<sup>3</sup>, 20 mila miliardi di m<sup>3</sup> e 19 mila miliardi di m<sup>3</sup>. Si tratta però di riserve "tecnicamente recuperabili" in base alle tecnologie attuali, e che dunque non prendono in considerazione l'economicità di tale recupero. Gli Stati Uniti hanno invece dimostrato, negli ultimi anni, di poter usufruire delle proprie risorse a costi relativamente bassi e quindi in maniera economicamente conveniente.

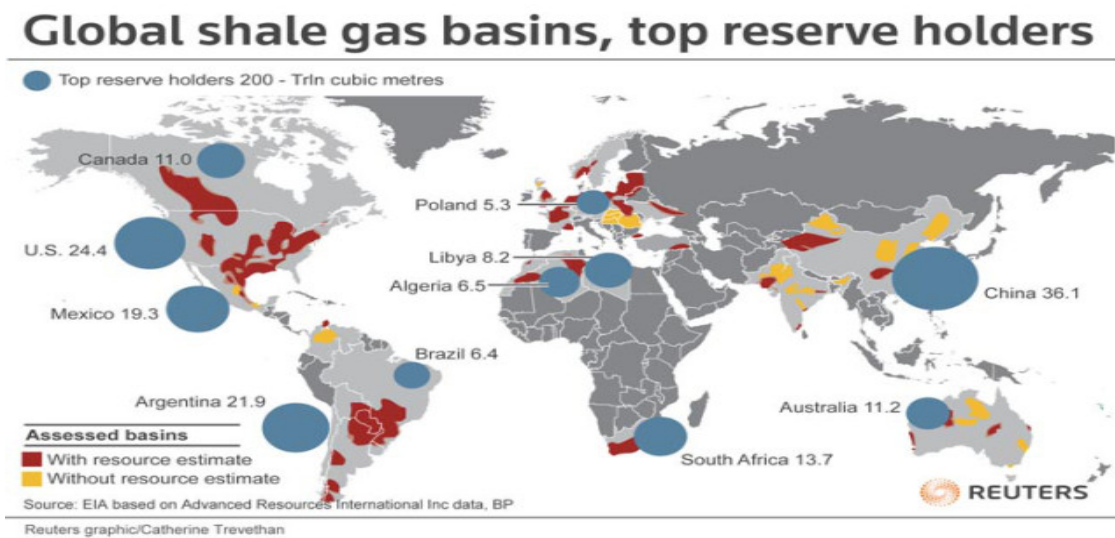


Immagine 1.24: La mappa delle riserve di *shale* gas nel mondo; fonte "www.reuters.com"

### 1.6.5 Scenari futuri e focus Italia

In Europa si ritiene molto difficile che prenda piede questa tecnologia a causa dell'alta densità di popolazione (vedi criticità paragrafo seguente), della presenza dello stesso (solo la Polonia è tra i primi dieci stati con maggior quantitativi, come mostra anche il grafico soprastante) e delle cultura europea (dove i rischi per la popolazione vengono presi molto in considerazione rispetto per esempio agli USA, dove i fattori economici sono più preponderanti).

Detto questo, durante le interviste con le varie aziende, è emerso come sia **impossibile** l'estrazione dello *shale* gas **in Italia**. Principalmente si è posto l'accento sul problema dell'inquinamento, trattato precedentemente. Tutti, infatti, ci hanno risposto che per produrre lo *shale* si debbano fare buchi nel terreno ogni 100 metri, cioè creare un "gruviera". Hanno ribadito che questo comporterebbe sia un grande inquinamento per l'aria, perché dovrebbero esserci sempre delle cisterne a cielo aperto che liberano grandi quantità di ciò, ma anche un grande inquinamento per l'acqua, perché si emetterebbero nella stessa, elementi chimici di cui

non si conoscono gli effetti. In teoria si potrebbe trovare anche in Italia, ma le criticità spiegate in precedenza unite all'alta densità di popolazione rendono impossibile, a parere di tutti, l'estrazione (per esempio anche Francia e Polonia hanno detto no nonostante gli incentivi). Negli USA, invece, essendoci zone meno densamente popolate e avendo una cultura diversa dalla



## 1.7 Normative

---

Per concludere il capitolo verrà introdotta una sezione sulle normative, per indicare come, sulla base di esse, ci possa essere in futuro e nel presente un crescente (o quantomeno non decrescente) utilizzo di gas. Come si vedrà, infatti, le normative in questione (la SEN, la 20-20-20 e l'*energy roadmap* 2050), propongono una decarbonizzazione importante e uno sviluppo di altre energie in sostituzione del carbone.

### 1.7.1 Strategica Energetica Nazionale

Il seguente paragrafo tratterà della strategia energetica nazionale. Attraverso questo documento, il Governo vuole comunicare qual è la strategia che si vuole implementare per il nostro Paese, facendo ovviamente riferimento alle dinamiche energetiche. Verranno analizzati e capiti **obiettivi e idee della strategia nazionale**, con un focus particolare per il gas naturale.



## Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile

Immagine 1.25: Strategia Energetica Nazionale; fonte "Strategia Energetica Nazionale"

### OBIETTIVI

L'obiettivo principale è un **miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano**, per fare ciò il nostro sistema energetico può e deve giocare un ruolo chiave. Affrontare i principali nodi del settore rappresenta un'importante riforma strutturale per il Paese. Per farlo è essenziale rispondere ad alcune importanti sfide:

- Prezzi per imprese e famiglie superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei (un altro spread che ci penalizza fortemente).
- Sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza da fonti fossili di importazione.
- Alcuni operatori del settore in difficoltà economico-finanziarie.

Rilanciare la competitività non implica tuttavia un compromesso con le scelte di sostenibilità ambientale che sono state fatte con l'adesione agli obiettivi europei per il 2020 e con la definizione del percorso di decarbonizzazione verso il 2050. Al contrario, è necessario che



competitività e **sostenibilità ambientale** vadano a braccetto. Far fronte alle conseguenze relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica sono problematiche che segneranno Italia e Europa nel lungo-lunghissimo periodo (fino al 2050), e che richiederanno una trasformazione radicale del sistema energetico e del funzionamento della società. Coerentemente con queste necessità, la nuova Strategia Energetica Nazionale si incentra su **quattro obiettivi principali**:

- **Ridurre significativamente il *gap* di costo dell'energia** per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei nel 2020 e assicurando che la transazione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiane ed europea. È questa l'area che richiede i maggiori sforzi: differenziali di prezzo di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie.
- Raggiungere e **superare gli obiettivi ambientali** e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (paragrafo 1.7.2 per il dettaglio) ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050* (paragrafo 1.7.3 per il dettaglio). Tutte le scelte di politica energetica quindi mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale.
- Continuare a **migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento**, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. E' necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici (come la crisi del gas del febbraio 2012 ci ha dimostrato) e ridurre il nostro livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa 62 miliardi di euro , e che ci espongono direttamente ai rischi di volatilità e di livelli di prezzo attesi nel prossimo futuro.
- Favorire la **crescita economica sostenibile** attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della Strategia Energetica, considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati 38 mila miliardi di investimenti mondiali al 2035 dalla IEA) e la tradizione e competenza del nostro sistema industriale in molti segmenti rilevanti. In questo ambito, particolare attenzione sarà rivolta alla crescita di tutti i vari segmenti dell'economia "verde", di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

Schematicamente, si riporta il tutto nell'immagine seguente:

|                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento alla media UE | Area di maggior criticità e per la quale sono necessari gli sforzi più significativi: differenziali di prezzo di <b>oltre il 25%</b> ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie |
| Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020                         | Tutte le scelte di politica energetica mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale                                                 |
| Migliorare la sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore del gas, e ridurre la dipendenza dall'estero       | È necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici e ridurre il livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa <b>€ 62 mld l'anno</b>                                                            |
| Favorire una crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico                                 | Supportare lo sviluppo della filiera industriale dell'energia, sfruttando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati <b>€ 38 mila mld di investimenti mondiali al 2035</b> )                          |

Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

Immagine 1.26: I quattro obiettivi principali della SEN; fonte "CDP gas naturale, 2013"

**Nel medio-lungo periodo**, ovvero per il 2020, per il raggiungimento degli obiettivi citati, la strategia si articola in **sette priorità**, che verranno riportate anche in maniera schematica alla fine dell'analisi in un'immagine, con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

- **Efficienza energetica.** L'efficienza energetica contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica menzionati nel capitolo precedente: la riduzione dei nostri costi energetici, grazie al risparmio dei consumi; la riduzione dell'impatto ambientale (l'efficienza energetica è lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con un ritorno sugli investimenti spesso positivo per il Paese, e quindi da privilegiare per raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale); il miglioramento della nostra sicurezza di approvvigionamento e la riduzione della nostra dipendenza energetica; lo sviluppo economico generato da un settore con forti ricadute sulla filiera nazionale, su cui l'Italia vanta numerose posizioni di *leadership* e può guardare all'estero come ulteriore mercato in rapida espansione. Con un forte impulso all'efficienza energetica verrà assorbita una parte sostanziale degli incrementi attesi di domanda di energia al 2020, sia primaria che di consumi finali. In questo contesto, il settore dovrà quindi fronteggiare realisticamente uno scenario di domanda complessiva che resterà ferma su livelli paragonabili a quelli degli ultimi anni.
- **Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo** (vedi capitolo 2 in parte dedicato all'*Hub*). Per l'Italia è prioritario creare un mercato interno liquido e concorrenziale e completamente integrato con gli altri Paesi europei. Inoltre, nei prossimi 20 anni l'Europa aumenterà significativamente le importazioni di gas: per il nostro Paese questa può essere l'opportunità di diventare un importante crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa. L'impatto principale dei cambiamenti sopra descritti è quello di un allineamento dei nostri prezzi del gas a quelli europei, cui si accompagnerà un incremento della sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato. Il prezzo del gas più competitivo consentirà,

da un lato di diventare Paese di interscambio e/o di transito verso il Nord Europa, dall'altro di restituire competitività al parco italiano di cicli combinati a gas, riducendo le importazioni elettriche.

- **Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili.** L'Italia intende superare gli obiettivi di produzione rinnovabile 20-20-20, contribuendo in modo significativo alla riduzione di emissioni e all'obiettivo di sicurezza energetica. Nel fare ciò, è però di grande importanza contenere la spesa in bolletta, che grava su imprese e famiglie, allineando il livello degli incentivi ai valori europei spingendo lo sviluppo di energia termica che ha buon potenziale di crescita e costi specifici inferiori a quella elettrica. Occorrerà inoltre orientare la spesa verso le tecnologie e i settori più virtuosi, ossia con maggiori ritorni in termini di benefici ambientali e sulla filiera economica nazionale (in tal senso, particolare attenzione verrà rivolta al riciclo e alla valorizzazione dei rifiuti). Le rinnovabili rappresentano infatti un segmento centrale di quella *green economy* che è sempre più considerata a livello internazionale un'opportunità per la ripresa economica.
- **Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.** Il settore elettrico è in una fase di profonda trasformazione, determinata da numerosi cambiamenti; solo per citare i più evidenti: la frenata della domanda, la grande disponibilità (sovrabbondante) di capacità di produzione termoelettrica e l'incremento della produzione di rinnovabili, avvenuto con un ritmo decisamente più veloce di quanto previsto nei precedenti documenti di programmazione. In tale ambito, le scelte di fondo saranno orientate a mantenere e sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo, in termini sia di infrastrutture che di regolazione, e con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei. Sarà inoltre essenziale la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile.
- **Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.** La raffinazione è un settore in difficoltà, sia per ragioni congiunturali (calo della domanda dovuto alla crisi economica), sia soprattutto strutturali, dato il progressivo calo dei consumi e la sempre più forte concorrenza da nuovi Paesi. Il comparto produttivo necessita quindi di una ristrutturazione che porti a un assetto più competitivo e tecnologicamente più avanzato. Anche la distribuzione di carburanti necessita di un ammodernamento, che renda il settore più efficiente, competitivo e con più alti livelli di servizio verso i consumatori.
- **Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali.** L'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili; allo stesso tempo, dispone di ingenti riserve di gas e petrolio. In questo contesto, è doveroso fare leva (anche) su queste risorse, dati i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un settore in cui l'Italia vanta notevoli competenze riconosciute. D'altra parte, ci si rende conto del potenziale impatto ambientale ed è quindi fondamentale la massima attenzione per prevenirlo: è quindi necessario avere regole ambientali e di sicurezza allineate ai più avanzati standard internazionali (peraltro il settore in Italia ha una storia di incidentalità tra le migliori al mondo). In tal senso, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*.

- **Modernizzazione del sistema di governance.** Per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi precedenti bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi con i quali ci confrontiamo. La condivisione di una Strategia Energetica Nazionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.



Immagine 1.27: Le sette priorità della SEN per il 2020; fonte "Strategia Energetica Nazionale"

## COSA CI SI ASPETTA

La realizzazione di questa strategia consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento degli obiettivi europei 20-20-20, con i seguenti **risultati attesi al 2020**:

- **Contenimento dei consumi ed evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili.** In particolare, si prevede una riduzione del 24% dei consumi primari (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di riduzione del 20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica. In termini di mix, ci si attende un 19-20% di incidenza delle energie rinnovabili sui consumi finali lordi (rispetto al circa 10% del 2010).
- **Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei.** In particolare, è possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro all'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi). Questo è il risultato di circa 4-5 miliardi l'anno di costi aggiuntivi rispetto al 2012, e circa 13,5 miliardi di risparmio l'anno includendo sia una riduzione dei prezzi (in ipotesi di prezzi internazionali costanti), sia una riduzione dei volumi (rispetto ad uno scenario di riferimento inerziale).
- **Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020.** Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano Nazionale di riduzione

della CO<sub>2</sub>.

- **Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema.** Si prevede una riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi di euro (rispetto ai 62 miliardi attuali, e -19 rispetto alle importazioni tendenziali 2020 in ipotesi di prezzi delle *commodities* costanti), con la riduzione dall'84 al 67 % della dipendenza dall'estero, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali. Ciò equivale a circa 1% di PIL addizionale e, ai valori attuali, sufficiente a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti, dopo molti anni di passivo.
- **Impatto positivo sulla crescita economica** grazie a importanti investimenti attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di competitività del sistema. Si stimano infatti circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella *green e white economy* (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi). Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

**A livello economico**, i benefici attesi da una corretta implementazione della SEN sono mostrati nell'immagine sottostante:

|                               |             |
|-------------------------------|-------------|
| FATTURA ENERGETICA            | - € 14 MLD  |
| DIPENDENZA DALL'ESTERO        | - 17 P.P.   |
| INVESTIMENTI                  | + € 180 MLD |
| EMISSIONI GAS SERRA           | - 21%       |
| CONSUMI PRIMARI D'ENERGIA     | - 24%       |
| INCIDENZA ENERGIE RINNOVABILI | 23%         |

Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

Immagine 1.28: I benefici attesi da una corretta implementazione della SEN; fonte "CDP gas naturale, 2013"

## 1.7.2 Pacchetto Clima-Energia



Immagine 1.29: 20-20-20; fonte "www.repubblica.it"

### *OBIETTIVI*

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha assunto un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Un primo passo in questa direzione è stato la **definizione di obiettivi particolarmente sfidanti da raggiungere entro il 2020**. Nel 2008, la UE, infatti, ha varato il Pacchetto Clima-Energia, con i seguenti obiettivi al 2020:

- Un impegno unilaterale a **ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra** rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
- Un obiettivo vincolante di **contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili** sui consumi finali lordi, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- **Una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria** rispetto ai livelli previsti in assenza di interventi, da ottenere tramite misure di efficienza energetica. Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva sull'efficienza energetica approvata in via definitiva nel giugno 2012.

### *PROPOSTE*

L'approvazione integrale del pacchetto clima-energia avrebbe dovuto prendere l'avvio ufficialmente in occasione della 15<sup>a</sup> Conferenza delle Parti tenutasi a Copenaghen nel Dicembre 2009, con la sigla di impegni importanti da parte anche degli Stati storicamente scettici alla negoziazione intrapresa con il Protocollo di Kyoto. Anche se in termini di accordi internazionali la conferenza di Copenaghen non ha sortito tutti gli esiti sperati, il pacchetto clima-energia può ritenersi un set di provvedimenti di attuazione degli obiettivi

di riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti destinato a regolamentare i settori chiave in modo efficace. In sostanza il pacchetto, nella prima proposta che la Commissione Europea ha presentato al Parlamento e al Consiglio nel gennaio del 2008, si compone di **una serie di provvedimenti** che riguardano principalmente:

- **Misure specifiche per la riduzione delle emissioni di gas serra**, da un lato proponendo la revisione del Sistema di scambio delle quote delle emissioni di gas serra (*European Union Emissions Trading Scheme, EU-ETS*), dall'altro con la decisione detta "*Effort sharing*", cioè "ripartizione dello sforzo", che avalla la possibilità di attribuire ai singoli Stati membri delle quote di emissione da ridurre nei settori non compresi nella direttiva ETS.
- **Proposte di nuove Direttive**, atte a regolamentare:
  - Il ruolo del confinamento geologico della **CO2** nel mix di strategie disponibili per far fronte alla crescente concentrazione in atmosfera di CO2.
  - La promozione dell'uso di energia prodotta da fonti **rinnovabili**, fissando dei target nazionali vincolanti.

Un passaggio delicatissimo è stato quello della ripartizione dell'obiettivo comune fra i vari Stati. Per non gravare sui Paesi entrati da poco nell'Unione, già impegnati con diversi problemi di adeguamento dei loro sistemi economici e normativi, non si è utilizzato né il criterio delle potenzialità né il criterio di ottimizzazione economica delle risorse per la realizzazione degli interventi. Partendo da una stima del livello degli usi finali previsto nel 2020 e da una valutazione del contributo fornito dalle fonti rinnovabili nel 2005, l'espansione da realizzare è stata divisa in due parti, una uguale per ogni paese, la seconda legata alla popolazione e al PIL; per l'Italia è risultato un obiettivo del 17%, da ripartire a sua volta, fra le Regioni. Questa suddivisione sarà un passaggio obbligato per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale. L'Italia però si pone il target di superare gli obiettivi del "20-20-20", facendo dunque meglio di quanto richiesto, infatti il 16/4/2014 il Ministro Galetti dichiara: *"Ci prefiggiamo lo scopo di raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020, assumendo un ruolo guida nella definizione ed implementazione della Roadmap 2050. Tutte le scelte di politica energetica mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale"*

Il Pacchetto Clima Energia è inserito nella prospettiva di più lungo termine indicata dalla Commissione Europea, che verrà adottata dal prossimo Consiglio Europeo di giugno, *"Roadmap per una transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio entro il 2050*, (trattata nel paragrafo successivo) nel quale sono indicate "tappe" intermedie di riduzione delle emissioni di CO2 del 25% al 2020, del 40% al 2030, del 60% al 2040 e dell'80% al 2050 rispetto ai livelli del 1990.

### 1.7.3 Energy Roadmap 2050



Immagine 1.30: *Energy Roadmap 2050*; fonte “www.europa.eu”

#### **LA STRADA DA PERCORRERE**

Questo documento, come ovvio, non vuole indicare gli obiettivi precisi da raggiungere entro il 2050, poiché i cambiamenti tecnologici, dei mercati e dell’intera società da qui a quarant’anni sono assolutamente imprevedibili. Però vuole indicare una “**tabella di marcia**”, una strada da percorrere, per arrivare, come vedremo ad una maggiore sostenibilità ambientale.

Per quanto riguarda l’**orizzonte di lungo e lunghissimo periodo** (2030 e 2050), le sfide ambientali, di competitività, e di sicurezza richiederanno un cambiamento più radicale del sistema, che in larga parte non coinvolgerà solo il mondo dell’energia, ma l’intero funzionamento della società.

In coerenza con la strategia descritta nella SEN, l’Italia deve adottare un approccio neutro da un punto di vista tecnologico, promuovendo in ambito europeo la definizione di un unico obiettivo post-2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni, da declinare per Paese sulla base del punto di partenza di ogni Nazione. In tale ambito sarà da valutare a livello europeo un’evoluzione del sistema ETS, o il suo superamento con l’introduzione di una fiscalità ambientale, con la definizione degli obiettivi al 2030. Al contempo, è indispensabile che l’Italia e l’Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di stimolare una **risposta globale alle problematiche del cambiamento climatico**, in quanto unica efficace.

Un’analisi dei possibili scenari evolutivi per il Paese a conoscenze attuali per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali.

Tra le principali:

- La necessità di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica. I consumi primari dovranno ridursi in un *range* dal 17 al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici; in particolare saranno fondamentali gli



sforzi nel settore dei trasporti.

- La forte penetrazione delle energie rinnovabili, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità della ricerca per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.
- Un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
- **Il mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica.**

Tale percorso di progressiva decarbonizzazione richiede la ricerca e lo sviluppo di tecnologie in grado di mutare gli equilibri delle forze di mercato. È fondamentale che si rilanci uno sforzo coordinato mondiale in tale direzione: in questo senso l'Italia può contribuire investendo di più e con maggiore convinzione, e ancor di più aiutando ad orientare il dibattito. Le scelte di fondo che guideranno le decisioni in tema di ricerca e sviluppo nel settore puntano a rilanciare le tematiche di interesse prioritario (tra le quali la ricerca sulle rinnovabili innovative, sulle reti intelligenti e sistemi di accumulo e su materiali e soluzioni di efficienza energetica), rafforzare le risorse a disposizione ad accesso competitivo destinate al partenariato tra università, centri di ricerca e imprese e superare l'attuale segmentazione delle iniziative affidate ad Enti e Ministeri.

## *IL PROBLEMA*

Far fronte alle problematiche relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le sfide che segneranno il percorso del sistema energetico italiano ed europeo nei prossimi decenni. Inevitabilmente, si tratta delle stesse problematiche da cui prendono le mosse le priorità e le azioni già descritte per il breve-medio termine. Tuttavia, la dimensione delle stesse sfide nel lungo-lunghissimo termine richiederà una trasformazione più radicale del sistema.

Innanzitutto, le problematiche relative al **cambiamento climatico**, dovute ad un innalzamento senza precedenti dei livelli di emissione di anidride carbonica, unitamente alla crescente pressione globale sul consumo di risorse energetiche e ambientali, a causa della rapida crescita in importanti aree del Mondo, saranno sempre più forti nei prossimi decenni e rendono necessaria una forte riduzione delle emissioni ed un uso più attento delle risorse a disposizione. Come ricordato con forza anche recentemente dalla Banca Mondiale, le conseguenze economiche e sociali del riscaldamento globale stanno diventando sempre più evidenti: nel lungo termine saranno molto significative, ma anche nel corto-medio importante eventi climatici estremi. Se non si addiverrà ad un intervento forte e concentrato a livello globale, le prospettive di sviluppo sono preoccupanti: **entro fine secolo la temperatura media globale potrebbe salire di circa 4° Centigradi, con conseguenze potenzialmente drammatiche.**

D'altra parte, la necessità di continuare ad avere uno **sviluppo economico positivo e diffuso** richiederà un'evoluzione del sistema che associ la maggiore sostenibilità ambientale con il

mantenimento della competitività del sistema produttivo su scala globale, evitando extra-costi ed inefficienze al sistema economico.

Inoltre, il previsto aumento a livello globale dell'uso di risorse relativamente scarse comporterà nel lungo periodo rischi di innalzamento del livello dei prezzi e di incremento della loro volatilità per tutte le risorse naturali, ed in particolare per quelle energetiche, esponendo i Paesi più dipendenti ad un elevato grado di **incertezza sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sui costi economici** per soddisfare tali approvvigionamenti. Fatta esclusione per lo *shock* petrolifero degli anni '70, nell'ultimo decennio il livello e la volatilità dei prezzi delle *commodities* ha già raggiunto i massimi storici dall'ultimo secolo.

Il benessere delle generazioni future, non solo in termini ambientali, ma anche sociali, dipenderà in larga parte dalle risposte che sapremo dare per mitigare l'impatto e per adattare il sistema ad una inevitabile trasformazione. Per questo è decisivo che le principali economie del mondo, responsabili della quota più importante delle attuali emissioni, agiscano in maniera decisa nel coordinare una forte risposta globale, perché globale deve essere la risposta a queste sfide.

### *GLI OBIETTIVI MACRO*

In questo quadro, i tre principali **obiettivi** definiti nella Strategia Energetica per il 2020 restano sostanzialmente validi anche nell'orizzonte temporale sino **2050**:

- Da un punto di vista **ambientale**, l'Italia condivide la scelta di progressiva decarbonizzazione dell'economia, e si propone di svolgere un ruolo guida nella finalizzazione e adozione della *Energy Roadmap 2050*. Si tratta di un piano molto ambizioso, che punta ad una **riduzione delle emissioni del 80-95%** rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050. La direzione è quella già intrapresa con gli obiettivi del Pacchetto Clima-Energia ed in questo senso gli obiettivi e le azioni formulate al 2020 rappresentano un passo fondamentale nella direzione da seguire fino al 2050. I risultati attesi da tali azioni continueranno a generare benefici che contribuiranno alla riduzione delle emissioni al 2030 e al 2050: tuttavia lo sforzo necessario oltre il 2020 per il raggiungimento dei livelli attesi al 2050 sarà ancora molto importante, e comporterà cambiamenti sostanziali nella struttura del mondo energetico, e più in generale della società. L'applicazione all'Italia degli scenari europei proposti nella *Roadmap 2050* (senza tenere conto della necessaria differenziazione per diverso punto di partenza dei diversi Paesi in termini di emissioni pro capite) mostra infatti come, se da una parte la realizzazione dello scenario SEN al 2020 comporta una riduzione delle emissioni di circa il 15% rispetto ad uno scenario in assenza di misure, per seguire la traiettoria di decarbonizzazione proposta saranno necessarie nuove azioni per ridurre del 75% circa al 2050 le emissioni rispetto ad una evoluzione inerziale del sistema post-2020. Si vedano ora nell'immagine seguente gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 con un'analisi temporale partendo dal 1990, identificando anche il 2020 come altra data chiave:

La strategia energetica rappresenta un importante passo avanti al 2020, ma il percorso di decarbonizzazione al 2050 è ancora molto lungo  
Mt CO<sub>2</sub>

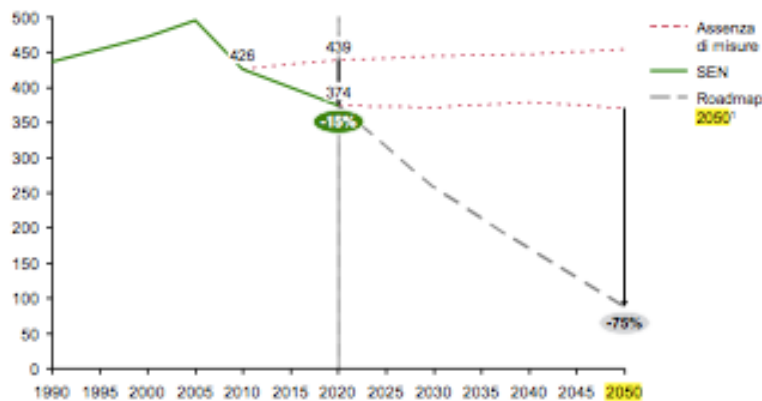


Immagine 1.31: Andamento storico e obiettivi di decarbonizzazione al 2050; fonte “Strategia Energetica Nazionale”

- Dal punto di vista della **competitività** e del supporto alla crescita economica, sarà importante assicurare che la transizione avvenga in modo da non penalizzare l’economia italiana ed europea, soprattutto nei settori esposti a competizione internazionale, ed evitare i rischi di progressiva deindustrializzazione. Al contrario, sarà importante **favorire il pieno sviluppo delle potenzialità verde in tutti i settori** e farne un elemento di distinzione e di competitività del nostro sistema. La Commissione Europea stima che la transizione possa avvenire senza extra costi netti a livello complessivo, con uno spostamento dai costi per combustibili fossili a quelli di investimento iniziale. Sarà decisivo che si adotti un sistema su scala continentale efficiente di riduzione delle emissioni, e sarà altresì importante stimare puntualmente e monitorare regolarmente il realizzarsi di queste condizioni, compresi extra costi che il sistema si trovasse a sostenere.
- Dal punto di vista della **sicurezza degli approvvigionamenti**, il percorso di decarbonizzazione offre opportunità di fortissima **riduzione della dipendenza estera**. La sostituzione di carbone e petrolio con fonti rinnovabili e gas, e uno sfruttamento sostenibile delle risorse endogene, contribuirà a ridurre i costi d’importazione. La Commissione Europea stima di poter ridurre fino al 35% il livello di dipendenza energetica europea, a fronte del 58% di dipendenza in uno scenario a politiche correnti.

Al contempo, è indispensabile che l’Italia e l’Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di stimolare una risposta globale alle problematiche del cambiamento climatico. Come evidenziato precedentemente, solo uno sforzo globale può infatti consentire di raggiungere i livelli di emissione necessari a evitare un drammatico cambio climatico. È quindi decisivo continuare a porre con forza tale problematica tra le priorità del dibattito internazionale, e a farsi promotori, in tutte le sedi, di un’azione concertata a livello mondiale.

Gli ultimi decenni dimostrano come sia difficile fare previsioni economiche, soprattutto su orizzonti temporali di lungo/lunghissimo termine. Basti pensare che le tre tecnologie di generazione elettrica (CCGT, solare ed eolico) che oggi rappresentano larga parte della

produzione elettrica in Italia (oltre il 60%) solo 25 anni fa erano ancora in fase iniziale di sviluppo. Formulare quindi strategie precise, scenari obiettivo in termini di mix di fonti e settori, o specifiche misure da attivare con addirittura 40 anni di orizzonte (entro i quali è prevedibile che si realizzino numerosi cambiamenti tecnologici) appare difficile e sconsigliabile, come abbiamo sottolineato anche nell'introduzione al paragrafo.

L'Italia e l'Europa devono quindi adottare una **strategia di lungo periodo flessibile** ed efficiente, che consenta un adattamento alle evoluzioni tecnologiche e dei contesti di mercato e che sia il più possibile neutra nello sviluppo del mix tecnologico, senza preferenze a priori verso specifiche tecnologie, se non giustificate da importanti esternalità. In coerenza con tale flessibilità, l'Italia promuove in ambito europeo la definizione di un unico obiettivo post-2020, concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni, da declinare per Paese sulla base del punto di partenza in termini di emissioni pro capite (lasciando i singoli Paesi liberi di adottare approccio più opportuno in base alle specificità proprie dei singoli Stati). Sarà essenziale discutere l'evoluzione di un sistema unico, più coerente e focalizzato sulla riduzione delle emissioni clima-alteranti.

### *LE EVOLUZIONI TECNOLOGICHE E DI MERCATO*

Introduciamo ora le innovazioni tecnologiche e di mercato che si stanno sviluppando attualmente, in quanto una loro applicazione porterebbe benefici anche a livello di consumi e emissioni. Ad oggi particolare attenzione è da prestare a:

- **L'accelerazione della riduzione dei costi e/o del miglioramento delle prestazioni e della programmabilità delle tecnologie rinnovabili**, grazie a discontinuità di evoluzione tecnologiche. Ad oggi, l'evoluzione attesa dei costi delle tecnologie rinnovabili fa già prevedere una significativa riduzione, che porterà ad esempio il solare fotovoltaico in *grid parity* tra pochi anni in diverse aree del Paese (anche se non la parità con i prezzi all'ingrosso che è ancora lontana). Un'accelerazione di questa tendenza spingerebbe rapidamente il sistema verso una più elevata incidenza di fonti rinnovabili rispetto a quella oggi ipotizzabile, a condizione di risolvere il problema azione nella rete.
- **La riduzione dei costi ed il miglioramento delle prestazioni della capacità di accumulo elettrico**. Le tecnologie di accumulo, insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle energie rinnovabili elettriche e delle *smart-grid*, ma anche per accompagnare la diffusione dei veicoli elettrici. Ad oggi la tecnologia non è ancora matura per un diffuso utilizzo industriale: in tutto il mondo sono installati solo 450 MW di accumuli elettrochimici; questa tecnologia si sta sviluppando rapidamente, trainata dal settore automobilistico, e diventerà sempre più importante. L'Italia non vuole perdere questa possibilità di sviluppo, non solo in ottica nazionale: se quindi appare prematuro avviare un programma massivo di installazione nei prossimi 2-3 anni, è indispensabile favorire la sperimentazione nella filiera nazionale per acquisire *know-how*, capire quali tecnologie siano più adatte, quali siano i veri benefici per il sistema e distribuire in modo più consapevole la spesa nel tempo in attesa di una maggiore maturità tecnologica e di una

riduzione significativa dei costi.

- **Una forte spinta alla diffusione dei biocarburanti** grazie allo sviluppo della seconda e terza generazione. Ad oggi, le prospettive dei biocarburanti sono incerte, poiché le tecnologie attuali presentano problematiche in ambito sociale e ambientale. Se si realizzasse un'accelerazione nello sviluppo di tecnologie più efficienti economicamente e non in conflitto con i terreni, la crescita dell'impiego di biocarburanti in sostituzione di quelli fossili potrebbe subire un significativo incremento.
- **Lo sviluppo di soluzioni di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>** la cosiddetta CCS, *Carbon Capture and Storage*. Ad oggi questa tecnologia non è ancora conveniente da un punto di vista commerciale, poiché comporta elevati livelli di investimento e di consumi energetici. Tuttavia, nel lungo periodo non si può escludere un ruolo importante della CCS nel sistema energetico, per l'utilizzo combinato con biomasse e gas, e per settori ad elevata intensità di emissioni. L'Italia deve continuare a contribuire alla ricerca in questo campo monitorando le opportunità.
- **Rapida diffusione dei veicoli elettrici e a metano.** I veicoli di nuova generazione consentono una riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> attualmente tra il 25 e il 40% , dal pozzo alla ruota, rispetto ai veicoli tradizionali nel nostro Paese, ma in prospettiva una riduzione ancora più marcata man mano che il mix di generazione elettrica si sposterà in favore delle rinnovabili, e soprattutto l'abbattimento completo di inquinanti locali nei centri cittadini. Tuttavia, il costo della tecnologia è ancora elevato, sia per il consumatore finale, sia più in generale per il sistema Paese, rispetto ad altri interventi di riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti o in efficienza energetica. Le più recenti stime di evoluzione dei costi appaiono però favorevoli, con possibili prospettive di riduzione comprese tra il 45 e il 75 % nei prossimi 20 anni. L'Italia si impegna a supportare la progressiva diffusione dei veicoli elettrici, ibridi e a metano, sia in termini di infrastruttura di ricarica pubblica, sia di stimolo alla diffusione dei veicoli, sia di ricerca e sviluppo. Anche in questo caso sarà essenziale distribuire la spesa nel tempo, coerentemente con la riduzione dei costi della tecnologia.
- **Una modifica del ruolo e del peso oggi attribuito al nucleare**, in conseguenza di una eventuale ripresa degli investimenti a livello mondiale o europeo, come esito dei programmi di ricerca e cooperazione internazionale, in cui è impegnato anche il nostro Paese, in reattori di nuova generazione. Anche se è una scelta che non riguarda l'Italia, dato l'esito del referendum del 2011, se il nucleare saprà dare risposte adeguate ai temi della sicurezza, della qualità ambientale e dei rifiuti, potrebbe essere uno degli elementi di discontinuità nello sviluppo energetico globale nel lungo/lunghissimo termine.

### *LE PRIORITÀ PER IL MINISTERO ITALIANO*

In Italia, la proposta dell'allora Ministro per l'Ambiente, Clini, si colloca nella prospettiva della *Road Map*, e pertanto le misure indicate per il 2050 rappresentano **una tappa verso la riduzione dell'intensità di carbonio** dell'economia italiana attraverso la combinazione di politiche e misure per l'energia, l'industria, i trasporti, l'agricoltura, e per la finanza e la

fiscalità “verdi”, secondo l’approccio intersettoriale condiviso da tutti gli Stati Membri dell’Unione Europea fin dal 2007. In particolare l’allora Ministro Clini indica alcune priorità:

- Istituzione e aggiornamento, presso il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, de il *Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell’economia italiana*.
- Sviluppo della filiera nazionale delle tecnologie “eco-sostenibili”, con particolare riferimento sia alle “nuove” fonti rinnovabili nel solare, nella geotermia, nei biocombustibili di seconda/terza generazione, sia ai **sistemi avanzati per l’efficienza energetica in tutti i settori dell’economia, gas in particolare**.
- Promozione dell’efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, attraverso la diffusione di sistemi distribuiti ad alta efficienza di generazione di elettricità, calore e freddo, connessi attraverso reti intelligenti (*smart grids*) come infrastruttura delle “città intelligenti a basse emissioni” (*smart cities*).
- Promozione dell’eco-efficienza nell’edilizia, sia nella costruzione dei nuovi edifici che nella ristrutturazione di quelli esistenti, a partire dal patrimonio pubblico.
- Modifica delle modalità di trasporto di merci e persone, con progressivo spostamento dalla strada alla ferrovia, e con l’obiettivo di rendere più competitiva la ferrovia rispetto al trasporto aereo nelle tratte nazionali.
- Recupero di materia e valorizzazione energetica dei rifiuti.
- Revisione progressiva dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili per la generazione di elettricità e calore, fino al raggiungimento della “*grid parity*”.
- Introduzione della tassa sulle emissioni di carbonio, “*carbon tax*”, con esclusione per i settori industriali già obbligati all’acquisto dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> dalla direttiva europea “Emission Trading” che fa parte del Pacchetto Clima Energia.
- Destinazione dei proventi della *carbon tax* e della vendita dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> per sostenere gli investimenti pubblici e privati nella riduzione dell’intensità di carbonio dell’economia, anche attraverso il potenziamento del “Fondo Rotativo del Protocollo di Kyoto”.
- Gestione del patrimonio forestale, boschivo e dei suoli agricoli ai fini della “cattura” del carbonio atmosferico e della produzione di biomassa per la filiera dell’energia e dei biocombustibili di seconda generazione.

Le misure e le priorità indicate nella proposta di delibera costituiscono il quadro di riferimento, ed una “infrastruttura”, per la competitività e la crescita sostenibile dell’economia italiana, perché:

- Orientano le politiche pubbliche e facilitano gli investimenti privati per lo sviluppo in Italia di tecnologie e sistemi la cui domanda cresce nei mercati emergenti ed in quello europeo, come segnalato da OCSE e Agenzia Internazionale dell’Energia.
- Valorizzano le risorse forestali ed il patrimonio boschivo sia come “pozzo di assorbimento di carbonio” che come fonte energetica, generando l’effetto “collaterale” della promozione della manutenzione del territorio con pratiche agroforestali ad alto valore aggiunto.

# L'hub e le altre fasi della filiera





## 2.1 Hub in Italia

In questa parte dell'analisi si valuterà la possibilità di implementare un *hub* a livello sud-europeo, il ruolo che dovrebbe assumere l'Italia, le infrastrutture attuali e necessarie ed i benefici di cui potrebbe giovare.

### 2.1.1 Descrizione

*“In informatica e telecomunicazioni, nella tecnologia delle reti informatiche, un hub (letteralmente in inglese fulcro, mozzo, elemento centrale) rappresenta un concentratore, ovvero un dispositivo di rete che funge da nodo di smistamento dati di una rete di comunicazione dati organizzata con una topologia fisica a bus e di topologia logica a stella.”*

Nel gas, e in generale nel settore energetico, per *hub* si intende **un sistema di rifornimento e scambio a più ingressi e più uscite**. In questo modo si evita di dipendere da un solo Paese esportatore (Russia nel caso in esame) in modo da avere una sicurezza del servizio più alta e di non essere oggetto delle volontà di un solo Paese. Si veda una rappresentazione di *hub* con l'Italia al centro nell'immagine in seguito:

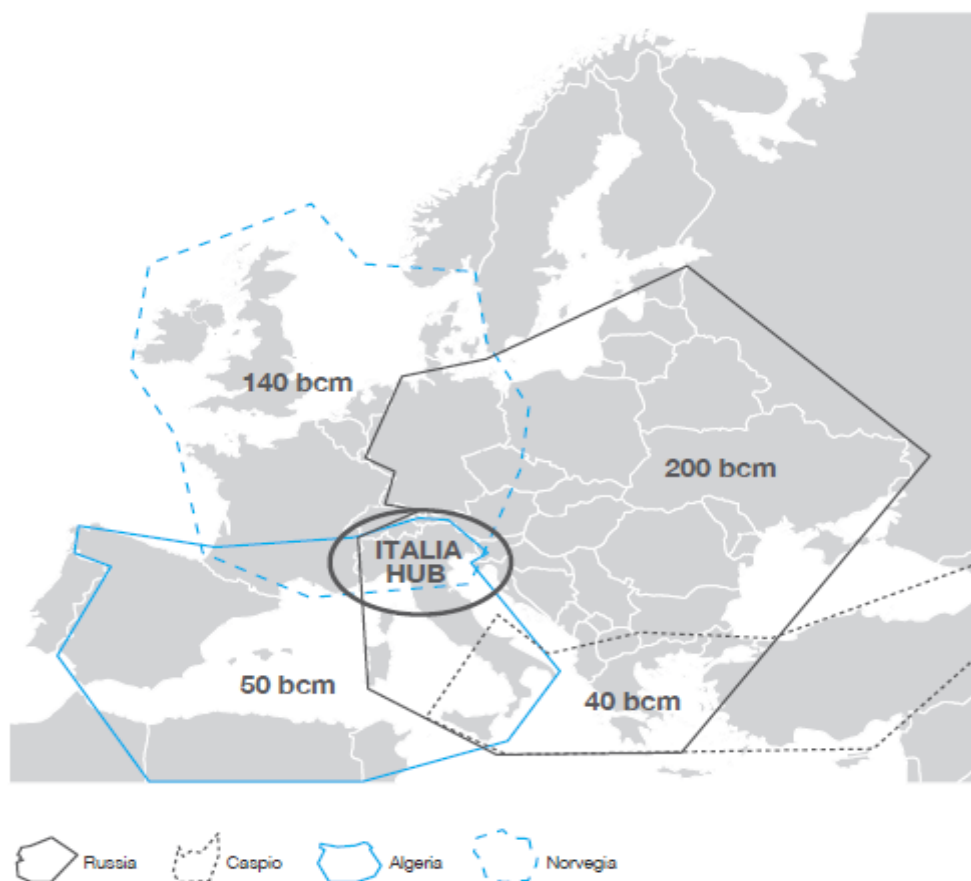


Immagine 2.1: L'hub del gas con l'Italia al centro; fonte "CDP gas naturale, 2013"



Sul lato pratico vengono convenzionalmente identificate **due tipologie** di *hub*:

- Gli *hub* fisici, dove si incontrano diverse infrastrutture di trasporto ed interconnessione tra più Paesi (metanodotti o terminali di rigassificazione) e avviene il trasferimento fisico del gas. In Europa gli *hub* fisici sono rappresentati dallo Zeebrugge *hub* in Belgio e dal CEGH in Austria.
- Gli *hub* virtuali, cioè punti convenzionali all'interno di un sistema infrastrutturale, nazionale o regionale, per lo scambio di gas fra gli operatori all'interno di un sistema di rete. In Europa i principali sono: NBP in Regno Unito, TTF in Olanda, PEGs in Francia, NCG e Gaspool in Germania.

Le forme di organizzazione del trading presenti agli *hub* fisici e virtuali possono essere di varia natura:

- **Le piattaforme elettroniche** per l'incontro della domanda e dell'offerta; in alcuni casi sono organizzate dai gestori delle reti, in maniera indipendente o su impulso dei regolatori.
- **Le borse del gas**, o *gas exchange*, sono esperienze recenti. In Europa esistono diversi operatori che gestiscono aste per prodotti standardizzati di gas: l'APX olandese, l'EEX tedesco, il Powernext francese.

In Italia, da Ottobre 2003, secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale: il Punto di Scambio Virtuale. Il PSV rappresenta un utile strumento di bilanciamento e le transazioni si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*. Negli anni ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Le seguenti figure riportano gli andamenti del PSV e i volumi di gas scambiati sugli *hub* europei dal 2008 al 2011.

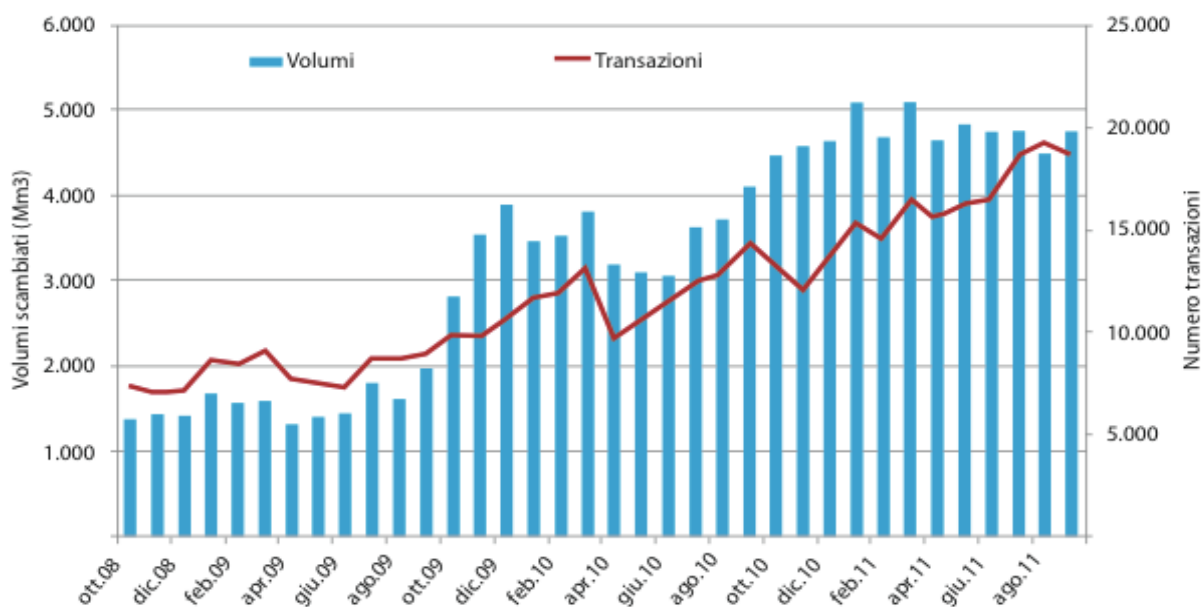


Immagine 2.2: Andamento PSV; fonte "Assolombarda gruppo energie, 2013"

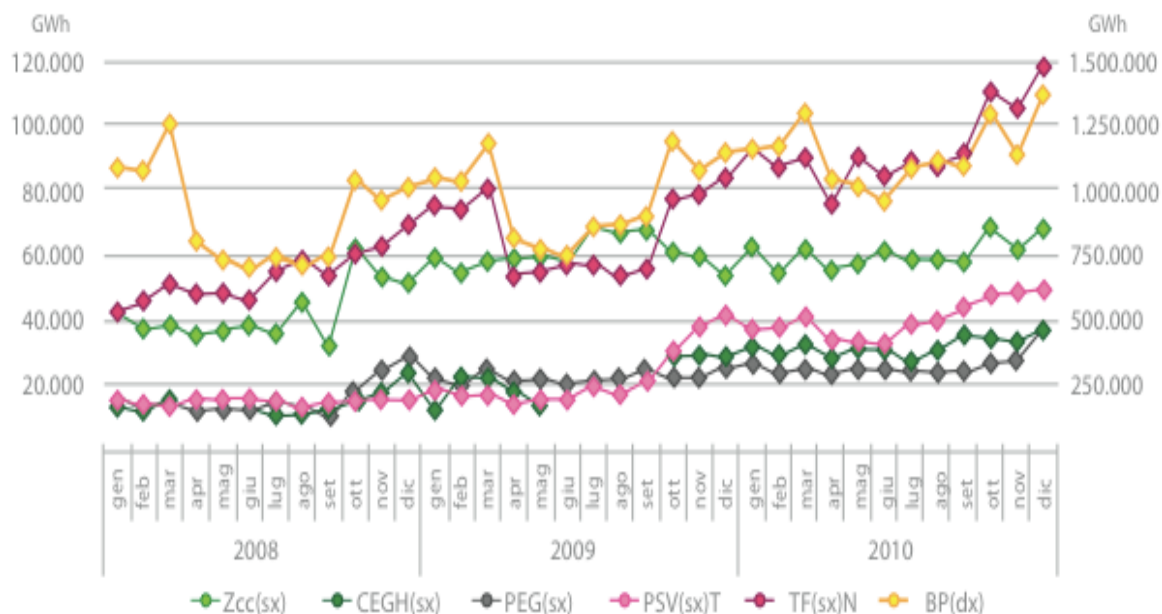


Immagine 2.3: Volumi di gas scambiati negli hub europei; fonte "Assolombarda gruppo energie, 2013"

Al PSV verrà dedicato il paragrafo 3.8 nella sezione dedicata al *downstream*.

### 2.1.2 Ruolo dell'Italia

La posizione geografica del nostro Paese ci pone al centro dei flussi di gas provenienti dal Nord Africa, dall'Europa Settentrionale, dalla Russia e, in futuro, anche dall'area caucasica. Questo fa dell'**Italia un punto strategico** per il mantenimento dell'equilibrio e della sicurezza degli approvvigionamenti di gas per l'intera Unione Europea. In un ambito delicato e fondamentale come quello energetico da cui dipende il buon andamento dell'intera economia, l'Italia è dunque un luogo di scambio e di transito di numerosi flussi di gas e, sulla scia dell'esperienza nordamericana e inglese, potrebbe svilupparsi un rilevante mercato finanziario connesso ai flussi fisici di gas. L'Italia potrebbe sfruttare la propria posizione strategica, per giocare un ruolo importante nella realizzazione del mercato unico del gas a livello europeo, contribuendo al conseguimento degli obiettivi espressi dal Consiglio Europeo dello scorso Febbraio 2011, ovvero il completamento del mercato interno al 2014 e pieno "*market coupling*", ovvero l'integrazione dei mercati energetici nelle varie aree geografiche europee, al 2015.

Tale ruolo può derivare da un lato dallo sviluppo dei cosiddetti "corridoi prioritari" che possono coinvolgere il sistema Italia e dall'altro da uno sviluppo organico di servizi e prodotti sul mercato del gas che permettano di congiungere in modo più compiuto il mercato italiano con quelli dell'Europa continentale. In tal modo l'Italia può sicuramente trarre la costituzione di un *hub* per il Sud-Europa, volto a meglio **connettere Paesi produttori, in particolare del Nord Africa o del Medio Oriente, con le aree di consumo del nostro Paese e dell'Europa continentale**. Le premesse per lo sviluppo di tale ruolo sono già presenti.

Da una parte il nostro sistema infrastrutturale gode infatti già oggi di una posizione importante nella connessione tra Paesi produttori e consumatori e, attraverso i progetti di “reverse flow” già attivati, potrà da un lato stimolare l’ingresso di nuove fonti e dall’altro consentire agli operatori attivi sul mercato gas italiano una migliore ottimizzazione dei flussi commerciali con gli altri *hub* europei. Inoltre, l’Italia è caratterizzata dalla presenza di numerosi progetti, molti dei quali tra loro alternativi, in considerazione del fatto che le prospettive di crescita, anche nell’ottica di un mercato comune su base Europea, non giustificano un potenziamento delle infrastrutture che veda più di 2/3 nuovi terminali. A oggi, gli impianti con l’iter più avanzato risultano quelli nell’off-shore della provincia di Livorno (OLT Energia, con una capacità di 3,75 mld/mc/a) e di Gioia Tauro (12 mld/mc/a). Il potenziamento delle interconnessioni è destinato a disegnare nuove aree di influenza dei principali fornitori di gas. In questo contesto, potrebbe emergere con forza il ruolo centrale dell’Italia come *hub* dell’Europa continentale. Nel corso dei prossimi anni, si stima che la capacità di importazione e la movimentazione transfrontaliera del gas cresceranno in misura rilevante, considerando il potenziamento dei gasdotti esistenti, la realizzazione di nuove infrastrutture di collegamento con Paesi Extra-UE e l’entrata in esercizio di nuovi impianti di rigassificazione.

Con riferimento ai gasdotti di interconnessione tra i Paesi UE, si registrano numerosi progetti di intervento tesi a liberare capacità di transito, risolvendo le congestioni che attualmente limitano la possibilità di creare un sistema di infrastrutture unico su base continentale. In particolare, è possibile evidenziare la presenza di due direttrici principali lungo le quali si concentreranno gli interventi più significativi:

- **Il corridoio Sud-Nord**, lungo il quale nei prossimi 5 anni verrà portata a termine la realizzazione di reverse flow, in grado di potenziare i flussi bidirezionali tra le frontiere di Paesi quali Austria-Germania, Spagna-Francia, Italia-Svizzera, Italia-Austria.
- **Il Corridoio Ovest-Est**, dove sono in programma nuove connessioni tra Polonia e Germania, Polonia e Lituania, Austria ed Europa orientale.

Analizziamo queste tratte più nello specifico:

- **Corridoio Nord-Sud in Europa occidentale** (NSI West Gas). Gli Stati membri interessati sono 11: Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Olanda, Portogallo, Regno Unito e Spagna. La finalità di quest’opera è il potenziamento della capacità di interconnessione dei Paesi comunitari dell’Europa occidentale, superando alcune criticità di rete attualmente presenti come il relativo isolamento della Penisola Iberica che non permette di sfruttare ottimamente tutti i terminali di rigassificazione presenti lungo le sue coste.
- **Corridoio Nord-Sud per il gas in Europa centro-orientale e sud-orientale** (NSI East Gas). Gli stati membri coinvolti sono 12: Austria, Bulgaria, Cipro, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia ed Ungheria. L’obiettivo principale è quello di aumentare la diversificazione dell’offerta e la sicurezza in un’area prevalentemente dall’esportazione del gas russo e dei Paesi ex URSS, in cui è da

segnalare la mancanza di infrastrutture adeguate. Ulteriore criticità dell'area è la presenza di mercati piccoli, isolati e monopolistici, lontani dai traguardi comunitari.

- **Corridoio meridionale del gas (SGC).** Gli Stati interessati sono 13: Austria, Bulgaria, Cipro, Francia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia ed Ungheria. La prospettiva con cui si vuole implementare questo progetto è il collegamento diretto del mercato europeo ai grandi bacini orientali e mediorientali già precedentemente citati. Oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, ciò consentirebbe di stimolare i Paesi dell'Europa Orientale all'apertura di mercati concorrenziali tuttora molto concentrati.
- **Piano di interconnessione del Baltico (BEMIP Gas).** Gli Stati interessati sono 8: Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia e Svezia. Tale opera ha il compito di realizzare le interconnessioni energetiche e migliorare il mercato nell'area del mar Baltico.

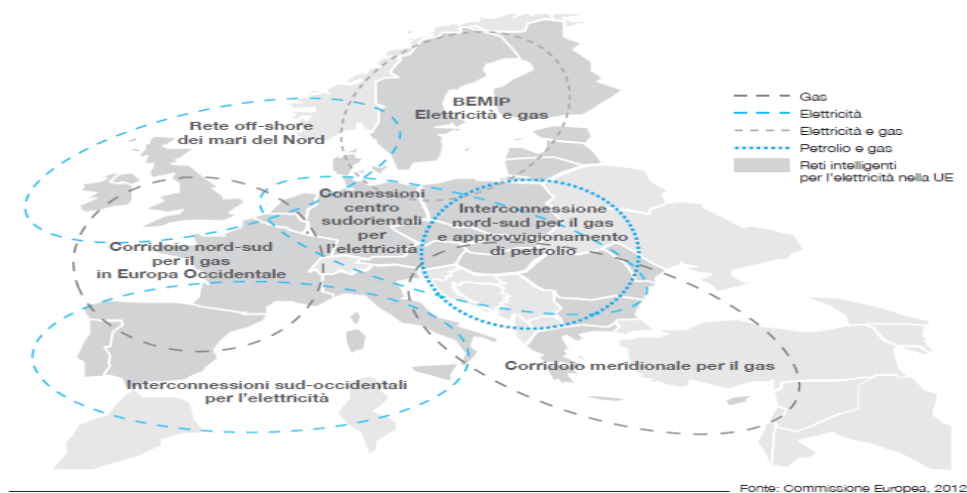


Immagine 2.4: Le priorità infrastrutturali; fonte "CDP gas naturale, 2013"

Anche nella SEN è spiegato che per l'Italia è fondamentale creare un mercato interno liquido e concorrenziale e completamente integrato con gli altri Paesi europei. Inoltre, nei prossimi 20 anni, l'obiettivo dei cambiamenti a livello europeo è quello di un allineamento dei nostri prezzi del gas a quelli degli altri Paesi del Vecchio Continente, cui si accompagnerà un incremento della sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato. Il prezzo del gas più competitivo consentirà, da un lato di diventare Paese di interscambio e/o di transito verso il Nord Europa, dall'altro di restituire competitività al parco italiano di cicli combinati a gas, riducendo le importazioni elettriche.

Come abbiamo detto, **si vogliono uniformare i prezzi all'ingrosso italiani con quelli europei**, perché i prezzi all'ingrosso del gas in Italia sono mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Il prezzo medio del gas sul mercato spot PSV nel 2011 è stato di circa il 25% superiore a quello dei principali *hub* nord-europei (anche il prezzo dei contratti di lungo termine *Take or Pay (ToP)* italiani è mediamente superiore agli analoghi contratti *ToP* europei). Tutto questo verrà spiegato nel dettaglio nel paragrafo 3.7.2. Questo scostamento si riflette anche sul prezzo determinato da centrali CCGT a gas: il differenziale di prezzo del gas,

pari a circa 6 Euro/MWh termici nel 2011, ha un impatto di circa 10-12 euro al MWh sulla produzione elettrica di una centrale CCGT. Negli ultimi mesi del 2012 è iniziato un percorso di riduzione, che ha consentito una riduzione del divario medio annuo a circa 3,7 Euro/MWh, favorito dalla crescente liquidità del mercato *Spot*.

### 2.1.3 Situazione infrastrutturale

La seguente tabella mostra, per gli anni termici fino al 2018-2019 per ogni punto di entrata:

- La capacità di trasporto teoricamente possibile.
- La capacità di trasporto conferita.
- La capacità di trasporto ancora disponibile.

Come si vede, la **saturatione di molti gasdotti è elevata**, e proprio per questo sono in corso di sviluppo diversi **progetti di nuovi gasdotti** che permetteranno di aumentare la capacità di importazione all'interno della rete nazionale. Tali investimenti sono stati possibili grazie alle incentivazioni che sono state concesse dall'autorità regolatoria italiana (come ad esempio l'esenzione dal TPA per 20 anni e una quota dell'80% del totale della capacità), come è stato precedentemente descritto e come verrà meglio approfondito nella sezione normativa della filiera in seguito. Lo sviluppo di queste nuove infrastrutture consentirà all'Italia di migliorare:

- La propria capacità di approvvigionamento e la conseguente sicurezza energetica.
- Spingerà verso la creazione di un *hub* dell'Europa Meridionale.

| ANNO TERMICO         | PUNTI DI ENTRATA |                  |             |      |         |           |
|----------------------|------------------|------------------|-------------|------|---------|-----------|
|                      | TARVISIO         | MAZARA DEL VALLO | PASSO GRIES | GELA | GORIZIA | CAVARZERE |
| <b>2014-2015</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 81,8             | 86,5             | 21,2        | 21,9 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 25,2             | 12,5             | 37,8        | 9,7  | 2,0     | 5,4       |
| <b>2015-2016</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 80,9             | 86,5             | 7,3         | 21,9 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 26,1             | 12,5             | 51,7        | 9,7  | 2,0     | 5,4       |
| <b>2016-2017</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 80,5             | 83,9             | 7,3         | 21,9 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 26,5             | 15,1             | 51,7        | 9,7  | 2,0     | 5,4       |
| <b>2017-2018</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 80,5             | 77,7             | 7,3         | 11,0 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 26,5             | 21,3             | 51,7        | 20,6 | 2,0     | 5,4       |
| <b>2018-2019</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 69,7             | 66,9             | 7,3         | 11,0 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 37,3             | 32,1             | 51,7        | 20,6 | 2,0     | 5,4       |
| <b>2019-2020</b>     |                  |                  |             |      |         |           |
| Capacità conferibile | 107,0            | 99,0             | 59,0        | 31,6 | 2,0     | 26,4      |
| Capacità conferita   | 10,6             | 0,0              | 1,0         | 10,9 | 0,0     | 21,0      |
| Capacità disponibile | 96,4             | 99,0             | 58,0        | 20,7 | 2,0     | 5,4       |

Fonte: Snam Rete Gas.

Tabella 2.1: Capacità di approvvigionamento fino al 2020; fonte "AEEG, 2014"

In particolare sono **tre i corridoi in costruzione**:

- **TAP**: il Gasdotto Trans-Adriatico (conosciuto con l'acronimo inglese di TAP, *Trans-Adriatic Pipeline*) è un progetto volto alla costruzione di un nuovo gasdotto che conetterà Italia e Grecia attraverso l'Albania permettendo l'afflusso di gas naturale proveniente dalla zona del Caucaso, del Mar Caspio (Azerbaijani) e, potenzialmente, del Medio Oriente.



Immagine 2.5: TAP; fonte "www.americansecurityproject.org"

- **ITGI**: acronimo di Interconnettore Turchia Grecia Italia, consentirà di collegare il Caspio e l'area mediorientale con l'Italia attraverso la Turchia e la Grecia. Si articola in due sezioni: ITG (Interconnettore tra Turchia e Grecia), che dal giacimento di Shah Deniz trasporta gas in Turchia usando gasdotti già esistenti, fino al confine con la Grecia, e IGI (Interconnettore tra Grecia e Italia). Il gasdotto avrà una capacità di trasporto fino a 10 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno.



Immagine 2.6: ITGI; fonte "www.agienergia.it"



- **GALSI:** acronimo di Gasdotto Algeria Sardegna Italia, è un progetto che mira alla realizzazione di un gasdotto destinato all'importazione di gas naturale dall'Algeria all'Italia continentale attraverso la Sardegna. Il GALSI dovrebbe essere lungo 830 km circa, di cui 270 km sarebbero su terra sarda ed i restanti 560 km offshore nel Mar Mediterraneo. Il tracciato partirebbe dalla stazione di compressione di El-Kala (Draouche) in territorio algerino approdando a, in Sardegna; da qui risalirebbe verso nord riprendendo il mare nei pressi della stazione di Porto Botte compressione di Olbia per approdare, infine, in Toscana, vicino a Piombino



Immagine 2.7: GALSI; fonte "www.it.wikipedia.org"

**L'idea era di costruire un quarto gasdotto, chiamato TGL**, che avrebbe dovuto connettere la Germania all'Italia, passando per l'Austria. Il gasdotto TGL doveva avere una capacità di 11,4 miliardi di mc l'anno in senso bidirezionale e possibili diramazioni verso la Repubblica Ceca e la Slovenia. Il TGL sembrava ad un passo dalla concretezza. Aveva il bollino dell'opera prioritaria della Comunità europea in nome della sicurezza energetica dell'intero continente. Era stato progettato per avere sin dall'inizio un flusso bidirezionale e dunque per costituire un'infrastruttura non di semplice importazione verso l'Italia ma di scambio nei mercati integrati europei. Le procedure autorizzative erano già state avviate sia in Germania che in Austria. Ma lo **stop**, che **sembra definitivo**, è arrivato direttamente dal consiglio d'amministrazione di TGL. I soci del consorzio, controllato dalla tedesca E-On con il 46,7% con il resto dell'azionariato in mano ad un gruppo di operatori austriaci, considerano ora il progetto impraticabile a causa di una serie di fattori concomitanti. Purtroppo, questo può essere un duro colpo per la costituzione dell'*hub* italiano, tuttavia le altre tre linee in costruzione e quelle esistenti tengono viva la speranza di realizzazione dello stesso.



Immagine 2.8: TGL; fonte "www.ilsole24ore.com"

### 2.1.4 Obiettivi e scenari futuri

Gli **obiettivi principali** dell'*hub* per l'**Italia** sono:

- Assicurare un allineamento pieno e strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei (non dipendente dalla congiunturale situazione di *oversupply*) creando un mercato concorrenziale e liquido.
- Garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.
- Integrare completamente il Paese con il mercato e la rete europea, diventare un Paese di interscambio e possibilmente di transito e di offrire servizi ad alto valore aggiunto anche per altri Paesi (stoccaggio di volume, punta, modulazione).
- Eliminare (e se possibile invertire) il differenziale di prezzo nel 2012 pari a 3,7 /MWh (-13%), già ridotto rispetto al 2011, quando era pari a 5,7 Euro/MWh con i mercati Nord Europei, aumentando quindi anche la competitività del nostro mercato elettrico (ed in particolare delle centrali a ciclo combinato, che oggi scontano un maggior costo variabile, dovuto al sovra-costò del gas, quindi 7-8 euro/MWh).
- Incrementare il margine di sicurezza del sistema italiano del gas, assicurandone resilienza e capacità di reazione durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o di forti riduzioni della fornitura.



## SCENARI FUTURI

Anche l'**AD di Snam**, ritiene che l'Italia debba diventare un Paese realmente strategico per il mercato del gas europeo. Siccome sia l'Italia che l'Europa hanno produzione interna in declino e dipendono per la stragrande maggioranza da pochi Paesi esterni all'Unione, per Malacarne *"è giunto il momento di dotarsi, sia a livello nazionale che continentale, di un sistema di infrastrutture integrato e interconnesso che consenta di svincolarsi dal rapporto a doppio filo che ci lega a quei Paesi, come Russia e Algeria"*. *"Dobbiamo saper sfruttare al meglio la posizione geografica unica che ha il nostro Paese – aggiunge l'ad di Snam – siamo al centro dei flussi di gas che arrivano in Europa e abbiamo di fatto la possibilità di gestire i tubi che vanno dal deserto algerino fino a Londra, passando dalla Svizzera, dalla Germania e dal Belgio"*. Quindi l'Italia diventerebbe un *hub* del gas con Snam impegnata a potenziarne le infrastrutture e a connetterla con i mercati del centro e nord Europa. Ma è fattibile? E soprattutto, consentirà una riduzione dei prezzi del gas? *"La creazione di una rete europea consentirà l'interconnessione dei mercati e l'allineamento dei prezzi. Prezzi che, per inciso, non sono legati solo alle infrastrutture, ma anche alla diversificazione dell'approvvigionamento. Difficile che si crei concorrenza se non si crea un mercato maggiormente liquido, cosa possibile soltanto attraverso l'interconnessione delle reti e un utilizzo molto più ricorrente dei contratti Spot"*.

Anche per le **aziende intervistate** nell'ambito della ricerca, di Tesi l'opinione più comune è *"Sì, l'hub sarebbe una risorsa e andrebbe implementato, ma la burocrazia italiana, le infrastrutture e la credibilità politica del nostro Paese sono un freno molto importante. Inoltre le decisioni devono essere prese a livello europeo ed è molto difficile essendoci moltissimi interessi discordanti"*. Oggi ci sarebbero le strutture di tubi per far transitare il gas e puoi guadagnare anche molto, ma, stando agli esperti, non c'è credibilità né volontà politica né in Italia né in Europa. L'Europa naturalmente conta, la volontà dei Paesi è importante, ma siamo noi a livello Italia che dobbiamo decidere di agire, però la congiuntura economica è tra le peggiori in questo momento. Naturalmente, come abbiamo detto sin ora i benefici sarebbero grandi, a livello Italia, anche occupazionali. Inoltre la sicurezza energetica sarebbe più garantita e porterebbe più concorrenza a livello Europa. Sarebbe necessario quindi proporre facilitazioni e aiuti direttamente a livello Europa. Quindi, al momento è molto difficile fare previsioni sull'implementazione effettiva del modello ad *hub* per il nostro Paese, stando alle opinioni di chi lavora nel settore.

## 2.2 Filiera: uno sguardo d'insieme

Per filiera del gas si intende l'intero ciclo produttivo che va dalla produzione, o approvvigionamento dall'estero, sino alla distribuzione finale che consente ai consumatori di usufruire con continuità del rifornimento di gas presso le proprie abitazioni ed industrie. L'immagine seguente descrive in maniera sintetica la filiera italiana del gas naturale.

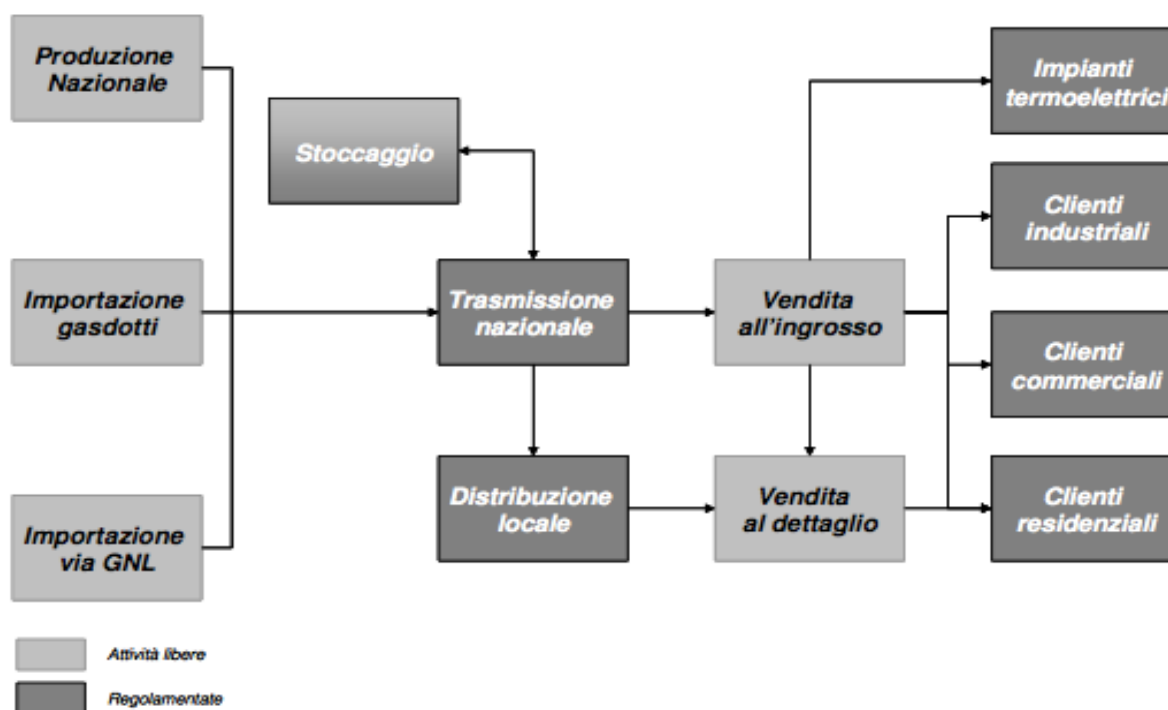


Immagine 2.9: La filiera del gas naturale; fonte "Elaborazione propria"

L'**upstream** è la prima area di tutta la filiera del gas e comprende tutte le attività necessarie al reperimento delle quantità di gas naturale necessarie a soddisfare il fabbisogno energetico nazionale. La fase si suddivide, a sua volta, in attività di produzione e nell'attività di importazione. La **produzione**, attività soggetta a vigilanza da parte del Ministero delle Attività Produttive, si sviluppa in due momenti: ricerca ed estrazione. La prima è finalizzata all'individuazione di giacimenti di gas naturale, mentre la seconda si occupa della successiva estrazione del gas dagli stessi. Complessivamente, la produzione copre circa il 10% del fabbisogno nazionale. L'attività di **importazione**, che copre circa il 90% del fabbisogno nazionale, consiste nell'immettere sul mercato nazionale quantità di gas naturale prodotte all'estero. L'importazione può avvenire tramite gasdotti o tramite mare, via GNL, come spiegato nella sezione 1.4.

Il **midstream** rappresenta un nodo fondamentale dell'intera filiera del gas, in essa si svolgono tutte le attività necessarie al fine di consegnare il gas naturale prodotto od importato al cliente finale nonché le attività necessarie ad un corretto funzionamento dello stesso (dispacciamento e stoccaggio). L'attività di **trasporto** consiste nel prendere il gas in carico presso i punti di connessione con le linee di importazione o i centri di produzione e/o stoccaggio, compresi i terminali di rigassificazione, e nella riconsegna dello stesso presso i

punti di consegna per essere affidato ai distributori locali (che a loro volta provvederanno a veicolare il gas naturale ai clienti finali) ovvero direttamente ad uno o più clienti finali. Le attività di **stoccaggio** e **dispacciamento** rappresentano due importanti funzioni necessarie al corretto funzionamento dell'attività di trasporto. Con lo stoccaggio le eccedenze di gas naturale vengono messe in depositi (generalmente costituiti da giacimenti esausti) al fine di compensare eventuali variazioni stagionali o giornaliere della richiesta di gas ovvero per garantire la continuità della fornitura in caso di riduzione dell'approvvigionamento. Con il dispacciamento, invece, si intende l'attività con la quale viene assicurati, in tempo reale, l'equilibrio fra domanda ed offerta.

Il **downstream** comprende le attività di vendita e distribuzione. La **distribuzione** si occupa di veicolare il gas naturale proveniente dall'attività di trasporto ai clienti finali mediante le reti di distribuzione locale. Oltre all'attività della consegna del gas ai clienti finali, rientrano nell'ambito della distribuzione anche l'erogazione di prestazioni e servizi quali, a titolo semplificato, la gestione tecnica degli impianti, la misura del gas, l'odorizzazione e la gestione del pronto intervento. La distribuzione è regolata da un contratto fra ente concedente (Comune) ed il soggetto gestore; le tariffe relative alle attività di distribuzione in Italia sono determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ne regola anche le modalità di accesso e la qualità tecnica dei servizi. La **vendita** rappresenta l'ultima area della filiera del gas ed è l'anello di congiunzione fra i clienti finali ed il resto della filiera. Si tratta, in sostanza, dell'attività commerciale che remunera a valle tutte le altre attività della filiera. Essa comprende le operazioni di approvvigionamento di gas all'interno del mercato nazionale e della gestione del servizio finalizzata alla vendita al dettaglio del gas naturale. L'attività è libera, e comunque soggetta ad autorizzazione preventiva da parte del Ministero per lo Sviluppo Economico. L'attività di vendita, è remunerata da prezzi regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas che non hanno ancora optato per la scelta del fornitore («tutelati») e prezzi liberi per quei clienti che hanno liberamente scelto di cambiare fornitore. Essa si divide in vendita all'ingrosso e al dettaglio: i clienti sono commerciali, industriali e termoelettrici per la vendita all'ingrosso, mentre al dettaglio sono sempre industriali, commerciali, ma il termoelettrico viene sostituito dai residenziali.

Dopo questo sintetico riassunto, si analizzerà nel dettaglio queste tre macro-fasi.

## 2.3 Upstream

Le principali modalità per ottenere gas naturale sono importazione e produzione.

### 2.3.1 Importazione

L'importazione, già stata introdotta nel paragrafo 1.3.9, è quell'**attività volta a procurare al sistema energetico nazionale il gas naturale di cui ha bisogno** nel caso in cui le risorse nazionali non siano sufficienti. In Italia, tale attività ha assunto nel corso degli anni una crescente importanza a causa del continuo incremento della domanda della materia prima gas naturale (basti pensare ad esempio all'utilizzo industriale per il settore termoelettrico), a fronte di una continua riduzione delle riserve nazionali. Questa situazione ha portato il nostro Paese a ricercare all'esterno dei propri confini nuove linee di approvvigionamento di gas naturale, in grado di garantire all'Italia l'acquisizione di sempre maggiori quantitativi. I seguenti grafici mostrano l'andamento nel tempo del consumo lordo di gas naturale in Italia suddiviso in importazione e produzione. Si nota come il rapporto produzione-importazione negli ultimi anni si stia portando nell'ordine dell' 1 a 10.

#### CONSUMO INTERNO LORDO DI GAS NATURALE IN ITALIA

milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc

|      | consumi lordi | import | prod. naz. |
|------|---------------|--------|------------|
| 1997 | 57.838        | 38.962 | 19.239     |
| 1998 | 62.600        | 42.700 | 18.900     |
| 1999 | 68.100        | 49.500 | 17.400     |
| 2000 | 70.900        | 58.800 | 16.600     |
| 2001 | 71.500        | 54.800 | 15.500     |
| 2002 | 71.000        | 58.100 | 14.300     |
| 2003 | 77.354        | 62.144 | 13.885     |
| 2004 | 80.609        | 67.908 | 12.961     |
| 2005 | 86.265        | 73.460 | 12.071     |
| 2006 | 84.483        | 77.399 | 10.979     |
| 2007 | 84.897        | 73.950 | 9.706      |
| 2008 | 84.883        | 76.867 | 9.255      |
| 2009 | 78.024        | 69.250 | 8.013      |
| 2010 | 83.097        | 75.354 | 8.406      |
| 2011 | 77.917        | 70.369 | 8.449      |
| 2012 | 74.915        | 67.725 | 8.605      |
| 2013 | 70.069        | 61.966 | 7.735      |

Consumo Interno Lordo = prod. naz. + import - export - variazione scorte

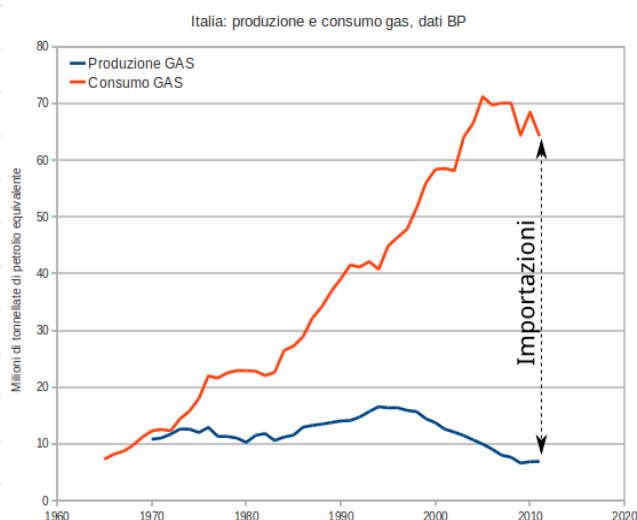


Tabella 2.2: Consumo interno lordo di gas naturale in Italia; fonte "www.qualenergia.it"

Immagine 2.10: Italia, produzione e consumo di gas; fonte www.lanxsatura.org

## I PRICIPALI IMPORTATORI E I CONTRATTI

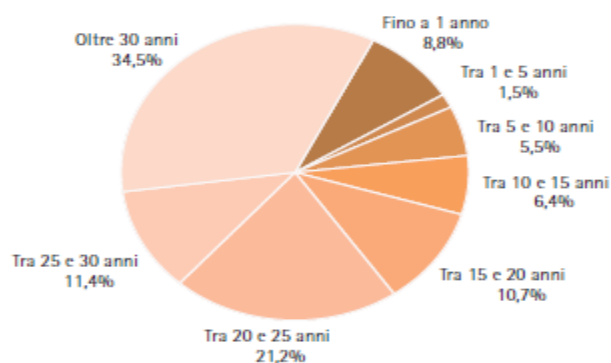
Nella tabella sottostante sono presentati i venti i principali importatori, si nota che Eni detiene quasi il 50% della quota totale, ed insieme a Edison e “Enel Trade” l’81%, gli altri importatori hanno invece quote marginali, minori del 2%.

| RAGIONE SOCIALE                                   | QUANTITÀ      | QUOTA       |
|---------------------------------------------------|---------------|-------------|
| Eni                                               | 30.789        | 49,9%       |
| Edison                                            | 12.536        | 20,3%       |
| Enel Trade                                        | 6.955         | 11,3%       |
| Sinergie Italiane - In liquidazione               | 1.171         | 1,9%        |
| Vitol                                             | 901           | 1,5%        |
| Gdf Suez Energia Italia                           | 759           | 1,2%        |
| Repower Italia                                    | 754           | 1,2%        |
| ENOI                                              | 704           | 1,1%        |
| Axpo Italia                                       | 692           | 1,1%        |
| Dufenergy Trading                                 | 573           | 0,9%        |
| Hera Trading                                      | 474           | 0,8%        |
| Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch    | 460           | 0,7%        |
| E.On Global Commodities                           | 438           | 0,7%        |
| Italtrading                                       | 425           | 0,7%        |
| Energetic Source                                  | 390           | 0,6%        |
| Gas Intensive                                     | 316           | 0,5%        |
| Shell Italia                                      | 249           | 0,4%        |
| Centrex Italia                                    | 248           | 0,4%        |
| Bp Energy Europe - Sede secondaria                | 241           | 0,4%        |
| Worldenergy                                       | 199           | 0,3%        |
| Altri                                             | 2.404         | 3,9%        |
| <b>TOTALE</b>                                     | <b>61.677</b> | <b>100%</b> |
| <i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>   | <i>2.817</i>  | <i>4,6%</i> |
| IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico) | 61.966        | -           |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 2.3: Le principali aziende importatrici; fonte “AEEG, 2014”

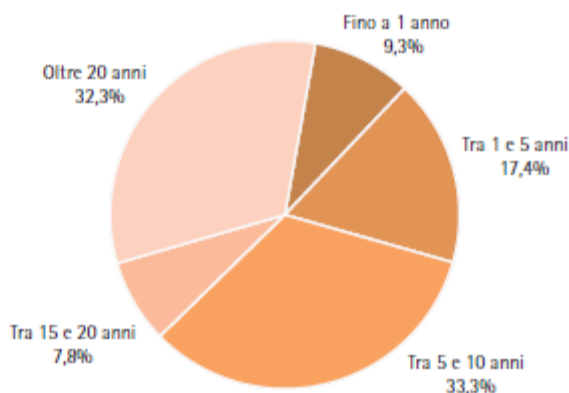
Da tenere in considerazione sono anche le **tipologie dei contratti di importazione** in vigore nel sistema gas nazionale. L’analisi dei contratti di importazione mostra che i contratti di lungo periodo hanno tuttora una grande importanza: il 65% delle importazioni avviene in base a contratti la cui durata complessiva supera i venti anni, mentre un altro 25% avviene tramite dei contratti aventi una durata intera compresa tra cinque e venti anni.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Immagine 2.11: Struttura dei contratti secondo la durata intera fino al 2013; fonte “AEEG, 2014”

Anche sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione aventi ancora valore si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: il 34% scadrà infatti tra quindici o più anni e la metà avrà termine tra dieci anni o più. Il 21% dei contratti esistenti si esaurirà invece entro i prossimi cinque anni. L'argomento verrà approfondito nel dettaglio nel paragrafo 3.7.2 dedicato ai contratti *Take or Pay e Spot*.



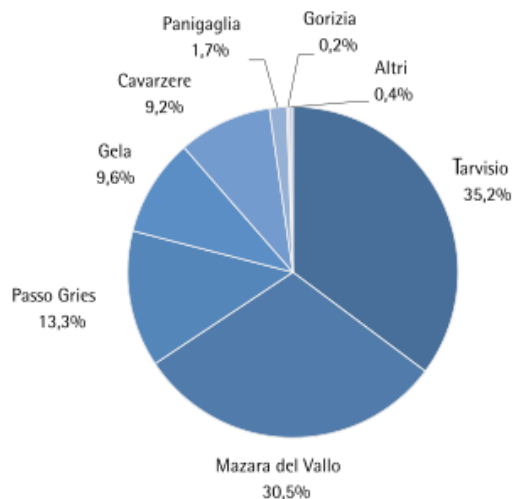
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Immagine 2.12: Struttura dei contratti secondo la durata residua fino al 2013; fonte "AEEG, 2014"

## PUNTI DI INGRESSO

La ripartizione delle importazioni in base al punto di entrata della rete nazionale mostra che la metà del gas importato in Italia proviene dal nord della nostra penisola, e che l'89% del gas arriva via gasdotto, mentre solo l'11% via navi metaniere.

La quota maggiore di gas importato, nel 2012 pari al **35,2%**, entra in Italia da **Tarvisio**, il punto al confine con il gasdotto austriaco TAG, per il quale passa il gas proveniente dalla **Russia**, come già approfondito nel paragrafo 1.3.9. Appena sotto, con una quota del 30,5%, si trova il punto d'ingresso di Mazara del Vallo, connesso con il sistema dei gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, che porta in Italia il gas proveniente dall'Algeria. Principalmente dalla stessa Algeria è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il punto di Panigaglia, dal quale lo scorso anno è arrivato circa l'1,7% delle nostre importazioni. Il 13,3% del gas estero arriva in Italia attraverso Passo Gries, il punto situato nel Nord del Piemonte al confine con la Svizzera e connesso con i gasdotti internazionali Transitgas (che passa dalla Svizzera) e TENP (che passa dalla Germania), utilizzato principalmente per il gas proveniente dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni del Nord Europa. Di pari importanza sono poi i punti di Gela (9,6%) e Cavarzere (9,2%) che accolgono, rispettivamente, il gas proveniente dalla Libia (attraverso il *Green Stream*) e quello proveniente dal Qatar, che approda in Italia nel terminale di rigassificazione di Cavarzere, al largo della costa di Rovigo. Il seguente grafico a torta mostra sinteticamente le importazioni lorde per punto d'entrata.



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Immagine 2.13: Importazioni lorde nel 2012 per punti di ingresso di gas; fonte "AEEG, 2013"

I principali **gasdotti** e terminali di **rigassificazione** presenti in Italia sono i seguenti:

- Il gasdotto **TAG**, con una capacità giornaliera massima di 59 milioni di metri cubi, che attraversa l’Austria dalla località di Baumgarten, nei pressi del confine tra l’Austria e la Repubblica Slovacca, per l’importazione di gas proveniente dalla Russia, e si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Tarvisio.
- Il gasdotto **TRANSITGAS**, con una capacità giornaliera massima di 107 milioni di metri cubi, che dalla località svizzera di Wallbach arriva fino alla località di Passo Gries dove si connette con la Rete Nazionale dei Gasdotti. A nord il gasdotto Transitgas si connette con il gasdotto TENP per l’importazione di gas olandese e norvegese.
- Il gasdotto **TMPC**, con una capacità giornaliera massima di 99 milioni di metri cubi, che partendo da Oued Saf Safin alla frontiera fra Algeria e Tunisia, dove si congiunge con il gasdotto TTPC in territorio algerino, prosegue fino alla costa tunisina per poi attraversare il canale di Sicilia da Cap Bon fino a Mazara del Vallo, dove si connette con la Rete Nazionale dei Gasdotti.
- Il gasdotto **GREENSTREAM**, con una capacità giornaliera massima di 31,6 milioni di metri cubi, gasdotto di collegamento tra Libia e Italia, che si connette con la Rete Nazionale dei Gasdotti a Gela.
- Il terminale di rigassificazione, con una capacità giornaliera massima di 13 milioni di metri cubi, di **Panigaglia** della società GNL Italia.
- Il terminale di rigassificazione, con una capacità giornaliera massima di 26,4 milioni di metri cubi, di **Rovigo** dalla società GNL Adriatico.
- Il terminale di rigassificazione, con una capacità giornaliera massima di 15 milioni di metri cubi, **OLT** al largo di Livorno in Toscana, della società OLT Offshore LNG Toscana.

Sono in progetto tre nuovi gasdotti e tre nuovi terminali di rigassificazione e altri in studio.



## UN CASO DI STUDIO

Ora si passerà all'analisi di un **possibile scenario** futuro sulla situazione italiana che riteniamo molto importante, data la crisi Ucraina e quindi la possibilità di una riduzione delle forniture di Gas. Per capirlo, sono stati messi nella tabella seguente la situazione di Consumi, Produzione Nazionale ed Importazioni nel nostro Paese nel 2006 e nel 2013.

| BILANCIO ANNUALE DEL GAS NATURALE IN ITALIA |                             |                               |        |        |                          |                      |        |
|---------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------|--------|--------------------------|----------------------|--------|
|                                             | (MILIARDI DI METRI CUBI)    | 2014<br>(STIMA)               | 2013   | 2006   | Capacità<br>utilizzata % | CAPACITÀ<br>TEORICHE |        |
| a)                                          | PRODUZIONE NAZIONALE        | 7,000                         | 7,735  | 10,979 |                          |                      |        |
| b)                                          | IMPORTAZIONI                | 60,000                        | 61,966 | 77,399 | 61%                      | 102,100              |        |
|                                             | per punto di ingresso       | ALGERIA - MAZARA DEL VALLO    |        | 12,460 | 24,457                   | 46%                  | 27,000 |
|                                             |                             | LIBIA - GELA                  |        | 5,704  | 7,692                    | 71%                  | 8,000  |
|                                             |                             | RUSSIA - TARVISIO             |        | 30,265 | 22,923                   | 101%                 | 30,000 |
|                                             |                             | NORVEGIA/OLANDA - PASSO GRIES |        | 7,495  | 17,663                   | 37%                  | 20,000 |
|                                             |                             | RIGASSIFICATORE DI PANIGAGLIA |        | 39     | 3,189                    | 1%                   | 3,400  |
|                                             |                             | RIGASSIFICATORE DI CAVARZERE  |        | 5,377  | -                        | 67%                  | 8,000  |
|                                             |                             | RIGASSIFICATORE DI LIVORNO    |        | 264    | -                        | 7%                   | 3,700  |
|                                             |                             | ALTRI                         |        | 361    | 1,090                    | 18%                  | 2,000  |
| c)                                          | Esportazioni                |                               | 228    | 369    |                          |                      |        |
| d)                                          | Variazione delle scorte (2) |                               | - 596  | 3,526  |                          |                      |        |
| e) = a)+b)-c)-d)                            | Consumo Interno Lordo       | 67,000                        | 70,069 | 84,483 |                          |                      |        |

Tabella 2.4: Bilancio annuale del gas naturale in Italia; fonte "www.scenarieconomici.it"

Si nota che dal punto di vista strategico, **la situazione per l'Italia era decisamente più preoccupante nel 2006 rispetto al 2013**, in quanto all'epoca le importazioni erano del 25% più elevate, non erano ancora entrati in funzione rigassificatori (in primis quello di Rovigo con capacità di 8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno) ed i gasdotti erano tutti utilizzati vicino al massimo teorico. Nel 2013 si nota che l'unico gasdotto pienamente utilizzato è quello del Tarvisio, da dove importiamo il gas russo, mentre tutte le altre *pipelines* e rigassificatori, sono stati utilizzati intorno al 50%. Inoltre, la situazione delle riserve di stoccaggio è piuttosto buona. Si noti inoltre, che nel 2014 i consumi sono ancora in calo, e la necessità di import è ancor più limitata.

**Nell'ipotesi di stop dell'import dalla Russia** (ipotesi quantomeno estrema) la capacità persa, potrebbe essere rimpiazzata per il 50% dall'incremento di importazioni dal gasdotto algerino, e per il restante 50% facendo funzionare i rigassificatori a regime ed importando maggiormente dalla Libia e dal mare del nord. Attualmente, infatti, è stato massimizzato l'import dalla Russia per una scelta di tipo commerciale. È altrettanto vero che se la Russia stoppasse l'export verso l'Europa, difficilmente Norvegia ed Olanda potrebbero aumentare l'export verso l'Italia; anzi, vi sarebbe il rischio di vedere tale import azzerarsi, visto che i Paesi confinanti dovrebbero rimpiazzare il gas russo perso. D'altro canto, però, oggi circa il 30% dei consumi di gas sono legati al termoelettrico. Questi consumi sono comprimibili, incrementando la produzione delle altre centrali, a partire da quelle a Carbone ed a fonti rinnovabili, e perfino dalle vecchie Centrali ad Olio Combustibile (oggi tenute spente o in riserva).



A conti fatti, in caso di blocco dell'export russo di gas, gli impatti per la Russia verso la sola Italia, sarebbero una perdita dell'ordine di 10 miliardi di Euro in un anno di mancata fornitura (per la Russia sarebbe una perdita secca, perché non potrebbe tecnicamente indirizzare l'export altrove). **L'Italia difficilmente entrerebbe in crisi di approvvigionamento** (salvo simultanei, seri e perduranti problemi dall'approvvigionamenti anche dall'Algeria), per i motivi sopra richiamati, ma potrebbe avere un impatto sulla bolletta energetica di qualche miliardo, a causa del doppio effetto "rincarare dei prezzi" legato alla crisi, ed utilizzo di importazioni più care.

### 2.3.2 Produzione

La produzione consiste nell'attività di **ricerca** ed **estrazione** di gas naturale all'interno dei confini nazionali.

#### *RICERCA*

L'esplorazione è la prima fase del ciclo del gas naturale e comprende tutte le attività di ricerca degli idrocarburi. L'obiettivo di questa fase è fornire le informazioni necessarie per individuare le opportunità migliori nella scelta delle aree e nella gestione delle operazioni di ricerca, selezionando in ultima fase l'opzione migliore (in termini di probabilità di successo e conseguentemente economici) tra una serie di alternative possibili.

Vi sono numerose tecnologie per analizzare la caratterizzazione geo-morfologica e quindi scegliere adeguatamente la zona da cui estrarre e produrre, quali: cartografie di natura aerea oppure satellitare, misurazioni termiche, misurazioni gravimetriche e magnetiche, misurazioni elettriche, misure sismiche.

#### *ESTRAZIONE*

La perforazione (immagine seguente) è l'insieme di attività che hanno il compito di scavare il terreno per permettere il raggiungimento del giacimento di idrocarburi in esame e la risalita in superficie del fluido. Esistono attualmente diverse tecnologie per lo scavo di un pozzo, ma gli impianti più diffusi sono quelli *rotary*, i quali sfruttano la tecnologia di perforazione a rotazione.

Gli impianti di perforazione possono essere classificati in primis a seconda che siano **onshore** (a terra) oppure **offshore** (a mare); inoltre si possono classificare sulla loro **potenzialità**, ossia la massima profondità raggiungibile:

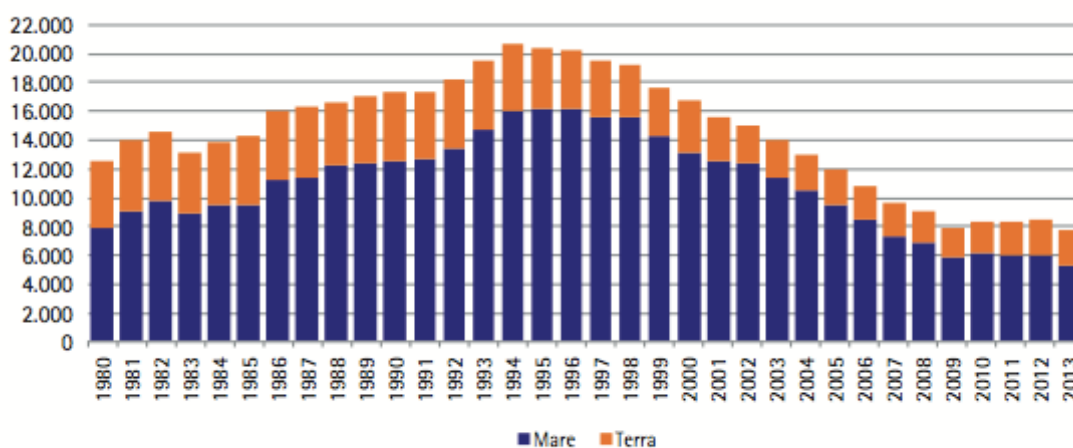
- Impianti leggeri, fino a 2.000 metri.
- Impianti medi, fino a 4.000 metri.
- Impianti pesanti, fino a 6.000 metri.
- Impianti ultra-pesanti, per profondità ancora maggiori.



Immagine 2.14: Una piattaforma di estrazione; fonte "www.ansa.it"

## ANDAMENTO

La produzione nazionale di gas naturale nel 2013 è stata di 7.735 M(m<sup>3</sup>), in **leggero calo** ma comunque stabile rispetto agli ultimi anni e sensibilmente minore dei volumi prodotti nel 1994, anno in cui fu raggiunto il massimo storico di 20 G(m<sup>3</sup>) e anno in cui le risorse nazionali consentirono di soddisfare circa un terzo dei consumi dell'epoca. Il gas è stato ottenuto per il 31% da giacimenti *onshore* e per il 69% da coltivazione *offshore*. La seguente figura, presente nel report dell'AEEG del 2014, mostra l'andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 ad oggi, differenziando le attività via terra e via mare (valori in milioni di metri cubi).



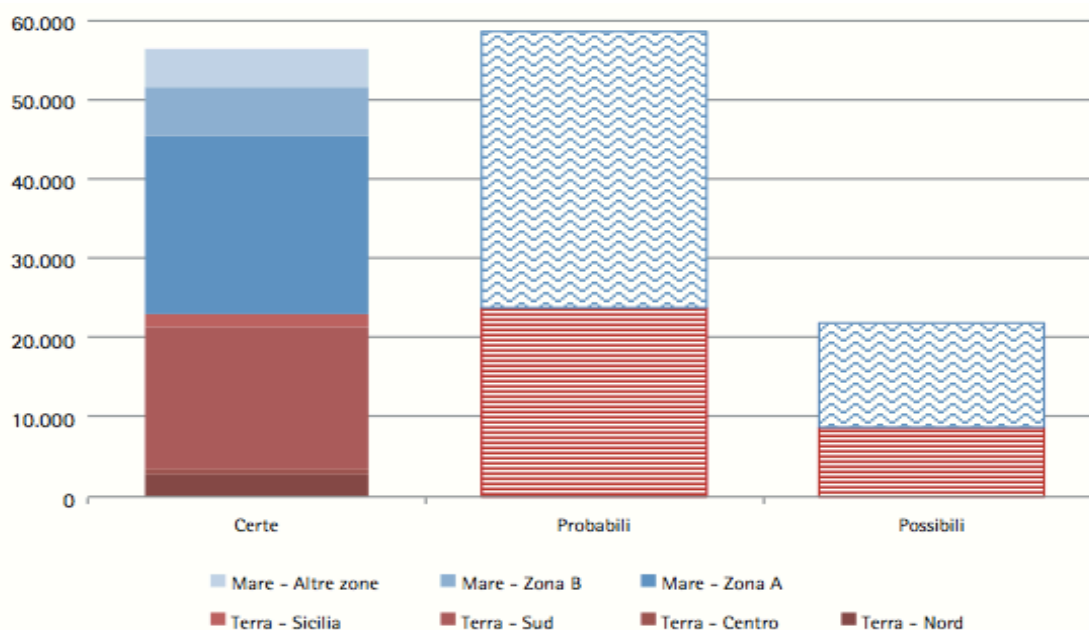
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Immagine 2.15: Andamento della produzione nazionale in Italia dal 1980 ad oggi; fonte "AEEG; 2014"

Il maggior **produttore** è **Eni**, il quale detiene una quota dell' 84,8%, seguito da Royal Dutch Shell 7,3% e Edison 5,4%.

## RISERVE

Le riserve certe di gas al 31 dicembre 2013 sono valutate in 56,2 G(m<sup>3</sup>) e quelle probabili in 58,5 G(m<sup>3</sup>). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco meno di **sette anni**, anche se questo dato prescinde da eventuali rivalutazioni o investimenti che potrebbero trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili in altri 21,9 G(m<sup>3</sup>) di riserve certe. La parte preponderante delle riserve certe, vale a dire il **59%**, si trova in **mare**, mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (32%). La seguente immagine, anch'essa tratta dal report AEEG del 2014, mostra i quantitativi di riserve (certe, probabili, possibili) e la loro suddivisione sul territorio nazionale.



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Immagine 2.16: Riserve stimate in Italia per area geografica; fonte "AEEG, 2014"

Storicamente, in Italia, una delle aree geografiche più ricche (ovviamente in termini relativi) di gas naturale era la **Pianura Padana**, seguita da alcune aree dell'Appennino Tosco-Emiliano e in Basilicata. Successivamente, con lo sviluppo della tecnologia estrattiva e con la presa di conoscenza delle riserve nel sottosuolo marino, hanno preso vita una serie di attività di ricerca ed estrazione via mare culminate con la costruzione di impianti estrattivi principalmente nell'alto adriatico e nelle acque della **Sicilia**.

## 2.4 Midstream

Le principali fasi del *midstream* sono trasporto, stoccaggio e rigassificazione.

### 2.4.1 Trasporto

La fase di trasporto consiste nell'attività di **veicolazione** di gas, che viene effettuata con gasdotti oppure attraverso il trasporto con navi, dove il gas naturale viene liquefatto e mantenuto liquido e a bassa temperatura (GNL, trattato nel dettaglio nella sezione 1.4).

La **rete** di trasporto si suddivide in **primaria** (o dorsale), relativa al trasporto di gas direttamente dai luoghi di produzione od importazione, e **secondaria**, comprendente l'insieme delle condotte (adduttori secondari) che collegano la rete primaria e raggiungono i centri di consumo. La rete della Snam rappresenta il 96% della rete primaria nazionale. Altri operatori sono presenti con reti locali, in particolare nelle Regioni Adriatiche (Marche, Abruzzo e Molise). Vengono effettuati servizi di trasporto anche sui metanodotti internazionali. La maggior parte dei Paesi europei importa il gas attraverso un numero limitato di strutture di metanodotti e terminali di ricezione GNL.

Il gas di provenienza estera entra nella rete nazionale attraverso quattro punti, utilizzando strutture dedicate (appositamente costruite a seguito della stipula di un contratto di importazione); in particolare metanodotti da Russia, Olanda ed Algeria ed un terminale di ricezione del GNL ubicato a Panigaglia (La Spezia). I metanodotti di importazione sono stati realizzati da Snam in collaborazione con società del gas dei paesi attraversati. L'immagine mostra le più importanti reti:

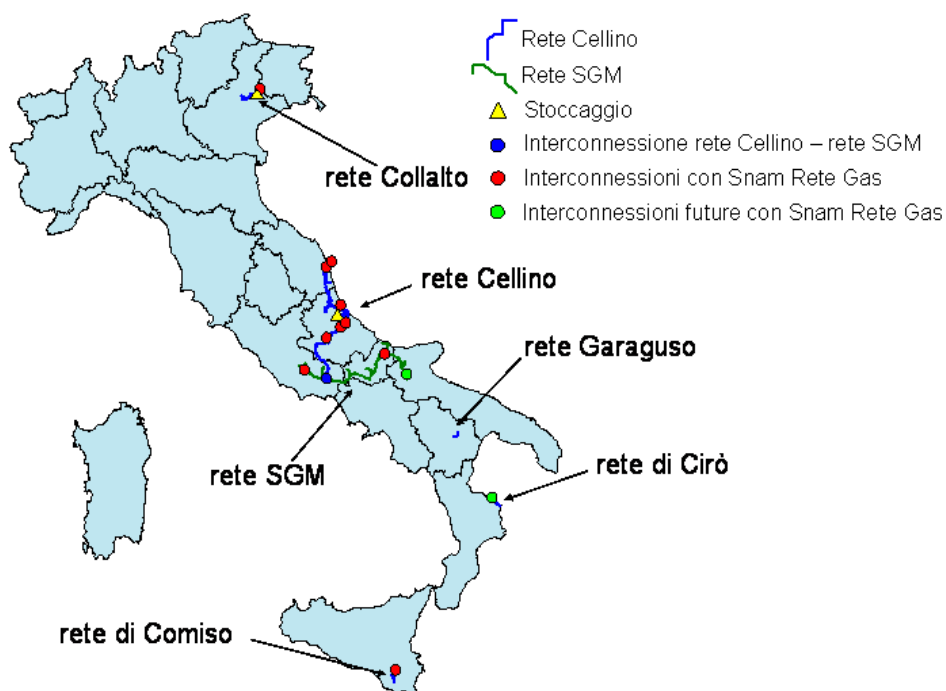


Immagine 2.17: Punti d'ingresso del gas in Italia; fonte "Il mercato del gas naturale, 2013"

## *LA RETE*

Il gas naturale arriva alle utenze finali attraverso un **sistema integrato di metanodotti**, composto da una rete nazionale che trasporta il gas dai punti di immissione in rete fino alle macro aree di consumo e da una rete regionale per la distribuzione locale. Le centrali di compressione, collocate lungo la Rete Nazionale Gasdotti, spingono il gas all'interno dei gasdotti e ne assicurano il flusso nella rete. Queste sono controllate a distanza, 24 ore su 24, dal Centro di Dispacciamento, una struttura che gestisce e monitora il sistema di trasporto del gas per rendere disponibili in qualsiasi momento e in ogni punto della rete le quantità di gas richieste. Snam Rete Gas svolge l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture formato da circa 31.680 km di metanodotti, un centro di dispacciamento, 8 Distretti, 55 Centri e 11 Centrali di compressione. La rete dei metanodotti è suddivisa in Rete Nazionale di Gasdotti (circa 8.900 km) e Rete di Trasporto Regionale (oltre 22.600 km). La Rete Nazionale di Gasdotti è costituita essenzialmente da tubazioni, normalmente di grande diametro, con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema (importazioni e principali produzioni nazionali) ai punti di interconnessione con la Rete di Trasporto Regionale e con le strutture di stoccaggio. Della Rete Nazionale di Gasdotti fanno parte anche alcuni gasdotti interregionali funzionali al raggiungimento di importanti aree di consumo. La Rete Nazionale di Gasdotti comprende inoltre 11 centrali di compressione. La Rete di Trasporto Regionale, formata dalla restante parte dei gasdotti, permette di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana. Per dispacciamento, invece, si intende l'attività di controllo della rete di trasporto attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas dei pozzi nazionali, il gas degli stoccaggi, il gas ottenibile dai serbatoi di gas naturale liquefatto, il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

La rete nazionale di gasdotti è visibile nella figura seguente:

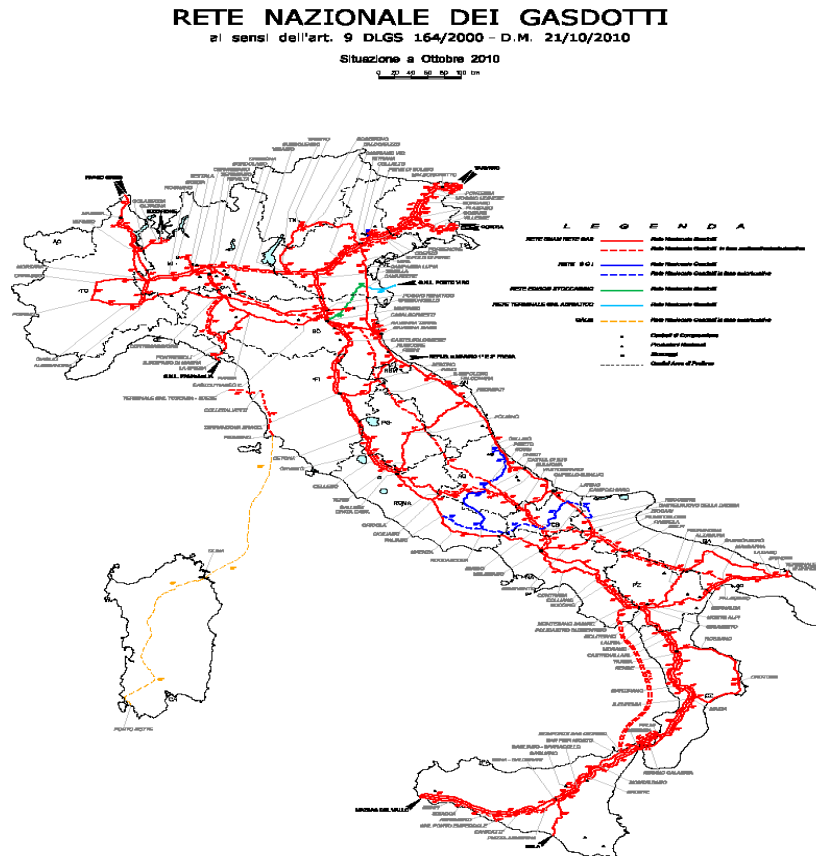


Immagine 2.18: Rete nazionale di gasdotti; fonte “Il mercato del gas naturale, 2013”

### 2.4.2 Stoccaggio

Per stoccaggio si intende il deposito di gas in strutture geologiche idonee a ricevere, trattenere e rilasciare il gas. La sua funzione prevalente è quella di **immagazzinare il gas** approvvigionato eccedente i consumi per posticiparne l'utilizzo nei periodi di alto fabbisogno e per compensare le variazioni giornaliere o stagionali della domanda. Inoltre rappresenta la risorsa per sopperire alle situazioni di crisi del sistema. Lo stoccaggio viene esercito prevalentemente attraverso strutture geologiche di produzione di idrocarburi opportunamente convertite (unica modalità presente in Italia) o, in Paesi dove ciò è geologicamente possibile, in depositi salini o acquiferi, sia *onshore*, sia *offshore*. L'attività di stoccaggio si compone sostanzialmente di due distinte fasi, correlate alla stagionalità dei consumi. La fase di **iniezione** (che in Italia va da Aprile ad Ottobre), durante la quale il gas naturale proveniente dalla rete di trasporto viene immesso nei giacimenti di stoccaggio, e la fase di **erogazione** (generalmente da Novembre a Marzo) quando il gas naturale viene prelevato dal giacimento per essere immesso nel sistema e soddisfare così la domanda.

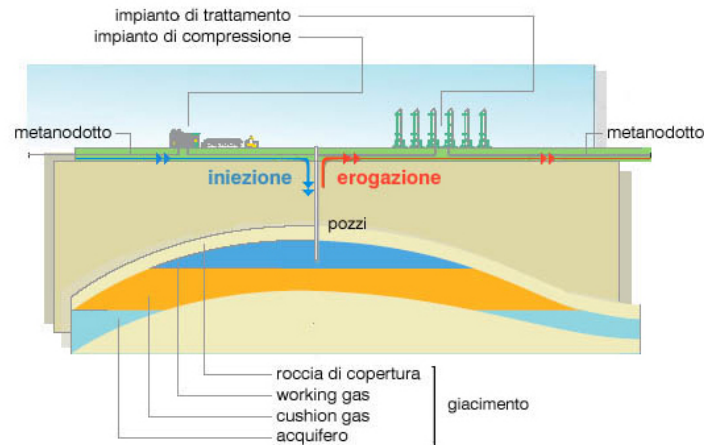


Immagine 2.19: Impianto di stoccaggio; "www.stogit.it"

Mentre l'offerta di gas ha un andamento piuttosto costante durante tutto l'anno, la domanda si caratterizza per una spiccata variabilità stagionale; la domanda invernale è di circa quattro volte superiore a quella estiva. Per garantire alle imprese fornitrici di modulare la propria offerta in relazione soprattutto al mercato civile, c'è il ricorso allo stoccaggio.

#### **Modalità** di stoccaggio:

- Stoccaggio minerario, volto all'ottimizzazione degli aspetti tecnici ed economici della produzione nazionale di gas naturale.
- Stoccaggio modulare, processo industriale che consente di iniettare gas, prevalentemente durante il periodo primavera-estate, in un sistema roccioso poroso sotterraneo, in grado di garantire l'accumulo, e di erogarlo alle imprese fornitrici per far fronte alla richiesta invernale.
- Stoccaggio strategico, volto a garantire una riserva per fronteggiare eventuali riduzioni degli approvvigionamenti da importazioni o criticità del sistema gas.

#### **Luoghi** di stoccaggio:

- Campi in via di esaurimento.
- Stoccaggi ricavati dai domi salini, all'interno dei quali vengono ricavate delle caverne.
- Stoccaggi ricavati in aree interessate da bacini acquiferi, in cui viene immesso il gas.

In Italia gli stoccaggi sono costituiti esclusivamente da campi a gas in via di esaurimento. Questa scelta è stata ovviamente dettata dalle soluzioni geologiche in cui si trova il Paese e dal fatto che in Italia l'esaurirsi di alcuni campi ha messo a disposizione infrastrutture adatte a essere convertite.

Il gas in un **campo di stoccaggio** può essere distinto in:

- **Cushion Gas** è il gas che non può essere mai rimosso, al fine di non pregiudicare le prestazioni del giacimento.
- **Working Gas** è il gas movimentabile senza pregiudicare le prestazioni del giacimento, che a sua volta si può distinguere in:
  - Pseudo *Working Gas* o *Cushion* addizionale necessario al mantenimento delle prestazioni di punta in relazione alle pressioni di esercizio della rete.
  - La riserva strategica messa a disposizione in base a obblighi definiti dal Ministero delle Attività Produttive.
  - Il quantitativo disponibile per fini di modulazione.

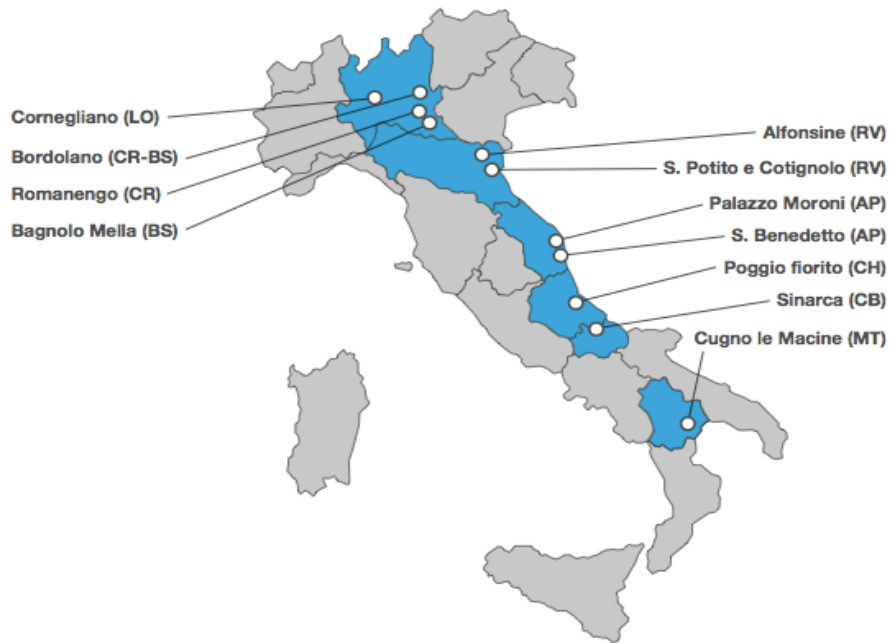
### *LO SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI STOCCAGGIO*

Lo sviluppo della capacità di stoccaggio è andata di pari passo con l'utilizzo del gas naturale in Italia. La prima fase di sviluppo avvenne all'inizio degli **anni Sessanta**. Questi primi stoccaggi furono costituiti con la funzione principale di permettere all'AGIP di ottimizzare la produzione coerentemente con le necessità del consumo. In una fase successiva, **1971-1980**, lo sviluppo del mercato in Italia è stato accompagnato da un significativo periodo d'importazione: del 1972 è l'importazione GNL (Gas Naturale Liquefatto) dalla Libia; del 1974 sono le due importazioni, via metanodotto, dall'Olanda e dall'Unione Sovietica. Di pari passo si è sviluppata una serie di iniziative di campi di stoccaggio, sempre con campi esauriti, per creare tra l'altro, una *riserva strategica*, capace di fare fronte a interruzioni per cause tecniche o geopolitiche. La fase successiva degli anni **1981 - 1990** è legata all'importazione dall'Algeria e al parallelo raddoppio delle importazioni dall'Est e dal Nord Europa. Attualmente sono in funzione in Italia 10 campi di stoccaggio: 8 operati da STOGIT gruppo ENI e due della Edison T&S gruppo EDISON. Mettono sul mercato una capacità di 15 miliardi di metri cubi. Quelli dell'ENI sono: Sergnano, Ripalta, Brugherio, Settala, Cortemaggiore, Minerbio, Sabbioncello (tutti nel Nord Italia) e fiume Treste (in Abruzzo). Quelli della Edison sono: Collalto (Treviso) e Cellino (Teramo).

In Italia si renderanno a breve disponibili giacimenti con strutture geologiche probabilmente adatte per lo sviluppo nel medio/lungo termine di capacità di stoccaggio. Tenuto conto dell'evoluzione del mercato, potrebbe crearsi **l'opportunità per l'Italia di porsi come fornitore di flessibilità nel contesto europeo per il gas proveniente dal Nord Africa**. Occorre tenere presente però che per realizzare un stoccaggio da un campo in via di esaurimento occorrono da tre a cinque anni di lavori e notevoli investimenti. Inoltre il 70% del gas immagazzinato nello stoccaggio resta immobilizzato, facendo parte del *Cushion Gas*, dello *Pseudo Cushion Gas* e delle Riserve Strategiche. Solo il 30% entra nella modulazione e il relativo spazio può essere commercializzato. È un elemento quanto mai penalizzante per l'operatore dello stoccaggio, che non è sempre compensato da tariffe adeguate.

Infine va ricordato che attualmente sono in fase di sviluppo 11 progetti differenti di realizzazione di nuove infrastrutture di stoccaggio. L'immagine seguente mostra la localizzazione dei progetti in corso:





Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2012

Immagine 2.20 : Progetti di impianti di stoccaggio; fonte "CDP gas naturale, 2013"

### 2.4.3 Rigassificazione

Il principale problema legato al trasferire gas naturale dai centri di produzione ai centri di consumo e utilizzo finale è la distanza da ricoprire. La rigassificazione è quell'attività infrastrutturale della filiera del gas naturale che ha il compito di trasformare il gas naturale dallo stato liquido (dopo il trasporto via mare) allo stato gassoso per la sua immissione nella rete dei gasdotti. Dunque, la rigassificazione avviene quando il gas è stato liquefatto per il trasporto via nave, il quale è usato per coprire lunghe distanze. L'approvvigionamento via nave riguarda infatti l'importazione di gas naturale in forma liquefatta. In questo caso il gas estratto nei luoghi di produzione viene raffreddato fino a raggiungere lo stato liquido, per poi essere caricato sulle navi metaniere per raggiungere i nostri confini. Una volta giunto a destinazione il GNL viene riscaldato e quindi rigassificato e successivamente immesso nella nostra rete di gasdotti nazionale (i più importanti punti di ingresso del gas naturale liquefatto in Italia si trovano in corrispondenza dell'impianto di rigassificazione di Panigaglia e dell'impianto di Rovigo).

Per quanto riguarda i principali terminali di rigassificazione in Italia si rimanda al paragrafo 2.3.1.

## CLASSIFICAZIONE DEI RIGASSIFICATORI

Esistono varie tipologie di rigassificatori che sfruttando diverse soluzioni tecniche permettono di adattarli secondo le varie esigenze dei siti in cui vengono costruiti. I rigassificatori si suddividono in **onshore**, nel caso di piattaforme presenti sulla terraferma, mentre **offshore** nel caso di piattaforme presenti sul mare. Le tecnologie sono diverse ed hanno sicuramente per questo pregi e difetti che le distinguono. La prima è sicuramente la più **economica** ma ovviamente richiede l'impegno di una certa superficie di un'area portuale o comunque di terraferma. Di solito questo tipo di impianti sono stati realizzati in grosse aree portuali (il caso del Giappone o della Spagna) oppure in complessi petroliferi o chimici costieri (il caso della Francia) non mancano però tuttavia il caso di impianti costruiti su zone della coste in cui si è dovuto costruire il pontile di attracco partendo dal nulla (di nuovo la Spagna). Le tre tecnologie **offshore** offrono sicuramente più **versatilità** perché vengono realizzate in mare aperto e quindi risultano adeguate a situazioni in cui le coste sono densamente abitate e non esistono grossi porti. Per contro sono assai più costose e richiedono tempi di progettazione e di realizzazione maggiori. Si illustrano in seguito i principali rigassificatori presenti sul territorio.

### **Onshore**



Immagine 2.21: Rigassificatore Onshore; fonte "www.it.wikipedia.org"

È la tecnologia più **diffusa** e **collaudata** perché la prima ad essere sviluppata. Consiste nel realizzare in prossimità del mare (in genere all'interno o in prossimità di una grossa area portuale) dei serbatoi destinati ad accogliere l'LNG (gas liquefatto). Tali serbatoi, costruiti con una struttura in cemento esterna più una metallica interna a forma cilindrica, sono collegati attraverso opportune condotte ad un pontile di attracco a cui ormeggia la nave metaniera che trasporta il gas in forma liquida. Il GNL viene pompato dalle navi metaniere ai serbatoio di stoccaggio, che operano normalmente a pressione atmosferica e a una temperatura di circa -160 °C. Dallo stoccaggio, l'LNG viene pompato e in seguito riscaldato fino a tornare allo stato gassoso, prima di essere introdotto nelle tubazioni per la distribuzione. I gas sviluppati nei serbatoi di stoccaggio vengono compressi e ricondensati.

### **Offshore GBS (Gravity Based Structure)**



Immagine 2.22: Rigassificatore Offshore GBS; fonte" [www.it.wikipedia.org](http://www.it.wikipedia.org)"

Questa tecnologia è la più innovativa. Il rigassificatore consiste in una struttura di cemento armato in cui sono alloggiati due serbatoi in acciaio. La struttura viene trasportata dal cantiere dove è costruita (semplicemente trainata sfruttando la spinta di Archimede dato che è in grado di galleggiare) sul luogo dove deve essere posizionata e viene affondata, cioè fatta adagiare sul fondo utilizzando un'opportuna zavorra. La struttura costituisce così una vera e propria isoletta artificiale a cui le navi metaniere possono attraccare e scaricare il gas. L'impianto che riporta il gas allo stato aeriforme è alloggiato sulla stessa struttura, assieme agli impianti ausiliari e agli alloggiamenti del personale di bordo. Un gasdotto sottomarino permette di collegare il rigassificatore alla costa e di far arrivare il gas alla rete sulla terraferma.

### ***Offshore FSRU (Floating Storage Regassification Unit)***



Immagine 2.23: Rigassificatore Offshore FSRU; fonte [www.greenreport.it](http://www.greenreport.it)

A differenza della precedente questa tecnologia prevede la realizzazione di una struttura galleggiante in cui alloggiare i serbatoi per contenere il gas. La struttura galleggiante, che può

anche essere una nave metaniera opportunamente adattata, viene ancorata permanentemente al fondo marino, lontano dalla costa e funziona da serbatoio galleggiante a cui attraccano le metaniere per scaricare il gas liquefatto che viene riportato allo stato gassoso a bordo dell'unità galleggiante. Un gasdotto collega la nave alla terraferma consentendo di immettere il gas nella rete gas.

### ***Offshore Regasification Gateway***



Immagine 2.24: Rigassificatore Offshore RG; fonte "www.it.wikipedia.org"

La stessa nave funge sia da vettore che, una volta giunta a destinazione, da impianto di rigassificazione. L'infrastruttura necessaria per la ricezione del gas aeriforme si limita ad una boa di ormeggio e scarico del metano, collocata al largo, dal quale si diparte un gasdotto sottomarino per veicolare il prodotto verso terra. Questa tecnologia sembrerebbe riuscire ad abbattere il costo dell'impianto: in prima approssimazione il costo di 2 navi rigassificatrici, necessarie a garantire un approvvigionamento analogo a quello di un impianto tradizionale di medie dimensioni, sarebbe uguale a quello dell'impianto stesso, con il vantaggio di includere in sé il costo delle navi altrimenti da calcolare a parte.

# Il cuore del downstream



## 3.1 Il downstream

---

L'attività di *downstream* si suddivide in distribuzione e vendita.

### 3.1.1 Distribuzione

La distribuzione del gas naturale è un'attività di servizio pubblico; l'affidamento avviene tramite **gara** ad evidenza pubblica e i rapporti tra ente affidante e soggetto gestore vengono regolati con un contratto di servizio. L'attività principale dei distributori consiste nel veicolare il gas agli utenti per conto dei venditori (o, in generale, degli utenti del servizio di distribuzione); questo servizio, denominato anche **vettoriamiento**, è disciplinato da un contratto e regolato da una tariffa. I servizi offerti dal distributore agli utenti della rete si distinguono in:

- Servizi principali: sono quelle attività/prestazioni già remunerate in tariffa.
- Prestazioni accessorie: sono le prestazioni che il distributore effettua, in via esclusiva, a richiesta e a pagamento di un corrispettivo sulla base di un prezzario reso pubblico.
- Prestazioni opzionali: sono prestazioni/attività che il distributore può offrire in concorrenza ai soggetti offerenti.

### 3.1.2 Vendita

L'attività di commercializzazione del gas, ultima fase della filiera, si esplica sia attraverso le vendite **all'ingrosso** (gli strumenti per realizzare questo tipo di commercializzazione sono diversi), sia con le vendite **al dettaglio**:

- La prima tipologia investe il rapporto contrattuale tra il produttore o *trader* (grossista) e una società di vendita per la fornitura ai clienti finali.
- La seconda modalità si instaura direttamente tra l'impresa autorizzata alla vendita e il cliente finale e, laddove sia effettuata a favore di utenze domestiche, viene assoggettata agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente.

L'attività di vendita del gas naturale comprende le operazioni di approvvigionamento di gas all'interno del territorio nazionale, di marketing operativo, di gestione commerciale e di bollettizzazione, finalizzate alla vendita al dettaglio ai clienti finali. Fino al 31 Dicembre 2002 un unico soggetto era distributore e venditore per i clienti domestici e i piccoli consumatori; dal primo Gennaio 2003 tutti i clienti finali sono considerati idonei, ossia in grado di scegliersi il proprio fornitore che deve essere necessariamente diverso dal distributore. Le imprese venditrici devono essere autorizzate dal Ministero per lo Sviluppo Economico.



## 3.2 Liberalizzazione

---

In questa sezione si introdurrà la liberalizzazione energetica, sviluppatasi in tre successive fasi temporali e si illustreranno gli impatti che essa ha avuto sul settore.

### 3.2.1 Introduzione

Il processo di liberalizzazione dell'energia è stato realmente avviato nei primi anni del 1990, precisamente con il **Trattato di Maastricht del 1992**. Il mercato veniva definito come *“uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali”*. Quindi, includendo tutte le forme possibili di energia, il trattato ha aperto la strada all'integrazione dei sistemi europei per la creazione di un mercato interno dell'energia e ne ha sottolineato la necessità.

Tra i **principi** alla base della direttiva abbiamo:

- La possibilità per gli Stati membri di imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico.
- Le condizioni necessarie per sviluppare gradualmente un sistema di *“gas to gas competition”*, in virtù del quale i soggetti attivi nell'approvvigionamento di gas naturale siano in grado di rifornire gli utenti primari su scala internazionale e in qualunque area siano stabiliti.
- La possibilità di far transitare sulle reti esistenti il gas naturale liberamente acquisito dai clienti idonei, quelli cioè autorizzati a stipulare liberamente contratti di fornitura.
- Il rispetto del principio di sussidiarietà, in omaggio al quale, gli Stati membri rimangono liberi di scegliere le modalità attraverso cui procedere alla realizzazione del mercato interno.

I punti della Direttiva sono limitati alla determinazione delle linee guida cui i sistemi nazionali dovevano ispirarsi, tenuto conto che i Paesi presentano notevoli differenze a proposito di problemi di monopolio o altro, come ad esempio:

- La possibilità di sottoporre a tariffe regolamentate la quota di mercato non aperta alla concorrenza.
- La separazione delle attività di trasporto, distribuzione e deposito per le imprese.

Il presupposto nella redazione della direttiva era che tutti i principi indicati fossero attuati tenendo conto sia dell'interesse generale di ogni Stato in termini di metanizzazione del territorio, sia delle specificità del singolo mercato in relazione al grado di metanizzazione, di sviluppo atteso dei fabbisogni, della modalità di copertura e del grado di dipendenza dall'estero.

La Direttiva è anche diretta a incentivare meccanismi di **adeguamento tra i diversi livelli qualitativi nazionali** per raggiungere standard comuni e generare un processo di modernizzazione, questo con il fine ultimo di ottenere una maggiore economicità e redditività dei servizi offerti nell'interesse dei consumatori. È anche volta a **favorire l'ingresso del capitale privato**, attraverso una trasformazione del contesto istituzionale ed economico,

sviluppando la libertà d'impresa e la concorrenza. Uno dei mezzi con cui punta al raggiungimento di quest'ultimo obiettivo è l'eliminazione dei monopoli e la possibilità di scegliere diverse soluzioni, impone agli Stati di adottare una procedura di aggiudicazione relativa alla costruzione e alla gestione tra quelle appositamente previste in modo che si rispettino criteri oggettivi e non discriminatori.

### 3.2.2 Prima fase

Nell'anno in cui in Europa veniva emanata la direttiva per la liberalizzazione del mercato del gas, **l'Italia** era caratterizzata da una situazione di **monopolio** nelle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione secondaria, dove operavano numerose imprese in situazione di monopolio locale con quote di mercato piuttosto differenziate. Si veda il focus appunto sulla fasi successive, in particolare sul *downstream*: distribuzione e vendita.

#### **DISTRIBUZIONE**

Ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n.164/00 l'attività di distribuzione è definita come *"il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti"*. L'articolo 14, commi 1 e 4 del decreto legislativo n.164/00 qualifica questa attività come **attività di servizio pubblico** e in quanto tale viene affidata dagli enti locali esclusivamente mediante **gara**, i quali, al termine del periodo di affidamento, rientrano nella piena disponibilità delle reti e degli impianti. Il metodo prescelto per affidare l'attività di distribuzione è la **concessione**, essa differisce dall'appalto. Nel diritto comunitario la distinzione, di tipo economico e non giuridico, si basa sul concetto di rischio.

- Nella concessione, l'impresa eroga le proprie prestazioni al pubblico assumendosi il rischio della gestione del servizio.
- Nell'appalto è la stessa amministrazione pubblica che ha indetto il bando di gara ad erogare il servizio, questo vuol dire che le prestazioni dell'azienda non vengono erogate al pubblico, ma all'organizzazione che se ne assume anche il rischio. Le concessioni hanno durata massima di 12 anni.

Le condizioni della fornitura del servizio e degli obiettivi di qualità sono stabiliti dalle autorità locali tramite specifici contratti. Alla scadenza, la rete e gli impianti rientreranno in possesso dell'autorità locale. L'attività è caratterizzata da obblighi di allacciamento con le tariffe stabilite dall'AEEG, in modo da assicurare una giusta remunerazione del capitale investito. Le imprese di distribuzione svolgono anche attività di **dispacciamento** sulla propria rete; esse hanno l'obbligo di allacciare i clienti che ne facciano richiesta. In caso di rifiuto, l'impresa distributrice deve avvisare l'Autorità in merito alle motivazioni del rifiuto affinché questa possa valutare il rispetto dei criteri previsti. L'Autorità può anche forzare l'azienda a procedere con l'allacciamento.

Il decreto prevede la **distinzione tra attività di trasporto e di distribuzione**. Nel definirne i confini, si ritiene che rientrino nella definizione di rete di gasdotti locali le condotte e le



infrastrutture che siano realizzate in regime di gestione diretta, concessione o affidamento, diretto o mediante gara, da parte degli enti locali. Rientrano nei gasdotti locali anche le condotte in alta pressione che nonostante siano realizzate al di fuori dei regimi definiti rispettano uno dei seguenti requisiti:

- Trasportino gas odorizzato per gli usi civili connettendo due o più reti distributive locali di un medesimo esercente.
- Siano posizionate a valle dei punti di alimentazione e degli impianti di ricezione e prima riduzione, con funzione prevalente di supporto alla modulazione oraria dei prelievi nel caso di condotte di prima specie e, per le condotte di seconda e terza specie, anche con funzione di trasporto a livello locale e di alimentazione dei prelievi maggiori, come individuato nel decreto ministeriale 24 Novembre 1984, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 12 del 15 Gennaio 1985. Sono di competenza dell'attività di distribuzione, ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n.164/00, le verifiche "post-contatore", a fini di incolumità pubblica, per gli impianti non destinati a servire esclusivamente cicli produttivi industriali o artigianali.

## **VENDITA**

L'art. 17 prevedeva che a partire dal 1° Gennaio 2003 le imprese che intendessero svolgere attività di vendita del gas a clienti finali avrebbero dovuto ottenere il permesso presso il Ministero. L'accreditamento può essere rilasciato qualora si disponga di adeguate capacità tecniche e finanziarie e di un adeguato servizio di modulazione giornaliero, stagionale e di punta dei consumi tramite stoccaggio. Si prevedeva quindi che dal 2003 la vendita sarebbe stata soggetta a un regime di autorizzazione sulla base dei criteri di disponibilità di servizi di stoccaggio adeguati, di provenienza del gas e affidabilità di trasporto e di capacità tecniche e finanziarie. I soggetti cui viene affidata l'attività di vendita devono disporre della **capacità di trasporto, stoccaggio e modulazione del gas naturale adeguata**. In caso contrario, la società può sopperire temporaneamente alle richieste superiori a quanto concordato attraverso l'utilizzo di una capacità di trasporto, stoccaggio e modulazione superiore a quanto impegnato, purché si versi ai soggetti che svolgono le connesse attività un corrispettivo determinato dall'Autorità. Fino al Giugno del 2003 il servizio di modulazione era stato a carico dei soggetti che svolgono l'attività di trasporto e dispacciamento. A partire dal 2003, i soggetti addetti alla vendita del gas hanno iniziato a fornire ai clienti anche un altro tipo di prestazione: **il servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale**, giornaliera e oraria, in relazione alle richieste dei clienti stessi. I criteri per la determinazione della capacità di stoccaggio associata alla domanda sono gli stessi che vengono stabiliti nell'ambito del codice di stoccaggio. Il gas naturale può essere venduto solo da **società che non svolgano altre attività nel settore del gas, ad eccezione dell'importazione e vendita all'ingrosso**. Le attività di distribuzione e vendita devono essere separate dal punto di vista societario. Nel caso in cui in una determinata zona non operino imprese autorizzate alla vendita, il Ministero autorizza temporaneamente la società di distribuzione a continuare a svolgere anche attività di vendita, quindi ci sarà almeno un venditore in grado di offrire il servizio.

## *I CLIENTI IDONEI*

Sono definiti clienti idonei coloro che, oltre ad avere accesso al sistema, **possono stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita** con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero. Sono clienti idonei secondo quanto disposto dall'art.22 comma 1:

- Le imprese che acquistano il gas per la produzione e cogenerazione di elettricità limitatamente alla quota destinata a tale utilizzo.
- I clienti finali il cui consumo sia superiore a 200.000 metri cubi di gas l'anno.
- I clienti che consumano il gas autoprodotta nel territorio italiano, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana da loro stessi o da società controllate o controllanti o da società sottoposte al controllo di queste ultime.
- Le imprese di distribuzione del gas per il volume di gas consumato dai loro clienti nell'ambito del loro sistema di distribuzione.
- Consorzi e società consortili il cui consumo, anche come somma dei consumi dei singoli componenti, sia superiore a 200.000 metri cubi annui, ammesso che il consumo annuo di ciascun componente sia superiore a 50.000 metri cubi.

**L'apertura del mercato è stata totale dal 1° Gennaio 2003**, in Italia il governo ha preferito procedere velocemente alla liberalizzazione andando oltre i requisiti previsti dalla Direttiva, che prevedeva un'apertura minima del mercato almeno del 33% entro il 2008. È importante sottolineare la condizione di reciprocità: se una società è stata valutata come idonea in Italia, lo sarà anche per il resto dell'Europa, a seguito delle norme sul mercato unico europeo.

### 3.2.3 Seconda fase

Il 4 agosto del 2003 è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che dal 1° Luglio 2004 ha sostituito la Direttiva 98/30/CE, consolidando così la disciplina comunitaria. La nuova direttiva ha avuto l'intento di **migliorare il funzionamento del mercato**. I punti principali hanno riguardato la **garanzia della parità di condizioni**, attraverso la riduzione del rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori, e la garanzia **di tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie** attraverso l'accesso alla rete sulla base di tariffe pubblicate prima della loro entrata in vigore e assicurando la tutela dei diritti dei clienti piccoli e vulnerabili. Inoltre, prevede la **completa apertura alla concorrenza dei mercati nazionali del gas** per la realizzazione di un vero mercato interno del gas nell'Unione Europea, in quanto la creazione di un mercato unico consente la stimolazione della competitività e il miglioramento della qualità del servizio, garantendo l'utilizzo di prezzi equi e la definizione delle condizioni per permettere ai clienti di individuare il proprio fornitore liberamente.

I punti principali, tenendo conto che molte disposizioni erano già state attuate nel Decreto 164/00, riguardano:

- La separazione funzionale e manageriale oltre a quella societaria prevista dalla direttiva del 2000 dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate.
- Deroga a determinate condizioni alla disciplina di accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti. Gli Stati membri devono in base alla loro organizzazione istituzionale e al principio di sussidiarietà far sì che le imprese operanti nel settore del gas siano gestite secondo quanto disposto dalla direttiva, per realizzare un mercato concorrenziale sicuro e sostenibile dal punto di vista ambientale, astenendosi da qualsiasi discriminazione tra le imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.

L'organizzazione generale del settore comprende **norme in materia di obblighi relativi al servizio pubblico e alla tutela dei consumatori, procedure di autorizzazione, di controllo della sicurezza degli approvvigionamenti e di norme tecniche**. Le norme relative al rilascio delle autorizzazioni prevedono che siano gli stati membri a definire il sistema di autorizzazioni, in modo coerente con gli obiettivi da raggiungere e il principio di non discriminazione cui deve attenersi l'impresa. Tali criteri sono resi pubblici.

Gli stati possono anche rifiutarsi di concedere l'autorizzazione richiesta, purché i motivi di un eventuale rifiuto siano obiettivi e non discriminatori e siano comunicati al richiedente, che può fare ricorso, e alla Commissione. Le disposizioni tecniche di sicurezza devono essere elaborate e rese pubbliche, rendendo noti i requisiti minimi di progettazione e di funzionamento per la connessione al funzionamento dei diversi impianti presenti lungo la rete, per garantire l'interoperabilità dei sistemi in modo obiettivo e non discriminatorio.

### 3.2.4 Terza fase

Alla fine del 2005 il consiglio europeo ha pubblicato un libro verde per una Strategia Energetica Europea coerente e comune, in seguito all'analisi della segmentazione del mercato in base ai confini nazionali e alla forte concentrazione del mercato da parte di imprese che al contempo presentavano notevole integrazione verticale. Sempre nel 2005, la commissione ha avviato un'indagine a seguito dei timori mostrati dai consumatori dalle imprese nuove entranti nel settore del gas, relativamente alla scelta limitata che i consumatori avevano a disposizione. La relazione finale di questa indagine è stata resa pubblica il **10 Gennaio 2007**, unitamente ad un insieme di nuove norme regolatorie e provvedimenti che costituivano la nuova proposta relativa ad una nuova politica energetica per l'Europa.

Sulla base di tali premesse è stato pubblicato il cosiddetto terzo pacchetto energia nel Settembre 2007, il quale si compone di **cinque misure normative**:

- Regolamento della comunità europea n.713/2009 (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 1-14), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.
- Direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE ("Direttiva Elettricità") (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 55-93).
- Direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/Ce ("Direttiva Gas") (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 94-136).
- Regolamento (CE) n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) n. 1228/2003 ("Regolamento Elettricità") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 15-35).
- Regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) n. 1775/2005 ("Regolamento Gas") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 36-54).

Inoltre, il terzo pacchetto energia mira all'implementazione di norme che sottolineino il **ruolo e l'efficacia della regolamentazione**; in particolare, per quest'ultimo aspetto, la commissione europea ha proposto di **rafforzare i poteri delle autorità regolatorie nazionali**:

- Individuando aree specifiche sulle quali esercitare un controllo circa l'apertura dei mercati, la trasparenza, l'accesso delle parti terze, la protezione dei consumatori, anche tramite l'utilizzo di sanzioni qualora venissero riscontrati elementi in grado di minacciare i punti appena elencati.
- In secondo luogo, promuovendo la cooperazione a livello comunitario (e perciò internazionale) delle varie autorità regolatorie dei singoli Stati.

Il rafforzamento degli organismi nazionali di regolazione viene considerata una priorità, come è stato sottolineato sia dal parlamento europeo che dal consiglio: il terzo pacchetto a questo proposito propone *"che l'autorità di regolazione sia giuridicamente distinta e funzionalmente indipendente da qualsiasi altro soggetto pubblico o privato, e che il suo personale e qualsiasi membro agiscano indipendentemente da qualsiasi interesse di mercato, non sollecitando né accettando istruzioni da organismi governativi o qualsiasi altro ente pubblico o privato"*.

### 3.3 Analisi della distribuzione

Questa sezione e le due seguenti saranno dedicate all'analisi del *downstream*, con l'obiettivo di fotografare la situazione attuale del mercato e gli scostamenti rispetto all'anno precedente, in modo da poter avere una solida base per lo studio successivo. Per ognuna delle tre è stata inserita un'analisi strategica, proponendo il modello di Porter e alcuni modelli di *business*, ovvero degli scenari futuri partendo da alcune caratteristiche degli operatori (dimensione, grado di integrazione, presenza/assenza nella fase considerata) opportunamente ipotizzate.

#### 3.3.1 Analisi dimensionale ed economica degli operatori

Il **numero** dei distributori attivi a fine 2013 è stato di 224. Si può notare dalla tabella successiva tratta dalla AEEG del 2014 che vi è presente un trend per il quale il numero di operatori complessivi è in **diminuzione**, da 257 nel 2007 a 224 nel 2013, anche se nell'ultimo anno il numero degli operatori è rimasto più o meno invariato. Vediamo come questi però siano di **dimensioni sempre maggiori**, infatti, i volumi scambiati risultano in aumento per le imprese molto grandi, grandi e medie a discapito dei piccoli e piccolissimi. Tutto questo fino all'ultimo anno, dove abbiamo assistito ad un'inversione di tendenza: i molto grandi sono calati di un'unità e i piccoli sono aumentati.

| OPERATORI <sup>(A)</sup>                | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   |
|-----------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| NUMERO                                  | 257    | 272    | 251    | 235    | 227    | 222    | 224    |
| Molto grandi                            | 8      | 8      | 9      | 9      | 9      | 8      | 7      |
| Grandi                                  | 23     | 27     | 25     | 23     | 25     | 27     | 27     |
| Medi                                    | 29     | 27     | 22     | 23     | 18     | 19     | 19     |
| Piccoli                                 | 120    | 123    | 119    | 112    | 114    | 109    | 113    |
| Piccolissimi                            | 77     | 87     | 76     | 68     | 61     | 59     | 58     |
| VOLUME DISTRIBUITO – M(m <sup>3</sup> ) | 30.364 | 33.923 | 34.048 | 36.336 | 34.295 | 33.782 | 34.122 |
| Molto grandi                            | 15.921 | 17.286 | 19.023 | 21.016 | 19.677 | 19.309 | 19.485 |
| Grandi                                  | 7.096  | 8.954  | 8.355  | 8.243  | 8.591  | 8.834  | 8.934  |
| Medi                                    | 3.455  | 3.403  | 2.574  | 2.912  | 2.015  | 2.082  | 2.052  |
| Piccoli                                 | 3.568  | 3.937  | 3.797  | 3.909  | 3.780  | 3.341  | 3.448  |
| Piccolissimi                            | 323    | 342    | 298    | 257    | 233    | 215    | 203    |

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.  
Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.  
Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.  
Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.  
Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.1: Distribuzione, numero di operatori e volumi per fascia dimensionale; fonte "AEEG, 2014"

Ora viene mostrata una **classificazione delle imprese per numero di addetti**. La tabella successiva mostra come il 65,2% delle imprese del settore impieghi meno di dieci addetti, ma tratti solo il 7,4% del gas complessivamente distribuito e serva la medesima quota di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il 21,5% delle aziende opera con più di venti addetti e distribuisce il 84,4% circa del gas all'87% dei clienti serviti. Le imprese con oltre 250 addetti sono il 3,3%, ma distribuiscono quasi il 57,5% di tutto il gas al 62% circa dei clienti. Il 14,4% dei soggetti risulta operare con zero addetti: si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le attività di distribuzione, pur operando, talvolta, anche in altri campi più o meno contigui all'attività in esame.

| CLASSE DI ADDETTI | QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE | NUMERO MEDIO DI ADDETTI | QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI | QUOTA SUI CLIENTI SERVITI |
|-------------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------------|---------------------------|
| 0                 | 14,4%                          | -                       | 1,0%                         | 1,2%                      |
| 1                 | 7,7%                           | 0,9                     | 0,4%                         | 0,3%                      |
| 2-9               | 43,1%                          | 4,4                     | 6,0%                         | 5,5%                      |
| 10-19             | 13,3%                          | 14,3                    | 8,2%                         | 6,0%                      |
| 20-49             | 10,5%                          | 31,8                    | 10,7%                        | 8,7%                      |
| 50-250            | 7,7%                           | 106,2                   | 16,3%                        | 16,5%                     |
| Oltre 250         | 3,3%                           | 705,8                   | 57,4%                        | 61,8%                     |
| <b>TOTALE</b>     | <b>100,0%</b>                  | <b>38,8</b>             | <b>100,0%</b>                | <b>100,0%</b>             |

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.2: Distribuzione, caratteristiche delle imprese per classe di addetti; fonte "AEEG, 2014"

Per quanto riguarda la **composizione societaria** del capitale sociale dei distributori circa il 31,1% delle quote è detenuto da enti pubblici, mentre il 24,4% è relativo a quote di società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche. La quote di imprese energetiche è 29,7%, suddivisa precisamente in energetiche nazionali (15,9%) ,imprese energetiche locali nel (13,8%) e imprese energetiche estere nello (0,7%), queste ultime sono in prevalenza austriache e, in misura minore, e in calo rispetto allo scorso anno, spagnole.

Si riporta ora, nella prossima tabella, la mappatura della distribuzione delle **prime 20 aziende distributrici** di gas naturale, le quali hanno coperto quasi l'81% della distribuzione totale. Il gruppo Snam (ex Eni) risulta prevalente con una quota di mercato pari al 23% circa, il secondo gruppo F2i Reti Italia (gruppo in cui opera Enel Rete Gas), segue con una quota poco distante del 17%, vengono poi Hera, Iren, A2A con una quota per lo più del 6%.

| SOCIETÀ                     | 2012          | QUOTA         | 2013          | QUOTA         |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Snam                        | 7.808         | 23,1%         | 7.800         | 22,9%         |
| F2i Reti Italia             | 5.760         | 17,0%         | 5.661         | 16,6%         |
| Hera                        | 2.202         | 6,5%          | 2.684         | 7,9%          |
| Iren                        | 2.012         | 6,0%          | 2.099         | 6,2%          |
| A2A                         | 2.010         | 5,9%          | 2.072         | 6,1%          |
| Toscana Energia             | 1.047         | 3,1%          | 1.218         | 3,6%          |
| E.S.T.R.A.                  | 770           | 2,3%          | 770           | 2,3%          |
| Asco Holding                | 772           | 2,3%          | 730           | 2,1%          |
| Linea Group Holding         | 653           | 1,9%          | 676           | 2,0%          |
| Acegas-Aps <sup>(A)</sup>   | 481           | 1,4%          | -             | -             |
| AMGA - Azienda Multiservizi | 441           | 1,3%          | 475           | 1,4%          |
| Erogasmet                   | 406           | 1,2%          | 410           | 1,2%          |
| Acsm-Agam                   | 366           | 1,1%          | 397           | 1,2%          |
| Agsm Verona                 | 397           | 1,2%          | 380           | 1,1%          |
| Ambiente Energia Brianza    | 344           | 1,0%          | 378           | 1,1%          |
| Energei                     | 329           | 1,0%          | 333           | 1,0%          |
| Gas Natural Sdg             | 325           | 1,0%          | 326           | 1,0%          |
| Gas Rimini                  | 302           | 0,9%          | 294           | 0,9%          |
| Dolomiti Energia            | 289           | 0,9%          | 287           | 0,8%          |
| Edison                      | 277           | 0,8%          | 281           | 0,8%          |
| Aimag                       | 278           | 0,8%          | 275           | 0,8%          |
| Altri                       | 6.511         | 19,3%         | 6.574         | 19,3%         |
| <b>TOTALE</b>               | <b>33.782</b> | <b>100,0%</b> | <b>34.122</b> | <b>100,0%</b> |

(A) Nel 2013 è entrata nel gruppo Hera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.3: Distribuzione, le prime venti aziende nel 2012 e nel 2013; fonte "AEEG, 2014"

Nella tabella seguente si passa all'**analisi economica** delle aziende più importanti. Per comodità sono state considerate solo le prime dieci aziende e sono stati valutati: fatturato, ebitda e ebitda/fatturato. Le aziende sono state ordinate in modo decrescente rispetto al fatturato.

| SOCIETÀ'      | FATTURATO (K€)       | EBITDA (K€)         | EBITDA/<br>FATTURATO |
|---------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| SNAM RETE GAS | 3.730.000,00         | 2.869.000,00        | 0,77                 |
| HERA          | 1.769.300,00         | 240.700,00          | 0,14                 |
| ITALGAS       | 1.165.531,00         | 662.792,00          | 0,57                 |
| ASCOPIAVE     | 1.102.590,00         | 97.116,00           | 0,09                 |
| ETSCHWERKE AG | 721.297,00           | 165.367,00          | 0,23                 |
| EGEA S.P.A    | 683.115,00           | 19.298,00           | 0,03                 |
| ACEGAS-APS    | 542.743,00           | 116.005,00          | 0,21                 |
| ENEL RETE GAS | 525.104,00           | 254.872,00          | 0,49                 |
| BUTAN GAS     | 517.498,00           | 47.040,00           | 0,09                 |
| E.S.T.R.A     | 489.950,00           | 62.279,00           | 0,13                 |
| <b>TOTALE</b> | <b>11.247.128,00</b> | <b>4.534.469,00</b> | <b>0,40</b>          |

Tabella 3.4: Distribuzione, analisi economica; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

I risultati mostrano come:

- Il gruppo Snam, conferma la sua posizione di *leadership* settoriale anche nei volumi d'affari, oltre che nei volumi di gas distribuito localmente; in particolare è impressionante la differenza di ebitda rispetto a tutti gli altri *competitors*.
- Il gruppo Hera, terzo per volumi di gas distribuito, è al secondo posto per fatturato, anche se si trova al quarto posto per ebitda.
- Il secondo operatore per volumi di gas distribuiti, F2i, si trova all'ottavo posto per volumi d'affari (Enel Rete Gas è l'impresa principale del gruppo), ma al terzo per quanto riguarda l'ebitda.

### 3.3.2 Analisi dei consumi dei clienti

L'elaborazione preliminare dei dati sulla **ripartizione di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso** mostra come la categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per due usi contemporaneamente: riscaldamento individuale, cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 57,5% dei clienti e per il 47,1% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.200 m<sup>3</sup>/anno. Grande utilizzo viene effettuato all'impiego del gas per usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. La quota sui volumi si assesta intorno al 5,5%, ma la percentuale sale molto se guardiamo alla percentuale dei clienti che ne fanno utilizzo, il 38,5%. Da rilevare come, il consumo medio risulta invariato nell'ultimo anno, mentre l'anno prima era diminuito, rispetto al 2011, praticamente per tutte le categorie, seppure non nella medesima proporzione, calando del 2,5%, e passando da 1.525 a 1.487 m<sup>3</sup>. In seguito, nella tabella, sono riportati i dati nel dettaglio.

| CODICE | CATEGORIA D'USO                                                          | QUOTA SU CLIENTI | QUOTA SU VOLUMI | CONSUMO MEDIO |
|--------|--------------------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|---------------|
| C1     | Riscaldamento                                                            | 2,2%             | 22,7%           | 15.134        |
| C2     | Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria                 | 38,5%            | 5,5%            | 211           |
| C3     | Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria | 57,5%            | 47,1%           | 1.218         |
| C4     | Uso condizionamento                                                      | 0,0%             | 0,0%            | 2.801         |
| C5     | Uso condizionamento + riscaldamento                                      | 0,0%             | 0,2%            | 7.504         |
| T1     | Uso tecnologico (artigianale-industriale)                                | 0,2%             | 5,1%            | 32.984        |
| T2     | Uso tecnologico + riscaldamento                                          | 1,5%             | 19,4%           | 19.290        |
| TOTALE |                                                                          | 100,0%           | 100,0%          | 1.487         |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.5: Distribuzione, ripartizione dei clienti per categoria d'uso; fonte "AEEG, 2014"

La **ripartizione dei clienti e dei volumi per fasce di prelievo** fa capire che l'incidenza complessiva delle famiglie che consumano al massimo 480 m<sup>3</sup> all'anno, è pari al 43,2% in termini di numerosità e al 4,8% in termini di volumi prelevati e che la classe più numerosa in termini di numero di gruppi di misura, e di volumi, è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m<sup>3</sup>, nella quale ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Infine le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi, e per questo



motivo assorbono poco meno della metà del gas distribuito (48,3%). Si veda la tabella seguente.

| FASCIA DI PRELIEVO<br>(m <sup>3</sup> /anno) | PUNTI DI RICONSEGNA | DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA | VOLUMI        | QUOTA SU GRUPPI DI MISURA | QUOTA SU VOLUMI |
|----------------------------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------|---------------------------|-----------------|
| 0-120                                        | 6.147               | 5.004                          | 172           | 21,8%                     | 0,5%            |
| 121-480                                      | 4.947               | 4.913                          | 1.451         | 21,4%                     | 4,3%            |
| 481-1.560                                    | 9.435               | 9.386                          | 8.713         | 40,9%                     | 25,5%           |
| 1.561-5.000                                  | 3.158               | 3.147                          | 7.293         | 13,7%                     | 21,4%           |
| 5.001-80.000                                 | 471                 | 469                            | 7.314         | 2,0%                      | 21,4%           |
| 80.001-200.000                               | 15                  | 15                             | 1.748         | 0,1%                      | 5,1%            |
| 200.001-1.000.000                            | 7                   | 7                              | 2.806         | 0,0%                      | 8,2%            |
| Oltre 1.000.000                              | 2                   | 2                              | 4.625         | 0,0%                      | 13,6%           |
| <b>TOTALE</b>                                | <b>24.182</b>       | <b>22.941</b>                  | <b>34.122</b> | <b>100,0%</b>             | <b>100,0%</b>   |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.6: Distribuzione, ripartizione dei clienti per fascia di prelievo; fonte "AEEG, 2014"

### 3.3.3 Analisi territoriale ed economica degli operatori

Per quanto riguarda la **collocazione territoriale** vi è una variabilità che rimane stabile nel tempo, la quale riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le varie aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Si osserva come quattro Regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, erogano più del 10% ciascuna e più del 63% del gas complessivamente distribuita e come vi sia una netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 70,2% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti. I dati sono riportati nella tabella.

| REGIONE               | OPERATORI PRESENTI | CLIENTI | COMUNI SERVITI | VOLUMI EROGATI | NUMERO CONCESSIONI | QUOTA SUI VOLUMI | QUOTA SUI CLIENTI |
|-----------------------|--------------------|---------|----------------|----------------|--------------------|------------------|-------------------|
| Piemonte              | 27                 | 2.050   | 1.055          | 3.877          | 974                | 11,4%            | 8,9%              |
| Valle d'Aosta         | 1                  | 22      | 24             | 51             | 36                 | 0,1%             | 0,1%              |
| Lombardia             | 55                 | 4.864   | 1.566          | 9.194          | 1.359              | 26,9%            | 21,2%             |
| Trentino Alto Adige   | 12                 | 239     | 187            | 573            | 188                | 1,7%             | 1,0%              |
| Veneto                | 31                 | 2.105   | 659            | 4.038          | 548                | 11,8%            | 9,2%              |
| Friuli Venezia Giulia | 10                 | 544     | 199            | 875            | 173                | 2,6%             | 2,4%              |
| Liguria               | 7                  | 871     | 157            | 937            | 151                | 2,7%             | 3,8%              |
| Emilia Romagna        | 22                 | 2.296   | 391            | 4.400          | 298                | 12,9%            | 10,0%             |
| Toscana               | 10                 | 1.599   | 250            | 2.444          | 242                | 7,2%             | 7,0%              |
| Umbria                | 11                 | 348     | 93             | 535            | 78                 | 1,6%             | 1,5%              |
| Marche                | 27                 | 673     | 234            | 942            | 192                | 2,8%             | 2,9%              |
| Lazio                 | 13                 | 2.273   | 328            | 2.319          | 309                | 6,8%             | 9,9%              |
| Abruzzo               | 25                 | 643     | 303            | 687            | 266                | 2,0%             | 2,8%              |
| Molise                | 9                  | 129     | 135            | 130            | 134                | 0,4%             | 0,6%              |
| Campania              | 23                 | 1.370   | 436            | 980            | 404                | 2,9%             | 6,0%              |
| Puglia                | 10                 | 1.301   | 257            | 1.037          | 256                | 3,0%             | 5,7%              |
| Basilicata            | 13                 | 200     | 128            | 183            | 122                | 0,5%             | 0,9%              |
| Calabria              | 12                 | 418     | 315            | 267            | 345                | 0,8%             | 1,8%              |
| Sicilia               | 13                 | 997     | 326            | 654            | 342                | 1,9%             | 4,3%              |
| ITALIA                | -                  | 22.941  | 7.043          | 34.122         | 6.417              | 100,0%           | 100,0%            |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.7: Distribuzione, numero di aziende e altre caratteristiche per Regione; fonte "AEEG, 2014"

E' interessante anche fare un'osservazione riguardo i livelli di **concentrazione** nelle diverse Regioni, misurato attraverso l'indicatore **C3**, dato dalla somma delle quote della distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti. Dai dati presenti in tabella si evince, come previsto, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio.

| REGIONE               | 2012               |             |                      | 2013               |             |                      |
|-----------------------|--------------------|-------------|----------------------|--------------------|-------------|----------------------|
|                       | OPERATORI PRESENTI | C3          | % DI CLIENTI SERVITI | OPERATORI PRESENTI | C3          | % DI CLIENTI SERVITI |
| Piemonte              | 27                 | 70,7        | 72,9                 | 27                 | 75,1        | 77,0                 |
| Valle d'Aosta         | 1                  | 100,0       | 100,0                | 1                  | 100,0       | 100,0                |
| Lombardia             | 57                 | 50,0        | 54,1                 | 55                 | 54,5        | 58,0                 |
| Trentino Alto Adige   | 12                 | 82,7        | 85,2                 | 12                 | 82,9        | 85,2                 |
| Veneto                | 31                 | 47,9        | 49,9                 | 31                 | 49,0        | 51,7                 |
| Friuli Venezia Giulia | 10                 | 77,0        | 81,2                 | 10                 | 77,9        | 81,3                 |
| Liguria               | 8                  | 90,7        | 88,9                 | 7                  | 90,7        | 88,8                 |
| Emilia Romagna        | 23                 | 78,0        | 77,9                 | 22                 | 78,2        | 77,9                 |
| Toscana               | 11                 | 85,5        | 84,3                 | 10                 | 86,1        | 84,6                 |
| Umbria                | 11                 | 71,9        | 68,4                 | 11                 | 71,3        | 68,5                 |
| Marche                | 27                 | 58,3        | 58,2                 | 27                 | 59,1        | 58,1                 |
| Lazio                 | 14                 | 93,6        | 93,8                 | 13                 | 95,9        | 96,4                 |
| Abruzzo               | 26                 | 62,7        | 62,2                 | 25                 | 71,5        | 72,2                 |
| Molise                | 10                 | 76,3        | 74,7                 | 9                  | 82,5        | 84,1                 |
| Campania              | 24                 | 81,3        | 81,9                 | 23                 | 82,4        | 84,0                 |
| Puglia                | 11                 | 69,8        | 69,9                 | 10                 | 81,2        | 80,2                 |
| Basilicata            | 13                 | 88,7        | 86,2                 | 13                 | 87,6        | 85,4                 |
| Calabria              | 11                 | 90,5        | 90,4                 | 12                 | 90,1        | 90,3                 |
| Sicilia               | 13                 | 79,7        | 81,4                 | 13                 | 80,2        | 81,2                 |
| <b>MEDIA</b>          | <b>18</b>          | <b>76,6</b> | <b>76,9</b>          | <b>17</b>          | <b>78,7</b> | <b>79,2</b>          |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.8: Distribuzione, indice C3 regionale per il 2012 e il 2013; fonte "AEEG, 2014"

La Regione che presenta la concentrazione maggiore è la Valle d'Aosta, ma è un caso particolare, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche non considerando questo caso, si nota un aumento della concentrazione, dovuta al calo di operatori. Nel 2013 il numero medio di imprese presenti in ciascuna Regione si è infatti abbassato di una unità rispetto al 2012, da 18 è sceso a 17. Nei dati più recenti si osservano: 16 Regioni in cui il C3 è pari o superiore al 70%, 11 Regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%.

La tabella in seguito mostra sinteticamente i principali dati **economici** evidenziabili a livello regionale a seguito dell'attività di distribuzione di gas naturale, oltre che alla suddivisione regionale.

| REGIONE               | FATTURATO (K€)       | EBITDA (K€)         | EBITDA/<br>FATTURATO |
|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| Abruzzo               | 42.743,30            | 14.311,30           | 0,32                 |
| Basilicata            | 9.899,27             | 2.721,55            | 0,45                 |
| Calabria              | 4.850,00             | 831,45              | 0,87                 |
| Campania              | 556.896,40           | 103.357,48          | 0,26                 |
| Emilia Romagna        | 3.173.172,60         | 396.457,57          | 0,40                 |
| Friuli Venezia Giulia | 903.552,00           | 146.382,46          | 0,10                 |
| Lazio                 | 1.061.148,00         | 76.144,10           | 0,03                 |
| Liguria               | 102.171,00           | 33.871,85           | 0,29                 |
| Lombardia             | 6.412.916,73         | 3.578.310,88        | 0,25                 |
| Marche                | 578.864,80           | 95.133,37           | 0,17                 |
| Molise                | 4.160,00             | 1.830,70            | 0,26                 |
| Piemonte              | 2.515.401,70         | 855.713,53          | 0,23                 |
| Puglia                | 163.153,50           | 74.514,32           | 0,29                 |
| Sardegna              | 30.381,50            | 5.078,05            | 0,48                 |
| Sicilia               | 62.390,00            | 14.940,40           | 0,37                 |
| Toscana               | 1.237.444,00         | 199.389,94          | 0,20                 |
| Trentino Alto Adige   | 841.678,73           | 207.533,50          | 0,30                 |
| Umbria                | 78.798,00            | 5.330,33            | 0,11                 |
| Val d'Aosta           | 28.757,46            | 4.267,96            | 0,19                 |
| Veneto                | 1.336.919,90         | 159.271,87          | 0,32                 |
| <b>TOTALE</b>         | <b>19.145.298,89</b> | <b>5.975.392,61</b> | <b>0,31</b>          |

Tabella 3.9 Distribuzione, analisi economica regionale; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

Il volume d'affari complessivamente generato dalle imprese presenti nel settore della distribuzione di gas naturale è, in termini di fatturato, di oltre 19,14 miliardi di €, mentre in termini di liquidità di breve periodo e flussi di cassa (ebitda) di quasi 6 miliardi di €. La Regione più ricca in termini di volumi d'affari generati è sempre la Lombardia; essa è la regione che presenta il maggior numero di *player*, per cui vi è una corrispondenza fra le due grandezze; discorso analogo lo si può fare anche per le altre Regioni, semplicemente osservando i dati della precedente tabella.

Occorre ricordare che l'attività di distribuzione è un'attività regolata all'interno degli stadi della filiera del gas naturale dedicati alle infrastrutture: di conseguenza, anche per essa vige la normativa che prevede la separazione contabile, funzionale e societaria dell'attività stessa. Perciò, i grandi *player* dell'energia (come ad esempio Eni ed Edison) non sono presenti direttamente nello stadio ma indirettamente, tramite società di distribuzione create *ad hoc*.

Nella tabella successiva sono rappresentate le **distribuzioni di volumi e clienti per regione e per uso** (domestico, condominio uso domestico, altri usi, attività di servizio pubblico)

| REGIONE               | USO DOMESTICO |               | CONDOMINIO USO DOMESTICO |              | ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO |              | ALTRI USI    |               |
|-----------------------|---------------|---------------|--------------------------|--------------|-------------------------------|--------------|--------------|---------------|
|                       | CLIENTI       | VOLUMI        | CLIENTI                  | VOLUMI       | CLIENTI                       | VOLUMI       | CLIENTI      | VOLUMI        |
| Piemonte              | 1.811         | 1.639         | 38                       | 505          | 9                             | 145          | 208          | 1.595         |
| Valle d'Aosta         | 18            | 17            | 1                        | 8            | 0                             | 7            | 3            | 19            |
| Lombardia             | 4.352         | 4.178         | 54                       | 909          | 16                            | 254          | 441          | 3.853         |
| Trentino Alto Adige   | 204           | 181           | 7                        | 50           | 2                             | 42           | 26           | 299           |
| Veneto                | 1.858         | 1.910         | 17                       | 178          | 5                             | 89           | 209          | 1.854         |
| Friuli Venezia Giulia | 489           | 437           | 6                        | 79           | 2                             | 29           | 47           | 330           |
| Liguria               | 812           | 457           | 10                       | 203          | 3                             | 36           | 46           | 242           |
| Emilia Romagna        | 2.046         | 2.089         | 24                       | 316          | 12                            | 91           | 215          | 1.903         |
| Toscana               | 1.461         | 1.305         | 12                       | 124          | 5                             | 64           | 120          | 951           |
| Umbria                | 314           | 244           | 1                        | 16           | 1                             | 14           | 32           | 261           |
| Marche                | 606           | 539           | 5                        | 34           | 4                             | 46           | 57           | 325           |
| Lazio                 | 2.085         | 1.140         | 26                       | 338          | 10                            | 139          | 152          | 702           |
| Abruzzo               | 553           | 396           | 2                        | 15           | 2                             | 22           | 86           | 255           |
| Molise                | 117           | 82            | 1                        | 12           | 1                             | 8            | 10           | 28            |
| Campania              | 1.311         | 623           | 6                        | 42           | 5                             | 48           | 48           | 267           |
| Puglia                | 1.235         | 773           | 2                        | 17           | 3                             | 35           | 61           | 213           |
| Basilicata            | 180           | 130           | 1                        | 7            | 1                             | 9            | 18           | 38            |
| Calabria              | 357           | 194           | 1                        | 4            | 3                             | 15           | 58           | 54            |
| Sicilia               | 937           | 470           | 2                        | 10           | 3                             | 24           | 55           | 149           |
| <b>ITALIA</b>         | <b>20.747</b> | <b>16.805</b> | <b>214</b>               | <b>2.865</b> | <b>88</b>                     | <b>1.114</b> | <b>1.892</b> | <b>13.337</b> |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.10: Distribuzione, volumi e clienti per categoria d'uso; fonte "AEEG, 2014"

Si vede che la Lombardia è la Regione con più consumi, sia per l'utilizzo domestico (circa un quarto del totale dei volumi), sia per altro come ad esempio le "attività di servizio pubblico". Molti dei primi posti nelle classifiche degli utilizzi sono occupati dalle regioni del Nord Italia, con l'eccezione del Lazio, che si insedia nella seconda posizione come utilizzi domestici e al terzo per "attività di servizio pubblico", sempre considerando la quota sui volumi.

### 3.3.4 Connessioni e tecnologie di trasporto

Il trasporto via *pipeline* viene **diviso** convenzionalmente in due parti caratterizzate dalla **pressione** a cui opera la linea: alta e medio-bassa. Generalmente la prima è applicata per il grande trasporto internazionale su lunghe distanze e per le dorsali nazionali e viene poi ridotta a valori medi (circa 20 bar) per l'alimentazione delle grandi utenze industriali (es. centrali termoelettriche) e bassi (2 bar) per alimentare le utenze civili. La *pipeline* può perciò essere caratterizzata da tre componenti fondamentali:

- Il tubo, che può essere di grandi dimensioni (massimo 2,5 metri di diametro), generalmente interrato.
- Le stazioni di compressione (nelle linee ad alta pressione una ogni 100-150 km).
- I punti di riduzione e regolazione della pressione (molto numerosi).

Le connessioni sono distinte a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione.

La distribuzione avviene per mezzo di circa **6.656 cabine**, quasi **105.000 gruppi di riduzione** finale e più o meno **253.581 km di rete** (di cui 257,5 non in funzione), il 41% in media pressione, il 58% in bassa e l'1% in alta. Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (149.000 km contro i 58.000 km del Centro e i 46.300 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 76% ai distributori stessi e per il 17% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse Regioni. La tabella riporta i dati nel dettaglio.

| REGIONE                       | CABINE       | GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE | ESTENSIONE RETE |                  |                  | QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI |              |
|-------------------------------|--------------|----------------------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------------------|--------------|
|                               |              |                            | ALTA PRESSIONE  | MEDIA PRESSIONE  | BASSA PRESSIONE  | ESERCENTE                     | COMUNE       |
| Piemonte                      | 781          | 17.002                     | 82,3            | 12.329,7         | 11.035,1         | 87,8%                         | 5,1%         |
| Valle d'Aosta                 | 5            | 73                         | 0,0             | 166,4            | 194,6            | 98,6%                         | 0,8%         |
| Lombardia                     | 1.788        | 15.890                     | 101,9           | 14.825,7         | 32.278,0         | 75,9%                         | 18,1%        |
| Trentino Alto Adige           | 260          | 18.357                     | 187,3           | 2.016,3          | 1.930,4          | 93,1%                         | 6,6%         |
| Veneto                        | 591          | 11.444                     | 241,8           | 10.901,1         | 18.692,9         | 73,8%                         | 18,7%        |
| Friuli Venezia Giulia         | 126          | 1.216                      | 5,1             | 2.225,2          | 5.145,2          | 65,5%                         | 29,1%        |
| Liguria                       | 83           | 3.202                      | 57,5            | 1.975,6          | 4.212,4          | 72,7%                         | 0,6%         |
| Emilia Romagna                | 415          | 8.413                      | 250,3           | 17.382,7         | 13.020,4         | 69,3%                         | 15,0%        |
| Toscana                       | 356          | 10.118                     | 227,2           | 6.376,4          | 9.662,8          | 88,5%                         | 9,5%         |
| Umbria                        | 117          | 1.594                      | 107,0           | 1.894,2          | 3.287,0          | 59,8%                         | 40,2%        |
| Marche                        | 342          | 2.371                      | 21,9            | 4.486,8          | 4.702,9          | 48,0%                         | 31,3%        |
| Lazio                         | 315          | 2.274                      | 166,7           | 7.322,4          | 7.836,9          | 61,6%                         | 38,4%        |
| Abruzzo                       | 221          | 2.081                      | 1,3             | 4.719,2          | 4.978,0          | 73,0%                         | 23,8%        |
| Molise                        | 95           | 512                        | 0,3             | 1.079,8          | 1.137,2          | 68,1%                         | 31,5%        |
| Campania                      | 379          | 6.095                      | 31,9            | 4.216,2          | 8.001,8          | 77,4%                         | 16,7%        |
| Puglia                        | 245          | 1.763                      | 119,7           | 3.424,1          | 8.495,5          | 93,9%                         | 6,0%         |
| Basilicata                    | 111          | 464                        | 0,8             | 933,3            | 1.633,3          | 54,1%                         | 45,3%        |
| Calabria                      | 213          | 816                        | 34,9            | 2.886,7          | 3.554,3          | 88,0%                         | 12,0%        |
| Sicilia                       | 213          | 1.787                      | 66,4            | 4.528,2          | 8.388,0          | 93,3%                         | 4,3%         |
| <b>ITALIA</b>                 | <b>6.656</b> | <b>105.472</b>             | <b>1.704,5</b>  | <b>103.689,8</b> | <b>148.186,6</b> | <b>76,2%</b>                  | <b>17,0%</b> |
| <i>di cui non in funzione</i> | -            | -                          | 0,9             | 148,3            | 108,3            | -                             | -            |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.11: Distribuzione, caratteristiche delle reti per Regione; fonte "AEEG, 2014"

### 3.3.5 Modello di Porter

L'analisi viene conclusa, introducendo il modello di Porter:

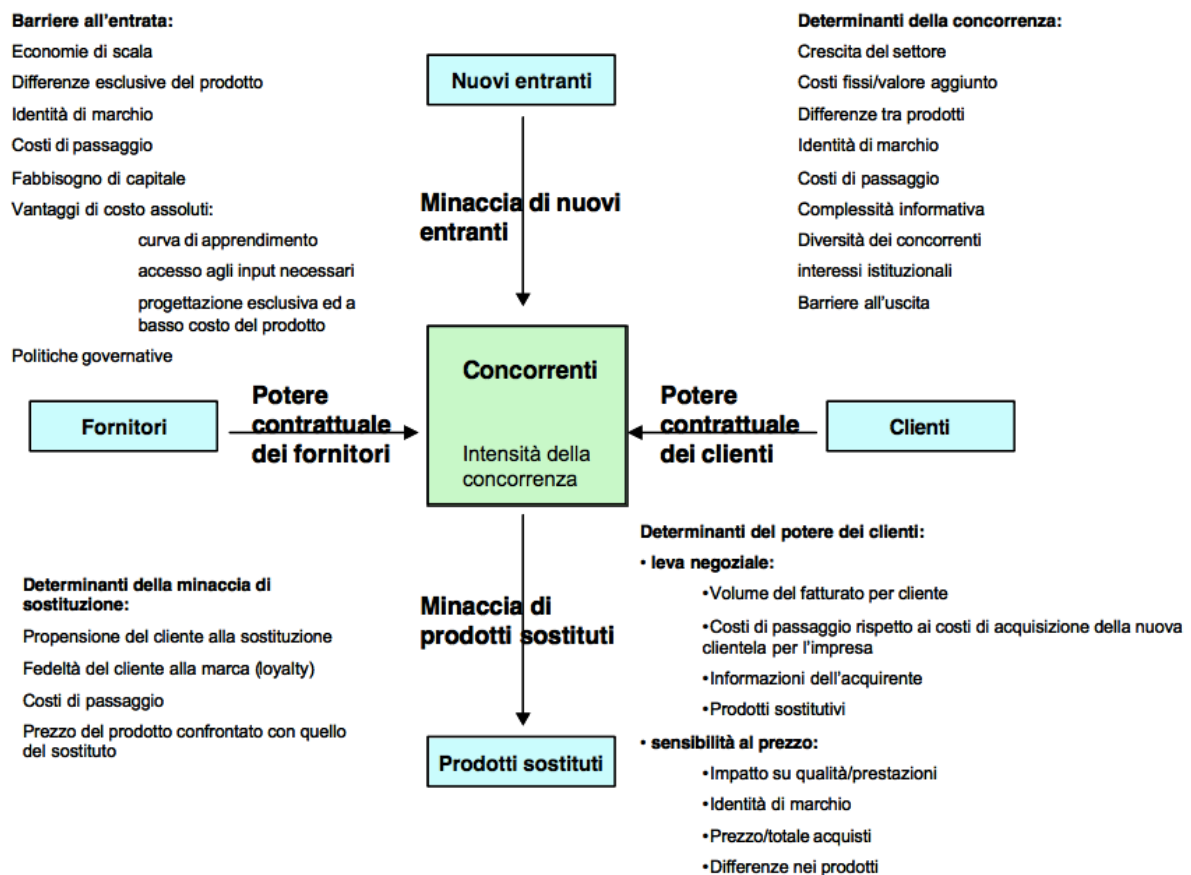


Immagine 3.1: Il modello di Porter; fonte "Elaborazione propria"

Il modello delle cinque forze competitive di Porter è uno strumento utilizzabile dalle imprese per **valutare la propria posizione competitiva e l'attrattività** di un determinato settore economico-industriale. Il modello si propone di individuare le forze (e di studiarne intensità ed importanza) che operano nell'ambiente economico e che, con la loro azione, possono erodere la redditività a lungo termine degli operatori. Tali forze agiscono infatti con continuità, e se non opportunamente monitorate e fronteggiate portano ad una perdita di competitività sempre più marcata. Le caratteristiche del settore in cui opera l'impresa permettono perciò, alla fine dell'analisi, di evidenziare l'intensità della concorrenza e la redditività dell'impresa.

Di seguito riportiamo il modello di Porter specifico per la distribuzione.

#### **CONCORRENZA INTERNA: medio**

- Il numero degli operatori è abbastanza elevato, di preciso si contano, dall'Aeeg, 224 imprese giuridicamente distinte.
- La concentrazione del settore è elevata, sia in termini di volumi di gas distribuito che di volumi d'affari generati, questo fa sì che la concorrenza teorica alta dovuta al numero degli operatori si abbassi notevolmente.
- La profittabilità del settore è leggermente in calo per il prossimo futuro, a causa del costante calo dei consumi, dovuti anche alla crisi non ancora superata.
- La differenziazione dell'offerta è abbastanza bassa.

#### **POTERE CONTRATTUALE FORNITORI: medio**

- Per fornitori si possono intendere tutte quelle imprese che detengono al loro interno le capacità di progettazione, gestione e manutenzione dei metanodotti locali. Tuttavia la quasi totalità delle imprese di distribuzione detiene al proprio interno queste competenze tecniche specifiche.
- Molte aziende sono già integrate a monte, ad esempio Snam.
- Non posso, se non con molta difficoltà, eliminare chi trasporta gas con il trasporto di altro. L'investimento sarebbe molto elevato.

#### **POTERE CONTRATTUALE CLIENTI: medio**

- I clienti di un'impresa di distribuzione sono le imprese di vendita, che acquistano il gas dai distributori e lo rivendono ai clienti finali della filiera.
- La numerosità della clientela è maggiore di quella dei distributori, e non si è vincolati all'acquisto nei confronti di uno specifico operatore; tuttavia, nelle realtà locali (imprese di vendita più piccole), ci si deve per forza di cose ricondurre ai vincitori delle gare territoriali.
- La possibilità di un distributore di integrarsi a valle esiste ed è concreta. Molte aziende sono anche venditori oltre che distributori. Tuttavia, l'attività richiede economie di scala e scopo alte a causa della specializzazione da possedere e dei bassi margini del settore.

#### **MINACCIA NUOVI ENTRANTI: bassa**

- I costi fissi sono significativi, così come le competenze tecniche.
- Non è ipotizzabile che possano nascere nuovi distributori, perché il numero di essi è definito sulla base del territorio: per ogni zona ci possono essere massimo un numero di distributori fissato.

#### **MINACCIA PRODOTTI SOSTITUTIVI: bassa**

- Bassa, non vi sono particolari prodotti in grado di sostituire completamente il gas.



### 3.3.6 Modelli di business

#### *MODELLO 1*

Si ipotizzi di essere un **grande player operante** nel settore: per queste aziende l'ideale è cercare di crescere ancora. Sarebbe meglio una crescita tramite **acquisizione** di aziende piccole in difficoltà, perché inglobandole non ci sarebbe bisogno di investimenti per creare nuovi tubi, costi per posizionarli correttamente e spese in marketing troppo alte. Un'altra soluzione può essere **l'integrazione nella vendita**, magari tramite *joint-venture*, se la liquidità e la situazione aziendale permettono l'investimento in altre fasi, qualora non fosse possibile espandersi nella distribuzione. In questo modo si sfruttano le economie di scopo e scala e si diversifica il *business*.

#### *MODELLO 2*

Si ipotizzi di essere un **piccolo player presente** oggi nel settore e operante nella distribuzione: per questa tipologia di azienda, la concorrenza da parte dei grandi *player* c'è soprattutto perché essi hanno una grande quantità di "tubi" su cui è veicolato il trasporto del gas alle utenze finali. Qui però le piccole aziende di solito sono ex municipalizzate, che hanno il vantaggio di essere conosciute, perché prima ci si affidava esclusivamente ad esse. Inoltre non conviene uscire dal *business*, perché una parte di *business* è più facile in quanto il numero di operatori massimo è fissato. Conviene piuttosto offrire un **servizio** flessibile o **espandersi**, magari cercando di operare anche **nella vendita**, ove possibile, cioè se la situazione patrimoniale e di liquidità dell'azienda lo permette. In alternativa si può decidere di uscire dal mercato.

#### *MODELLO 3*

Si ipotizzi di essere un **operatore che attualmente non fa parte** degli operatori che distribuiscono e che vuole entrarvi: per questi operatori l'ingresso è **sconsigliato** perché l'investimento da fare per ottenere i tubi con cui veicolare il passaggio del gas e ottenere i permessi anche ambientali per operare è molto basso. L'unica soluzione è l'**acquisizione** di un'azienda attualmente operante e in difficoltà, anche se questo è consigliabile soprattutto a chi vende il gas, così da poter sfruttare economie di scala e scopo e ridurre i costi totali. Come si è già detto più volte, i margini sono molto bassi e il tempo per recuperare l'investimento può essere elevato.

## 3.4 Analisi del mercato all'ingrosso

Gli operatori presenti nel settore della vendita di gas possono essere suddivisi in tre categorie principali:

- **Grossista puro**, impegnato nella sola attività di vendita all'ingrosso.
- **Venditore puro**, impegnato nella vendita ai clienti finali.
- **Operatore misto**, impegnato in entrambe le attività.

| OPERATORI       | NUMERO     | AL MERCATO FINALE | AL MERCATO ALL'INGROSSO | DI CUI AL PSV | TOTALE         |
|-----------------|------------|-------------------|-------------------------|---------------|----------------|
| Grossista puro  | 67         | -                 | 38.081                  | 31.794        | 38.081         |
| Venditore puro  | 229        | 17.965            | -                       | -             | 17.965         |
| Operatore misto | 101        | 45.374            | 68.707                  | 35.066        | 114.081        |
| Inattivo        | 39         | -                 | -                       | -             | -              |
| <b>TOTALE</b>   | <b>436</b> | <b>63.338</b>     | <b>106.788</b>          | <b>66.859</b> | <b>170.127</b> |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.12: Numero di operatori nella vendita; fonte "AEEG, 2014"

Come si nota dalla tabella soprastante, il mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha movimentato nel complesso 170,27 G(m<sup>3</sup>); di questi 38,081(m<sup>3</sup>) sono intermediati da grossisti puri, 17,965(m<sup>3</sup>) da venditori puri mentre 114,081(m<sup>3</sup>) da operatore misto. Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha mosso 106,8 G(m<sup>3</sup>), è stato alimentato per il 35,7% da grossisti puri e per il restante 64,3% da operatori misti, mentre il mercato finale è stato approvvigionato per il 28,4% da venditori puri e per il 71,6% da operatori misti.

### 3.4.1 Analisi dimensionale ed economica degli operatori

Nel 2013 il **numero** dei grossisti è nuovamente **aumentato**, salendo a 168 unità contro le 152 dell'anno precedente. Gli operatori sono stati suddivisi in base al volume di vendita:

- Grandi, operatori che hanno superato la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>).
- Medi, soggetti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).
- I Piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).
- Piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

L'incremento degli operatori è dovuto principalmente alla fascia dei piccoli e in misura minore dei medi e dei piccolissimi. Nell'insieme i grossisti hanno venduto complessivamente 106,8 G(m<sup>3</sup>). Il 60,3% di tale mercato è intermediato dagli operatori medi. L'incremento del 2013 è dovuto invece principalmente agli operatori medi, grandi e di ENI: i volumi di vendita di queste classi sono infatti aumentati, rispettivamente, del 5,4%, 17,6% e 9,3%. Vi è stato un leggero calo invece per i piccoli, mentre i piccolissimi mostrano una variazione quasi nulla.

Il **volume unitario** mediamente trattato dalle imprese sul mercato all'ingrosso è diminuito del 3,3%, essendo passato da 665 a 636 M(m<sup>3</sup>); la riduzione complessiva è però spiegata dal calo dei piccoli da 265 a 220 M(m<sup>3</sup>) e dei Medi da 2545 a 2385 M(m<sup>3</sup>), mentre in tutte le altre classi di operatori i volumi medi unitari sono saliti in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati, rispetto a quella del numero degli operatori. Nella tabella è mostrato il dettaglio degli operatori per dimensione e i rispettivi volumi di vendita.

| OPERATORI <sup>(A)</sup> PER CLASSE DI VENDITA | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   |
|------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>NUMERO</b>                                  | 124    | 140    | 143    | 152    | 168    |
| Eni                                            | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      |
| Grandi                                         | 0      | 2      | 1      | 1      | 1      |
| Medi                                           | 22     | 26     | 30     | 24     | 27     |
| Piccoli                                        | 51     | 57     | 57     | 66     | 78     |
| Piccolissimi                                   | 50     | 54     | 54     | 60     | 61     |
| <b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>         | 68,1   | 87,6   | 98,4   | 101,1  | 106,8  |
| Eni                                            | 16,0   | 15,3   | 14,6   | 13,3   | 14,6   |
| Grandi                                         | 0,0    | 11,9   | 7,0    | 8,3    | 9,7    |
| Medi                                           | 40,0   | 47,1   | 64,1   | 61,1   | 64,4   |
| Piccoli                                        | 11,5   | 12,7   | 12,0   | 17,5   | 17,2   |
| Piccolissimi                                   | 0,6    | 0,7    | 0,8    | 0,9    | 0,9    |
| <b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b>  | 549    | 626    | 688    | 665    | 636    |
| Eni                                            | 15.961 | 15.304 | 14.586 | 13.342 | 14.584 |
| Grandi                                         | 0      | 5.956  | 7.012  | 8.270  | 9.728  |
| Medi                                           | 1.816  | 1.810  | 2.136  | 2.545  | 2.385  |
| Piccoli                                        | 226    | 222    | 210    | 265    | 220    |
| Piccolissimi                                   | 12     | 13     | 14     | 15     | 15     |

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.13: Ingrosso, numero di operatori per fascia dimensionale; fonte "AEEG, 2014"

Si valuterà ora, nella tabella in seguito, quali siano i **principali grossisti**, attraverso la loro quota nel mercato all'ingrosso.

| SOCIETÀ                                        | A GROSSISTI E VENDITORI | A CLIENTI FINALI | TOTALE         | QUOTA SU INGROSSO |
|------------------------------------------------|-------------------------|------------------|----------------|-------------------|
| Eni                                            | 14.584                  | 16.207           | 30.791         | 13,7%             |
| Edison                                         | 9.728                   | 4.203            | 13.931         | 9,1%              |
| Enel Trade                                     | 6.976                   | 1.772            | 8.747          | 6,5%              |
| Gdf Suez Energia Italia                        | 6.966                   | 1.057            | 8.022          | 6,5%              |
| Gdf Suez Trading Italia                        | 6.631                   | 0                | 6.631          | 6,2%              |
| Shell Energy Europe Limited                    | 6.513                   | 0                | 6.513          | 6,1%              |
| Shell Italia                                   | 3.863                   | 1.326            | 5.189          | 3,6%              |
| ENOI                                           | 3.130                   | 9                | 3.139          | 2,9%              |
| Vitol Sa                                       | 2.779                   | 0                | 2.779          | 2,6%              |
| Dufenergy Trading                              | 2.721                   | 0                | 2.721          | 2,5%              |
| Hera Trading                                   | 2.299                   | 67               | 2.366          | 2,2%              |
| Spigas                                         | 2.074                   | 154              | 2.227          | 1,9%              |
| Shell Energy Italia                            | 1.951                   | 438              | 2.389          | 1,8%              |
| Gdf Suez E.M.T. Italia                         | 1.889                   | 0                | 1.889          | 1,8%              |
| A2A Trading                                    | 1.804                   | 199              | 2.002          | 1,7%              |
| Roma Gas Et Power                              | 1.789                   | 220              | 2.009          | 1,7%              |
| Axpo Italia                                    | 1.766                   | 164              | 1.930          | 1,7%              |
| Hb Trading                                     | 1.723                   | 0                | 1.723          | 1,6%              |
| E.On Global Commodities                        | 1.688                   | 1.673            | 3.360          | 1,6%              |
| Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch | 1.546                   | 0                | 1.546          | 1,4%              |
| Sinergie Italiane - In liquidazione            | 1.214                   | 0                | 1.214          | 1,1%              |
| Italtrading                                    | 1.153                   | 8                | 1.161          | 1,1%              |
| Sorgenia Trading                               | 1.119                   | 0                | 1.119          | 1,0%              |
| Energy.Com                                     | 1.099                   | 0                | 1.099          | 1,0%              |
| Repower Italia                                 | 1.054                   | 0                | 1.054          | 1,0%              |
| Centrex Italia                                 | 832                     | 51               | 883            | 0,8%              |
| Società Ionica Gas                             | 810                     | 0                | 810            | 0,8%              |
| Bp Energy Europe Sede Secondaria               | 791                     | 0                | 791            | 0,7%              |
| 2B Energia                                     | 752                     | 0                | 752            | 0,7%              |
| Taqa                                           | 633                     | 0                | 633            | 0,6%              |
| Tradeinv Gas Et Energy                         | 614                     | 0                | 614            | 0,6%              |
| Statoil Asa                                    | 604                     | 0                | 604            | 0,6%              |
| Energetic Source                               | 597                     | 192              | 788            | 0,6%              |
| Youtrade                                       | 540                     | 217              | 757            | 0,5%              |
| Shell Italia E&P                               | 538                     | 0                | 538            | 0,5%              |
| Energy Trade                                   | 529                     | 0                | 529            | 0,5%              |
| Altri                                          | 11.491                  | 17.417           | 28.908         | 10,8%             |
| <b>TOTALE</b>                                  | <b>106.788</b>          | <b>45.374</b>    | <b>152.162</b> | <b>100%</b>       |
| Prezzo medio (c€/m³)                           | 32,67                   | 41,03            | 35,17          | -                 |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.14: Ingrosso, le prime venti aziende; fonte "AEEG, 2014"

Anche valutando solo la quota parte di mercato all'ingrosso, Eni risulta il principale *player*, con una quota di mercato del 13,7%. Il mercato risulta molto frazionato, infatti, escluse le prime sei compagnie, nessuno ha una quota superiore al 5%, e comunque, Eni a parte, nessuno arriva in doppia cifra.

Negli ultimi anni il livello di **concentrazione** su tale mercato è costantemente diminuito, infatti, nel 2012 la quota delle prime tre società, Eni, Edison ed Enel Trade, è del 27,9% rispetto al 28,1% del 2011 (era al 31,1% nel 2010), però quest'anno vi è stata un'inversione di tendenza, infatti, il C3 è salito al 29,3%; mentre quella delle prime cinque, che include anche Gdf Suez Trading Italia e GdF Suez Energia Italia, è invece in costante aumento passando dal 38,5% del 2011 al 40,1% del 2012 fino al 42% del 2013. Inoltre L'indice di Herfindahl-

Hirschman, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, nel 2013 è risultato pari a 508, un valore marginalmente cresciuto rispetto all'anno precedente 496 ma comunque abbondantemente al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Per effettuare una **valutazione economica** si riporterà la tabella seguente in cui sono contenuti i volumi d'affari generati dai principali grossisti italiani, rappresentando per semplicità solo i principali 10 operatori, ordinati in modo decrescente in funzione del fatturato generato.

| SOCIETA'          | FATTURATO (K€) | EBITDA (K€)  | EBITDA/<br>FATTURATO |
|-------------------|----------------|--------------|----------------------|
| ENI               | 36.200.000,00  | 1.314.000,00 | 0,04                 |
| EDISON            | 6.571.000,00   | 608.000,00   | 0,09                 |
| GDF SUEZ ITALIA   | 4.359.518,00   | 143.019,00   | 0,05                 |
| AXPO ITALIA       | 2.767.644,00   | -2.211,00    | 0,00                 |
| SORGENIA          | 2.581.338,00   | 79.575,00    | 0,03                 |
| SINERGIE ITALIANE | 2.559.825,00   | 7.271,00     | 0,05                 |
| GRUPPO HERA       | 1.769.300,00   | 240.700,00   | 0,14                 |
| ENEL              | 1.683.000,00   | 332.000,00   | 0,20                 |
| A2A               | 1.652.000,00   | 272.274,00   | 0,16                 |
| ERG               | 1.651.000,00   | 328.000,00   | 0,20                 |
| TOTALE            | 61.794.625,00  | 3.322.628,00 | 0,05                 |

Tabella 3.15: Ingrosso, analisi economica; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

E' possibile effettuare una serie di **considerazioni critiche** confrontando i risultati economici e l'attività operativa di trading del gas naturale:

- Guardando la classifica, notiamo che al terzo posto c'è GDF, che invece è al quinto posto come quota di mercato.
- I primi 10 operatori realizzano il 65% del fatturato totale e l'84,7% dell'EBITDA complessivo del settore.
- Eni fattura quasi sei volte più di Edison che la segue in questa classifica.

Infine per quanto riguarda i **prezzi** praticati dalle società che operano prevalentemente nel mercato all'ingrosso, quello medio tra intermediario e cliente finale nel 2013 è risultato pari a 35,17 c€/m<sup>3</sup>. Più precisamente, il prezzo medio richiesto ad altri intermediari è risultato di 32,67 c€/m<sup>3</sup> (più elevato rispetto ai 29,6 c€/m<sup>3</sup> del PSV) mentre quello praticato ai clienti finali è risultato di 41,07 c€/m<sup>3</sup>. Il differenziale tra le due clientele, pari a 8,35 c€/m<sup>3</sup>, è quindi diminuito rispetto al differenziale di 8,9 c€/m<sup>3</sup> rilevati nel 2012.

### 3.4.2 Approvvigionamento e vendita

Le imprese che operano sul mercato all'ingrosso si **approvvigionano** principalmente attraverso le importazioni e gli acquisti al PSV, infatti, da queste due fonti, proviene il 78,1% del gas ceduto da tali operatori (anche sul mercato finale). Il resto proviene quasi integralmente dagli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, essendo marginali le quote provenienti dalla produzione nazionale (4,9%) e dagli acquisti effettuati sulle nuove piattaforme gas (M-GAS, P-GAS e PB-GAS) gestite dal GME (1,8%). Nella tabella in seguito si vede come le importazioni siano la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la loro dimensione si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul territorio nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV, tuttavia, è massima per le imprese di media dimensione, dove raggiunge il 52,3%.

| APPROVVIGIONAMENTO                             | OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup> |               |               |               |               | TOTALE        |
|------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                | ENI                                               | GRANDI        | MEDI          | PICCOLI       | PICCOLISSIMI  |               |
| Produzione nazionale                           | 13,8%                                             | 2,3%          | 0,0%          | 7,6%          | 3,8%          | 4,9%          |
| Importazioni                                   | 79,3%                                             | 73,3%         | 19,7%         | 10,9%         | 1,2%          | 37,6%         |
| Acquisti da operatori sul territorio nazionale | 5,1%                                              | 1,6%          | 13,0%         | 35,3%         | 60,6%         | 14,4%         |
| Acquisti in stoccaggio                         | 0,0%                                              | 0,7%          | 0,8%          | 2,0%          | 1,4%          | 0,8%          |
| Acquisti al PSV                                | 1,9%                                              | 22,1%         | 64,4%         | 40,3%         | 26,0%         | 40,5%         |
| Acquisti in Borsa                              | 0,0%                                              | 0,0%          | 2,1%          | 4,1%          | 7,0%          | 1,8%          |
| <b>TOTALE</b>                                  | <b>100,0%</b>                                     | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> |

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.16: Ingrosso, modalità di approvvigionamento; fonte "AEEG, 2014"

## Il gas viene **rivenduto**:

- Ad altri operatori sul territorio nazionale, in media il 64%, specialmente dai soggetti di media dimensione.
- Al mercato finale, conta complessivamente per il 27,9%, ma diviene via via più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i piccoli e i piccolissimi operatori rivolgono al mercato finale, rispettivamente, il 37,9% e il 40,2% della propria disponibilità di gas).
- Agli autoconsumi, mediamente il 6,4%, ma anche qui le percentuali sono molto differenziate tra le classi di operatori: quote più rilevanti di gas vengono indirizzate all'autoconsumo dagli operatori più grandi, mentre risultano irrisorie quelle di medi e piccoli.
- Alla Borsa, pari in media solo all'1,6%, esigua ma in crescita rispetto allo 1% dell'anno precedente e allo 0,4% del 2011.

| VENDITE                                       | OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup> |               |               |               |               | TOTALE        |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                               | ENI                                               | GRANDI        | MEDI          | PICCOLI       | PICCOLISSIMI  |               |
| Ad altri rivenditori sul territorio nazionale | 39,5%                                             | 58,1%         | 79,3%         | 58,1%         | 36,1%         | 64,0%         |
| – di cui vendite in stoccaggio                | 14,2%                                             | 1,6%          | 1,1%          | 1,5%          | 3,2%          | 1,9%          |
| – di cui vendite al PSV                       | 70,6%                                             | 55,1%         | 67,4%         | 52,0%         | 50,4%         | 41,1%         |
| A clienti finali                              | 44,7%                                             | 25,7%         | 16,8%         | 37,9%         | 40,2%         | 27,9%         |
| – di cui collegati societariamente            | 3,1%                                              | 4,0%          | 45,7%         | 7,9%          | 7,0%          | 16,9%         |
| Autoconsumi                                   | 15,0%                                             | 14,9%         | 2,2%          | 1,2%          | 19,6%         | 6,4%          |
| Borsa                                         | 0,7%                                              | 1,3%          | 1,6%          | 2,8%          | 4,1%          | 1,6%          |
| <b>TOTALE</b>                                 | <b>100,0%</b>                                     | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> | <b>100,0%</b> |

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.17: Ingrosso, destinazioni; fonte "AEEG, 2014"

### 3.4.3 Analisi territoriale ed economica degli operatori

Si mostrerà ora, nella tabella in seguito, il numero e i principali **dati economici** evidenziabili a livello regionale a seguito dell'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale.

| REGIONE               | FATTURATO (K€) | EBITDA (K€)  | EBITDA/<br>FATTURATO |
|-----------------------|----------------|--------------|----------------------|
| Abruzzo               | 4.311,00       | 185,00       | 0,04                 |
| Basilicata            | 2.848,29       | 362,87       | 0,13                 |
| Calabria              | 0,00           | 0,00         | 0,00                 |
| Campania              | 791,45         | 163,83       | 0,21                 |
| Emilia Romagna        | 4.557.664,00   | 451.934,00   | 0,10                 |
| Friuli Venezia Giulia | 634.368,63     | 8.579,60     | 0,01                 |
| Lazio                 | 46.231.162,00  | 1.704.967,39 | 0,04                 |
| Liguria               | 4.781.160,00   | 339.453,50   | 0,07                 |
| Lombardia             | 32.264.864,50  | 1.153.676,34 | 0,04                 |
| Marche                | 223.912,00     | 16.583,85    | 0,07                 |
| Molise                | 362.612,00     | 12.532,00    | 0,03                 |
| Piemonte              | 457.252,10     | 20.810,54    | 0,05                 |
| Puglia                | 63.788,00      | 941,80       | 0,01                 |
| Sardegna              | 0,00           | 0,00         | 0,00                 |
| Sicilia               | 482.593,00     | 59.682,00    | 0,12                 |
| Toscana               | 643.846,00     | 19.144,00    | 0,03                 |
| Trentino Alto Adige   | 693.454,00     | 38.937,50    | 0,06                 |
| Umbria                | 130.510,00     | 2.316,20     | 0,02                 |
| Val d'Aosta           | 0,00           | 0,00         | 0,00                 |
| Veneto                | 2.931.566,35   | 91.859,85    | 0,03                 |
| TOTALE                | 94.466.703,32  | 3.922.130,27 | 0,04                 |

Tabella 3.18: Ingrosso, analisi economica regionale; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

Da un punto di vista economico-finanziario, le imprese operanti all'interno dello stadio generano elevati volumi d'affari, pari a quasi 94,5 miliardi di euro in termini di fatturato e di quasi 4 miliardi di euro in termini di generazione di liquidità di breve periodo (EBITDA); esistono in particolare due regioni che da sole generano la maggior parte dei volumi d'affari:

- Lazio (48,67% del fatturato totale e 43,6% dell'EBITDA).
- Lombardia (34,1% del fatturato totale e 29,5% dell'EBITDA totale).



È però importante sottolineare come in queste due regioni ci sia la presenza delle prime due aziende per fatturato: Eni ha la sede legale a Roma e Edison a Milano. Questo, naturalmente, è un fattore di cui tener conto, perché provoca una distorsione dei dati; in particolare nel Lazio, un colosso come Eni, porta ad aumentare di molto la media. Concetto un po' diverso per la Lombardia, dove le aziende presenti sono di più.

### 3.4.4 Modello di Porter

#### **CONCORRENZA INTERNA: media**

- Il numero di *player* è sufficientemente alto, 168 secondo gli ultimi dati dell'AEEG.
- La concentrazione è abbastanza elevata, come mostra l'indice di Herfindahl (508), per questo la concorrenza non può essere considerata alta.
- Il tasso di crescita del settore previsto è nullo: inizierà a ricrescere quando la fine della crisi economica trainerà nuovamente i consumi.
- La marginalità media è prevista in calo a seguito della crisi e dell'evoluzione tariffaria prevista dall'autorità vigente.
- La differenziazione dell'offerta non è molto alta, poiché il prezzo è il principale *driver*.

#### **POTERE CONTRATTUALE FORNITORI: medio**

- A seguito della liberalizzazione, vendita e distribuzione sono attività separate.
- La numerosità dei distributori è abbastanza elevata, ma la concentrazione si fa sentire. Infatti, ci sono due grandi imprese a farla da padrone, le altre sono piccole o medio-piccole e la fiducia verso le aziende non grandi non è sempre alta.
- La possibilità di integrazione a monte per un venditore è bassa a causa degli alti costi di investimento da sostenere.

#### **POTERE CONTRATTUALE CLIENTI: alto**

- In questo caso i clienti sono le utenze finali industriali, che acquistano il gas per far sì che ci sia l'energia necessaria per il funzionamento delle attività, questi sono a conoscenza degli elementi che compongono la bolletta del gas e, dati i loro elevati consumi, sono molto attenti alla componente gas.
- I clienti acquistano grandi quantità di gas, dunque la perdita di uno di loro può causare gravi problemi nel portafoglio dei fornitori.
- La numerosità della clientela è alta e non si è vincolati all'acquisto da un operatore particolare; ci si può rifornire da chi fa un prezzo (o un servizio) migliore.
- Le inefficienze operative delle imprese di vendita non possono essere scaricate completamente a valle perché le tariffe devono comunque rifarsi a valori di riferimento dell'autorità.
- L'integrazione a valle non è ovviamente prevista, perché a valle c'è solo l'utenza finale.

### **MINACCIA NUOVI ENTRANTI: bassa**

- La minaccia di ingresso di nuove imprese nel settore è da prendere in considerazione perché è uno stadio della filiera libero, perciò chiunque (stando ovviamente alle regole del mercato) può diventare venditore, in particolare per un distributore, nonostante ci siano dei costi di adattamento e delle economie di scala non trascurabili.
- Il settore in questo momento non è particolarmente profittevole, non è perciò ipotizzabile come minaccia concreta.
- Sono necessari investimenti economici, investimenti in *assets*, sforzi per attirare a sé una massa critica di clienti, notevoli e non alla portata di tutti: esistono perciò barriere in entrata non trascurabili.

### **MINACCIA PRODOTTI SOSTITUTIVI: bassa**

- E' molto difficile sostituire il gas con un suo omologo.

## 3.4.5 Modelli di business

### *MODELLO 1*

Si ipotizzi in questo caso di essere un **grande player** presente da tempo all'interno dell'attività di compravendita all'ingrosso del gas naturale, più o meno integrato nella filiera e che detiene una quota importante sia in termini di volumi scambiati che di numerosità dei clienti serviti. Per questa tipologia di operatore, il problema vero sta nel fatto che la marginalità del settore è molto bassa per via della crisi economica e del conseguente calo dei consumi. Il grande *player* comunque si trova in vantaggio rispetto al piccolo grazie all'effetto scala che può sfruttare per ottenere efficienza nella propria struttura dei costi e nelle proprie attività operative. Dunque tale operatore potrebbe agire in due modi:

- Cercare di **acquisire** gli operatori più piccoli, agendo quindi più sui volumi.
- Sfruttare il fatto che sia noto nel settore **per ampliarsi nella filiera**, magari occupandosi anche della vendita al dettaglio. L'espansione può avvenire per acquisizione, approfittando delle difficoltà delle piccole imprese che non riescono a sopravvivere o per espansione interna, sebbene più difficile.

### *MODELLO 2*

Si ipotizzi in questo caso di essere un **player di piccole dimensioni**, focalizzato sull'attività di compravendita e di conseguenza non presente lungo le altre attività libere della filiera. In questo caso non si possono sfruttare le economie di scala, che invece possono essere usate dai grandi *player*, né il fatto di essere molto liquidi e quindi comprare altre aziende. Se si riuscisse, si potrebbe tentare un **ampliamento**, cercando di operare anche nella vendita al dettaglio, poiché gli investimenti non sarebbero così alti; tuttavia i margini anche nella vendita al dettaglio sono bassi, e rientrare dal un investimento, anche non elevatissimo, con profitti bassi non è scontato. Più che nel *retail*, è più semplice riuscire a catturare nuovi clienti nel comparto **industriale** e **termoelettrico**, dove i volumi unitari consumati dai singoli clienti sono di ordini di grandezza superiori. Cosa, è bene sottolineare, sempre poco facile,

soprattutto perché negli ultimi anni a causa della crisi economica e di fonti alternative come le rinnovabili e il carbone i consumi in entrambi i settori sono diminuiti.

Le alternative sono tre:

- Cercare di competere sul **servizio**, come verrà spiegato nel paragrafo apposito 4.3.7, naturalmente a scapito dei già bassi margini, cercando di superare questo periodo per poi **integrarsi nella filiera** oppure entrare nel **termoelettrico-industriale**.
- **Uscire dal mercato**, se dovesse pervenire un'offerta buona dalle grandi aziende del settore, perché la competizione su grande scala con queste ultime risulterebbe impari.
- **Cercare alleanze** con operatori di altre zone geografiche, così da sfruttare sinergie e vantaggi soprattutto commerciali e di marketing.

### *MODELLO 3*

Prendiamo adesso in considerazione il caso **di un *player* che sia intenzionato ad entrare** nell'attività di compravendita all'ingrosso del gas naturale. L'ingresso per un operatore che **non ha mai fatto parte** del settore del gas è **sconsigliato**, in quanto sono necessari elevati investimenti in *assets*, ma soprattutto in attività di ristrutturazione dei costi interni per poter incrementare l'efficienza delle proprie attività operative; non ultima la necessità di sforzi di marketing, necessari per poter permettersi una massa critica di clienti da servire; poiché i profitti del settore sono bassi, è necessario, ma non è detto che sia sufficiente, che passi molto tempo prima che l'investimento sia recuperato. Tutto questo è ampliato se si capisce che anche per un *player* di grandi dimensioni già integrato nella filiera è difficile entrare e essere profittevoli. Invece per **chi fa parte della filiera**, ma non si occupa della vendita all'ingrosso, l'ingresso è ipotizzabile solo tramite **acquisizione**.

## 3.5 Analisi del mercato al dettaglio

### 3.5.1 Analisi dimensionale ed economica degli operatori

Nel 2013 sono stati venduti al mercato finale 63,3 G(m<sup>3</sup>), 1,2 in meno rispetto al 2012. Gli operatori sono stati suddivisi in base al volume di vendita:

- Grandi, operatori che hanno superato la soglia dei 1000 M(m<sup>3</sup>).
- Medi, soggetti con vendite comprese tra 100 e 1000 M(m<sup>3</sup>).
- I Piccoli, con vendite comprese tra 10 e 100 M(m<sup>3</sup>).
- Piccolissimi, con vendite inferiori a 10 M(m<sup>3</sup>).

Il **numero** dei soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati 330, in **aumento** rispetto ai 313 dell'anno precedente. Come si può notare dalla tabella sottostante, l'aumento del numero di operatori ha riguardato le classi di vendita dei medi, mentre il numero dei soggetti di piccola dimensione è rimasto invariato, e vi è stato un incremento di sette unità nel caso dei venditori molto piccoli. Le **quantità** complessivamente vendute, come detto precedentemente sono state di 63,3 G(m<sup>3</sup>) e sono diminuite di circa 1 G(m<sup>3</sup>) rispetto all'anno passato, toccando un punto di minimo relativo, dopo il calo dell'anno precedente. Poiché le vendite totali sono diminuite, mentre il numero di operatori, il volume medio unitario di vendita si è ridotto, passando da 206 a 192 M(m<sup>3</sup>). La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno ventidue operatori, contro i ventuno dello scorso precedente.

| OPERATORI                                     | CLASSE DI VENDITA                           | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>NUMERO</b>                                 |                                             | 290   | 305   | 312   | 313   | 330   |
| Grandi                                        | Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )        | 22    | 23    | 25    | 21    | 22    |
| Medi                                          | Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> ) | 54    | 67    | 61    | 59    | 68    |
| Piccoli                                       | Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )    | 121   | 107   | 115   | 118   | 118   |
| Piccolissimi                                  | Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )           | 93    | 108   | 111   | 115   | 122   |
| <b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>        |                                             | 66,7  | 72,2  | 68,5  | 64,6  | 63,3  |
| Grandi                                        | Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )        | 49,9  | 51,8  | 50,8  | 46,7  | 45,1  |
| Medi                                          | Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> ) | 12,1  | 16,1  | 13,3  | 13,1  | 13,8  |
| Piccoli                                       | Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )    | 4,4   | 3,9   | 4,1   | 4,4   | 4,1   |
| Piccolissimi                                  | Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )           | 0,3   | 0,4   | 0,3   | 0,4   | 0,4   |
| <b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b> |                                             | 230   | 237   | 220   | 206   | 192   |
| Grandi                                        | Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )        | 2.268 | 2.252 | 2.033 | 2.222 | 2.048 |
| Medi                                          | Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> ) | 224   | 240   | 218   | 223   | 203   |
| Piccoli                                       | Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )    | 36    | 37    | 35    | 38    | 35    |
| Piccolissimi                                  | Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )           | 4     | 3     | 3     | 3     | 3     |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.19: Dettaglio, numero di operatori e volumi per fascia dimensionale; fonte "AEEG, 2014"

La **dimensione** delle imprese che vendono gas naturale all'ingrosso o a clienti finali è in media pari a 12,8 addetti, in netto calo rispetto all'anno 2012 in cui il numero medio era pari a 23,3 addetti. A farla da padrona sono le imprese con più di 20 addetti, le quali contano solo per meno del 15% del totale, sommandole, ma soddisfano oltre il 74,5% del mercato complessivo. Il calo più impressionante si è verificato per le imprese con oltre 250 addetti, che l'anno scorso erano solo 0,4% del totale. I dati sono raccolti nella tabella seguente:

| CLASSE DI ADDETTI | QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE | NUMERO MEDIO DI ADDETTI | QUOTA SUI VOLUMI TOTALI VENDUTI | QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI |
|-------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|
| 0                 | 20,9%                          | 0                       | 4,9%                            | 6,5%                                      |
| 1                 | 10,0%                          | 0,8                     | 0,4%                            | 0,4%                                      |
| 2-9               | 44,3%                          | 4,5                     | 10,1%                           | 8,4%                                      |
| 10-19             | 10,4%                          | 13,9                    | 10,1%                           | 10,8%                                     |
| 20-49             | 9,6%                           | 29,8                    | 27,0%                           | 20,7%                                     |
| 50-250            | 4,3%                           | 118,3                   | 22,4%                           | 24,6%                                     |
| Oltre 250         | 0,4%                           | 295,6                   | 25,1%                           | 28,7%                                     |
| <b>TOTALE</b>     | <b>100,0%</b>                  | <b>12,8</b>             | <b>100,0%</b>                   | <b>100,0%</b>                             |

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.20: Dettaglio, caratteristiche delle imprese per classi di addetti; fonte "AEEG, 2014"

L'**approvvigionamento** dei soggetti che operano sul mercato della vendita finale è ovviamente molto simile a quello già visto per gli operatori del mercato all'ingrosso, dato che la gran parte delle imprese osservate è data dagli operatori misti che sono comuni a entrambi i segmenti. Più interessante è osservare l'approvvigionamento dei venditori puri (i soggetti cioè che vendono esclusivamente sul mercato finale). Si evidenzia in questo caso che il loro approvvigionamento è invariato rispetto allo scorso anno: quasi esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali da cui ottengono il 96,2% del gas che rivendono; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (3,2%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,5%). Gli acquisti al PSV rivestono una maggiore importanza per gli operatori di piccole dimensioni che li ottengono il 17,6% del gas che rivendono, e per i grandi (11,4%). Gli impieghi dei venditori puri mostrano, com'è ovvio, una totale prevalenza dei volumi venduti ai clienti finali (99,8%) anche se, in media, lo 0,2% del gas disponibile viene auto-consumato. Di tutto il gas alienato sul mercato finale, il 4,9% viene ceduto a clienti collegati societariamente.

In seguito, si riportano i **principali operatori** nel mercato al dettaglio: a differenza di ciò che è accaduto lo scorso anno, nel 2013 l'incidenza di Eni è calata, essendo passata dal 27,1% del 2012 all'attuale 25,9%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo prevalente, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Edison, che possiede l'11,9%. Rispetto al 2012 Edison ha superato Enel in questa speciale classifica, approfittando del calo di oltre un punto percentuale di Enel.

| GRUPPO              | 2012          |               | 2013          |               |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                     | VOLUME        | QUOTA         | VOLUME        | QUOTA         |
| Eni                 | 17.511        | 27,1%         | 16.375        | 25,9%         |
| Edison              | 7.520         | 11,6%         | 7.555         | 11,9%         |
| Enel                | 6.807         | 10,5%         | 5.803         | 9,2%          |
| Gdf Suez            | 3.457         | 5,4%          | 3.137         | 5,0%          |
| E.On                | 2.649         | 4,1%          | 2.904         | 4,6%          |
| Iren                | 2.664         | 4,1%          | 2.482         | 3,9%          |
| Hera                | 2.310         | 3,6%          | 2.123         | 3,4%          |
| Royal Dutch Shell   | 1.700         | 2,6%          | 1.764         | 2,8%          |
| A2A                 | 1.668         | 2,6%          | 1.588         | 2,5%          |
| Sorgenia            | 445           | 0,7%          | 1.406         | 2,2%          |
| Ascopiave           | 1.089         | 1,7%          | 897           | 1,4%          |
| E.S.T.R.A.          | 829           | 1,3%          | 745           | 1,2%          |
| Erogasmet           | 606           | 0,9%          | 529           | 0,8%          |
| Dolomiti Energia    | 417           | 0,6%          | 459           | 0,7%          |
| Unogas              | 426           | 0,7%          | 439           | 0,7%          |
| Linea Group Holding | 453           | 0,7%          | 429           | 0,7%          |
| Erg                 | 360           | 0,6%          | 419           | 0,7%          |
| Suisse Power Et Gas | 180           | 0,3%          | 381           | 0,6%          |
| Agsm Verona         | 407           | 0,6%          | 377           | 0,6%          |
| Enerxenia           | 366           | 0,6%          | 366           | 0,6%          |
| Altri               | 12.718        | 19,7%         | 13.161        | 20,8%         |
| <b>TOTALE</b>       | <b>64.582</b> | <b>100,0%</b> | <b>63.338</b> | <b>100,0%</b> |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.21: Dettaglio, le prime venti aziende nel 2012 e nel 2013; fonte "AEEG, 2014"

La **concentrazione** di questo mercato è abbastanza alta: i primi tre gruppi controllano il 47%. Dopo l'aumento dello scorso anno, in cui tale valore era risalito al 47,7% e dell'anno prima, in cui si superava il 49, la loro quota è tornata tuttavia a ridursi. Anche a livello dei primi cinque la concentrazione rimane elevata, pari al 56,6%, in calo rispetto ai 60,5 del 2012 e del 2011. L'indice di Herfindahl-Hirshmann calcolato sul mercato della vendita risulta pari a 991, un livello molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata alta.

Di seguito viene effettuata un'**analisi economica** sui principali operatori del settore in esame; in particolare, vengono riportati nella tabella successiva i primi 10 player per fatturato operanti nell'attività di vendita finale.

| SOCIETA'          | FATTURATO (K€)       | EBITDA (K€)         | EBITDA/<br>FATTURATO |
|-------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| ENI               | 36.200.000,00        | 1.314.000,00        | 0,04                 |
| EDISON            | 6.571.000,00         | 608.000,00          | 0,09                 |
| SHELL ITALIA      | 5.278.582,00         | -24.045,00          | 0,00                 |
| GDF SUEZ ITALIA   | 4.359.518,00         | 143.019,00          | 0,03                 |
| AXPO ITALIA       | 2.767.644,00         | -2.211,00           | 0,00                 |
| SINERGIE ITALIANE | 2.559.825,00         | 7.271,00            | 0,00                 |
| SORGENIA          | 2.120.284,00         | 150.308,00          | 0,07                 |
| HERA              | 1.769.300,00         | 240.700,00          | 0,14                 |
| ENEL              | 1.683.000,00         | 332.000,00          | 0,20                 |
| AZA               | 1.652.000,00         | 272.274,00          | 0,16                 |
| <b>TOTALE</b>     | <b>64.961.153,00</b> | <b>3.041.316,00</b> | <b>0,05</b>          |

Tabella 3.22: Dettaglio, analisi economica; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

I primi tre operatori per fatturato generato nel settore sono Eni, seguita dal gruppo Edison ed infine dal gruppo Shell in terza posizione (GDF Suez occupa invece il quarto posto, così come nei volumi venduti). Essi generano un fatturato che è pari al 44% del totale generato dal settore, mentre in termini di EBITDA la concentrazione è ancora superiore; se si considerano i primi 5 operatori, il loro fatturato complessivo tocca una quota pari ad oltre la metà del totale. In particolare Eni, da sola, genera un fatturato pari a circa un terzo del fatturato totale del settore. I primi dieci operatori generano un fatturato pari a quasi 65 miliardi di euro: un valore pari a circa il 64 % del totale generato complessivamente dalle imprese operanti nella vendita finale. La concentrazione settoriale in termini di volumi d'affari è notevole. In termini di volumi d'affari è perciò possibile notare una certa corrispondenza con i volumi venduti al mercato finale non solo per i primi tre operatori del settore: dei primi 10 gruppi societari per volumi venduti, 7 di essi sono anche nella top 10 del fatturato e dell'EBITDA generato dall'attività operativa.

Per quanto riguarda il **prezzo di vendita** ad altri rivenditori risulta abbastanza in linea con quello praticato dai grossisti (33,60 contro 32,67 c€/m<sup>3</sup>); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (44,12 contro 41,03 c€/m<sup>3</sup>), data la maggiore incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione tra quelli serviti dai venditori puri. Tale prezzo comprende il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti, in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre, i venditori sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno un numero di clienti più elevato, ma che consumano quantitativi piccoli), mentre, al contrario, tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza di grandi consumatori industriali-termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori, dati gli alti consumi oltre, come detto, a non pagare il costo della distribuzione, essendo direttamente allacciati alla rete di trasporto. Le imprese intervistate hanno confermato la loro volontà di spostarsi più sul cliente finale rispetto alla vendita all'ingrosso proprio per questo differenziale di prezzo.

### 3.5.2 Analisi dei clienti

La seguente analisi propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni. Nel 2013 i clienti erano 21,6 milioni e hanno assorbito 73,8 G(m<sup>3</sup>), 10,5 dei quali sono stati destinati all'autoconsumo e 63,3 alla vendita. In generale i quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2012 su quasi ogni tipo di mercato: gli autoconsumi hanno registrato una diminuzione del 17,3%, mentre la perdita nelle vendite è stata più contenuta, pari all'1,9%. **Il mercato tutelato è calato** notevolmente, quasi il 18% sui volumi e ciò è ascrivibile a tre cause:

- Il perdurare della crisi economica, che ha sicuramente indotto i consumatori a ridurre le quantità di consumo per spendere meno.
- Lo spostamento sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli.
- La graduale espulsione dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche: si fa riferimento a quanto ha stabilito il decreto legge del Giugno 2013, in base al quale dal momento della sua entrata in vigore, l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico.

L'unica eccezione al calo del mercato tutelato è rappresentata dall'incremento relativamente più piccolo nel numero di contratti per la generazione elettrica passati al libero nel 2013.

**Agli allargamenti del numero di clienti non domestici serviti nel mercato libero corrispondono incrementi di entità molto più modesta nei volumi di acquisto**, anche perché, come si è detto poco sopra, la crisi economica continua a mordere e i consumi tendono a contrarsi; comunque, gran parte dei buoni incrementi registrati nei consumi del mercato libero sono stati più che compensati dalle parallele riduzioni sul tutelato. Lo spaccato delle vendite al mercato finale, al netto degli autoconsumi, per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari all'8% per i clienti delle prime due classi di consumo, al 6% per la terza classe, al 12% per la quarta, al 15,9% per la penultima e al 27% per l'ultima. Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m<sup>3</sup> nel caso dei condomini o a 50.000 m<sup>3</sup> nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto nelle pagine precedenti: si tratta di clienti che non avevano mai effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni andranno gradatamente a esaurirsi. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo complessivamente pari a 56 M(m<sup>3</sup>), cioè allo 0,09% del mercato complessivo. Tutto ciò è riportato nella tabella seguente:



| TIPO DI MERCATO<br>E SETTORE<br>DI CONSUMO | VOLUMI |        |                     | PUNTI DI PRELIEVO |        |                     |
|--------------------------------------------|--------|--------|---------------------|-------------------|--------|---------------------|
|                                            | 2012   | 2013   | VAR. %<br>2013/2012 | 2012              | 2013   | VAR. %<br>2013/2012 |
| Mercato tutelato                           | 18.002 | 14.781 | -17,9%              | 17.361            | 16.021 | -7,7%               |
| Domestico                                  | 13.900 | 12.571 | -9,6%               | 16.520            | 15.591 | -5,6%               |
| Condominio uso domestico                   | 1.623  | 1.309  | -19,4%              | 135               | 128    | -5,1%               |
| Commercio e servizi                        | 1.605  | 608    | -62,1%              | 534               | 238    | -55,4%              |
| Industria                                  | 493    | 157    | -68,1%              | 111               | 45     | -59,3%              |
| Generazione elettrica                      | 4      | 1      | -86,3%              | 0                 | 0      | -37,7%              |
| Attività di servizio pubblico              | 377    | 136    | -63,9%              | 60                | 18     | -70,1%              |
| Mercato libero                             | 46.580 | 48.557 | 4,2%                | 4.126             | 5.561  | 34,8%               |
| Domestico                                  | 2.969  | 4.058  | 36,7%               | 3.337             | 4.390  | 31,5%               |
| Condominio uso domestico                   | 1.398  | 1.516  | 8,5%                | 61                | 70     | 15,7%               |
| Commercio e servizi                        | 4.711  | 6.857  | 45,6%               | 571               | 851    | 49,1%               |
| Industria                                  | 19.832 | 20.183 | 1,8%                | 125               | 179    | 43,8%               |
| Generazione elettrica                      | 16.909 | 14.789 | -12,5%              | 1                 | 1      | 25,8%               |
| Attività di servizio pubblico              | 762    | 1.153  | 51,3%               | 32                | 70     | 120%                |
| Totale gas venduto                         | 64.582 | 63.338 | -1,9%               | 21.487            | 21.582 | 0,4%                |
| Domestico                                  | 16.869 | 16.629 | -1,4%               | 19.858            | 19.981 | 0,6%                |
| Condominio uso domestico                   | 3.021  | 2.825  | -6,5%               | 196               | 198    | 1,3%                |
| Commercio e servizi                        | 6.316  | 7.466  | 18,2%               | 1.105             | 1.090  | -1,4%               |
| Industria                                  | 20.325 | 20.340 | 0,1%                | 235               | 224    | -4,7%               |
| Generazione elettrica                      | 16.913 | 14.790 | -12,6%              | 1                 | 1      | 18,4%               |
| Attività di servizio pubblico              | 1.140  | 1.289  | 13,1%               | 91                | 88     | -4,1%               |
| Autoconsumi                                | 12.650 | 10.466 | -17,3%              | 2                 | 2      | -21,0%              |
| MERCATO FINALE                             | 77.232 | 73.805 | -4,4%               | 21.489            | 21.584 | 0,4%                |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.23: Dettaglio, volumi e punti di prelievo per il mercato libero e tutelato; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

### 3.5.3 Switching

Un punto importante nel mercato finale è lo **switching**, argomento che sarà poi approfondito nell'apposita sezione 4.3.3. Esso rappresenta il numero di clienti che cambia il proprio fornitore. La percentuale di clienti che nel 2013 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 5,9%, ovvero al 56,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. Entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, va ricordato che i dati del 2013 probabilmente risentono, per la clientela non domestica, dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto. La tabella in seguito mostra il dettaglio di questo dato, distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I dati mostrano ancora una certa vivacità nei consumatori domestici, che anche nel 2013 hanno mantenuto un tasso di *switching* del 5,5% in termini di numerosità e del 7,4% in termini di volumi, in leggero e costante aumento, come avviene progressivamente dal 2008. Questo dato, vale la pena di ricordarlo, arriva dopo due anni in cui il livello di spostamenti tra fornitori era stato già significativo in una tipologia di clienti che tradizionalmente ha sempre mostrato un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero. Una maggiore dinamicità caratterizza invece da sempre i condomini con uso domestico e gli altri usi, così come la nuova categoria delle attività di servizio pubblico. Nel 2013 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il

6,5% del totale (l'11,9% in termini di consumi), la quota di enti che gestiscono un servizio pubblico che ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore è stata del 15,2% (27,5% dei volumi), si tratta di un tasso piuttosto elevato (soprattutto in confronto al 7,7% dell'anno precedente), ma questa è proprio una delle categorie che in forza di legge deve uscire dal mercato tutelato, per le quali dunque il cambio di contratto è stato sollecitato. mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente l'9,9% del totale in termini di clienti e il 58,5% in termini di volumi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto, all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, cresce l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, specie in periodi di crisi economica quale quello che stiamo attraversando.

| CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO | 2012        |              | 2013        |              |
|-----------------------------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|                                               | CLIENTI     | VOLUMI       | CLIENTI     | VOLUMI       |
| Domestico                                     | 4,5%        | 5,2%         | 5,5%        | 7,4%         |
| Condominio uso domestico                      | 5,9%        | 8,2%         | 6,5%        | 11,9%        |
| Attività di servizio pubblico                 | 7,7%        | 16,3%        | 15,2%       | 27,5%        |
| Altri usi                                     | 8,2%        | 54,8%        | 9,9%        | 58,5%        |
| di cui:                                       |             |              |             |              |
| fino a 5.000 m <sup>3</sup>                   | 6,7%        | 8,5%         | 7,8%        | 12,1%        |
| 5.000-50.000 m <sup>3</sup>                   | 12,9%       | 14,2%        | 16,9%       | 20,2%        |
| 50.000-200.000 m <sup>3</sup>                 | 20,8%       | 21,5%        | 23,5%       | 28,2%        |
| 200.000-2.000.000 m <sup>3</sup>              | 30,9%       | 35,3%        | 29,7%       | 41,0%        |
| 2.000.000-20.000.000 m <sup>3</sup>           | 64,4%       | 69,6%        | 60,3%       | 71,2%        |
| oltre 20.000.000 m <sup>3</sup>               | 70,4%       | 56,8%        | 67,2%       | 56,3%        |
| <b>TOTALE</b>                                 | <b>4,7%</b> | <b>45,2%</b> | <b>5,9%</b> | <b>56,1%</b> |

Tabella 3.24 Dettaglio, volumi e clienti per categoria d'uso; fonte "AEEG, 2014"

Interessante è anche osservare il livello di ***switching a livello territoriale***, considerando i tassi per Regione e per tipologia di cliente. Come si evince dalla tabella sottostante, i clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le Regioni d'Italia, sebbene quelli collocati al Centro mostrino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che mediamente sono del 6,6% in termini di clienti e del 47,5% in termini di volumi. Bisogna ricordare nell'anno 2013 comunque un forte aumento dei tassi di *switch* nel Sud che è arrivato al 6%. Lo *switch* dei condomini con uso domestico invece è rimasto concentrato al Centro-Nord; analizzando i dati, infatti, appare maggiore al Centro in termini di clienti (6,4% contro il 5,5% della media nazionale), e di volumi (7,8% contro l'6,6% della media nazionale). Un andamento analogo a quello dei condomini con uso domestico si ha per le attività di servizio pubblico. Anche per quanto riguarda gli altri usi, le zone interessate cambiano a seconda si tratti di clienti o di volumi. Per quanto riguarda gli altri usi e le attività di servizio pubblico il Nord la fa da padrona nei clienti e nei volumi, ad eccezione di questi ultimi nelle attività di servizio pubblico. Quest'ultimo dato mostra che, diversamente da quanto accadeva nel 2012, adesso al Sud sono i clienti di minore dimensione a mostrare la maggiore mobilità nel mercato del gas. Nel complesso dei settori di consumo, i clienti residenti al Centro sono quelli che nel 2013 hanno mostrato il più elevato tasso di cambio del fornitore (6,6% contro una media nazionale del 5,8%) ma comunque si nota un certo allineamento tra le tre

Macro-Regioni soprattutto in virtù dell'aumento dei tassi di *switch* nel Sud. Il Nord e il Centro sono invece risultate, a pari merito, le zone con il più elevato tasso di *switching* in termini di volumi: 46,8% e 47,5% ben superiori ai 29,2% del Sud. Per quanto riguarda le regioni, si può notare come in Toscana si registri il tasso più elevato in termini di clienti (superando l'Umbria prima nel 2012) , mentre è il Molise ad avere il tasso più alto per volumi (spodestando la Liguria prima nel 2012).

### 3.5.4 Analisi territoriale ed economica degli operatori

Per quanto riguarda il dettaglio **territoriale delle vendite** di gas al mercato finale, come già osservato nel paragrafo dedicato alla distribuzione, dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 62,5% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 39,6 G(m<sup>3</sup>); il 19,8% dei consumi, 12,5 G(m<sup>3</sup>), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17,7%, cioè 11,2 G(m<sup>3</sup>), viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,5 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e nove volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,2) e massimo nel caso dei condomini (33,4). Nello specifico la Regione con i consumi più elevati è la Lombardia (tranne che nel settore della generazione elettrica), che da sola ha acquistato il 22,1% dei volumi, seguono Piemonte e Emilia Romagna. Si veda quanto detto nella tabella successiva:

| REGIONE                  | DOMESTICO     | CONDOMINIO<br>USO<br>DOMESTICO | COMMERCIO<br>E SERVIZI | INDUSTRIA     | GENERAZIONE<br>ELETTRICA | ATT. DI<br>SERVIZIO<br>PUBBLICO | TOTALE        |
|--------------------------|---------------|--------------------------------|------------------------|---------------|--------------------------|---------------------------------|---------------|
| Piemonte                 | 1.561         | 468                            | 933                    | 2.316         | 2.569                    | 180                             | 8.027         |
| Valle d'Aosta            | 16            | 8                              | 20                     | 42            | 0                        | 5                               | 91            |
| Lombardia                | 4.182         | 956                            | 1.814                  | 4.344         | 2.323                    | 402                             | 14.020        |
| Trentino Alto<br>Adige   | 193           | 74                             | 198                    | 442           | 46                       | 66                              | 1.019         |
| Veneto                   | 1.919         | 172                            | 878                    | 2.007         | 306                      | 107                             | 5.390         |
| Friuli Venezia<br>Giulia | 428           | 78                             | 174                    | 930           | 176                      | 38                              | 1.824         |
| Liguria                  | 424           | 229                            | 163                    | 283           | 400                      | 25                              | 1.525         |
| Emilia<br>Romagna        | 2.110         | 299                            | 1.099                  | 3.414         | 664                      | 104                             | 7.689         |
| Toscana                  | 1.309         | 120                            | 521                    | 1.461         | 1.639                    | 50                              | 5.102         |
| Umbria                   | 237           | 16                             | 143                    | 421           | 60                       | 9                               | 886           |
| Marche                   | 488           | 26                             | 228                    | 406           | 26                       | 27                              | 1.200         |
| Lazio                    | 1.057         | 286                            | 562                    | 783           | 894                      | 75                              | 3.658         |
| Abruzzo                  | 401           | 20                             | 138                    | 556           | 75                       | 30                              | 1.220         |
| Molise                   | 80            | 6                              | 23                     | 95            | 268                      | 11                              | 481           |
| Campania                 | 588           | 28                             | 205                    | 553           | 890                      | 56                              | 2.318         |
| Puglia                   | 759           | 16                             | 163                    | 727           | 743                      | 39                              | 2.448         |
| Basilicata               | 219           | 5                              | 54                     | 93            | 16                       | 14                              | 401           |
| Calabria                 | 186           | 4                              | 44                     | 71            | 262                      | 17                              | 584           |
| Sicilia                  | 469           | 14                             | 94                     | 1.404         | 3.437                    | 36                              | 5.455         |
| <b>TOTALE</b>            | <b>16.628</b> | <b>2.826</b>                   | <b>7.452</b>           | <b>20.349</b> | <b>14.794</b>            | <b>1.289</b>                    | <b>63.338</b> |
| <b>NORD</b>              | <b>10.834</b> | <b>2.284</b>                   | <b>5.278</b>           | <b>13.778</b> | <b>6.484</b>             | <b>926</b>                      | <b>39.585</b> |
| <b>CENTRO</b>            | <b>3.573</b>  | <b>474</b>                     | <b>1.614</b>           | <b>3.723</b>  | <b>2.961</b>             | <b>201</b>                      | <b>12.547</b> |
| <b>SUD E ISOLE</b>       | <b>2.221</b>  | <b>68</b>                      | <b>560</b>             | <b>2.848</b>  | <b>5.349</b>             | <b>162</b>                      | <b>11.207</b> |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.25: Dettaglio, Categorie d'uso dei consumi per Regione; fonte "AEEG, 2014"

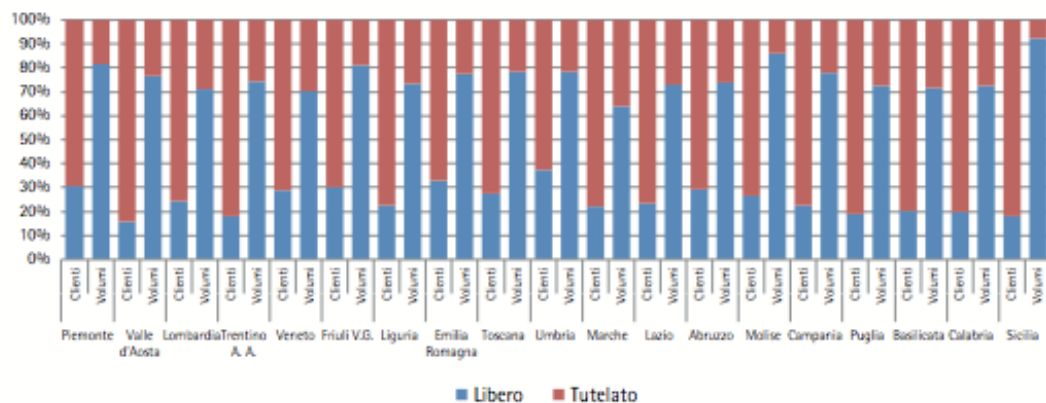
È interessante osservare i **consumi medi per gli usi domestici** (inclusi i dati dei condomini) e quelli del **commercio e servizi** (immagine seguente). In media nazionale gli usi domestici risultano consumare 964 m<sup>3</sup>, ma tale media è il risultato di valori piuttosto uniformi per zone. Come mostra la figura, al Nord i consumi sono nettamente più elevati, intorno a 1.140 m<sup>3</sup>, principalmente per ragioni climatiche, mentre i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole scendono, rispettivamente, a 826 e 700 m<sup>3</sup>. I consumi del commercio e servizi mostrano un andamento simile, su livelli ovviamente più elevati, pari a 6840 m<sup>3</sup> in media nazionale e con minori differenze tra le zone: i consumi medi per le tre aree, infatti, risultano di 7.485 m<sup>3</sup> al Nord, 6.286 al Centro, 5.412 al Sud e Isole. Le Regioni poste agli estremi del territorio nazionale rappresentano, in entrambi gli usi considerati, anche i punti di consumo minimo e massimo: i valori medi per la Valle d'Aosta sono infatti i più elevati (pari a 1.329 m<sup>3</sup> nel caso degli usi domestici e 11.770 m<sup>3</sup> nel caso del commercio e servizi) e quelli della Sicilia i più bassi (502 m<sup>3</sup> per gli usi domestici e 4.181 m<sup>3</sup> per il commercio e servizi), tranne che per il commercio, dove il Molise consuma leggermente meno, 4098 m<sup>3</sup>.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Immagine 3.2: Consumi regionali per usi domestici, per commercio e servizi; fonte "AEEG, 2014"

Dato l'alto numero di acquisti la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il **numero** più rilevante di imprese di vendita, pari a 169, seguita da Piemonte, Emilia Romagna e Veneto. Rispetto al 2011 il numero di operatori è cresciuto in tutte le regioni, tranne che in Lombardia, dove si è ridotto di due unità. I venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale metanizzato sono sedici e in costante crescita rispetto agli anni precedenti. Nel 2012 sono risultate sei le imprese che hanno venduto gas ai clienti domestici sull'intero territorio nazionale.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Immagine 3.3: Vendite e clienti di gas per Regione e tipologia di mercato nel 2013; fonte "AEEG, 2014"

L'immagine soprastante, mostra la **ripartizione tra i mercati, libero e tutelato**, a livello territoriale. Si evidenzia una netta prevalenza del mercato tutelato in tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e, viceversa, una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita. Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti, le Regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (25,8%) sono: Umbria (37,4%), Emilia Romagna (33%), Piemonte e Friuli Venezia Giulia (circa 30,4% entrambe). Al contrario, le Regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (15,9%) insieme con Trentino Alto

Adige e Sicilia (18,1% in entrambe). È appena il caso di notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione.

Circa i livelli di **concentrazione** a livello territoriale, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti. Il livello del coefficiente C3 risulta molto elevato quasi ovunque, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta e Basilicata, per quanto riguardo quello domestico anche . È da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso della Toscana in cui, a fronte di 127 venditori presenti, i primi tre possiedono una quota dell'63,3% e servono l'76,2% dei clienti domestici (intesi come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) della Regione. Il livello più basso del C3 si registra in Lombardia, dove effettivamente la presenza di un numero di venditori molto consistente si traduce in una quota di mercato dei primi tre venditori di appena il 32,3% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 50,9%.

Con la tabella successiva si passerà ad un'analisi **economica**.

| REGIONE               | FATTURATO (K€)        | EBITDA (K€)         | EBITDA/<br>FATTURATO |
|-----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|
| Basilicata            | 10.480,29             | 1.250,27            | 0,12                 |
| Calabria              | 21.381,00             | 2.237,68            | 0,10                 |
| Campania              | 528.322,60            | 23.641,97           | 0,04                 |
| Emilia Romagna        | 4.364.202,00          | 371.416,08          | 0,09                 |
| Friuli Venezia Giulia | 975.794,53            | 28.788,97           | 0,03                 |
| Lazio                 | 46.688.790,20         | 1.796.209,11        | 0,04                 |
| Liguria               | 4.783.254,00          | 339.724,75          | 0,07                 |
| Lombardia             | 34.910.081,74         | 1.318.646,17        | 0,05                 |
| Marche                | 317.580,50            | 23.296,21           | 0,07                 |
| Molise                | 240.933,00            | 8.964,80            | 0,04                 |
| Piemonte              | 1.945.056,25          | 157.742,98          | 0,08                 |
| Puglia                | 181.759,00            | 8.698,80            | 0,05                 |
| Sardegna              | 7.557,50              | 1.440,00            | 0,19                 |
| Sicilia               | 84.552,00             | 6.742,05            | 0,08                 |
| Toscana               | 691.066,42            | 30.102,30           | 0,04                 |
| Trentino Alto Adige   | 2.003.052,00          | 285.870,60          | 0,14                 |
| Umbria                | 184.572,95            | 6.264,13            | 0,03                 |
| Val d'Aosta           | 0,00                  | 0,00                | 0,00                 |
| Veneto                | 3.400.841,30          | 139.903,02          | 0,04                 |
| <b>TOTALE</b>         | <b>101.413.370,28</b> | <b>4.555.618,75</b> | <b>0,05</b>          |

Tabella 3.26: Dettaglio, analisi economica regionale; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

Si veda, prima di tutto, che i volumi complessivi di affari sono molto elevati: si superano infatti i 101mld di euro di fatturato e i 4,5mld per l'ebitda, che rappresenta la liquidità di breve periodo disponibile. La Regione che fattura di più è il Lazio, ma stante il numero di operatori non altissimo, capiamo che c'è una forte distorsione dei dati dovuta alla presenza di Eni: l'ex monopolista ha infatti proprio nel Lazio, in particolare nelle Capitale, la propria sede legale. Segue, in questa classifica, la Lombardia, con quasi 35 mld di euro di fatturato. Qui le imprese presenti sono molte di più, ma anche qui vediamo la presenza di Edison, che è la seconda impresa italiana nella produzione di idrocarburi, che distorce i dati. Non è infatti attribuibile una determinata parte di questo fatturato ad Edison (come per Eni), perché è fortemente integrata lungo l'intera filiera italiana del gas naturale. E' vero però che la deviazione standard nel caso del Lazio è molto maggiore rispetto alla Lombardia, segno che la distorsione dei due casi è molto diversa. Fanalino di coda la Val d'Aosta, che non ha sedi di nessuna società che produce gas.

### 3.5.5 Modello di Porter

Anche a livello di vendita ai clienti finali è possibile realizzare un'analisi partendo dal modello di Porter, in modo da poter comprendere a grandi linee la competitività del settore.

#### **CONCORRENZA INTERNA: media**

- Attualmente sono presenti molti operatori, di preciso 330, stando ai dati AEEG.
- La concentrazione del settore è relativamente elevata, sia in termini di volumi di vendita che di volumi d'affari generati.
- Il tasso di crescita del settore è nullo: inizierà a ricrescere quando la fine della crisi economica trainerà nuovamente i consumi.
- La marginalità media è prevista in calo a seguito della crisi e dell'evoluzione tariffaria promossa dall'autorità vigente.
- La differenziazione dell'offerta non è molto alta, poiché il prezzo è il principale *driver*.

#### **POTERE CONTRATTUALE FORNITORI: medio**

- A seguito della liberalizzazione, vendita e distribuzione sono attività separate.
- La numerosità dei distributori è abbastanza elevata anche se lo è anche la concentrazione. Infatti, ci sono due grandi imprese importanti, le altre sono piccole o medio-piccole e la fiducia verso le aziende non grandi non è sempre alta.
- La possibilità di integrazione a monte per un venditore è bassa a causa degli alti costi di investimento da sostenere.

#### **POTERE CONTRATTUALE CLIENTI: medio**

- In questo caso si parla di vendita al dettaglio, i clienti fanno riferimento sia al mercato libero che a quello tutelato. Grazie alla liberalizzazione possono cambiare l'utenza che fornisce il gas naturale con facilità: hanno perciò un potere contrattuale potenzialmente elevato.
- I fornitori sono molti e questo dà possibilità di scelta, di contro i clienti sono meno informati sulle componenti della bolletta del gas e faticano a riconoscere i potenziali risparmi, come dimostra un tasso di *switch* del 5,9% nel 2013.
- A differenza del mercato all'ingrosso, i clienti sono numerosi e i loro consumi sono bassi, recando meno problemi al fornitore in caso di abbandono.
- Le inefficienze operative delle imprese di vendita non possono essere scaricate completamente a valle perché le tariffe devono comunque rifarsi a valori di riferimento dell'autorità.
- L'integrazione a valle non è prevista, perché a valle c'è solo l'utenza finale.



### **MINACCIA NUOVI ENTRANTI: bassa**

- La minaccia di ingresso di nuove imprese nel settore è da prendere in considerazione perché è uno stadio della filiera libero, perciò chiunque (stando ovviamente alle regole del mercato) può diventare venditore, in particolare per un distributore, nonostante ci siano dei costi di adattamento e delle economie di scale non trascurabili.
- Il settore in questo momento non è particolarmente profittevole, non è perciò ipotizzabile come minaccia concreta.
- Sono necessari investimenti economici, investimenti in *assets*, sforzi per attirare a sé una massa critica di clienti, notevoli e non alla portata di tutti: esistono perciò barriere in entrata non trascurabili.

**MINACCIA PRODOTTI SOSTITUTIVI: bassa** è molto difficile sostituire il gas con un suo omologo, l'unica possibilità è l'utilizzo di un impianto elettrico.

### 3.5.6 Modelli di business

#### *MODELLO 1*

Si ipotizzi di essere un **grande player** già attivo in maniera integrata all'interno della filiera del gas naturale e presente anche nel settore della vendita ai clienti finali; per queste tipologie di imprese la soluzione migliore è quello di cercare il più possibile l'espansione: proprio perché i margini sono limitati e nella vendita al dettaglio la clientela è molto volatile, le persone si fideranno maggiormente di aziende note e strutturate, con molta clientela. Quindi in questo settore "*bigger is better*". Anche qui, come per la vendita all'ingrosso, la crescita può avvenire per **acquisizione** o per **espansione interna**. In questo caso, ancora di più, è bene crescere per acquisizione, perché i *player* sono molto numerosi e quelli in difficoltà sono tanti. È importante tener conto della fidelizzazione: le aziende con tanti clienti devono fare in modo di non perderli: il modo migliore per farlo, visto che il prezzo è fisso, è attraverso un buon servizio, come ben spiegato nel paragrafo 4.3.7. Altro modo per crescere e differenziarsi nei confronti dei *competitor* diretti è proporre ai clienti dei servizi integrati alla vendita del gas naturale: indifferentemente dalle loro dimensioni è consigliata la **vendita congiunta sia di gas naturale che di energia elettrica**, a causa di una serie di motivazioni tra cui spiccano:

- Processi di liberalizzazione dei rispettivi mercati avvenuti quasi in contemporanea.
- Stessa autorità di regolazione.
- Modalità di competizione analoghe.

Il tema delle sinergie tra gas e energia elettrico verrà trattato nel paragrafo apposito 4.3.9.

#### *MODELLO 2*

Si ipotizzi in questo caso di essere un **operatore di piccole dimensioni**, attivo nel settore della vendita di gas naturale a livello locale: le considerazioni sono quasi le stesse dell'azienda piccola nella vendita all'ingrosso. Se vogliamo però in questa situazione il numero di aziende è ancora maggiore, quindi la competizione è più spietata. La strategia più adatta ad un'impresa

di questa tipologia è la stessa appena vista per un operatore di dimensioni più grandi: occorre puntare fortemente sul mantenimento della propria quota di mercato facendo leva su un ottimo **servizio** che porti alla fidelizzazione dei propri clienti, proponendo soluzioni di risparmio energetico sempre più flessibili alle esigenze dei singoli utenti (in un'ottica perciò di crescente customizzazione del servizio), garantendogli soluzioni di pagamento più agevolate e dilazionate nel tempo, oltre ad offrire un **servizio integrato a livello anche di energia elettrica**: il principale vantaggio di una soluzione di vendita integrata è l'unicità dell'operatore con cui interfacciarsi. Il servizio di assistenza cliente è anch'esso fondamentale per il mantenimento della propria clientela. Inoltre, un operatore integrato o diversificato nel campo energetico, può comunque permettersi di rimanere nel segmento anche se in perdita, in quanto in grado di finanziare i propri investimenti con i risultati operativi delle altre attività, mantenendosi perciò attivo nello stadio in attesa del momento di ripresa dei consumi.

Le altre possibilità per aziende di queste dimensioni sono due: o **uscire dal mercato**, monetizzando il più possibile, o cercare, come per la vendita all'ingrosso, di stringere **alleanze** o *partnership* con altri piccoli *player*, così da ottenere vantaggi commerciali o di marketing da collaborazioni. Si prevede comunque che il numero di queste aziende calerà sensibilmente.

### MODELLO 3

Si ipotizzi adesso di essere **un operatore non attivo** nella vendita di gas naturale ed intenzionato all'ingresso del *business*; i problemi in cui incorrerebbe questo nuovo *player* sono relativi agli alti costi da sostenere per entrare all'interno di questo *business*, la capacità di attrarre a sé un buon numero di clienti e la marginalità, come più volte detto, molto bassa. Come fare dunque? La soluzione più logica oggi sarebbe quella di **non entrare** in questo settore, ma c'è un'altra via. Se l'azienda avesse competenze **all'interno del settore**, quindi se facesse parte di altre fasi della filiera o se appartenesse al mondo dell'energia, dato il numero di aziende piccole in difficoltà, si potrebbe partire **acquisendo un player** che già opera nella vendita al dettaglio.

### MODELLO 4

Nell'ultimo caso in esame, si prenda come riferimento **un'impresa municipalizzata** multiservizi, attiva da anni nel campo della vendita dell'energia; queste tipologie di imprese sono quelle che soffrono di più la situazione attuale, poiché i sussidi statali stanno diminuendo e la competizione sempre più spietata. Inoltre, la componente del debito per queste tipologie di aziende pesa molto ed è in continuo aumento. Per queste imprese la soluzione sembra essere quella di **farsi acquisire** all'interno di un gruppo più solido ed efficiente dal punto di vista patrimoniale, come un *player* di grandi dimensioni.

## 3.6 Operatori

---

Si propone in seguito una suddivisione tra gli operatori focalizzati, cioè quelli la cui attività operativa è incentrata in un singolo stadio della filiera, e quelli integrati in più attività del settore. Dopodiché si farà un focus su Snam, operatore fondamentale nel trasporto del gas in Italia e principale operatore distributivo, nel ruolo di Italgas.

### 3.6.1 Operatori focalizzati

Le imprese focalizzate sono circa **l'80% in termini di numerosità**, tuttavia ciò non si rispecchia nei volumi d'affari, dove rappresentano circa **il 25% del fatturato**.

Le attività con il maggior numero di operatori focalizzati nella filiera sono quelle di *downstream*: distribuzione, vendita all'ingrosso e vendita al mercato finale. Infatti, la distribuzione copre il 45% del totale degli operatori e le attività di vendita nel loro insieme il 43%. Sul totale quindi **il *downstream* copre quasi il 90% del totale degli operatori**. I tre segmenti sono così caratterizzati: Per la distribuzione, vi è la possibilità di poter operare semplicemente sfruttando le infrastrutture (fisiche e virtuali) già esistenti, senza perciò la necessità di dover ricorrere a notevoli investimenti, se non quelli legati alle tariffe di utilizzo delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale. Per quanto riguarda le attività di vendita, sia all'ingrosso che al mercato finale, è un segmento libero. A seguito della liberalizzazione del mercato del gas naturale, perciò, è stato molto più rapido ed efficace per le imprese intenzionate ad operare nel settore entrare in quelle attività che non richiedessero elevati investimenti in termini di realizzazione infrastrutturale e che potessero essere più a contatto con il cliente finale. Tali imprese, nella maggior parte dei casi, sono piccole in termini dimensionali, e non sono in grado di generare volumi d'affari particolarmente elevati:

- Per una motivazione di concentrazione del settore:
  - Il numero di operatori negli stadi è elevato.
  - Sono comunque presenti i grandi *player* dell'energia, già operanti prima della liberalizzazione, che sono ancora in grado di far valere la loro rilevante posizione creata nel corso degli anni.
- Per una motivazione "strutturale" della maggior parte delle nuove imprese operanti nel *downstream*:
  - Operatori relativamente giovani (nati da meno di 15 anni).
  - Non ancora in grado di coprire una determinata massa critica di clienti tale da poter effettivamente competere con i *player* più grandi integrati lungo tutta la filiera.

Ora si riporta, nella tabella, il numero di operatori focalizzati per Regione per ognuno dei tre stadi del *downstream* della filiera:

| REGIONE               | Distribuzione |    | Ingresso | Dettaglio |
|-----------------------|---------------|----|----------|-----------|
| Abruzzo               | 17            | 0  | 15       |           |
| Basilicata            | 5             | 0  | 3        |           |
| Calabria              | 3             | 0  | 6        |           |
| Campania              | 13            | 0  | 27       |           |
| Emilia Romagna        | 26            | 9  | 14       |           |
| Friuli Venezia Giulia | 6             | 0  | 4        |           |
| Lazio                 | 11            | 3  | 20       |           |
| Liguria               | 7             | 0  | 2        |           |
| Lombardia             | 63            | 17 | 56       |           |
| Marche                | 27            | 2  | 12       |           |
| Molise                | 4             | 1  | 3        |           |
| Piemonte              | 19            | 1  | 15       |           |
| Puglia                | 9             | 1  | 5        |           |
| Sardegna              | 6             | 0  | 0        |           |
| Sicilia               | 9             | 0  | 6        |           |
| Toscana               | 12            | 3  | 5        |           |
| Trentino Alto Adige   | 8             | 1  | 4        |           |
| Umbria                | 8             | 0  | 3        |           |
| Val d'Aosta           | 2             | 0  | 0        |           |
| Veneto                | 18            | 0  | 14       |           |
| TOTALE                | 273           | 38 | 214      |           |

Tabella 3.27: Numero di operatori focalizzati per fase nelle regioni; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

### 3.6.2 Operatori integrati

Le imprese integrate, seppure rappresentando solamente **circa il 20% del totale**, sono i responsabili della maggior parte dei volumi d'affari generati dal settore, **circa il 75% del fatturato complessivo**. Le motivazioni che spiegano questi risultati sono intuitive. Le imprese in questione sono integrate su più attività operative: rispetto ad un operatore focalizzato, perciò, si è mediamente in grado di ottenere un maggior ritorno dalle proprie attività; in secondo luogo, gli operatori integrati sono spesso grandi *player* dell'energia, che presentano notevoli capacità d'investimento in *assets* oltre che una notevole solidità patrimoniale. Infine, tali operatori sono presenti da anni nel settore non solo del gas naturale e degli idrocarburi, ma nel settore energetico in generale, presentando perciò una forte efficienza sviluppata nel corso del tempo delle proprie attività operative.

Come nel caso di imprese integrate, **la maggior concentrazione si ha nel *downstream***, nelle attività di vendita sia all'ingrosso che al dettaglio; molti sono infatti gli operatori che sfruttano la similarità tra i due *business* per operare in entrambi gli stadi della filiera.

Ora si riporta, nella seguente tabella, il numero di operatori integrati per Regione per ognuno dei tre stadi del *downstream* della filiera:

| REGIONE             |    | Distribuzione | Ingresso | Dettaglio |
|---------------------|----|---------------|----------|-----------|
| Abruzzo             |    | 3             | 3        |           |
| Basilicata          |    | 2             | 2        |           |
| Calabria            |    |               |          |           |
| Campania            |    | 2             | 2        |           |
| Emilia Romagna      | 2  | 8             | 9        |           |
| Friuli              |    | 2             | 2        |           |
| Lazio               | 2  | 17            | 18       |           |
| Liguria             | 3  | 5             | 6        |           |
| Lombardia           | 1  | 62            | 59       |           |
| Marche              |    | 3             | 3        |           |
| Molise              |    | 2             | 1        |           |
| Piemonte            |    | 8             | 8        |           |
| Puglia              |    | 3             | 3        |           |
| Sardegna            | 6  |               |          |           |
| Sicilia             |    | 2             | 2        |           |
| Toscana             |    | 5             | 4        |           |
| Trentino Alto Adige | 1  | 2             | 3        |           |
| Umbria              |    | 2             | 2        |           |
| V. Aosta            |    |               |          |           |
| Veneto              |    | 12            | 12       |           |
| TOTALE              | 15 | 140           | 139      |           |

Tabella 3.28: Numero di operatori integrati per fasi nelle regioni; fonte "Elaborazione propria su dati AIDA, 2013"

Per quanto riguarda le imprese del settore, è possibile effettuare una serie di conclusioni critiche di sintesi a seguito dell'analisi di massima degli operatori focalizzati ed integrati appena effettuata:

- Il maggior numero di operatori è presente nel *downstream*.
- Non sempre vi è corrispondenza tra numerosità degli operatori nel settore e volumi d'affari che la specifica attività della filiera è in grado di generare.
- Vi è un'elevata influenza dei grandi *player* dell'energia e in generale di operatori integrati, sia in termini di quote di mercato che di volumi d'affari generati.

### 3.6.3 Snam

#### *LA STORIA*

La storia di Snam inizia il 30 Ottobre 1941: l'Ente Nazionale Metano (costituito nel 1940), insieme ad Agip, Regie Terme di Salsomaggiore e Società Anonima Utilizzazione e Ricerca Gas Idrocarburi (Surgi) danno vita alla Società Nazionale Metanodotti (Snam) per la costruzione e l'esercizio dei metanodotti e la distribuzione e vendita del gas. Il capitale sociale è fissato in 3 milioni di lire. Un evento importante, come già detto, è stato il decreto legislativo 164/2000 (decreto Letta). Nel 2000 il legislatore recepisce nell'ordinamento italiano la Prima Direttiva Europea (la 98/30/CE) per la liberalizzazione del mercato del gas e decide per la separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento da tutte le altre, come ad esempio l'approvvigionamento e la vendita. Così, **nell'Ottobre 2001 nasce Snam Rete Gas**. Il nuovo *naming* unisce la storia del nome Snam, protagonista dello sviluppo della metanizzazione in Italia, alla nuova attività specifica della società di trasporto del gas naturale, sottolineandone la continuità di valori e di competenze, la cultura della sicurezza e la tutela dell'ambiente. Nel **Dicembre 2001** avviene l'**ingresso in borsa**, precisamente dal 6 Dicembre 2001 le azioni Snam sono quotate sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da borsa italiana. Nel Febbraio c'è stata l'acquisizione di Italgas e Stogit: Snam rete gas acquisisce da Eni il 100% di Stogit e di Italgas per complessivi 4.509 milioni di euro. Il 1 Gennaio 2012, la società modifica la propria denominazione sociale da Snam Rete Gas in Snam e conferisce il ramo d'azienda trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas a una nuova società che, data la notorietà del marchio associato al principale operatore nazionale del settore, prende il nome di Snam Rete Gas. Snam assume quindi la qualità di società Corporate che controlla al 100% le quattro società operative focalizzate sulla gestione e sviluppo dei rispettivi *business*.

#### *I NUMERI*

Si vedano i numeri economici di Snam, attraverso le immagini seguenti:

| HIGHLIGHTS OPERATIVI 2013    |        |
|------------------------------|--------|
| KM DI RETE DI TRASPORTO      | 32.306 |
| IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE | 1      |
| CAMPI DI STOCCAGGIO ATTIVI   | 8      |
| KM DI RETE DI DISTRIBUZIONE  | 52.993 |
| MILIONI DI CONTATORI ATTIVI  | 5,93   |
| DIPENDENTI                   | 6.045  |

Immagine 3.4: Risultati operativi di SNAM nel 2013; fonte "www.snamretegas.it"

| HIGHLIGHTS FINANZIARI 2013        |             |
|-----------------------------------|-------------|
| (Milioni di €)                    |             |
| RICAVI TOTALI                     | 3.848       |
| UTILE OPERATIVO                   | 2.034       |
| UTILE NETTO ADJUSTED              | 934         |
| INVESTIMENTI                      | 1.290       |
| <b>DIVIDENDO<br/>(€ / AZIONE)</b> | <b>0,25</b> |

Immagine 3.5: Risultati finanziari di SNAM nel 2013; fonte "www.snamretegas.it"

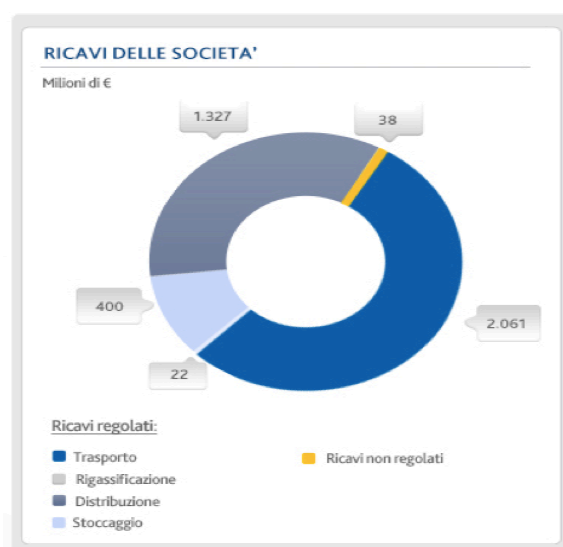


Immagine 3.6: Risultati economici di SNAM nel 2013; fonte "www.snamretegas.it"

## IL RUOLO

Snam Rete Gas svolge l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture formato da **32.306 chilometri di metanodotti**, un Centro di Dispacciamento, 8 Distretti, 49 Centri e 11 Centrali di compressione. In base al "Decreto Letta" è stata stabilita una ripartizione dei metanodotti Snam Rete Gas in Rete Nazionale di Gasdotti (9.475 km) e Rete di Trasporto Regionale (22.831 km). La Rete Nazionale di Gasdotti di proprietà di Snam Rete Gas è costituita essenzialmente da tubazioni, normalmente di grande diametro, con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema (importazioni e principali produzioni nazionali) ai punti di interconnessione con la Rete di Trasporto Regionale e con le strutture di stoccaggio. Della Rete Nazionale di Gasdotti fanno parte anche alcuni gasdotti interregionali funzionali al raggiungimento di importanti aree di

consumo. La Rete Nazionale di Gasdotti comprende inoltre 11 centrali di compressione. La Rete di Trasporto Regionale di Snam Rete Gas, formata dalla restante parte dei gasdotti, permette di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana.

La rete della Snam rappresenta il 96% della rete primaria nazionale. Altri operatori sono presenti con reti locali, in particolare nelle regioni adriatiche (Marche, Abruzzo e Molise). Vengono effettuati servizi di trasporto anche sui metanodotti internazionali. La maggior parte dei paesi europei importa il gas attraverso un numero limitato di strutture di metanodotti e terminali di ricezione GNL. Il gas di provenienza estera entra nella rete nazionale attraverso quattro punti, utilizzando strutture dedicate (appositamente costruite a seguito della stipula di un contratto di importazione); in particolare metanodotti da Russia, Olanda ed Algeria ed un terminale di ricezione del GNL ubicato a Panigaglia (La Spezia). I metanodotti di importazione sono stati realizzati da Snam in collaborazione con società del gas dei Paesi attraversati.

### *ITALGAS*

La divisione di Snam che si occupa della distribuzione a livello urbano di gas naturale è Italgas: Nata nel 1837, Italgas è stata la prima società italiana impegnata nella distribuzione del gas in ambito urbano. Il servizio è svolto in regime di concessione a favore delle società di vendita autorizzate alla commercializzazione. Italgas svolge l'**attività di distribuzione** attraverso un sistema integrato di infrastrutture, cabine di prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna, principalmente di proprietà, che consentono di prelevare il gas dalla rete nazionale di trasporto e di riconsegnarlo alle società di vendita in prossimità delle utenze finali. Nei punti di prelievo viene anche effettuata l'odorizzazione del gas per renderne percepibile la presenza in caso di dispersioni, dato che il metano è per sua natura inodore. Nell'ambito delle sue attività, Italgas effettua nei punti di prelievo e in quelli di riconsegna la misura della quantità di gas distribuito. Italgas è il principale operatore italiano nell'attività di distribuzione di gas naturale in Italia, con **1.435 aree comunali** affidate in concessione, circa **53.000 km di rete** di media e bassa pressione in gestione e **5,9 milioni di contatori attivi**. Attraverso la consociata Napoletanagas gestisce, inoltre, il servizio di distribuzione del gas a Napoli e in altri 129 comuni della Campania.



## 3.7 Prezzi

---

In questa sezione ci si propone l'obiettivo di studiare l'andamento nel tempo e il trend futuro del prezzo, con particolare attenzione alla distribuzione e alla vendita. Si partirà da un'analisi di scenario mondiale, soffermandosi l'attenzione sulle principali macro-aree geografiche e sulle rispettive situazioni contingenti; dopodiché sarà fatto un approfondimento riguardo i contratti *Take or Pay* e *Spot*, focalizzando l'attenzione sull'andamento della situazione italiana rispetto al resto d'Europa. Questo perché ovviamente i prezzi nel *downstream* ne dipendono direttamente. Quindi si passerà allo studio vero e proprio dei prezzi nella distribuzione e nella vendita, per poi concludere l'analisi mostrando le componenti e l'andamento nel tempo della bolletta per l'utente finale.

### 3.7.1 Scenario internazionale

Il prezzo a cui viene indicizzato, e di conseguenza venduto, il gas è una **variabile chiave** nel sistema economico di un paese, poiché rappresenta il costo:

- In ambito industriale, di una materia prima fondamentale a cui non è possibile rinunciare, specialmente in settori *energy intensive*.
- In ambito sociale, di una materia prima il cui peso, negli usi civili, è sempre più alto.

Ora si proporrà una sintetica rappresentazione dei prezzi per mercato mondiale:

Gli **Stati Uniti**, grazie all'estrazione dello *shale gas*, a cui è già stata dedicata la sezione 1.6, nel volgere di pochi anni si sono trasformati da importatori netti a potenziali esportatori. Il risultato di questa evoluzione è stato una significativa abbondanza di risorse immesse sul mercato, con un effetto di riduzione dei prezzi che dopo aver raggiunto nel 2008 un valore pari in media a 8 USD/Mbtu, sono giunti nel periodo 2009-2011 su valori tra i 3-4 USD/Mbtu.

L'**Europa** presenta una situazione ampiamente diversificata in virtù del profilo degli approvvigionamenti che caratterizza i singoli Paesi. Sebbene, infatti, la componente di gas scambiata sui mercati *Spot* sia cresciuta nel corso degli ultimi anni, ancora oggi circa l'80% dei volumi commercializzati fa riferimento a contratti *Take-or-Pay* di lungo periodo indicizzati all'andamento dei prodotti petroliferi, di cui si parlerà nel paragrafo successivo. Per questo i prezzi del gas alla frontiera sono compresi tra i 7 USD/Mbtu e i 13 USD/Mbtu, con una relativa convenienza per il gas naturale scambiato nei grandi mercati *spot* dell'Europa centro-nord.

I **Paesi del Sud-Est Asiatico** (Giappone, Sud Corea, Taiwan) sono completamente dipendenti dalle importazioni tramite nave di GNL, soprattutto dopo il disastro nucleare di Fukushima, come approfonditamente spiegato nella sezione 1.4 dedicato al GNL, e proprio per questo presentano prezzi maggiori rispetto alle altre aree del pianeta, intorno ai 15 USD/Mbtu.

il **Sub-continente asiatico** (Cina e India) evidenzia una costante crescita dei consumi di gas naturale, cui la produzione interna non è in grado di far fronte. Questo fattore contribuisce a tenere in tensione il livello dei prezzi (compreso nel 2011 in un intervallo tra gli 8 USD/Mbtu e gli 11 USD/Mbtu).

Bisogna tener conto che 1Mbtu è uguale a 0,29307 MWh.

### 3.7.2 Contratti *Take or Pay* e *Spot*

Esistono due tipologie di contratti con cui si commercializza il gas naturale:

#### ***Take or Pay***

Questa tipologia di contratti contiene una clausola che obbliga l'acquirente a pagare comunque, completamente o parzialmente, una quantità minima di gas prestabilita e fissata nel contratto stesso, anche nel caso in cui non venga ritirato. Sono, tuttavia, previsti meccanismi di flessibilità per recuperare l'eventuale divario registrato in un periodo nel successivo e mitigare i rischi connessi alle fluttuazioni della domanda. Le altre caratteristiche di questi rapporti negoziali sono la durata (normalmente 20-30 anni) e la determinazione del prezzo del gas naturale sulla base dell'andamento dei corsi petroliferi, con aggiornamento in genere su base semestrale. In questo contesto, quindi, nonostante il mercato del gas e quello del petrolio abbiano dimensioni, caratteristiche e dinamiche differenti, in Europa il prezzo del gas ha un andamento simile a quello del greggio.

#### ***Spot***

I contratti *Spot* hanno una durata annuale o inferiore e i prezzi sottoscritti non sono legati al petrolio, a differenza dei *ToP*, ma si basano sulla dinamica domanda-offerta, in un contesto globale in cui il gas sta acquisendo sempre più potere di mercato. Tali contratti sono nati di recente e occupano quindi uno spazio ancora ridotto nel mercato, anche se crescente, e si sottoscrivono negli *hub*. Ovviamente questa tipologia di contratti è più conveniente per l'acquirente.

Attualmente i contratti ***ToP*** rappresentano la quota parte maggiore sul totale delle importazioni di gas nel nostro Paese, intorno al **75%**, mentre i contratti indicizzati a prezzi *Spot*, nonostante influenzino la rinegoziazione dei *ToP*, occupano ancora una minoranza sul totale, tuttavia il loro peso è destinato ad aumentare nel corso dei prossimi anni. Il seguente grafico a torta, basato su dati forniti da operatori del settore, mostra il possibile trend di evoluzione al 2030: in futuro, la scadenza di molti contratti di importazione basati sulla logica *Take or Pay* sarà seguita da un loro rimpiazzo basato su logiche *Spot*, e perciò economicamente più convenienti per gli importatori.

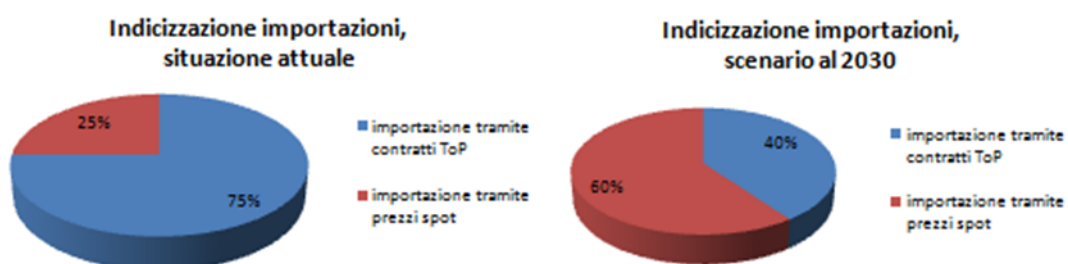


Immagine 3.7: Indicizzazione delle importazioni ad oggi e al 2030; fonte "Elaborazione propria"

**A causa dell'incidenza dei contratti di tipo Take or Pay, l'Italia mostra prezzi più alti** delle altre Regioni europee, nonostante nell'ultimo periodo si stia riallineando al prezzo degli altri mercati. Nel grafico seguente, mostriamo i prezzi del gas in Europa.

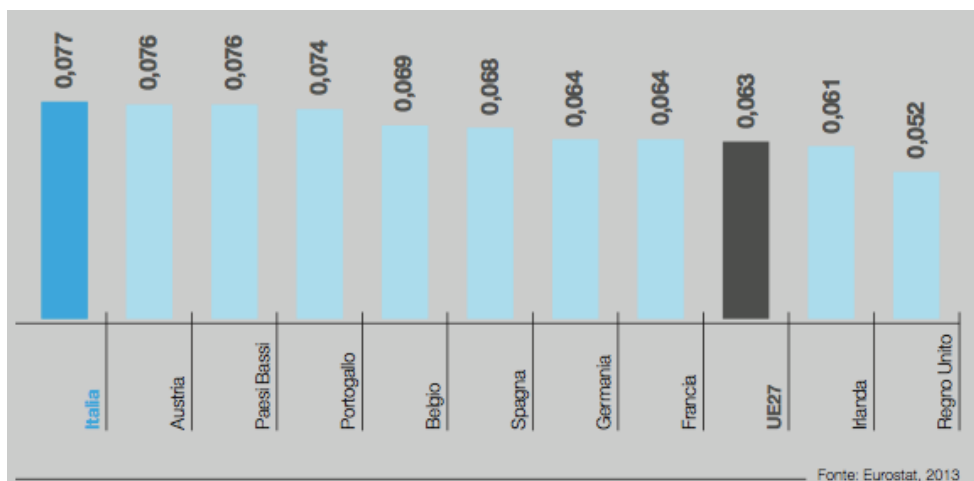


Immagine 3.8: Prezzo del gas nei principali Paesi UE; fonte "CDP gas naturale"

Ora si darà una spiegazione sulle motivazioni che hanno portato nel tempo alla diminuzione dei prezzi in Europa e poi ci concentreremo sul caso italiano, spiegando i motivi del *gap* di prezzo avvenuto nei primi anni e all'allineamento che si sta invece verificando recentemente.

In **Europa** il percorso verso una riduzione dei prezzi del gas a favore di una maggiore competitività e di un affrancamento dal dualismo tra produttori e importatori di gas ha cercato strade alternative a quella della maggiore produzione interna di gas naturale e dello *shale gas* (le cui motivazioni sono spiegate nel paragrafo apposito 1.6). I Paesi comunitari hanno quindi puntato sul **rafforzamento e l'estensione delle interconnessioni**, sia tradizionali, sia in grado di accogliere il gas liquefatto, tramite i rigassificatori, con l'obiettivo di contenere il peso dei vincoli contrattuali *Take or Pay* imposti da maggiori fornitori (Russia, Algeria, Norvegia, Libia) nei confronti dei principali importatori. Offerta che, a causa della debolezza della situazione economica attuale, non è stata compensata dalla domanda, e ha spinto verso il basso i prezzi spot sulle Borse europee. La disparità che si è generata tra i contratti *Take or Pay* e i prezzi *Spot* ha portato i tradizionali importatori a esercitare pressioni volte a rinegoziare le condizioni di fornitura a lungo termine, soprattutto da parte dei paesi meglio collegati agli *hub* europei, consentendo, in molti casi, la riformulazione delle tariffe con l'inclusione di una componente legata ai prezzi *Spot*, fino al caso estremo del Belgio in cui le tariffe sono completamente indicizzate ai prezzi di mercato. Ora si tratterà il caso italiano, partiamo riportando un grafico dal quale si può osservare l'andamento dei prezzi dei contratti Top in Italia, Top in Europa e il prezzo al PSV:

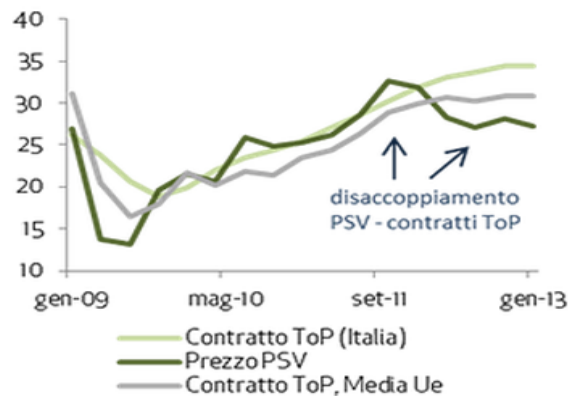


Immagine 3.9: Prezzi del gas naturale in Italia ed in Europa; fonte "www.prometeia.it"

Nel 2010 con l'entrata a regime del Punto Scambio virtuale, vedi la sezione 3.8, anche l'Italia si è dotata di un mercato *Spot* del gas naturale. I prezzi generati in un mercato di questo tipo dovrebbero essere collegati all'andamento dei fondamentali economici, piuttosto che, come avviene nel caso dei contratti *Take or Pay*, alle quotazioni dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi. Tuttavia, fino ai primi mesi del 2012, il **PSV non sembra avere funzionato** in maniera efficiente: perché ci sia l'allineamento con i mercati internazionali sono infatti necessari collegamenti con i principali mercati di scambio che la **debolezza delle infrastrutture e della normativa in Italia** non hanno permesso, creando dei blocchi all'import tra Italia e Austria e di fatto isolando il mercato italiano da quello europeo, con il prezzo del PSV che ha mantenuto un andamento scollegato da quello delle principali borse Ue e invece una dinamica molto più aderente ai contratti *Take or Pay*. In questo contesto, le possibilità per poter ricontrattare le clausole di fornitura di gas naturale sono state piuttosto limitate, dal momento che il PSV non offriva una vera alternativa ai contratti di lungo termine. Ma nei primi mesi del 2012 c'è stato un punto di svolta grazie **all'aumento della capacità di scambio tra Italia e Austria**, attraverso un nuovo meccanismo di allocazione delle quote di trasporto al passo del Tarvisio da parte dell'AEEG. Il *gap* tra PSV e l'*hub* di Baumgarten in Austria ha così iniziato a ridursi e a sua volta quello con le altre Borse europee.

**L'introduzione di una componente *Spot*** nella formulazione dei prezzi pagati da famiglie e piccole e medie imprese, che ha raggiunto l'indicizzazione completa a Ottobre 2013 è una delle novità più importanti introdotte nello scenario energetico italiano negli ultimi tempi, ed è attesa portare un **contenimento dei prezzi** del gas nel prossimo futuro. Una riduzione del prezzo del gas giocherebbe un ruolo fondamentale per la ripresa economica e la crescita di competitività del paese Italia, fortemente dipendente dall'estero per l'approvvigionamento di gas naturale.

Attualmente, tuttavia, **il prezzo del gas** naturale nel nostro paese reso disponibile all'ultimo stadio della filiera è **ancora in larga parte legato al costo dei contratti *Take or Pay***, che sono indicizzati al prezzo dei derivati del petrolio, e di conseguenza presenta dei costi superiori rispetto a quello dei principali paesi europei; a questo proposito, si propone un'immagine, tratta da uno studio di settore che mostra il confronto dei prezzi del gas naturale, differenziati per mercato (USA più alcuni europei significativi) e formula contrattuale (*Spot* e *ToP*). I prezzi sono espressi in €/MWh di modo da essere confrontabili, e

mostrano come l'Italia presenti un differenziale sconsigliato nei confronti di tutti gli altri Stati presi in considerazione nell'analisi.

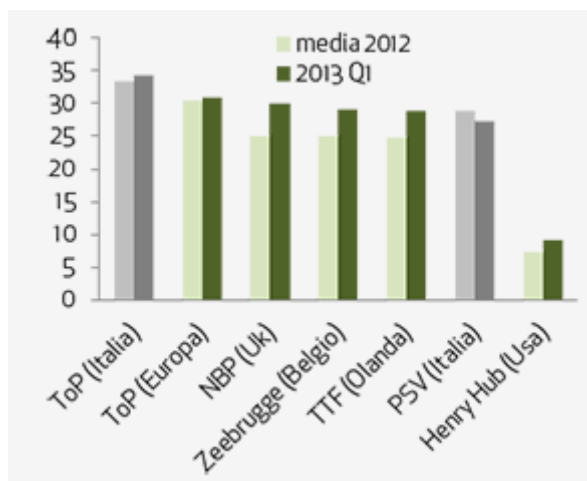


Immagine 3.10: Prezzi nei principali Hub; fonte "www.prometeia.it"

**Il valore dei prezzi Spot nel mercato italiano al PSV sta ormai raggiungendo i valori degli altri hub europei**, allineandosi in maniera strutturale ad un prezzo sempre più analogo a quello disponibile all'interno degli altri paesi comunitari. Tuttavia il prezzo medio del gas naturale nel nostro paese si ottiene effettuando una media pesata con il costo dei contratti *Take or Pay*, onerosi e che innalzano il costo medio ad un valore superiore. Ma quali sarebbero i benefici di una completa convergenza dei prezzi del gas pagati dalle imprese italiane con quelli europei? Nel primo trimestre del 2013, un ipotetico acquirente generico di gas al PSV italiano avrebbe pagato un prezzo sostanzialmente allineato a quello delle principali borse europee. **Un risparmio considerevole e pari a circa il 25% in meno** rispetto al prezzo di un contratto *Take or Pay* tradizionale, di cui beneficerebbero principalmente i settori industriali *energy intensive* (siderurgie, acciaierie, vetro, carta). Per questi ultimi, un risparmio dei costi di acquisto del gas si tradurrebbe in un guadagno competitivo fondamentale per garantirsi la sopravvivenza *in primis* e un aumento di competitività in seguito nei confronti dei concorrenti stranieri, specialmente in un periodo di crisi economica forte e apparentemente senza fine come quello che si sta vivendo nel corso del presente e del recente passato. Perciò una riduzione del prezzo del gas giocherebbe un ruolo significativo per la competitività di un paese, come l'Italia, fortemente dipendente dall'estero per l'approvvigionamento di gas naturale, e più in generale di materie prime energetiche.

### 3.7.3 Distribuzione

La nuova regolazione, approvata nel Dicembre 2013, è caratterizzata dal fatto che le società di distribuzione debbano applicare una **tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili**, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- Nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria.
- Nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna.
- Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche.
- Centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata.
- Centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania.
- Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa è composta da tre elementi, relativi a distribuzione, misura e commercializzazione. La quota variabile è articolata per scaglione di consumo. A partire dal 2015, è prevista una diversificazione dell'elemento  $\tau_{1dis}$  in funzione della classe del gruppo di misura, al fine di rispecchiare maggiormente le differenze di costo associate alla dimensione del cliente. Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m<sup>3</sup> e aggiornate trimestralmente:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,2510 c€/m<sup>3</sup>).
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi.
- UG3, a copertura degli oneri relativi al Conto oneri connessi con l'intervento di interruzione, nonché al Conto per i servizi di ultima istanza e al Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto (0,1652 c€/m<sup>3</sup>).
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135 c€/m<sup>3</sup>).
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,4343 c€/m<sup>3</sup>).
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1402 c€/m<sup>3</sup>).

Di seguito si riportano nel dettaglio le componenti delle quote fisse e variabili differenziate per ambito tariffario nelle tabelle successive:

| COMPONENTI | AMBITO               |                    |          |                         |                           |             |
|------------|----------------------|--------------------|----------|-------------------------|---------------------------|-------------|
|            | NORD-<br>OCCIDENTALE | NORD-<br>ORIENTALE | CENTRALE | CENTRO-SUD<br>ORIENTALE | CENTRO-SUD<br>OCCIDENTALE | MERIDIONALE |
| τ1 (dis)   | 50,01                | 41,71              | 45,97    | 39,07                   | 48,11                     | 57,88       |
| τ1 (mis)   | 19,74                | 16,37              | 16,22    | 14,86                   | 18,88                     | 18,89       |
| τ1 (cot)   | 1,19                 | 1,19               | 1,19     | 1,19                    | 1,19                      | 1,19        |

Fonte: AEEGSI.

Tabella 3.29: Articolazione della quota fissa per il prezzo nella distribuzione; fonte "AEEG, 2014"

| SCAGLIONE DI<br>CONSUMO | AMBITO               |                    |          |                         |                           |             |
|-------------------------|----------------------|--------------------|----------|-------------------------|---------------------------|-------------|
|                         | NORD-<br>OCCIDENTALE | NORD-<br>ORIENTALE | CENTRALE | CENTRO-SUD<br>ORIENTALE | CENTRO-SUD<br>OCCIDENTALE | MERIDIONALE |
| 0-120                   | 0                    | 0                  | 0        | 0                       | 0                         | 0           |
| 121-480                 | 7,8007               | 6,1421             | 8,4803   | 11,3002                 | 14,1167                   | 19,7536     |
| 481-1.560               | 7,1398               | 5,6217             | 7,7618   | 10,3428                 | 12,9207                   | 18,0800     |
| 1.561-5.000             | 7,1699               | 5,6454             | 7,7944   | 10,3863                 | 12,9751                   | 18,1561     |
| 5.001-80.000            | 5,3574               | 4,2182             | 5,8241   | 7,7607                  | 9,6950                    | 13,5663     |
| 80.001-200.000          | 2,7137               | 2,1367             | 2,9501   | 3,9311                  | 4,9109                    | 6,8719      |
| 200.000-1.000.000       | 1,3318               | 1,0486             | 1,4478   | 1,9293                  | 2,4102                    | 3,3726      |
| Oltre 1.000.000         | 0,3705               | 0,2917             | 0,4028   | 0,5367                  | 0,6705                    | 0,9382      |

Fonte: AEEGSI.

Tabella 3.30: Articolazione della quota variabile per il prezzo nella distribuzione; fonte "AEEG, 2014"

### 3.7.4 Vendita

Per quanto riguarda la vendita è bene distinguere tra vendita all'ingrosso e al dettaglio.

Nel caso della vendita all'**ingrosso**, nel 2013 il prezzo richiesto ad altri intermediari è risultato pari a **32,67 c€/m<sup>3</sup>** a differenza di quello praticato ai **clienti finali** che è risultato di **41,07 c€/m<sup>3</sup>**. Il differenziale tra le due clientele (ingrosso e finale), pari a 8,35 c€/m<sup>3</sup>, è quindi diminuito rispetto al differenziale di 8,9 c€/m<sup>3</sup> rilevati nel 2012.

Ora si analizzerà il prezzo del mercato al dettaglio: in tutta questa sezione verranno fatti confronti con i principali Paesi europei per rapportare la competitività del nostro Paese con il resto d'Europa. Si comincia con un'introduzione sui prezzi e sulla tassazione, passando poi per le differenze tra mercato libero e tutelato, a cui segue lo studio delle utenze industriali e concludendo l'analisi con l'andamento del prezzo nel tempo. Le utenze domestiche invece verranno trattate nel paragrafo successivo 3.7.5, denominato "Bolletta Gas".

## *INTRODUZIONE E TASSAZIONE*

Nel 2013 **i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani risultano più alti della media dei prezzi dell'Area euro**, per tutte le classi di consumo, al netto e al lordo delle imposte, a eccezione del prezzo per la prima classe di consumo ( $< 525,36 \text{ m}^3/\text{anno}$ ), che risulta inferiore del 6% al netto e del 4% al lordo delle imposte. Per la classe di consumo intermedia ( $525,36\text{-}5.253,6 \text{ m}^3/\text{anno}$ ), i differenziali sono, rispettivamente, del +7% al netto e del +17% al lordo, mentre per la fascia di consumo più alta ( $> 5.253,6 \text{ m}^3/\text{anno}$ ) essi risultano pari a +2% al netto e a +18% al lordo.

Come negli anni passati, si conferma in particolare **il maggior peso dell'incidenza del fisco** sui consumatori di gas italiani rispetto agli altri Paesi europei. Il peso della componente fiscale italiana sul prezzo netto è, infatti, decisamente il più elevato rispetto a quello osservato negli altri Paesi europei con un mercato dei gas di dimensione simile al nostro, vale a dire Germania, Francia, Spagna e Regno Unito. Se nella prima classe di consumo esso appare, comunque, meno distante dalla media dell'Area Euro (33% contro il 30%), è nelle classi più elevate che assume valori decisamente fuori scala. Per la classe di consumo più bassa, il prezzo italiano comprensivo delle imposte si è mantenuto inferiore a quello francese, a quello tedesco e a quello dei Paesi dell'Area dell'Euro, mentre è risultato un po' più elevato di quello spagnolo. Per le altre due classi di consumo, invece, i consumatori italiani risultano pagare, più che in tutti gli altri grandi Paesi considerati. Perciò la quotazione nazionale non è ancora in linea con quella dei Paesi europei con un mercato dei gas di dimensione simile al nostro.

## *DIFFERENZA TRA MERCATO LIBERO E TUTELATO*

Ora si tratteranno nel dettaglio i prezzi nel settore della vendita in Italia, ponendo l'accento sulle differenze tra mercato libero e tutelato. Il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a  $44 \text{ c€}/\text{m}^3$ . Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a  $45,5 \text{ c€}/\text{m}^3$ . Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 3,3%. I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media  $59 \text{ c€}/\text{m}^3$ , mentre  $39,4 \text{ c€}/\text{m}^3$  è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; **il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è dunque pari a  $19,6 \text{ c€}/\text{m}^3$** , in aumento di  $2,6 \text{ c€}/\text{m}^3$  rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo, che risulta superiore allo scarto massimo registrato nel 2009 ( $18 \text{ c€}/\text{m}^3$ ), risente ovviamente della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è visto nella "Analisi del mercato al dettaglio", (3.5), la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite a partire dal 2012 negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione.



Entrando nel **dettaglio delle singole classi di consumo**, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per i clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m<sup>3</sup> annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale, si può affermare che **la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente**, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. La tabella in seguito mostra il dettaglio di quanto appena detto con la suddivisione per consumi di clienti, tipologia di settore e mercato (libero e tutelato).

| TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE | CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO |              |                |                   |                      |              | TOTALE |
|----------------------------------|-----------------------------------------------|--------------|----------------|-------------------|----------------------|--------------|--------|
|                                  | < 5.000                                       | 5.000-50.000 | 50.000-200.000 | 200.000-2.000.000 | 2.000.000-20.000.000 | > 20.000.000 |        |
| <b>SERVIZIO DI TUTELA</b>        | 60,2                                          | 52,2         | 50,5           | 48,8              | -                    | -            | 59,0   |
| Domestico                        | 60,2                                          | 52,2         | 45,6           | 53,8              | -                    | -            | 59,9   |
| Condominio uso domestico         | 55,6                                          | 50,2         | 49,5           | 48,1              | -                    | -            | 50,6   |
| Attività di servizio pubblico    | 64,8                                          | 56,9         | 52,8           | 51,0              | -                    | -            | 56,8   |
| Commercio e servizi              | 64,4                                          | 56,0         | 54,0           | 47,2              | -                    | -            | 59,1   |
| Industria                        | 62,9                                          | 54,8         | 52,6           | 47,2              | -                    | -            | 57,1   |
| Generazione elettrica            | 56,8                                          | 53,0         | 48,1           | 44,4              | -                    | -            | 50,1   |
| <b>MERCATO LIBERO</b>            | 63,8                                          | 50,9         | 43,9           | 36,6              | 33,8                 | 32,7         | 39,4   |
| Domestico                        | 65,4                                          | 52,3         | 43,6           | 41,3              | 38,3                 | -            | 63,6   |
| Condominio uso domestico         | 57,6                                          | 55,4         | 53,1           | 46,5              | 35,2                 | -            | 54,3   |
| Attività di servizio pubblico    | 62,0                                          | 52,5         | 49,0           | 43,4              | 35,5                 | -            | 46,3   |
| Commercio e servizi              | 59,2                                          | 50,4         | 44,5           | 39,9              | 35,9                 | -            | 47,1   |
| Industria                        | 56,9                                          | 47,0         | 40,9           | 35,3              | 33,4                 | 33,4         | 35,4   |
| Generazione elettrica            | 62,3                                          | 50,5         | 45,2           | 39,7              | 34,8                 | 32,5         | 32,7   |
| <b>TOTALE</b>                    | 61,2                                          | 51,3         | 44,4           | 36,6              | 33,8                 | 32,7         | 44,0   |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 3.31: Prezzi di vendita al dettaglio per mercato e settore; fonte "AEEG, 2014"

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m<sup>3</sup>), domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2013, un prezzo di circa 60 c€/m<sup>3</sup> che più si avvicina alla media del servizio (59 c€/m<sup>3</sup>), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>/anno. Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori. Per i clienti domestici più piccoli il servizio di tutela appare vantaggioso (-5,2 c€/m<sup>3</sup>, -7,9%), per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m<sup>3</sup> annui, i due mercati presentano valori quasi identici, mentre per le classi più elevate appare più conveniente il mercato libero. Per i condomini uso domestico il mercato libero risulta generalmente più oneroso. Al contrario, per le attività produttive (servizio pubblico, commercio e altri servizi, industria, generazione elettrica) si riscontra una convenienza del mercato libero per tutte le classi di consumo (con l'eccezione della piccolissima generazione elettrico).

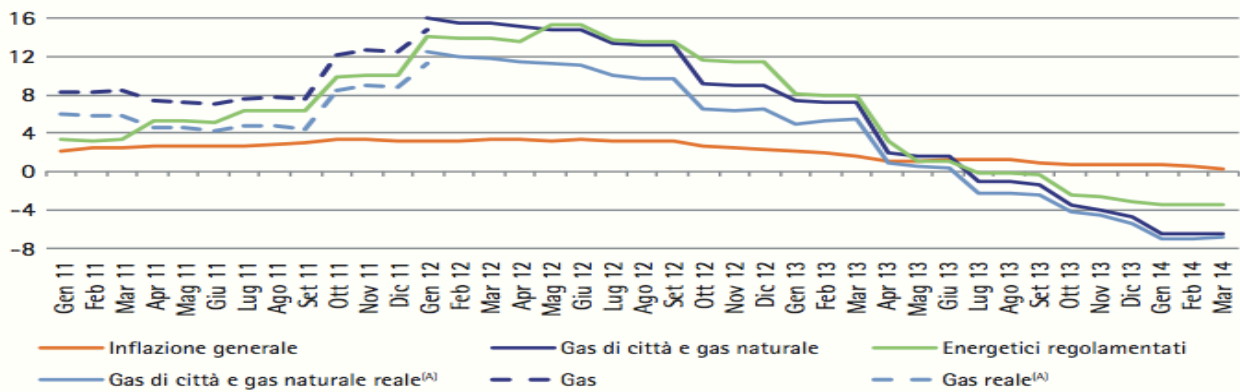
## *INDUSTRIALI*

I **prezzi** del gas naturale in Italia al lordo delle imposte per i consumatori industriali sono risultati **superiori** ai rispettivi prezzi medi praticati nell'**Unione europea per consumi fino a 263.000 m<sup>3</sup>** e **inferiori** alla media europea nel caso di **consumi maggiori** di tale valore. Le imprese con ridotti consumi di gas pagano prezzi che comprendono oneri fiscali più elevati che in Europa. Infatti, **l'incidenza della tassazione** sui prezzi netti nelle prime due classi di consumo in Italia è pari al 45,4% e al 38,5%, mentre nella media dei Paesi dell'Area Euro risulta intorno al 32% per entrambe le fasce di consumo. Non a caso le differenze di costo italiane con il resto d'Europa, si riducono se si considerano i prezzi al netto delle imposte. Al contrario, i forti consumatori di gas in molti Paesi europei sono penalizzati da elevati livelli di tassazione, tali da rendere i loro prezzi lordi superiori a quelli italiani, mentre i prezzi al netto delle imposte italiani risultano via via meno convenienti (fino a diventare più alti di quelli europei) al crescere dei livelli di consumo. Rispetto al 2012, sempre con riferimento a consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m<sup>3</sup>)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte evidenziano in Italia un calo del 5,2%, decisamente in controtendenza rispetto all'Unione Europea, dove lo stesso prezzo è cresciuto del 3,9%. Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si è manifestata, infatti, in molti Paesi, tra i quali spiccano gli aumenti di Irlanda (+11,5%), Germania (+8,2%), Paesi Bassi (+5,9%), Francia (+5%), Regno Unito (+4%), Spagna (+3,4%), oltre che in altri Paesi minori.

Il confronto con i principali Paesi europei ribadisce quanto detto finora: i prezzi italiani sono più alti per le prime due classi di consumo, ma si attestano su valori più competitivi per le classi di consumo più elevate. In particolare, i prezzi interni risultano più convenienti a partire dalla seconda fascia di consumo rispetto alla Germania e a partire dalla terza classe di consumo nei confronti di Francia e Spagna. Restano invece sempre più cari in confronto al Regno Unito, eccetto che per la classe compresa tra 2.627 e 26.268 M(m<sup>3</sup>)/anno.

## *ANDAMENTO NEL TEMPO E INFLAZIONE*

Dopo un lungo periodo di crescita, il **prezzo** del segmento del gas per le utenze presenta, nel 2013, un'inversione di tendenza ed è **in diminuzione** a partire dal mese di Aprile dello stesso anno. In media d'anno, nel 2013 il prezzo del gas risulta cresciuto dello 0,9% rispetto al 2012. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,2%, in termini reali la variazione del gas risulta negativa e pari a -0,3%. Nel primo trimestre 2014 la diminuzione di prezzo del segmento è proseguita, portando a Marzo 2014 il tasso di variazione a 12 mesi al -6,5%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (120,5) al suo livello medio del 2013 (124,5), si deduce che l'inflazione acquisita per il 2013 da questo segmento di consumo è pari al -3,2%. **L'andamento del gas** ha contribuito significativamente ad abbassare **l'inflazione**, che dopo il massimo di Luglio 2012 (15,3%), nei mesi successivi è scesa continuamente, portandosi su valori negativi (decremento prezzi) a partire da Luglio 2013 e raggiungendo a Marzo 2014 il livello di -3,4%, con una inflazione acquisita, per il 2014, a tale data pari al -1,4%. Tutto ciò si può vedere nell'immagine sottostante:



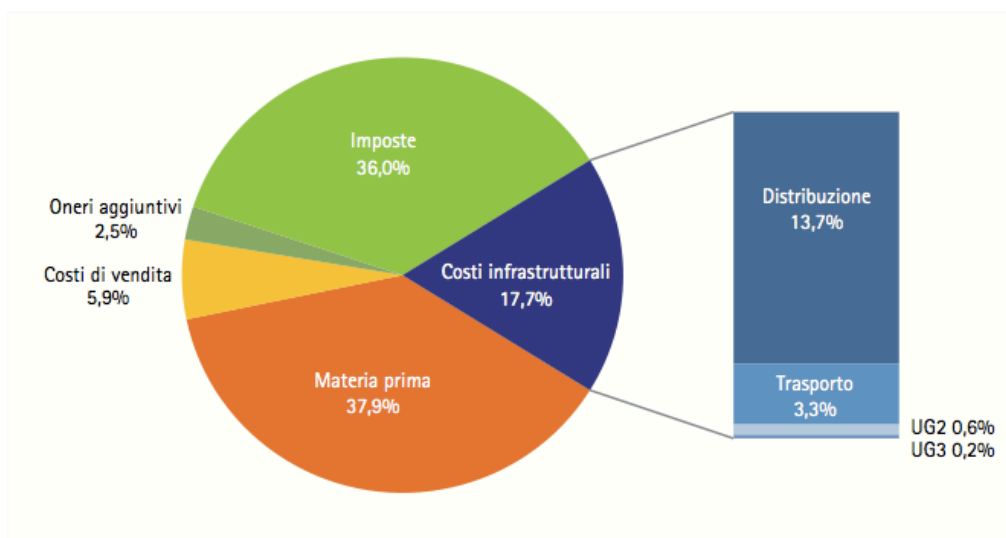
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Immagine 3.11: Inflazione generale dei beni energetici e del gas; fonte "AEEG, 2014"

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei. Al contrario di quanto è accaduto nel 2012, nel 2013 il **gas ha registrato in Italia l'incremento più basso**. Il rincaro dell'1% italiano risulta, infatti, pari a meno della metà della media dei Paesi dell'Unione europea (+2,2), prossimo a quello registrato in Germania (+1,2%) e notevolmente inferiore agli aumenti rilevati in Francia (4,1%), nel Regno Unito (7,7%) e in Spagna (5,7%). I risultati del confronto cambiano se si considerano le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni. In questo caso, l'Italia registra un rincaro del 17,1%, sostanzialmente allineato alla media dell'Unione europea (18,2%) e alla Francia (16,5%), ma notevolmente inferiore alla Spagna (30,6%) e al Regno Unito (35,7%); tra i Paesi considerati, solo la Germania presenta un rincaro più contenuto (10,7%).

### 3.7.5 Bolletta gas

#### COMPOSIZIONE



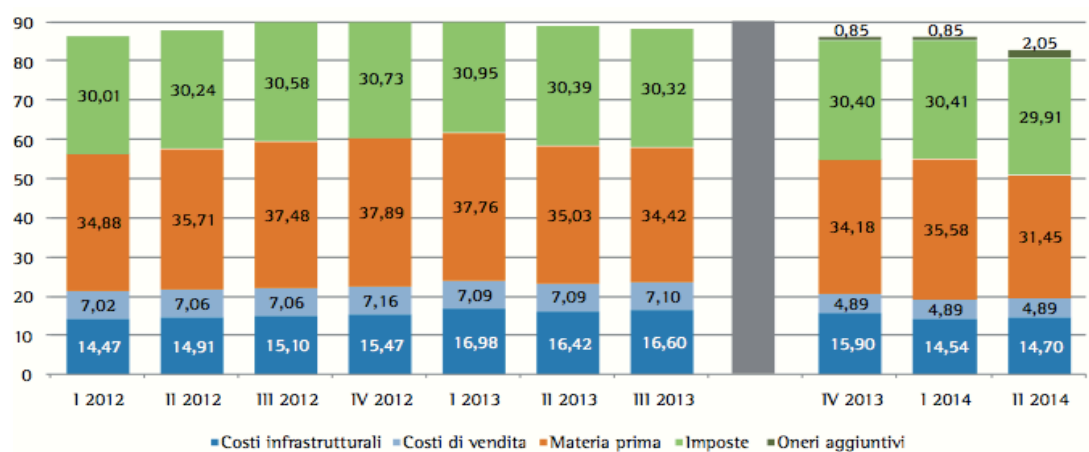
Fonte: AEEGSI.

Immagine 3.12: Composizione percentuale dei costi in bolletta; fonte "AEEG, 2014"

La bolletta del gas che si trova a dover pagare il consumatore finale è composta da **5 fattori** come si può notare dal grafico a torta soprastante:

- **Materia prima (37,9%)** che comprende il costo di acquisto, i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas, i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi con la stessa, tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).
- **Costi Infrastrutturali (17,7%)** formata principalmente da una componente di distribuzione (14,4%) e da una di trasporto (3,3%) che tiene conto di quanto già ricompreso nei costi per la materia prima. Questi ultimi, inoltre, comprendono implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno), sia per la copertura di eventi eccezionali. La distribuzione locale invece copre i costi del trasporto del gas sulle reti locali fino al contatore del cliente ma copre anche alcuni oneri relativi a iniziative di risparmio energetico, di miglioramento della qualità del servizio e per il contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi.
- **Costi di vendita (5,9%)** sono i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere un'appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine.
- **Oneri aggiuntivi (2,5%)** sono la componente pro rinegoziazioni, volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.
- **Imposte (36%)**, la cui componente è formata dall'accisa, dall'addizionale regionale e dall'imposta sul valore aggiunto (IVA). Come si nota dalla tabella seguente, le imposte vengono separate in uso civile e industriale (oltre che per fascia di consumo). L'accisa viene suddivisa in normale e speciale per i territori ex mezzogiorno, l'addizionale regionale ovviamente per regione, mentre l'imposta è fissa al 22%, eccetto alcuni casi in cui è al 10%.

## ANDAMENTO NEL TEMPO



(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

Immagine 3.13: Prezzo per un consumatore domestico tipo (2012-2014); fonte "AEEG, 2014"

L'immagine soprastante mostra l'andamento del prezzo del gas nel tempo per il consumatore domestico tipo; **il prezzo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013**, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€ /m<sup>3</sup>. Tale incremento è attribuibile essenzialmente alla materia prima e ai costi infrastrutturali. Questi ultimi sono aumentati tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013 in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri accessori. L'andamento della materia prima richiede una disamina più articolata, di cui si è già parlato nel paragrafo 3.7.2, inerente i prezzi *Spot* e *ToP*. La crescita registrata sino a inizio 2013 è dipesa essenzialmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas erano collegati. L'Autorità ha intrapreso manovre con l'obiettivo di ridurre la dipendenza degli aggiornamenti dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati *Spot*), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Tali interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati *Spot*, più bassi di quelli rinvenienti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€ /m<sup>3</sup>) e a un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€ /m<sup>3</sup>). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 c€ /m<sup>3</sup> è sceso a 88,44 c€ /m<sup>3</sup> nel **terzo trimestre 2013**, con una **diminuzione** del 4,7%. Col quarto trimestre del 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€ /m<sup>3</sup>, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente. Nel

primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella destinata al Fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). **Nel secondo trimestre 2014** (decorrenza 1 Aprile), vi è stato un **nuovo e significativo decremento di prezzo** (3,26 c€/m<sup>3</sup>, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione. Dal primo trimestre 2013 a oggi si registra una diminuzione di circa 10 c€/m<sup>3</sup> (oltre il 10%) nel prezzo complessivo.

### 3.7.6 Riepilogo

Dall'analisi appena effettuata risulta che il prezzo nel Nord America è inferiore rispetto a quello europeo, soprattutto grazie all'introduzione dello *shale* gas, che ha portato gli USA a passare da importatori a esportatori. I prezzi più alti europei sono dovuti alla presenza di contratti **Take or Pay**, che contengono una clausola che obbliga l'acquirente a pagare comunque, completamente o parzialmente, una quantità minima di gas prestabilita e fissata nel contratto stesso. Il prezzo di questi segue l'andamento del petrolio e la loro è durata molto lunga, 20-30 anni. Per questo motivo i *trader* sono obbligati a pagare prezzi più elevati rispetto ai contratti **Spot**, transati negli *hub*, i quali hanno una durata annuale o inferiore e i cui prezzi non sono legati al petrolio, ma si basano sulla dinamica domanda-offerta. L'Italia è ancora più legata ai *ToP* e fino al 2011 la normativa e le infrastrutture italiane non hanno permesso l'allineamento tra i prezzi italiani a quelli europei sul PSV, l'*hub* virtuale italiano. Nei primi mesi del **2012** c'è stata un'**inversione di tendenza** grazie all'aumento della capacità di scambio tra Italia e Austria (attraverso un nuovo meccanismo di allocazione delle quote di trasporto al passo del Tarvisio, promossa dall'Autorità) e dal 2013 l'introduzione di una componente *Spot* nella formulazione dei prezzi pagati da famiglie e piccole e medie imprese, dovrebbe portare ad un contenimento dei prezzi del gas nel prossimo futuro.

Per quanto riguarda la distribuzione, il prezzo del servizio dipende da una componente fissa e una variabile. La prima si compone di tre elementi (distribuzione, misura e commercializzazione); la seconda è diversa per gli scaglioni di consumo. Invece la vendita può essere suddivisa in **ingrosso** e dettaglio, nel primo caso il prezzo richiesto ad altri intermediari è risultato pari a **32,67 c€/m<sup>3</sup>** mentre quello praticato ai **clienti finali** è stato di **41,07 c€/m<sup>3</sup>**. Il differenziale tra le due clientele (ingrosso e finale) è quindi pari a 8,35 c€/m<sup>3</sup>.

I prezzi di vendita al dettaglio sono in media maggiori degli altri Paesi europei anche a causa di una più elevata incidenza del fisco. Fanno eccezione in parte i consumatori industriali, infatti, per le imprese italiane che hanno consumi superiori a 263.000 m<sup>3</sup> il prezzo è risultato minore, mentre per quanto riguarda i consumi superiori a tale valore, i prezzi sono comunque risultati maggiori. E' bene fare inoltre una distinzione tra mercato **libero** e tutelato; nel primo il prezzo medio è stato di **39,4 c€/m<sup>3</sup>** mentre per quello tutelato è risultato di **59 c€/m<sup>3</sup>** con quindi un differenziale globale di prezzo tra i due mercati di 19,6 c€/m<sup>3</sup>. Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. In linea generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura **più convenienti** sia direttamente

proporzionata alle **dimensioni** del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

Infine per quanto concerne l'utenza domestica, si osserva la composizione della bolletta del gas: materia prima (37,9%), costi infrastrutturali (17,7%), costi di vendita (5,9%), oneri aggiuntivi (2,5%) e imposte (36%); il costo della stessa è aumentato continuamente fino al primo trimestre del 2013. Da quel periodo si è assistito ad un **calo** del prezzo anche considerevole, dovuto principalmente alla nuova indicizzazione.

## 3.8 PSV

---

Si dedicheranno le sezioni finali del capitolo alle due principali modalità virtuali di transazioni del gas, perché sono sempre più utilizzate e si presume che questo trend continuerà, visto che il prezzo sul mercato *Spot* transato al PSV è più conveniente di quello dei contratti *Take or Pay*.

### 3.8.1 Descrizione

Il PSV è un **hub virtuale** in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella Rete Nazionale di Gasdotti (RNG). L'*hub* virtuale, a differenza di quello fisico, non è associato a nessuno snodo fisico in particolare, ma all'intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale. Si tratta, quindi, di un mercato aperto alla concorrenza, all'interno del quale sono stati sviluppati particolari meccanismi di negoziazione del gas naturale tra i vari *competitors* e numerosi servizi di supporto.

Il PSV italiano è gestito da **Snam Rete Gas**, società leader in Italia nel trasporto e dispacciamento di gas naturale. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha attribuito al PSV la qualifica di "*mercato regolamentato delle capacità e del gas*", avendo quest'ultimo l'obiettivo di facilitare le negoziazioni e ridurre i costi di transazione, migliorando così l'efficienza complessiva del sistema e il bilanciamento tra domanda e offerta. Obiettivo primario del Punto di Scambio Virtuale, infatti, è quello di fornire **un punto di incontro tra domanda ed offerta** ove effettuare transazioni bilaterali di gas naturale su base giornaliera, garantendone la contabilizzazione. Secondo la normativa in vigore, infatti, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso questo punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale. Esso, come detto, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *Ove The Counter* (OTC), ovvero al di fuori dei circuiti borsistici ufficiali. Esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel Maggio 2010 presso il Gestore dei Mercati Energetici (GME), la stessa verrà trattata nel paragrafo successivo 3.9.

### 3.8.2 Transazioni in pratica

Al fine di ottenere una gestione ordinata, efficiente e automatizzata degli scambi e delle cessioni di gas, Snam Rete Gas ha sviluppato uno strumento informativo accessibile agli utenti per la pubblicazione e la registrazione delle proprie transazioni. Tale strumento è costituito da due moduli accessibili al sito "[www.snamretegas.it](http://www.snamretegas.it)". Il primo è la "*Bacheca Offerte di Vendita e Richieste d'Acquisto di Gas*" che ha come obiettivo la gestione e la visualizzazione di offerte di vendita e richieste d'acquisto di gas da parte degli utenti; il secondo è il "*PSV*" utilizzato per la gestione e la visualizzazione delle transazioni di gas che sono state concluse tra gli utenti. Le **operazioni** che possono essere effettuate sulla piattaforma virtuale dall'acquirente e dal venditore sono schematizzate nell'immagine successiva:



|            | crea | modifica | emette | rifiuta | accetta | proposta di cancellazione | cancellazione |
|------------|------|----------|--------|---------|---------|---------------------------|---------------|
| Venditore  | X    | X        | X      |         |         | X                         | X             |
| Acquirente |      |          |        | X       | X       | X                         | X             |

Immagine 3.14: Operazioni fattibili al PSV; fonte "www.snamretegas.it"

Il **flusso dei dati** per la creazione di una transazione, che può essere giornaliera o multi giornaliera, è rappresentato nell'immagine in seguito:

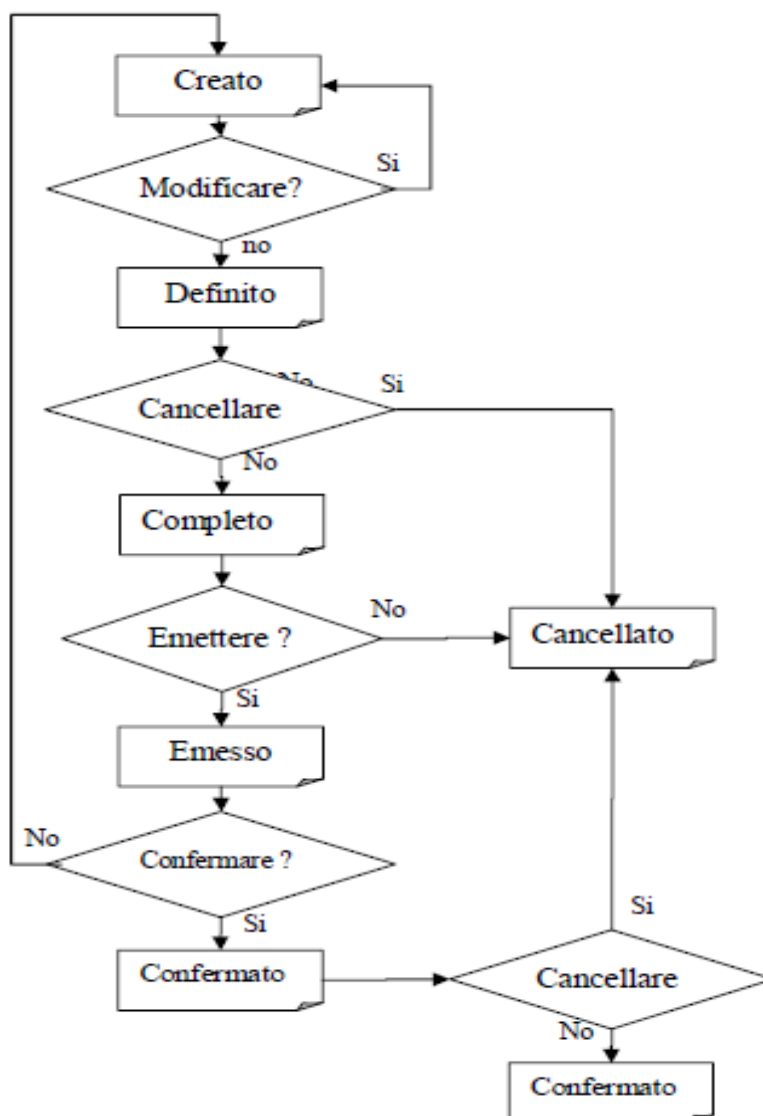


Immagine 3.15: Il flusso dei dati per la creazione di una transazione al PSV; fonte "www.snamretegas.it"

Infine si riporta a titolo esemplificativo l'interfaccia per la creazione di una transazione giornaliera, nell'immagine sottostante.

Immagine 3.16: L'interfaccia per la creazione di una transazione al PSV; fonte " www.snamretegas.it"

Il PSV viene molto usato tra operatori come strumento per accordarsi, attraverso degli *EFET (european federation of energy trader) Master Agreement*: accordo standard che regola tutte le transazioni tra *trader* sia per energia elettrica sia per gas nei vari *hub*. Sono delle schede in cui si decide con la controparte le eccezioni o le cose che si vogliono nel contratto. E' un accordo quadro completo con la controparte. Si riporta ora un esempio pratico di *Efet Master Agreement* (immagine in seguito):

# EFET

## European Federation of Energy Traders

### PART I (Commercial Terms) of the Individual PRISMA Gas Capacity Contract (UNBUNDLED)

between:

\_\_\_\_\_

having its registered office at \_\_\_\_\_

[entity selling the Gas Capacity via PRISMA] ("Seller"); and

\_\_\_\_\_

having its registered office at \_\_\_\_\_

[entity buying the Gas Capacity via PRISMA] ("Buyer"),

on the date established via PRISMA for this Gas Capacity Transaction, the commercial terms of which are set forth below in this Part I (Commercial Terms), and the general provisions of which are set forth below in its Part II (General Provisions), and which incorporate by reference herein, and form a part hereof.

#### SECTION A: COMMERCIAL PROVISIONS

Relevant Network Operator: \_\_\_\_\_

Gas Capacity details:  Entry  
 Exit  
  
 Physical Flow  
 Backhaul

If Entry: Entry Point shall be: \_\_\_\_\_

If Exit: Exit Point shall be: \_\_\_\_\_

Gas Capacity Type:  Firm  
 Statistical Firm  
 Interruptible

Nature of Gas Capacity Transaction:

**Transfer of Use Transaction**  
  
 Contract Price Payable by Buyer  
 Contract Price Payable by Seller  
  
 **Assignment Transaction**

A

Contract Price Payable by Buyer

Contract Price Payable by Seller

Contract Quantity:

Time Unit:  1 hour

1 Day

Total Capacity Period: From:  hours on [ / / ]

To:  hours on [ / / ]

Contract Price: The amount in Euros per  established via PRISMA for this Gas Capacity Transaction

#### SECTION B: ELECTIONS FOR THE PURPOSES OF PART II (GENERAL PROVISIONS)

Payment Method:  Monthly Payment Method

Lump Sum Payment Method

§§ 5.1(a)(iv) (Transfer of Use Transaction):

Does the Seller give the warranty set out in §§ 5.1(a)(iv)?

Yes

No

§§ 7.1(d)(iv) (Default and Consequences):

Number of days shall be:

§§ 9.3 (Invoicing, Payment):

Default Interest Rate: [monthly] / [yearly] EURIBOR plus  %

§ 13 (Governing Law and Dispute Resolution):

Governing Law:

English Law OR

German Law

Dispute Resolution:

Courts, OR

Arbitration

If German Law chosen:

Courts of: \_\_\_\_\_ OR

Place of Arbitration: \_\_\_\_\_

Language of Arbitration:

English OR

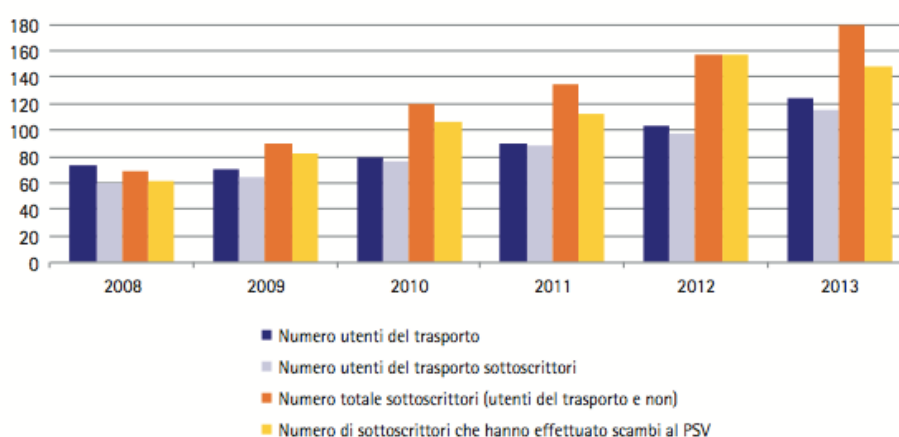
German

#### SECTION C: AMENDMENTS TO PART II (GENERAL PROVISIONS)

### 3.8.3 Mappatura

#### SOGGETTI CHE OPERANO AL PSV

Secondo le disposizioni dell’Autorità, dal Novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l’*hub* nazionale, senza essere utenti del sistema di trasporto. Nel 2013, **148 soggetti** hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Per la prima volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è leggermente diminuito: nel 2012, infatti, erano 157. Anche il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 59 a 46 unità. La seguente figura mostra gli utenti del PSV dal 2008 ad oggi:



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Immagine 3.18: Numero degli utenti del PSV dal 2008; fonte “AEEG, 2014”

Negli ultimi anni, il PSV si è notevolmente sviluppato in termini sia di volumi scambiati, sia di numero di contrattazioni effettuate. Tale crescita è avvenuta anche grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni.

#### VOLUMI E TRANSAZIONI PER ENTRY POINT

Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono esclusivamente gli scambi commerciali, sono raggruppate in un’unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia, queste ultime sino a Novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla Rete di trasporto nazionale (RTN) tramite l’*entry point* di Cavarzere. Da ultimo, nell’Ottobre 2013, si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana.

La seguente figura mostra i **volumi delle transazioni** nei punti di entrata della Rete nazionale:

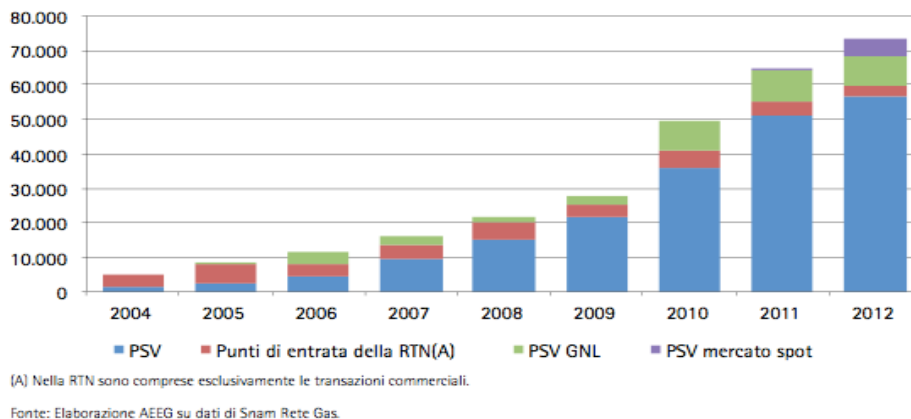


Immagine 3.19: Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale; fonte “AEEG, 2014”

Ora si mostra l’immagine che riporta il **numero di transazioni** nei punti di entrata della Rete nazionale:

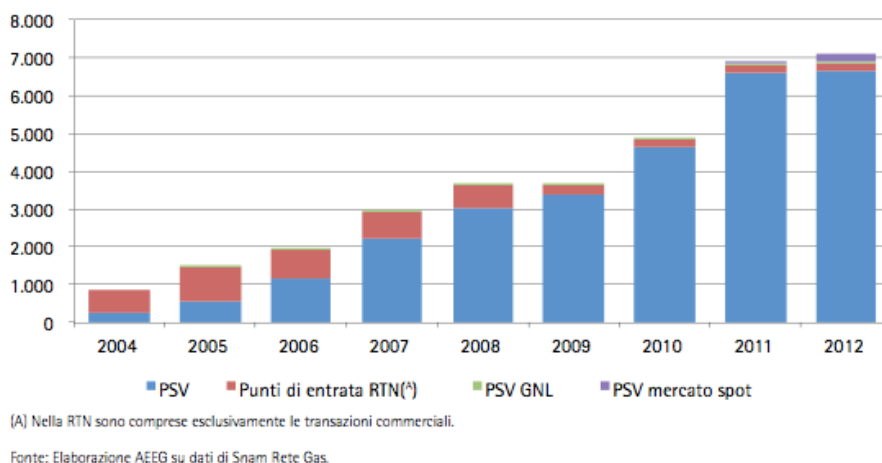


Immagine 3.20: Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale; fonte “AEEG, 2014”

Si nota come il **PSV** sia **creciuto** in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati.

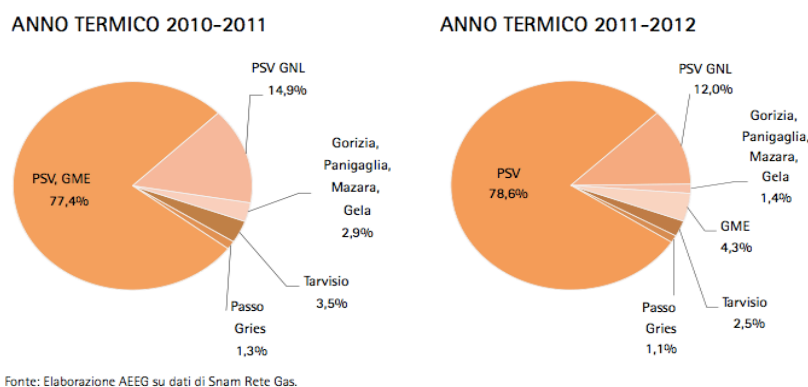


Immagine 3.21: Confronto tra il 2011 e 2012 per utilizzo entry point; fonte “AEEG, 2013”

Un confronto tra gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012 (immagine soprastante) mostra come **il PSV si stia sviluppando di anno in anno a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale**, le cui quote si stanno riducendo costantemente. Per quanto riguarda la dimensione degli operatori, si può notare come le importazioni siano la principale fonte di approvvigionamento, soprattutto dei grandi operatori, mentre al diminuire della loro dimensione divengono sempre più importanti gli acquisti sul territorio nazionale e quelli al PSV. L'incidenza degli acquisti al PSV, infatti, è massima per le imprese di media dimensione, dove raggiunge il 43,6%. Diversamente dall'anno termico precedente, il PSV GNL segna invece una riduzione del 2,1%, interrompendo così il trend positivo iniziato con l'entrata a regime del terminale di Rovigo. Per l'anno termico 2010-2011, la voce GME (gestore mercati energetici) è stata accorpata agli scambi effettuati sul PSV per il loro esiguo peso (rappresentano meno dell'1‰ dei volumi totali). Tale percentuale sale al 4,3 per l'anno termico che va da Ottobre 2011 a Settembre 2012 per effetto dei volumi della PB-GAS (piattaforma bilanciamento gas naturale).

### 3.8.4 Importanza e futuro

Seppur non ancora paragonabile ai mercati più maturi europei, è da rilevare come il PSV abbia avuto un tasso di crescita annuo composto (CAGR) in termini di volumi scambiati del **70%** dal 2003 al 2012. L'anno termico 2013-2014 è iniziato con un forte **aumento delle transazioni** presso il PSV, che hanno raggiunto i 6.877,2 milioni di metri cubi ad Ottobre, il livello più alto dal lontano Febbraio 2012, se si eccettua il record storico del Marzo scorso dovuto all'interruzione delle forniture dalla Libia in Ottobre.

L'andamento in linea con il resto d'Europa sembra dunque permanere, lasciando intravedere uno scenario positivo per il prossimo futuro. Intanto i consumatori hanno goduto dei benefici della nuova formula ancorata ai **prezzi Spot**. Infatti, grazie al PSV è stato possibile allineare il prezzo del gas in Italia a quello del resto d'Europa. Quest' inversione di tendenza è avvenuta nel 2012 quando l'Autorità ha permesso l'aumento della capacità di scambio tra Italia e Austria, come è stato spiegato nel paragrafo 3.7.2. Nel prossimo futuro il PSV sarà essenziale per il raggiungimento di una concorrenza e di un mercato liquido e continuerà quindi il ridimensionamento già in atto dei contratti *Take or Pay*, incentivato anche dalla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela.

Come sottolineato anche dagli **esperti**, il PSV avrà un ruolo sempre più rilevante nel futuro, sia a livello generale, dove verrà sempre più usato, soprattutto perché vi è la volontà di effettuare sempre più transazioni *Spot* rispetto all'utilizzo di contratti *Take or Pay* ben più onerosi, i quali non rendono competitive le imprese; sia perché un corretto coordinamento a livello internazionale, soprattutto in tema di trasporti ed infrastrutture sarà l'altro elemento chiave che potrebbe generare il destino dell'Italia come *hub* del sud Europa, oltre che la ripresa della domanda a fronte di questi investimenti.

## 3.9 Borsa del gas

---

### 3.9.1 Descrizione

La borsa del gas è un **luogo virtuale di scambio** dove il gestore funge da controparte delle transazioni e offre agli iscritti determinati servizi per ridurre il rischio finanziario tramite *Clearing House* e garanzie bancarie. Le borse infatti sono mercati organizzati dove la borsa stessa è la controparte e il prezzo si determina tramite meccanismo di asta per acquisti/vendite di prodotti standardizzati. L'usufrutto di contratti standardizzati è garantito tramite la partecipazione, riducendo il rischio di controparte e relativi, ad asimmetrie informative, infatti, esiste una quotazione trasparente pubblicata dal gestore della borsa; sono però richiesti certificazioni di solidità finanziaria e ingenti pagamenti. Questo mercato funziona in questo modo: il GME, come detto, funge da controparte centrale, mettendo a disposizione per gli operatori lo scambio di partite di gas settimanali, mensili, trimestrali o annuali, cioè su orizzonti più lunghi del mercato a pronti. A completare il meccanismo, c'è il raccordo con il PSV. Il GME infatti registra sul PSV le transazioni compiute sul mercato a termine in qualità di operatore qualificato dal PSV, facendo così scattare la consegna del quantitativo, che avviene sulla rete.

Le borse sono caratterizzate da un **basso livello di liquidità** e si prevede la presenza di **soggetti intermedi**, ovvero i responsabili del bilanciamento, che, sorvegliando il comportamento degli *shipper* per minimizzare gli sbilanciamenti, rendono il mercato *Spot* meno necessario. Questo sistema si è scontrato in passato con alcune criticità, come il fatto che il prezzo di riferimento sia a volte tale da rendere conveniente per l'operatore rimanere sbilanciato, piuttosto che compensare di volta in volta acquistando o vendendo. I **problemi** principali sono legati alla partecipazione che è **costosa** e che vi è **scarsa flessibilità**. Inoltre, i mercati poco liquidi sono soggetti al potere di mercato.

### 3.9.2 Evoluzione storica

- 2007: **creazione** della Borsa del Gas in Italia.
- 2008-2009: il Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) insieme all'Autorità ha definito le **modalità di cessione delle aliquote**.
- Luglio 2009: la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al **GME** (Gestore dei Mercati Energetici) il quale ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di meritocrazia economica.
- Maggio 2010: il GME ha dato avvio alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas (denominata **P-GAS**), un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. A questo si è recentemente aggiunto un ulteriore elemento necessario per il completamento di una vera e propria Borsa del gas (**M-GAS**).
- Novembre 2010: il ministero ha approvato il **regolamento del mercato del gas** dove, a differenza della P-GAS, il GME svolge anche il ruolo di controparte centrale.



- Aprile 2011: è stato avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento a stoccaggio ad uno “a mercato”, ovvero **PB-GAS**.
- Settembre 2013: è stato dato avvio al mercato a termine gestito dal GME, ovvero il **MT-GAS**.

### 3.9.3 Mercati e piattaforme

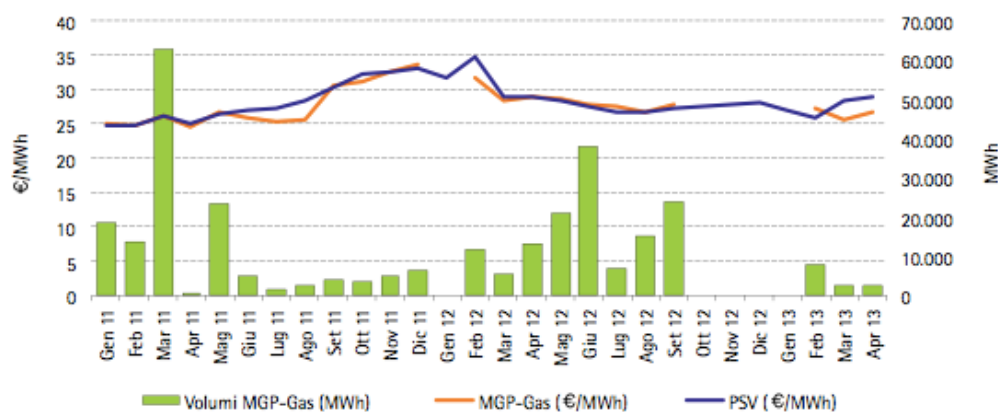
#### *M-GAS*

L'M-GAS si articola in:

- **Mercato del giorno prima del gas (MGP GAS)**. Il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro. Nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua. Nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.
- **Mercato infra-giornaliero del gas (MI GAS)**. Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.
- **Mercato a termine del gas (MT-GAS)**. Il MT-GAS si svolge secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MT-GAS vengono organizzati tanti *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas. Le tipologie di prodotti negoziabili possono essere: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month (BoM)*.

#### **MGP-GAS**

Nel corso dell'anno 2013, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua ha visto soltanto **quattro sessioni**, su 364 disponibili, con almeno un abbinamento per un totale di 13.300 MWh scambiati, in calo del 90% rispetto al 2012. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 26,80 €/MWh, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente del 6,6%. Ora riportiamo i **prezzi** per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e **volumi** scambiati sul MGP-GAS €/MWh.

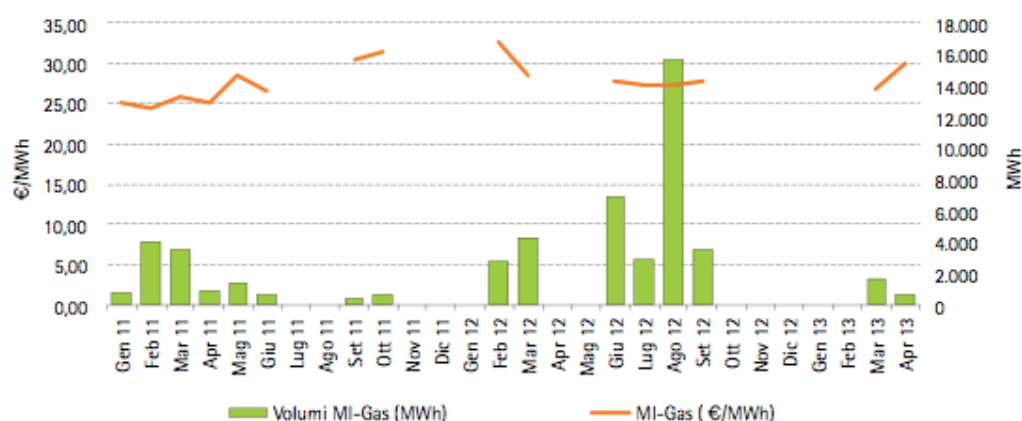


Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

Immagine 3.22: Prezzi e volumi al PSV e sull’MGP-GAS; fonte “AEEG, 2014”

### MI-GAS

Anche per il MI-GAS, il 2013 è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con **quattro sessioni** utili contro le 15 del 2012. Il prezzo medio registrato è stato pari a 27,52 €/MWh, in calo del 5,3% rispetto all’anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 3.800 MWh, contro i 36.120 MWh del 2012. Di seguito, nell’immagine, i **prezzi** e **volumi** sul MI-GAS €/MWh.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Immagine 3.23: Prezzi e volumi sul MI-GAS; fonte “AEEG, 2014”

### MT-GAS

Per quanto attiene all’operatività dell’MT-GAS, dalla data di avvio del 2 Settembre 2013 a oggi **non sono state registrate transazioni** con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

## *P-GAS*

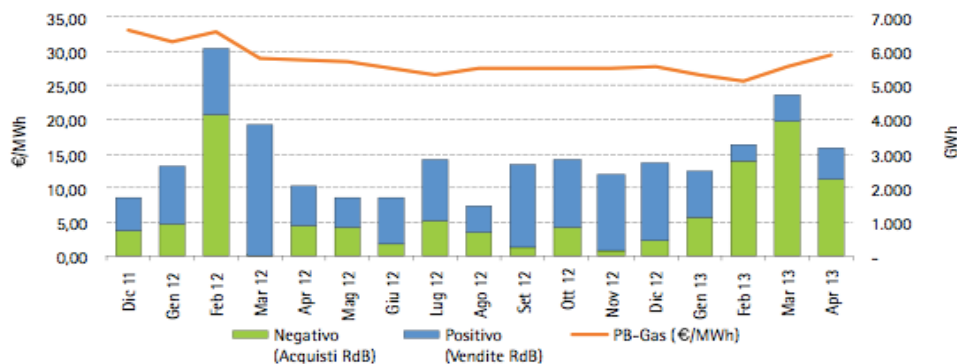
La P-GAS è la Piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale dove vengono offerte anche le quote di gas dei soggetti tenuti agli obblighi di legge, nonché dove i soggetti investitori aderenti, che abbiano richiesto di avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale, possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati. Per operare sulla P-GAS è necessario che gli operatori siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale (PSV). I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il **GME** svolge semplicemente il ruolo di **gestore della piattaforma** e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas.

La P-GAS si articola in tre comparti:

- Import, a negoziazione continua, vengono offerte le quote di gas naturale di cui all'articolo 11 comma 2 della legge 40/07.
- Ex d.lgs. 130/10, a negoziazione continua, dove possono essere offerti dai soggetti investitori aderenti i quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati.
- Aliquote, a negoziazione ad asta, in cui vengono offerte le quote di gas dovute allo stato di cui all'articolo 11 comma 1 della legge 40/07.

## *PB-GAS*

La PB-GAS è il mercato GME **più utilizzato**. Sulla PB-GAS gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo, di conseguenza, la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. Infatti grazie alla PB-GAS è stato possibile il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Immagine 3.24: Prezzi e volumi sulla PB-GAS; fonte "AEEG, 2014"

Nel grafico soprastante sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla PB-GAS. La piattaforma PB-GAS, anche nel 2013, evidenzia il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012 in termini sia di operatori iscritti e attivi (74 e 73), sia di volumi complessivi scambiati pari a 40,9 TWh (in crescita del 17% sul 2012), ovvero al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I **volumi** negoziati su tale piattaforma rappresentano il **98,3%** di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME. Il **prezzo medio** registrato sulla PB-GAS nel 2013 risulta in lieve flessione rispetto al 2012, attestandosi a **27,86 €/MWh** (-2,3%), di poco inferiore al prezzo medio del PSV pari a 27,99 €/MWh, -3% rispetto al 2012. Come si può osservare dal grafico soprastante, nei vari mesi le quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale.

### 3.9.4 Considerazioni finali

#### **ALLINEAMENTO CON OBIETTIVI DELLA SEN**

Nell'ambito della SEN la borsa del gas è considerata un presupposto essenziale per creare un mercato efficiente e liquido capace di fornire segnali di prezzo che dipendano dagli equilibri di domanda e offerta. In questo contesto verranno prese in considerazione misure per favorire lo spostamento di volumi significativi di contrattazioni commerciali verso la borsa al fine di accelerarne l'aumento della liquidità (ad esempio, incentivando l'offerta in borsa dei volumi di produzione nazionale e di import). L'emergere di prezzi di borsa attendibili avrebbe l'indubbio vantaggio di consentire una diversa determinazione dei prezzi di riferimento della materia prima per le offerte al mercato tutelato, superando progressivamente l'indicizzazione ai contratti *Take or Pay*, a oggi prevalente.

Secondo l'Aeeg, dalle esperienze degli altri mercati europei, l'Italia dovrebbe imparare che:

- Se i mercati *Spot* sono liquidi, conviene che il prezzo sia scelto su questi, in modo da limitare rischi di comportamenti strategici degli operatori e rischi di danni economici connessi alla mancata internazionalizzazione del prezzo di piazzamento e di mancata *shortage* sul mercato nazionale.
- La scelta di fare il bilanciamento sul mercato spot influenza la liquidità e l'affidabilità.
- Ai Paesi, in cui il ruolo dell'*incumbent* è forte, conviene affidare la gestione del mercato di bilanciamento ad un indipendente.

## VANTAGGI/SVANTAGGI

### Vantaggi

- Prodotti totalmente standardizzati, sono disponibili prodotti fisici e finanziari di lungo periodo fino allo *Spot*.
- Regole di determinazione del prezzo predefinite e trasparenti.
- Rischio di controparte ridotto, ovvero il gestore assorbe il rischio, ripartendolo sui partecipanti, chiedendo fidejussioni bancarie e ricorrendo alla *Clearing House*.

### Svantaggi

- Partecipazione costosa.
- Poca flessibilità.
- Adatto solo per mercati già sviluppati.

**Gli svantaggi sono molto superiori ai vantaggi**, questo è emerso sia dalle interviste ma anche dai dati di utilizzo della borsa gas rispetto al PSV, infatti, su 80000M(m3) totali circa 5000M(m3) sono scambiati nella borsa. Il risultato è perciò una scarsa liquidità del mercato e difficoltà di fare trading. Evidentemente in un mercato con così poca profittabilità, il costo da sostenere, in particolare, è un grande deterrente e fa sì che i *player* di mercato si avvicinino poco a questo strumento.

## **APPROFONDIMENTO “SALDO NETTO TRANSAZIONI”**

- 1) Relativamente a ciascun Giorno-gas, il saldo netto delle transazioni ( $T_k^n$ ), concluse da un soggetto K (Utente SRG e Altro Soggetto), è dato dalla somma algebrica delle quantità di gas acquistate da/cedute ad altri soggetti, secondo l'equazione di seguito indicata:

$$T_k^n = T_k^{psv} + T_{k-comp}^{gnl} + T_k^m + T_k^{g-1} + T_k^{pb}$$

- 2) Il termine  $T_k^{psv}$  rappresenta il saldo netto delle Transazioni, di cui al punto b), registrate dal soggetto K nel corso della 1<sup>a</sup> e 2<sup>a</sup> sessione (vedi dopo).
- 3) Il termine  $T_{k-comp}^{gnl}$  rappresenta il saldo netto delle Transazioni registrate dal soggetto K nel corso della 3<sup>a</sup> sessione.
- 4) Il termine  $T_k^m$  rappresenta il saldo netto delle transazioni concluse dal Sottoscrittore presso la Piattaforma M-GAS e registrate dal GME al PSV nel corso delle corrispondenti sessioni di cui vanno rispettati i termini e le modalità per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale e resi disponibili al Sottoscrittore in sola modalità di visualizzazione.
- 5) Il termine  $T_k^{g-1}$  rappresenta il saldo netto delle transazioni presso la Piattaforma PB-GAS concluse dal Sottoscrittore, così come comunicato dal GME a Snam Rete Gas. Tale termine viene registrato da Snam Rete Gas al PSV nel Giorno-gas G-1 di norma entro le ore 21.00 e viene reso disponibile al Sottoscrittore in sola modalità di visualizzazione.
- 6) Il termine  $T_k^{pb}$  rappresenta il saldo netto delle transazioni presso la piattaforma PB-GAS concluse dal Sottoscrittore, così come comunicato dal GME a Snam Rete Gas. Tale termine viene registrato da Snam Rete Gas al PSV nel corso delle corrispondenti sessioni di cui vanno rispettati i termini e le modalità per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale e resi disponibili al Sottoscrittore in sola modalità di visualizzazione.

## 1<sup>a</sup> sessione

- a) Tutti i soggetti abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale, compreso il GME, possono registrare Transazioni Giornaliere e Multi Giornaliere per il Giorno-gas G e per quelli successivi entro le ore 12.00 del Giorno-gas G-1.
- b) La registrazione di una Transazione al Punto di Scambio Virtuale necessita della formulazione di una richiesta di scambio/cessione di gas naturale da parte di un Soggetto Cedente e dell'esplicita accettazione da parte di un Soggetto Acquirente. Laddove il quantitativo oggetto di richiesta di cessione comporti il superamento del Limite di vendita di competenza del soggetto richiedente la richiesta non sarà registrata.
- c) La richiesta di cessione/acquisizione di gas formulata dal GME al Punto di Scambio Virtuale comporta l'automatica accettazione da parte del soggetto indicato dal medesimo operatore come controparte della Transazione. Laddove il quantitativo di gas oggetto di acquisizione da parte del GME comporti il superamento del Limite di vendita di competenza del soggetto indicato come controparte della Transazione, Snam Rete Gas provvederà alla registrazione della suddetta Transazione limitatamente alla quota parte del quantitativo non eccedente il Limite di Vendita di competenza del soggetto indicato.

## 2<sup>a</sup> sessione

- d) Tutti i soggetti abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale, compreso il GME, possono registrare, con riferimento al medesimo Giorno-gas G, ulteriori Transazioni Giornaliere tra le ore 6.00 e le ore 16.30 del Giorno-gas G.
- e) La registrazione delle Transazioni effettuate nel corso della 2<sup>a</sup> sessione avviene secondo le modalità indicate ai precedenti paragrafi b) e c).

## 3<sup>a</sup> sessione

- f) Gli Utenti SRG a cui viene riconsegnato GNL rigassificato dall'impresa di rigassificazione, abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale, possono registrare Transazioni Giornaliere e Multi Giornaliere, tra le ore 6.00 del terzo giorno lavorativo del mese M+1 e le ore 16.30 del secondo giorno lavorativo seguente, con riferimento a ciascun giorno del mese M.
- g) Le Transazioni di cui al precedente comma f), riguardano esclusivamente gli scostamenti dai programmi giornalieri del mese M comunicati dall'Impresa di Rigassificazione.
- h) La registrazione delle Transazioni effettuate nel corso della 3<sup>a</sup> sessione avviene secondo le modalità indicate al precedente paragrafo b).

# Tra presente e futuro





## 4.1 Metano per automobile

---

Nella seguente sezione sarà illustrato uno degli impieghi più interessanti e futuribili del gas naturale: l'utilizzo per il trasporto. Si tratterà in maniera approfondita la sua applicazione per auto, proponendo un confronto sia qualitativo che quantitativo con le altre tipologie di alimentazione, in modo da sottolineare i principali vantaggi e svantaggi, il più rilevante dei quali è la rete distributiva, che attualmente non ne permette uno sviluppo su larga scala; infine sarà dedicato un paragrafo ad altri due possibili impieghi: trasporto pubblico e via nave.

### 4.1.1 Descrizione

Il metano è l'**idrocarburo** che compone quasi per intero la miscela gassosa denominata gas naturale. In questa miscela, oltre al metano, sono presenti in minore quantità etano, propano, e raramente anche gas inerti quali l'azoto e l'anidride carbonica.

Il metano, essendo il più semplice degli idrocarburi, è molto utilizzato sia in ambito industriale che nel riscaldamento domestico e negli ultimi anni è sempre più usato anche nel settore dei trasporti, soprattutto perché si è rivelato uno dei migliori combustibili alternativi, consentendo di ottenere veicoli con un impatto ambientale bassissimo, con emissioni persino più basse anche dei più severi limiti di legge. Tutto questo è possibile anche grazie alla moderna tecnologia, che permette di ottenere motori con buone prestazioni, più silenziosi e senza residui carboniosi.

### 4.1.2 Caratteristiche tecniche delle auto a metano

Le auto a metano sono normalissime auto a benzina con l'opzione di utilizzare questo carburante alternativo. L'installazione di un impianto a metano, infatti, comporta obbligatoriamente la presenza di una grossa **bombola** coricata sul fianco che, generalmente, si estende per tutta la larghezza del bagagliaio.

Nel dettaglio, un impianto metano è costituito da due parti principali: retrofit e anteriore. Il **retrofit** comprende: serbatoi e valvole. Il metano necessita di essere sottoposto a pressioni estremamente elevate e questo aspetto determina l'utilizzo di serbatoi particolari, di forma cilindrica e dalla capacità di carico limitata: data la scarsa capienza del singolo serbatoio, si rende necessaria l'installazione di più serbatoi, mediamente da due a quattro. Il numero elevato dei serbatoi fa sì che la maggior parte del bagagliaio venga da essi occupato, poiché raramente è adottabile la soluzione dell'applicazione sotto scocca. L'**anteriore** comprende: riduttore/vaporizzatore, iniettori, centraline elettroniche. Il riduttore/vaporizzatore ha il compito di vaporizzare il gas che arriva dal serbatoio nello stato liquido e, gestendone la pressione, di inviarlo agli iniettori. Questi, posti in prossimità degli iniettori a benzina, iniettano il GPL sostituendosi agli analoghi. La gestione di tutti i componenti del sistema-impianto è affidata ad una centralina elettronica che dialoga con la ECU (centralina di gestione motore benzina), elaborandone i dati.

L'immagine in seguito mostra lo schema di un'auto a metano.

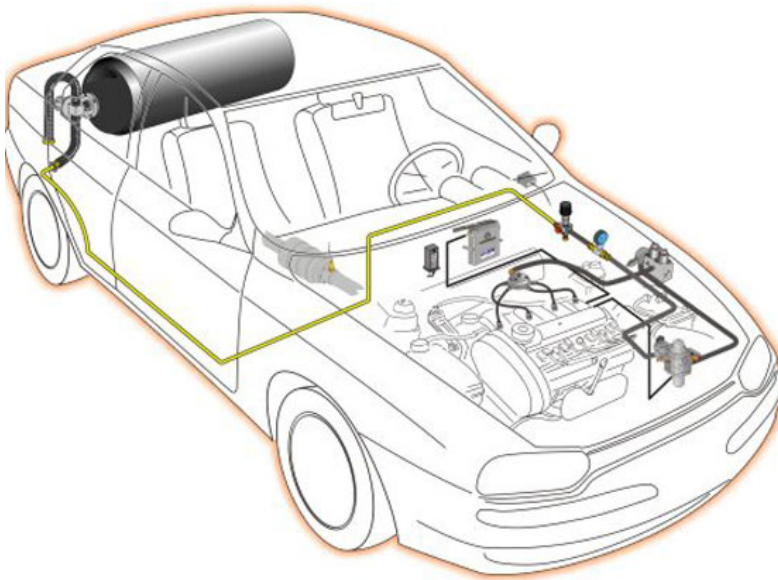


Immagine 4.1: Un'auto a metano; fonte "www.crostella.it"

### 4.1.3 Analisi qualitativa: confronto con altri tipi di alimentazione

Ora verrà riportata un'analisi accurata su quale alimentazione per auto sia più conveniente tra metano, benzina, diesel, GPL e ibrida.

Prima di tutto è stata costruita una **tabella qualitativa**, nella quale sono state messe a confronto le varie tipologie di alimentazione per ogni caratteristica specifica.

Le caratteristiche considerate sono sia quantitative che qualitative:

#### **Quantitative:**

- Costo d'acquisto.
- Costo carburante, in cui si considera in piccola parte anche il tempo di rifornimento (nell'auto a GPL è più elevato).
- Manutenzione.
- Bollo.
- Incentivi.
- Assicurazione.
- Svalutazione.

#### **Qualitative:**

- Prestazioni, nel caso dell'auto ibrida viene considerato anche il fatto che è disponibile solo il cambio automatico.
- Ecologica, si considera anche l'inquinamento acustico.

- Rete distributiva.
- Ampiezza bagagliaio.
- Modelli, cioè la possibilità di scelta tra il numero di modelli per ogni alimentazione possibile, caratteristica che include anche l'estetica.
- Blocco traffico, ZTL, parcheggio sotterraneo (nell'auto a GPL è impedito).

E' stato dato un peso ad ognuna di queste categorie, sulla base di quanto è stato riferito durante le interviste somministrate alle imprese, unite a ricerche settoriali. Naturalmente non ci sono stati dati i valori precisi, ma indicativamente gli ordini di grandezza; come si può notare il costo del carburante, la rete distributiva, il costo d'acquisto e le prestazioni, con le dovute differenze, hanno un ordine di grandezza superiore.

Ecco di seguito il grafico a torta dei relativi **pesi**:

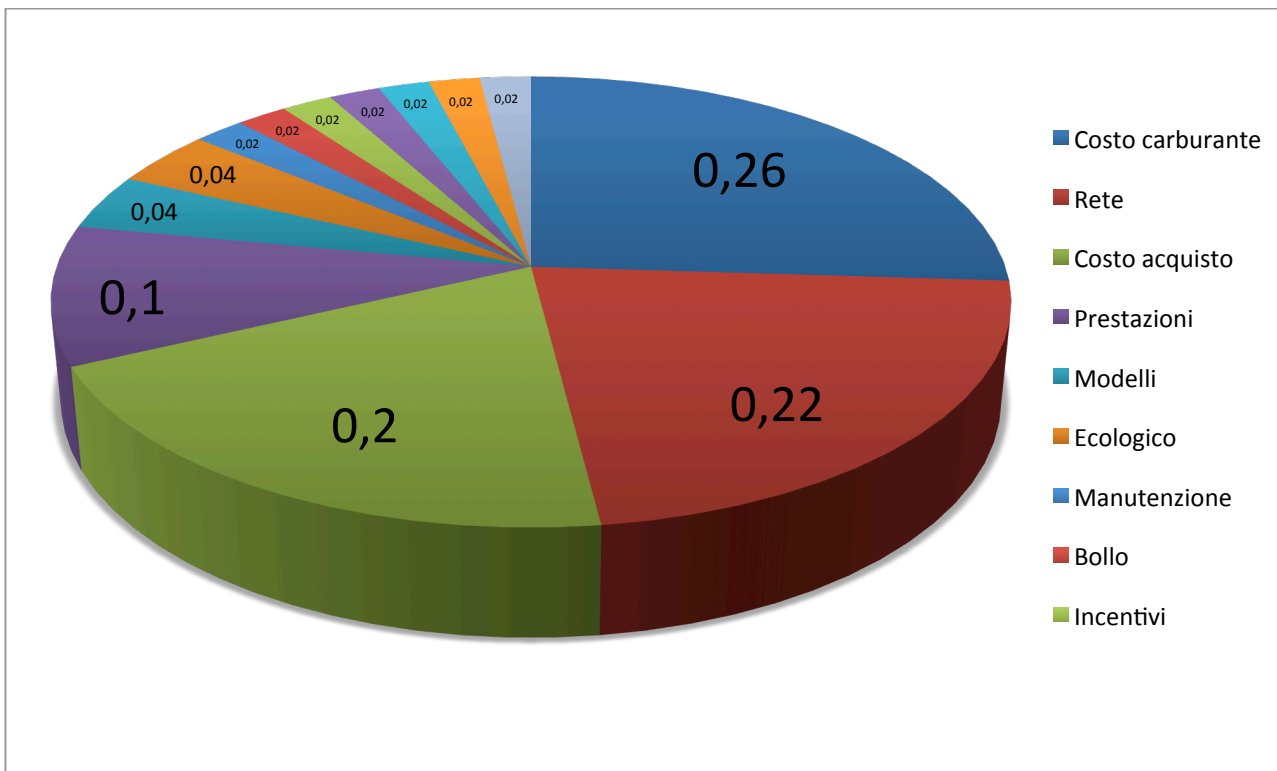


Immagine 4.2: Grafico a torta dei pesi per analisi sulle alimentazioni; fonte "Elaborazione propria"

Successivamente è stato assegnato un punteggio da 1 (peggiore) a 5 (migliore) per ogni caratteristica, in caso di pari merito è stato assegnato ovviamente lo stesso punteggio. Di seguito sono riportati i singoli risultati per ogni alimentazione. Si riporta il tutto nelle successive immagini.

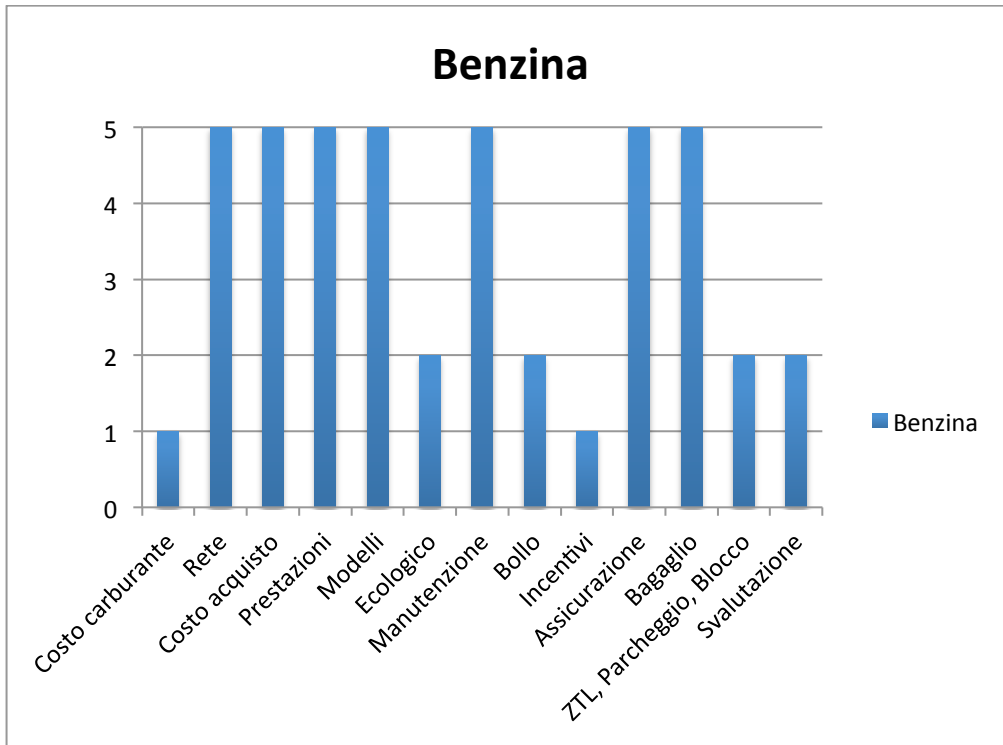


Immagine 4.3: Caratteristiche benzina; fonte "Elaborazione propria"

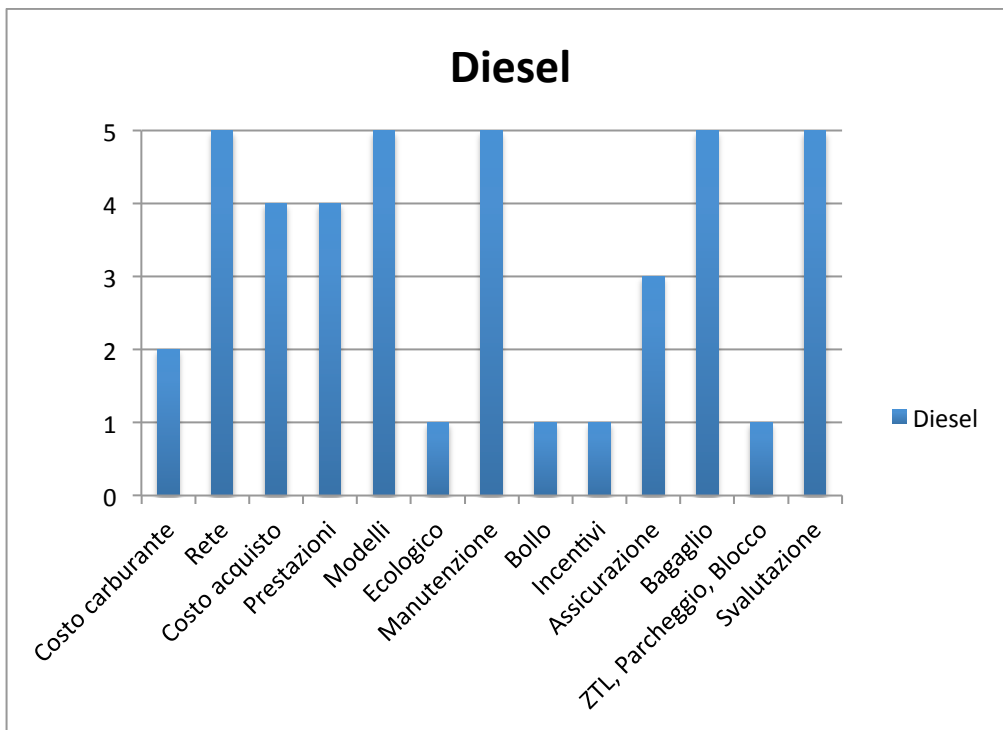


Immagine 4.4: Caratteristiche diesel; fonte "Elaborazione propria"

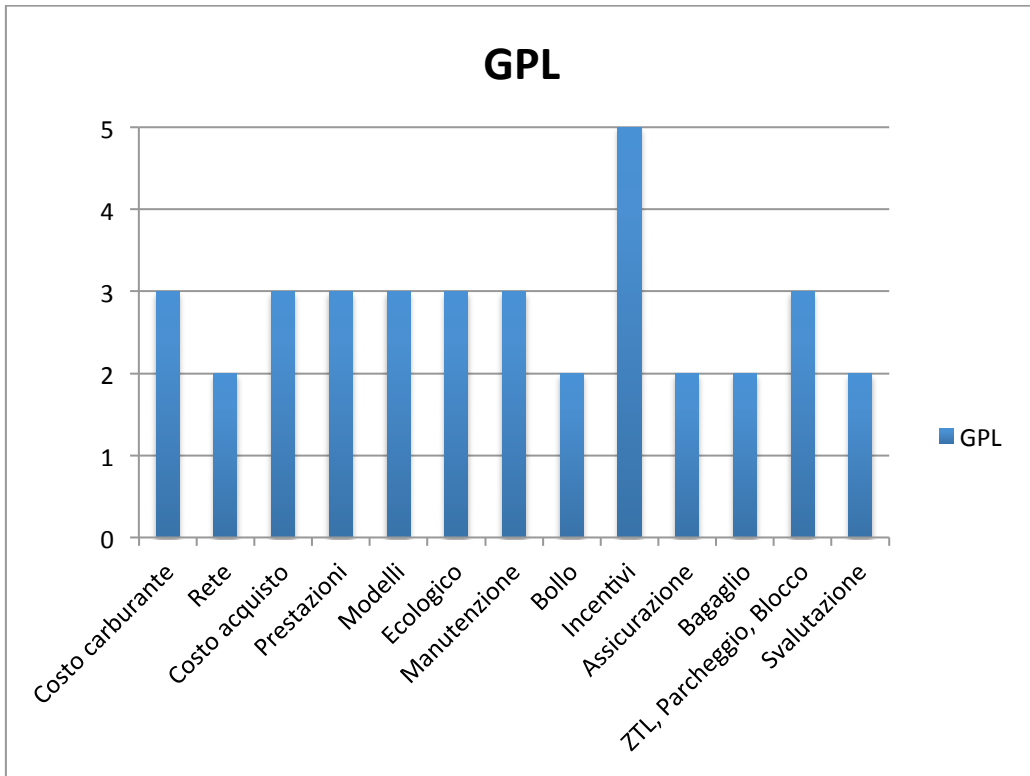


Immagine 4.5: Caratteristiche GPL; fonte "Elaborazione propria"

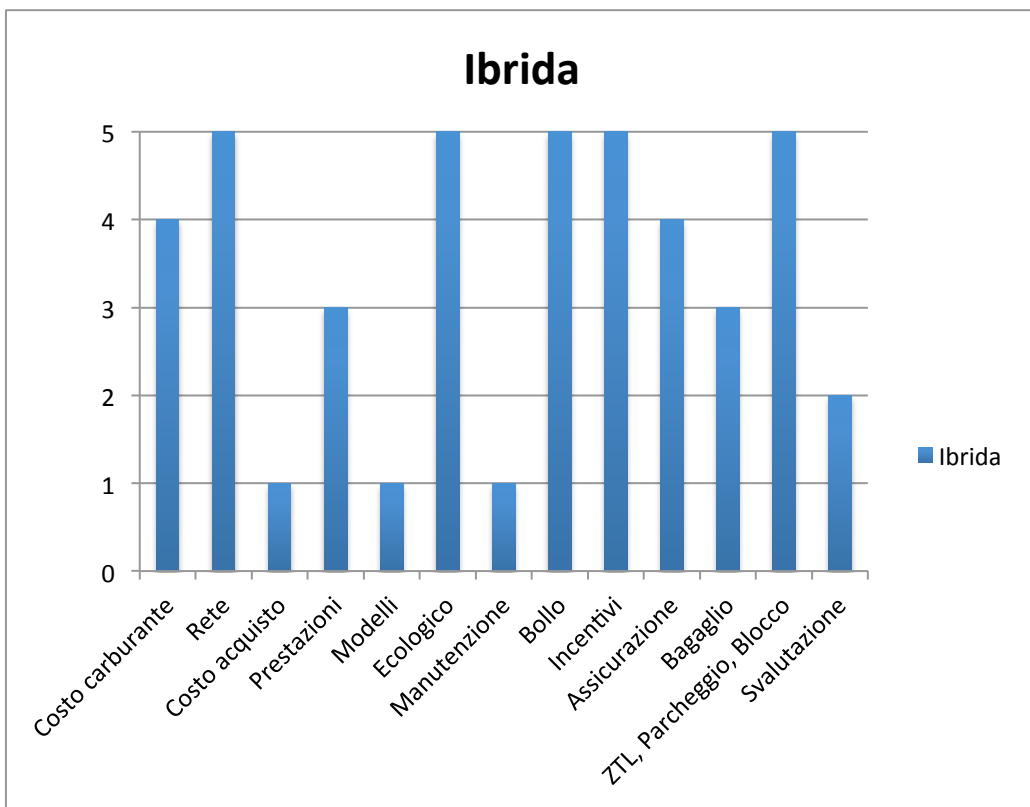


Immagine 4.6: Caratteristiche ibrida; fonte "Elaborazione propria"

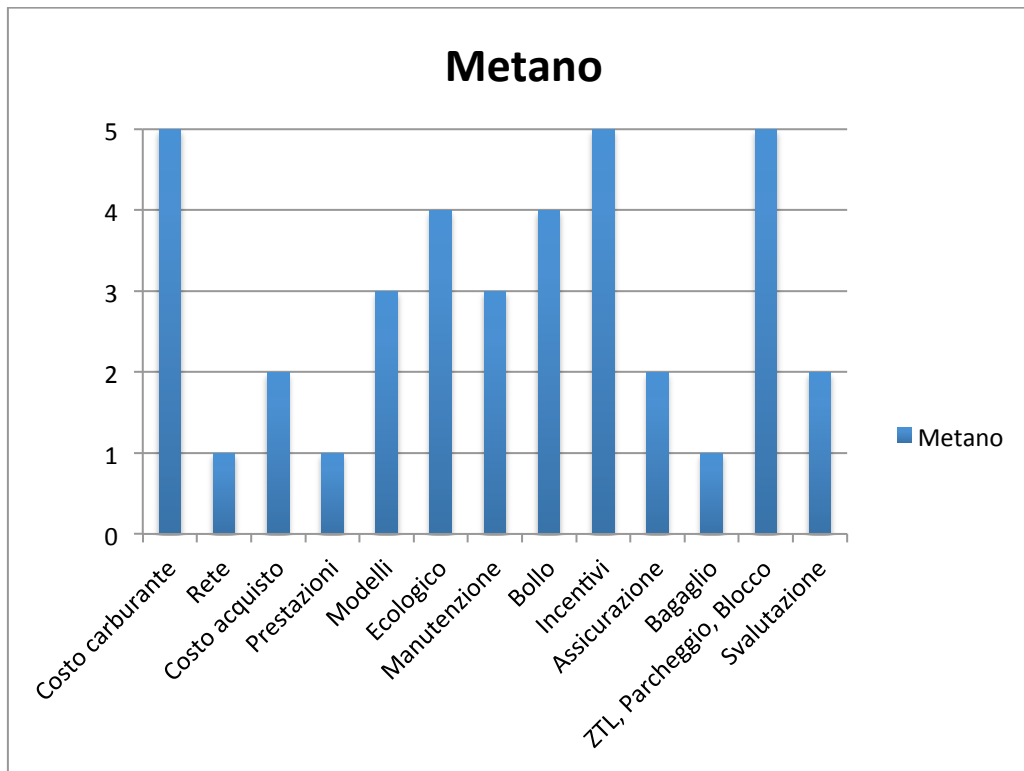


Immagine 4.7: Caratteristiche metano; fonte "Elaborazione propria"

Si può notare come tutte le tipologie di alimentatori abbiano eccellenze e insufficienze, ad eccezione del GPL che si mantiene stabile nel mezzo.

Infine sono stati moltiplicati questi valori per i relativi pesi e sommandoli si è ottenuto il punteggio per ogni alimentazione.

| Alimentazione | C carb | Rete | C acq | Prest | Mod  | Eco  | Man  | Bollo | Inc  | Ass  | Bag  | Blocco | Sval | Somma |
|---------------|--------|------|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|--------|------|-------|
| Benzina       | 1      | 5    | 5     | 5     | 5    | 2    | 5    | 2     | 1    | 5    | 5    | 2      | 2    |       |
| Diesel        | 2      | 5    | 4     | 4     | 5    | 1    | 5    | 1     | 1    | 3    | 5    | 1      | 5    |       |
| GPL           | 3      | 2    | 3     | 3     | 3    | 3    | 3    | 2     | 5    | 2    | 2    | 3      | 2    |       |
| Metano        | 5      | 1    | 2     | 1     | 3    | 4    | 3    | 4     | 5    | 2    | 1    | 5      | 2    |       |
| Ibrido        | 4      | 5    | 1     | 3     | 1    | 5    | 1    | 5     | 5    | 4    | 3    | 5      | 2    |       |
| Pesi          | 0,26   | 0,22 | 0,2   | 0,1   | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,02  | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02   | 0,02 | 1     |
| Benzina       | 0,26   | 1,1  | 1     | 0,5   | 0,2  | 0,08 | 0,1  | 0,04  | 0,02 | 0,1  | 0,1  | 0,04   | 0,04 | 3,58  |
| Diesel        | 0,52   | 1,1  | 0,8   | 0,4   | 0,2  | 0,04 | 0,1  | 0,02  | 0,02 | 0,06 | 0,1  | 0,02   | 0,1  | 3,48  |
| GPL           | 0,78   | 0,44 | 0,6   | 0,3   | 0,12 | 0,12 | 0,06 | 0,04  | 0,1  | 0,04 | 0,04 | 0,06   | 0,04 | 2,74  |
| Metano        | 1,3    | 0,22 | 0,4   | 0,1   | 0,12 | 0,16 | 0,06 | 0,08  | 0,1  | 0,04 | 0,02 | 0,1    | 0,04 | 2,74  |
| Ibrido        | 1,04   | 1,1  | 0,2   | 0,3   | 0,04 | 0,2  | 0,02 | 0,1   | 0,1  | 0,08 | 0,06 | 0,1    | 0,04 | 3,38  |

Tabella 4.1: Punteggio pesato per ogni alimentazione; fonte "Elaborazione propria"

Come si può notare dalla prima tabella, la **benzina** si piazza al **primo posto** (3,58 punti) seguita dal diesel (3,48 punti), poi l'ibrida (3,38 punti) infine a pari merito GPL (2,74 punti) e metano (2,74 punti).

Successivamente si è mantenuta la stessa tabella con i medesimi pesi e classifiche, eccetto per la **rete distributiva**, che è stata posta uguale a **zero**, e ci si è posti questa domanda: come cambierebbe la classifica se non ci fossero differenze tra le reti distributive (numero di rifornitori) tra le varie alimentazioni? I risultati sono i seguenti:

| Alimentazione | C carb      | Rete        | C acq       | Prest       | Mod         | Eco         | Man         | Bollo       | Inc         | Ass         | Bag         | Blocco      | Sval        | Somma       |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Benzina       | 1           | 5           | 5           | 5           | 5           | 2           | 5           | 2           | 1           | 5           | 5           | 2           | 2           |             |
| Diesel        | 2           | 5           | 4           | 4           | 5           | 1           | 5           | 1           | 1           | 3           | 5           | 1           | 5           |             |
| GPL           | 3           | 2           | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | 2           | 5           | 2           | 2           | 3           | 2           |             |
| Metano        | 5           | 1           | 2           | 1           | 3           | 4           | 3           | 4           | 5           | 2           | 1           | 5           | 2           |             |
| Ibrido        | 4           | 5           | 1           | 3           | 1           | 5           | 1           | 5           | 5           | 4           | 3           | 5           | 2           |             |
| <b>Pesi</b>   | <b>0,33</b> | <b>0,00</b> | <b>0,26</b> | <b>0,13</b> | <b>0,05</b> | <b>0,05</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>0,03</b> | <b>1</b>    |
| Benzina       | 0,33        | 0,00        | 1,28        | 0,64        | 0,26        | 0,10        | 0,13        | 0,05        | 0,03        | 0,13        | 0,13        | 0,05        | 0,05        | 3,18        |
| Diesel        | 0,67        | 0,00        | 1,03        | 0,51        | 0,26        | 0,05        | 0,13        | 0,03        | 0,03        | 0,08        | 0,13        | 0,03        | 0,13        | 3,05        |
| GPL           | 1,00        | 0,00        | 0,77        | 0,38        | 0,15        | 0,15        | 0,08        | 0,05        | 0,13        | 0,05        | 0,05        | 0,08        | 0,05        | 2,95        |
| Metano        | 1,67        | 0,00        | 0,51        | 0,13        | 0,15        | 0,21        | 0,08        | 0,10        | 0,13        | 0,05        | 0,03        | 0,13        | 0,05        | <b>3,23</b> |
| Ibrido        | 1,33        | 0,00        | 0,26        | 0,38        | 0,05        | 0,26        | 0,03        | 0,13        | 0,13        | 0,10        | 0,08        | 0,13        | 0,05        | 2,92        |

Tabella 4.2: Punteggio pesato con rete uguale per ogni alimentazione; fonte "Elaborazione propria"

Il **metano** si piazza al **primo posto** (3,23 punti), seguito da benzina (3,18 punti), diesel (3,05 punti), poi GPL (2,51 punti) e infine l'ibrida (2,92 punti). Da questi risultati si comprende l'importanza della rete distributiva e del fatto che il metano in assenza di questo svantaggio sarebbe l'auto migliore o almeno una validissima alternativa. Le principali motivazioni che portano ad una rete distributiva così scarsa verranno spiegate nei paragrafi successivi, in particolare 4.1.5 e 4.1.6.

#### 4.1.4 Analisi quantitativa: confronto con altri tipi di alimentazione

Dopo aver trattato la questione qualitativamente è stato fatto un confronto esclusivamente **lato costo** per comprendere quale soluzione sia più conveniente per ogni tipologia di persona (in base all'utilizzo: alto-medio-basso) e in quanti anni l'investimento del costo d'acquisto maggiore dell'auto a metano verrebbe recuperato.

E' stata presa come auto di riferimento la Fiat Punto Young 1.4 e sono stati calcolati i costi per tre diversi kilometraggi: 7500, 12000 (utilizzo medio italiano) e 20000 km, in modo da far notare come l'acquisto di una tipologia di macchina dipenda dall'utilizzo che una persona ne fa, essendo il costo del carburante un *driver* importante.



Immagine 4.8: Fiat Punto Young; fonte "www.automobilesreview.com"

Non è stato contemplato nel nostro studio quantitativo l'**auto ibrida**, per i seguenti motivi:

- Nonostante il *trend* in forte crescita degli ultimi anni, ha una penetrazione bassa nel mercato, infatti, nel 2013 sono state vendute 14.695 auto ibride con una quota di mercato dell'1.12% (vedi paragrafo 4.1.7 "Mercato dell'auto e sviluppi futuri" per il dettaglio).
- E' difficile calcolare il costo del carburante perché dipende principalmente dall'uso che un utente ne fa. Infatti l'auto ibrida è molto conveniente da utilizzare in città dove avvengono molti cicli di *start-stop*, poiché nei momenti di frenata l'energia cinetica non viene dispersa, ma va ad alimentare il motore elettrico. Mentre in autostrada si comporta da motore benzina, consumando come un'auto tradizionale.
- Esistono ancora pochi modelli, ed è difficile trovarne una assimilabile completamente alla Punto Young.

Per le motivazioni precedenti, unite ad alti costi d'acquisto iniziali e ad una manutenzione superiore alle altre tipologie, ci si è resi consapevoli del fatto che sia più conveniente solo in caso di un'altissima percorrenza di chilometri in città. La si ritiene quindi **ideale per i Taxi**.

Tornando al confronto quantitativo le ipotesi utilizzate nelle tabelle sono le seguenti:

- **Vita utile macchina** = 8 anni (media italiana).
- Gli **incentivi** sono considerati zero a causa della normativa vigente dal 1 Gennaio 2014 che li ha bloccati temporalmente, è stata lasciata la colonna perché potrebbero essere sbloccati. Nell'eventualità ammonterebbero a 2000 euro, avendo la Fiat emissioni di CO2 fra i 95 g/km e i 120 g/km.
- Per l'**assicurazione** si ipotizza un uomo single, 32 anni, prima auto di proprietà, punteggio pieno.
- Per la **manutenzione** si considerano differenziali i costi per cambio bombole e filtri.



- Si ipotizzano **valori costanti dei costi** negli anni.
- **Tasso di sconto** = 0,02.
- Il **bollo** è dato e dipende dai cavalli e nel caso in esame sono 77 per benzina e GPL, 85 per diesel e 70 per metano
- Per quanto riguarda il **costo del carburante** la trattazione seguente spiega come è stato fatto il calcolo:
  - 1) Il calcolo tiene in considerazione solo il consumo dell'utente ed i chilometri percorsi con un litro di carburante.
  - 2) Per il GPL, si è considerato il fatto che un'auto alimentata a GPL consuma mediamente il 10-12% in più rispetto al suo tradizionale consumo a benzina. Pertanto il calcolo tiene conto automaticamente di una differenza di percorrenza chilometrica per unità di prodotto, considerando il 12% di aumento massimo del consumo.
  - 3) Per quanto concerne il metano, il calcolo è stato fatto considerando 1 Kg di metano pari a 1,5 litri di benzina (significa che con 1 Kg di metano un'auto percorre lo stesso chilometraggio che farebbe con 1,5 litri di benzina), essendo diverso il peso specifico e vendendosi il metano a Kg e non a litri. Essendo 1 litro di benzina equivalente a 0,667 kg di metano, ne discende che, con un dato prezzo in kg, per avere il prezzo/costo in litri, bisogna moltiplicare il prezzo espresso al kg per 0,667. Nel calcolo si tiene conto che il consumo è espresso in litri/km indicato elaborando il dato kg/Km. Molti infatti erroneamente pensano, soprattutto coloro che non hanno l'abitudine di usare il metano per la propria auto, che il prezzo esposto sia "litro" oppure che 1 Kg = 1 Litro, ma non è così. A titolo esemplificativo: se il metano costasse 1,00 Euro/Kg, bisognerebbe calcolare il costo del consumo litri/km considerando il prezzo del metano pari a 0,667 Euro/litro. Nel caso in esame si utilizza il prezzo correttamente con l'unità di misura indicata in colonna (cioè kg), ma il calcolo del consumo è fatto "a litro" per praticità di confronto con gli altri carburanti. L'utilizzo del metano non influisce particolarmente sul consumo del carburante dell'auto, quindi l'utente può indicare come consumo lo stesso valore dell'alimentazione a benzina.
  - 4) In merito al gasolio, il calcolo è indicativo relativamente ad un parametro di controllo di costo/consumo, non essendo ancora trasformabile un'auto con un motore diesel (cioè alimentato a gasolio). Sostanzialmente il "dato gasolio" è inserito per dare all'utente una quantificazione del confronto costo/annuo tra i vari carburanti di un dato veicolo di cui è noto il consumo/km e che percorra un dato chilometraggio ipotizzato dall'utente. Le riviste specializzate riportano i parametri di consumo per chilometro per quasi tutte le auto in vendita. Per la parte "consumo" il discorso è esattamente inverso rispetto al punto 2). Quindi il calcolo della differenza di costo-carburante è stato aggiornato automaticamente considerando una percorrenza chilometrica maggiore del 15% con un litro di gasolio rispetto allo stesso modello alimentato benzina

## 7500 KM

Si considera il caso di un guidatore che non usa molto l'auto. 7500 km l'anno, infatti, è un valore che si posiziona sotto la media italiana. Si riportano i dati nelle tabelle seguenti:

| Alimentazione | C d'acquisto | C carburante | Manut | Bollo | Incentivi | Assicurazione | Svalutazione |
|---------------|--------------|--------------|-------|-------|-----------|---------------|--------------|
| Benzina       | 13560        | 717,2        | 0     | 146,3 | 0         | 505,32        | 0            |
| Diesel        | 14760        | 583,652      | 0     | 161,5 | 0         | 566,42        | 700          |
| GPL           | 14960        | 334,545      | 40    | 146,3 | 0         | 581,8         | 0            |
| Metano        | 15560        | 264,666      | 40    | 133   | 0         | 556,58        | 0            |

Tabella 4.3: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi bassi; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Invest  | C anno 1 | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | Totale  |
|---------------|---------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Benzina       | 13560,0 | 1342,0   | 1315,7 | 1289,9 | 1264,6 | 1239,8 | 1215,5 | 1191,6 | 1168,3 | 10027,3 |
| Diesel        | 14162,6 | 1285,9   | 1260,6 | 1235,9 | 1211,7 | 1187,9 | 1164,6 | 1141,8 | 1119,4 | 9607,9  |
| GPL           | 14960,0 | 1081,0   | 1059,8 | 1039,0 | 1018,7 | 998,7  | 979,1  | 959,9  | 941,1  | 8077,4  |
| Metano        | 15560,0 | 974,8    | 955,6  | 936,9  | 918,5  | 900,5  | 882,9  | 865,6  | 848,6  | 7283,3  |

Tabella 4.4: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi bassi; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Somma costi anno 1 | Anno 2 | Anno 3 | Anno 4 | Anno 5 | Anno 6 | Anno 7 |
|---------------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Benzina       | 14902              | 16218  | 17508  | 18772  | 20012  | 21227  | 22419  |
| Diesel        | 16046              | 17306  | 18542  | 19754  | 20942  | 22107  | 23248  |
| GPL           | 16041              | 17101  | 18140  | 19159  | 20157  | 21136  | 22096  |
| Metano        | 16535              | 17490  | 18427  | 19346  | 20246  | 21129  | 21995  |

Tabella 4.5: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi bassi; fonte "Elaborazione propria"

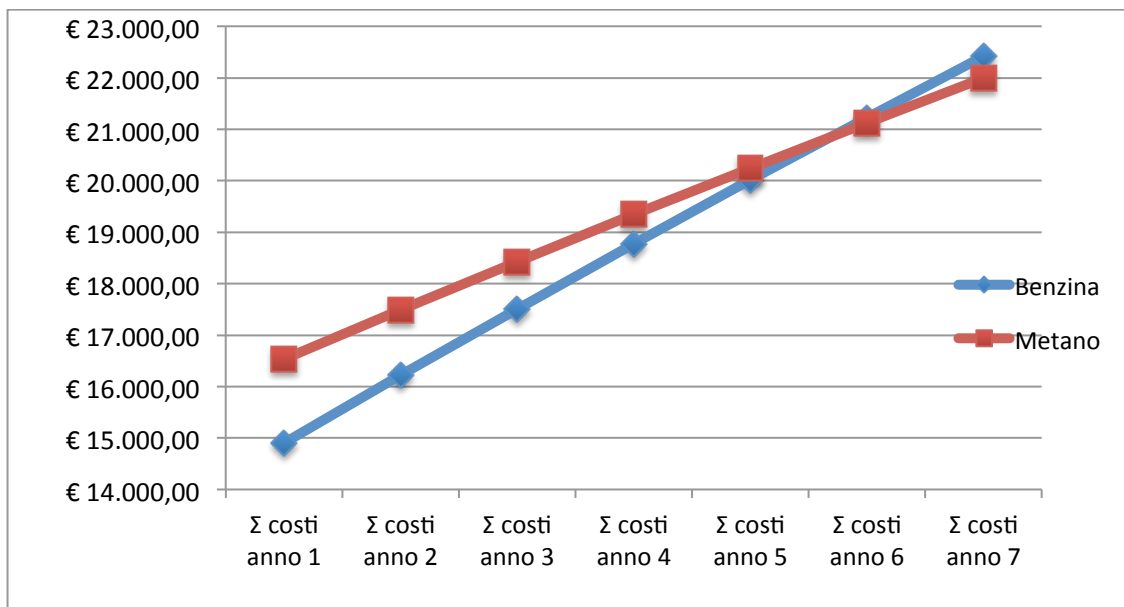


Immagine 4.9: Analisi di pay-back metano e benzina per consumi bassi; fonte "Elaborazione propria"

Con questo kilometraggio, l'analisi di *pay-back*, nell'immagine sopra mostra come l'auto a metano convenga dal **sesto anno** in avanti. Dunque anche se si fanno pochi chilometri, se una persona non cambia auto molto spesso, economicamente il metano è vantaggioso.

### 12000 KM

Si tratta ora il caso di un guidatore italiano medio, cioè che percorre 12000 km, valore appunto che si assesta esattamente sulla media del nostro Paese. Si riportano i dati nelle tabelle seguenti:

| Alimentazione | C d'acquisto | C carburante | Manut | Bollo | Incentivi | Assicurazione | Svalutazione |
|---------------|--------------|--------------|-------|-------|-----------|---------------|--------------|
| Benzina       | 13560        | 1229,486     | 0     | 146,3 | 0         | 509,94        | 0            |
| Diesel        | 14760        | 1000,547     | 0     | 161,5 | 0         | 572,42        | 700          |
| GPL           | 14960        | 573,506      | 50    | 146,3 | 0         | 589,8         | 0            |
| Metano        | 15560        | 453,712      | 50    | 133   | 0         | 561,58        | 0            |

Tabella 4.6: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi medi; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Invest  | C anno 1 | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | Totale  |
|---------------|---------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Benzina       | 13560,0 | 1848,8   | 1812,5 | 1777,0 | 1742,1 | 1708,0 | 1674,5 | 1641,6 | 1609,4 | 13813,9 |
| Diesel        | 14162,6 | 1700,5   | 1667,1 | 1634,4 | 1602,4 | 1571,0 | 1540,2 | 1510,0 | 1480,4 | 12705,8 |
| GPL           | 14960,0 | 1332,9   | 1306,8 | 1281,2 | 1256,1 | 1231,4 | 1207,3 | 1183,6 | 1160,4 | 9959,8  |
| Metano        | 15560,0 | 1174,8   | 1151,8 | 1129,2 | 1107,0 | 1085,3 | 1064,0 | 1043,2 | 1022,7 | 8778,1  |

Tabella 4.7: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi medi; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Somma costi anno 1 | Somma costi anno 2 | Somma costi anno 3 | Somma costi anno 4 |
|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Benzina       | 15408,8            | 17221,3            | 18998,2            | 20740,3            |
| Diesel        | 15863,0            | 18127,6            | 19762,0            | 21364,4            |
| GPL           | 16292,9            | 17599,8            | 18880,9            | 20137,0            |
| Metano        | 16734,8            | 17886,6            | 19015,7            | 20122,8            |

Tabella 4.8: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi medi; fonte "Elaborazione propria"

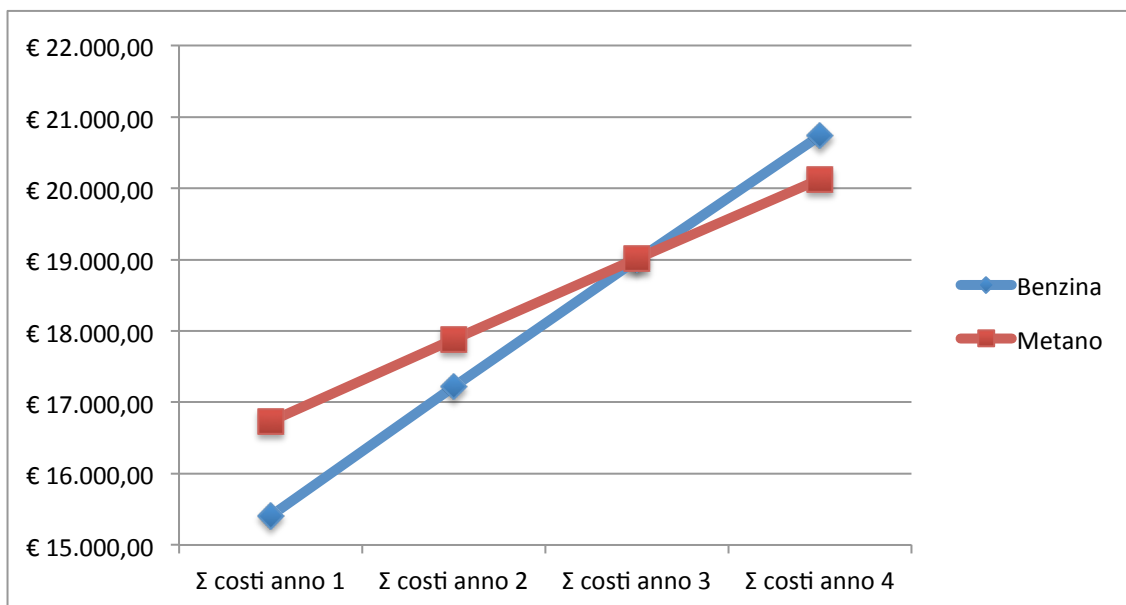


Immagine 4.10: Analisi di pay-back metano e benzina per consumi medi; fonte "Elaborazione propria"

Con questo kilometraggio, l'analisi di *pay-back*, nell'immagine sopra, mostra come l'auto a metano convenga dal **terzo anno** in avanti. Dunque se si considera un uso medio, l'auto a metano conviene; infatti, il maggiore costo iniziale si ripaga velocemente.

## 20000 KM

Si considera il caso di un guidatore che usa molto l'auto. 20000 km l'anno, infatti, è un valore che si posiziona sopra la media italiana. Si riportano i dati nelle tabelle seguenti:

| Alimentazione | C d'acquisto | C carburante | Manut | Bollo | Incentivi | Assicurazione | Svalutazione |
|---------------|--------------|--------------|-------|-------|-----------|---------------|--------------|
| Benzina       | 13560        | 2049,153     | 0     | 146,3 | 0         | 505,52        | 0            |
| Diesel        | 14760        | 1667,578     | 0     | 161,5 | 0         | 581,92        | 700          |
| GPL           | 14960        | 955,844      | 80    | 146,3 | 0         | 604,68        | 0            |
| Metano        | 15560        | 756,187      | 80    | 133   | 0         | 574,93        | 0            |

Tabella 4.9: Costi nel dettaglio di ogni alimentazione per consumi alti; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Invest  | C anno 1 | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | Totale  |
|---------------|---------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Benzina       | 13560,0 | 2648,0   | 2596,1 | 2545,2 | 2495,3 | 2446,4 | 2398,4 | 2351,4 | 2305,3 | 19785,9 |
| Diesel        | 14162,6 | 2363,7   | 2317,4 | 2271,9 | 2227,4 | 2183,7 | 2140,9 | 2098,9 | 2057,8 | 17661,7 |
| GPL           | 14960,0 | 1751,8   | 1717,4 | 1683,8 | 1650,7 | 1618,4 | 1586,6 | 1555,5 | 1525,0 | 13089,3 |
| Metano        | 15560,0 | 1513,8   | 1484,2 | 1455,1 | 1426,5 | 1398,6 | 1371,1 | 1344,2 | 1317,9 | 11311,4 |

Tabella 4.10: Costi annuali di ogni alimentazione per consumi alti; fonte "Elaborazione propria"

| Alimentazione | Somma costi anno 1 | Somma costi anno 2 | Somma costi anno 3 |
|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Benzina       | 16208,0            | 18804,1            | 21349,3            |
| Diesel        | 16526,3            | 19441,1            | 21713,0            |
| GPL           | 16711,8            | 18429,2            | 20113,0            |
| Metano        | 17073,8            | 18558,0            | 20013,1            |

Tabella 4.11: Costi cumulati annuali di ogni alimentazione per consumi alti; fonte "Elaborazione propria"

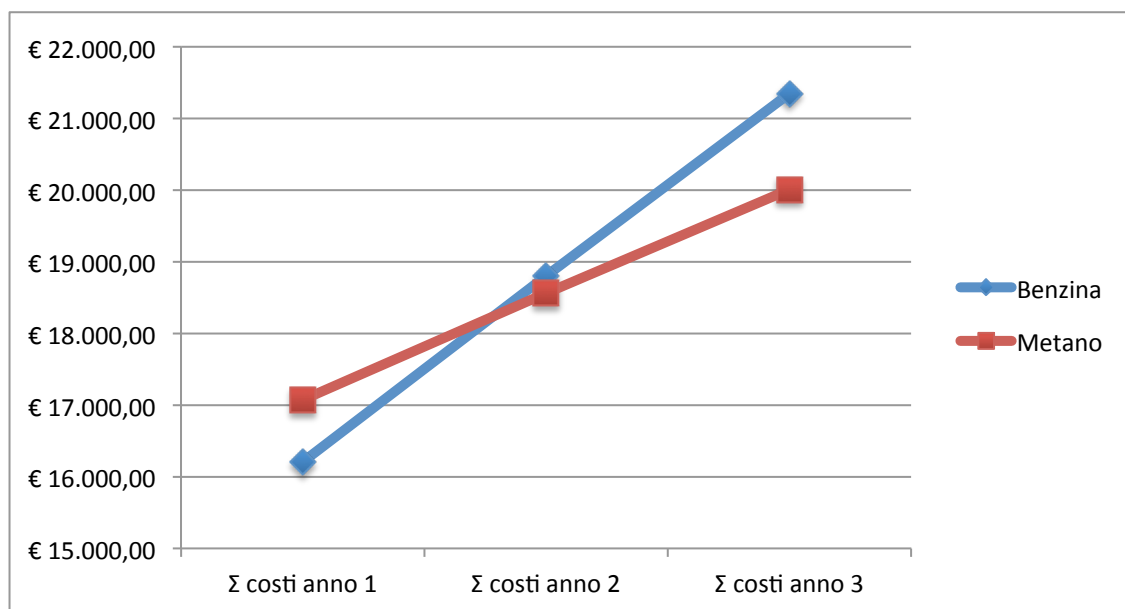


Immagine 4.11: Analisi di pay-back metano e benzina per consumi alti; fonte "Elaborazione propria"

Con questo kilometraggio, l'analisi di *pay-back* mostra come l'auto a metano convenga da **prima del secondo anno**. Com'era ovvio, se si fanno molti chilometri, il metano conviene tantissimo, dato che il maggior costo d'acquisto si ripaga quasi subito.

## 4.1.5 Vantaggi e svantaggi

### VANTAGGI

**Costo carburante:** ovviamente il costo del carburante è il primo e più importante vantaggio dell'auto a metano. Prima di tutto va detto che il prezzo indicato è espresso rispetto al kg e, visto che un kg corrisponde a circa un litro e mezzo, il prezzo indicato, per valutare un confronto, andrebbe moltiplicato per 0,67. Inoltre il prezzo indicato è molto più basso dell'equivalente per benzina, diesel o anche GPL (10-20% in meno rispetto a quest'ultimo). Dunque, specie per chi fa molti chilometri, come già ampiamente spiegato, il costo d'acquisto dell'auto superiore rispetto a benzina e diesel viene recuperato velocemente. Si riporta il grafico degli andamenti storici costi chilometrici: come si può notare il metano è appunto il più economico.

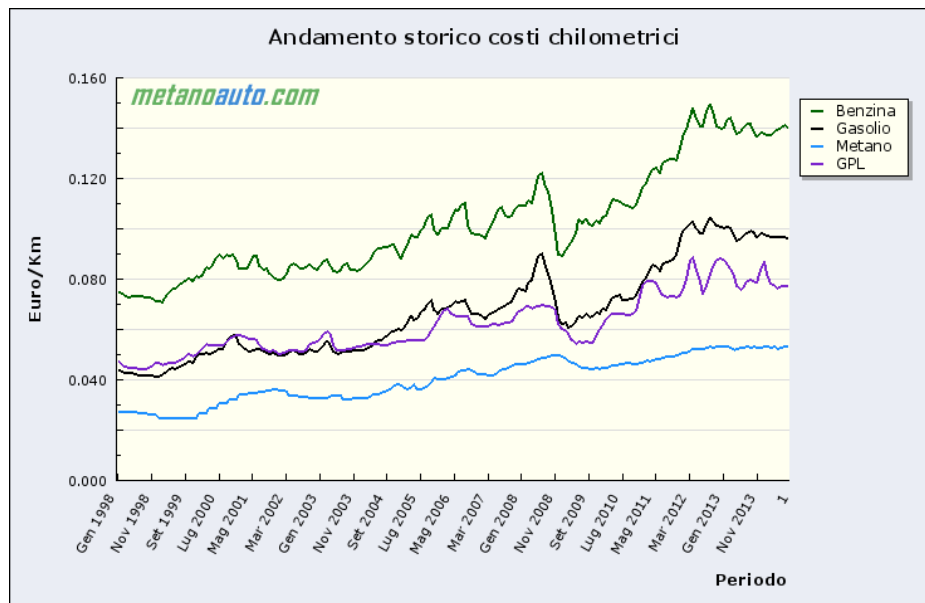


Immagine 4.12: Costo carburante per ogni alimentazione dal 1998 al 2013; fonte "www.metanoauto.com"

**Bollo:** in molte Regioni italiane chi possiede un'auto a metano risparmia sul bollo. Infatti, frequentemente c'è uno sconto del 75% sul bollo dell'auto e in alcuni casi si ha l'esenzione completa.

**Incentivi:** oggi non sono presenti, ma spesso il governo stanziava degli eco-incentivi sull'acquisto di auto a metano, così da abbattere anche il prezzo iniziale; naturalmente, il Governo otterrà dei vantaggi sul fatto che l'auto inquina meno, in particolare ottenendo delle esternalità che in assenza di incentivi non sarebbero valorizzate.

**Ecologico:** chi è attento all'ambiente sarà contento: le auto a metano hanno praticamente impatto 0; a differenza del gasolio non emettono polveri sottili (il famoso "PM10"). Rispetto alla benzina emettono meno CO<sub>2</sub>: 25% in meno. Più basse sono anche le emissioni di ossidi d'azoto (Nox) e di monossido di carbonio (CO); nulle quelle di benzene.

**ZTL:** le auto a metano possono tranquillamente circolare anche nelle aree ZTL. In particolare, nella città di Milano, possono entrare, senza pagare, nell'Area C, che corrisponde alle zone centrali del capoluogo lombardo.

**Blocco traffico:** il blocco del traffico non è un problema per le auto a metano, infatti è prevista l'esenzione da qualunque blocco o stop della circolazione. Anche nel caso di targhe alterne.

**Parcheggio:** il principale vantaggio rispetto al GPL è proprio questo. In molti parcheggi sotterranei, l'auto GPL non può entrare per paura che una fuoriuscita di gas crei problemi. Poiché il gas metano ha densità inferiore a quella dell'aria, è consentito il parcheggio dei veicoli a metano ovunque, senza alcuna limitazione (parcheggi coperti o interrati, treni navetta e traghetti navali): infatti, in caso di fuoriuscita dagli impianti, il metano tende a salire verso l'alto, disperdendosi sotto forma gassosa, escludendo quindi qualsiasi rischio.

### *SVANTAGGI*

I principali svantaggi delle auto a metano sono le prestazioni inferiori rispetto all'auto a benzina e la rete distributiva insufficiente. La principale barriera all'utilizzo del metano per autotrazione è la presenza di una **rete distributiva** molto scarsa. Secondo gli esperti interpellati, la causa di questa manchevolezza è la non convenienza da parte dei grandi distributori di erogare il metano, perché ha margini inferiori sia della benzina che del GPL. Quest'ultimo punto porta anche ad una minor sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulla bontà del metano, che è quindi conosciuto meno dall'utente finale, non essendo pubblicizzato dai grandi distributori. Infatti c'è da dire che l'estrazione del metano costa molto meno alle compagnie petrolifere, ma di contro ha il fatto che anche il prezzo di rivendita è molto basso e quindi il guadagno è davvero irrisorio rispetto alla più famosa benzina. Un esempio di tutto ciò fu il decreto contro la liberalizzazione delle auto a metano del Febbraio 2012, dove fu annullato l'obbligo in caso di apertura di nuovi distributori di carburanti di inserire anche pompe di metano. Per la precisione in Italia i distributori di metano sono 1170, numero inferiore rispetto alle 3200 pompe a GPL e a quelle a benzina, dove i numeri non sono nemmeno comparabili. Di seguito è riportato il dettaglio per Regione. Si nota come nel Nord Italia vi sia una maggior presenza, a cui segue il Centro e poi il Sud. Per quanto riguarda le regioni, la Lombardia si piazza al primo posto con 186 distributori. Il dettaglio nella tabella seguente.

| Regione               | N. Distributori totali | In autostrada |
|-----------------------|------------------------|---------------|
| Lombardia             | 186                    | 8             |
| Emilia-Romagna        | 180                    | 9             |
| Veneto                | 143                    | 1             |
| Toscana               | 100                    | 3             |
| Piemonte              | 95                     | 3             |
| Marche                | 86                     | 0             |
| Campania              | 78                     | 1             |
| Puglia                | 66                     | 0             |
| Lazio                 | 64                     | 7             |
| Sicilia               | 41                     | 2             |
| Trentino Alto-Adige   | 35                     | 0             |
| Umbria                | 31                     | 0             |
| Abruzzo               | 24                     | 0             |
| Calabria              | 11                     | 0             |
| Friuli Venezia-Giulia | 9                      | 0             |
| Basilicata            | 8                      | 0             |
| Liguria               | 7                      | 0             |
| Valle d'Aosta         | 3                      | 0             |
| Molise                | 3                      | 0             |

Tabella 4.12: Numero di distributori di metano per Regione; fonte "www.metanoauto.com"

Dalla tabella seguente si può notare come l'Italia sia comunque il Paese con il maggior numero di pompe sia in assoluto che relativamente al numero di persone. Questo è un problema per l'utente che vuole fare viaggi all'estero, però dimostra come l'Italia sia più avanti rispetto ad altri Paesi, va comunque ricordato che in Italia anche il numero di pompe di benzina è nettamente superiore rispetto agli altri Paesi.



| Paese       | N. Stazioni totali | In autostrada | N. auto/1000 pp | Rete stradale, al 2009 [km] |
|-------------|--------------------|---------------|-----------------|-----------------------------|
| Italia      | 1170               | 34            | 673             | 180.549                     |
| Germania    | 955                | 3             | 579             | 230.969                     |
| Austria     | 194                | 9             | 592             | 35.352                      |
| Svezia      | 142                | 0             | 509             | 98.484                      |
| Paesi Bassi | 140                | 0             | 533             | 12.912                      |
| Svizzera    | 139                | 9             | 685             | 19.839                      |
| Bulgaria    | 107                | 1             | 449             | 19.437                      |
| Francia     | 58                 | 0             | 589             | 398.917                     |
| Cechia      | 46                 | 0             | 487             | 55.718                      |
| Polonia     | 45                 | 0             | 499             | 47.180                      |
| Spagna      | 43                 | 2             | 594             | 165.466                     |
| Belgio      | 24                 | 0             | 583             | 15.872                      |

Tabella 4.13: Numero di distributori di metano per Nazione; fonte "www.metanoauto.com"

Per quanto riguarda le **prestazioni** si ha una perdita di potenza del 10% circa, dovuta alle diverse caratteristiche chimiche del gas; un calo che può essere percepito in fase di accelerazione e ripresa. Rispetto a una vettura equivalente, ma solo a benzina, c'è poi da considerare un aumento di peso di circa 100 kg (dovuto soprattutto alle bombole del gas), che causa un ulteriore calo delle prestazioni. In generale, comunque, le auto a metano più moderne e con motori turbocompressi, hanno uno sprint più che soddisfacente.

Altri svantaggi meno differenziali sono le dimensioni del **bagagliaio**, inferiori anche al GPL, una maggiore **manutenzione** dovuta alle bombole e ai filtri e un **costo d'acquisto** leggermente superiore.

#### 4.1.6 Barriere infrastrutturali

Come appena spiegato, la principale barriera all'ampliamento del mercato del metano per autotrazione è sicuramente la mancanza di adeguate infrastrutture. Si può ritenere maturo il livello tecnologico raggiunto, sia dal punto di vista della distribuzione che degli usi finali.

Il più influente fattore di rallentamento è difatti rappresentato dai **costi di sviluppo**, ovvero la mancanza di economie di scala. Oggi non si investe in infrastrutture perché non ci sono abbastanza veicoli che le utilizzerebbero. A loro volta, questi non vengono offerti dalle case costruttrici a prezzi competitivi perché non c'è abbastanza domanda. E i consumatori non ne richiedono in quanto non vi sono le infrastrutture. Difficilmente il settore privato riesce a uscire da questo circolo vizioso senza politiche di incentivazione appropriate o iniziative a livello comunitario con obiettivi ben definiti. Fino ad ora, l'espansione della rete di distribuzione di metano per autotrazione, per flotte commerciali e per trasporto pubblico, è stata prettamente frutto di iniziative spontanee tra enti locali e industria.

In generale, per l'investitore che decide di costruire un impianto di distribuzione carburante ex-novo, i CAPEX raddoppiano se sceglie (o gli viene imposto) di aggiungere anche la pompa a metano. Ad oggi, si stima che per metanizzare una stazione pubblica di rifornimento (con portata pari a 400-600 m<sup>3</sup>/h e pressione gas in ingresso maggiore di 10 bar) sono necessari circa 400 k€, di cui:

|                                                                             |        |
|-----------------------------------------------------------------------------|--------|
| • Compressore più parte del <i>piping</i>                                   | 180 k€ |
| • Stoccaggio (3000 Sm <sup>3</sup> ;250 bar ~ 100 bombole da 100l ciascuna) | 25 k€  |
| • Tubazioni e accessori                                                     | 25 k€  |
| • Erogatori (due, a doppia pompa)                                           | 60 k€  |
| • Copertura e ancillari                                                     | 25 k€  |
| • Sistema di alimentazione, se necessario (in caso di alta tensione)        | 60 k€  |
| • Opere civili (strutture, scavi, barriere)                                 | 30 k€  |
| • Terreni, bar, negozio, officina: già presente nell'impianto               | 0 k€   |

Nel caso di impianti CNG dedicati, l'ordine di grandezza non cambia, nonostante non vi sia bisogno di compressore (la compressione è infatti ottenuta da pompe criogeniche). Risultano però maggiori i costi per le opere civili e per l'allestimento delle aree di ristoro ex novo. Molto inferiori invece i costi d'esercizio, in quanto le pompe hanno un consumo circa 10 volte inferiore (10 kW) rispetto ai compressori tradizionali. Per stazioni di rifornimento di flotte commerciali o urbane (portata 1000-1500 m<sup>3</sup>/h, pressione del gas in ingresso > 10 bar) si parte invece da un milione di euro.

Come si può vedere, i costi di sviluppo di una stazione di servizio CNG sono circa 2-3 volte quella di una convenzionale, quindi l'investimento ha dei tempi di recupero più lunghi e sono necessari margini operativi maggiori, difficili da ottenere tuttavia per una serie di problematiche di varia natura, fra cui:

- **Costi di allacciamento alla rete:** di per sé il solo allacciamento non è un problema, ma tanto più il potenziale impianto è distante dalla rete, tanto più aumentano i costi relativi a posa tubi, contratti di servitù con i proprietari dei terreni di passaggio e

tariffe di fornitura gas (kilometriche, direttamente proporzionali alla lunghezza della connessione). In Italia, il progetto risulta antieconomico già a partire da una distanza di 1-2 km per il solo costo della posa dei tubi. In tali condizioni, si può comunque optare per il rifornimento attraverso carri bombolari che, opportunamente riempiti presso una stazione madre, provvedono quindi a rifornire le stazioni “figlie”.

- **Costi di compressione:** più bassa è la pressione nel punto di allaccio, maggiore sarà la potenza di compressione necessaria per garantire la pressione minima di rifornimento alla pompa (220 bar). Al costo di acquisto del compressore si aggiungono quindi maggiori costi di esercizio, ovvero l'elettricità per alimentare la macchina.
- **Costo di approvvigionamento:** nel momento della stipula di un contratto di fornitura col distributore di gas, si stabilisce una quantità di prelievo periodica. Se si eccede col prelievo, il costo unitario di approvvigionamento aumenta, ovvero l'eccedenza costa di più (meccanismo simile a quello dei contratti per il traffico dati dei cellulari). Questa formula starebbe via via entrando in disuso con l'avvento del mercato libero e un penetrazione crescente delle imprese concorrenti.
- **Prezzo alla pompa:** a causa della formula contrattuale, risulta difficile attuare delle politiche di sconto. Di conseguenza, il prezzo migliore viene spesso offerto da chi parte con le condizioni tecniche più vantaggiose (es. vicinanza ad una stazione di compressione, o al gasdotto). La condizione di quasi monopolio nella fornitura del gas non favorisce inoltre lo sviluppo di un mercato concorrenziale (a differenza evidentemente di quello che succede con i carburanti tradizionali, il cui approvvigionamento è possibile da più fonti). D'altro canto, non è nemmeno possibile aumentare il prezzo a piacimento, un po' perché storicamente i “metanisti” sono consumatori molto più attenti al prezzo alla pompa dei “benzinisti/gasolisti”, inoltre i rivenditori sono obbligati alla comunicazione dei prezzi esposti per la pubblicazione on-line (nuovo decreto varato dal governo Monti). In questo senso il sito di FederMetano è un punto di riferimento importante sia per i consumatori che per gli investitori, che usano i prezzi pubblicati per la valutazione dei loro investimenti. Ciò vale anche non solo per la distribuzione, ma anche per chi decide di convertire il suo parco macchine a metano. Sul sito dell'Osservatorio Metanauto (struttura di ricerca sul metano per autotrazione) [www.metanoauto.com](http://www.metanoauto.com) è inoltre presente la lista dei distributori con i relativi prezzi di tutta Europa. La stessa trasparenza e uniformità non sussiste per i carburanti comuni, con i quali senz'altro le compagnie godono di una maggiore flessibilità operativa. La compagnia, periodicamente, decide i listini provinciali in base all'area di mercato e promuove eventuali politiche di sconto dopo averle preventivamente condivise magari col gestore e ed eventualmente col titolare del decreto.

### 4.1.7 Mercato dell'auto e sviluppi futuri

Si chiude l'analisi riportando i dati di vendita relativi al 2013 dai quali si evince che c'è stato un vero boom di vendite di auto alimentate a metano, con un **+26,6%** rispetto al 2012, con una quota di mercato pari al **5,2%**. La *top ten* dei modelli vede al primo posto la **Panda** con 23469 unità, seguita da Punto (14343), Ypsilon (7758), Up (6160), Qubo (5198), Zafira (3208), 500L (2872), Doblò (1458), Mii (1160), Touran (792).

Per quanto riguarda il mercato in generale, si nota una tendenza a cercare alimentazioni alternative a quelle tradizionali e ciò è confermato anche dai dati di vendita delle ibride che raddoppiano i propri volumi (+118,4%) e le elettriche (870 unità). Segnali di flessione, infatti, per le alimentazioni tradizionali (-5,9% per il diesel e -14,1% per la benzina), anche se negli ultimi mesi il diesel ha segnato un recupero; quest'ultimo si porta, infatti, al 54,1% di quota mentre la benzina scende al 30,7%. Anche il GPL perde terreno e si ferma all'8,9% del totale. Si riporta ora il grafico a torta delle immatricolazioni nel 2013 suddivise per tipologia di alimentazione.

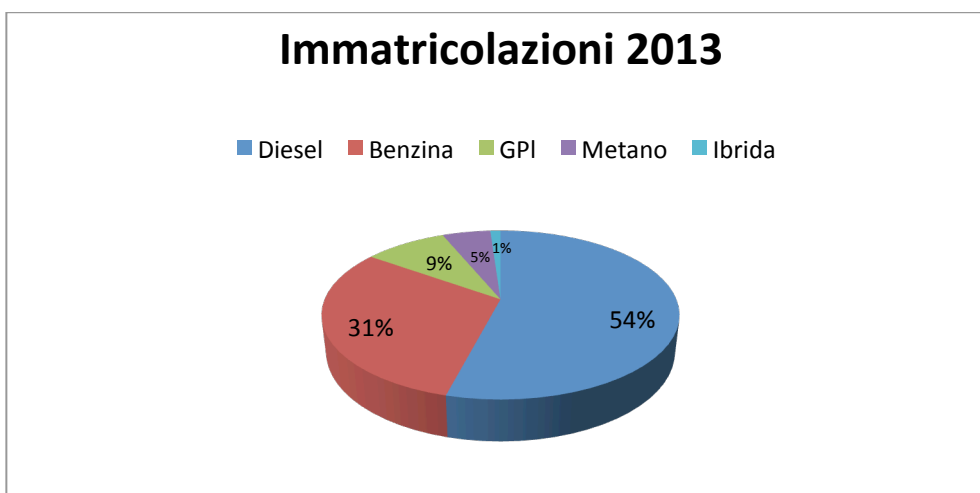


Immagine 4.13: Immatricolazioni auto nel 2013 per alimentazione; fonte "Elaborazione propria"

Nonostante la crescita degli ultimi anni, le vendite di auto a metano sono basse specialmente se paragonate ai principali alimentatori; questo è dovuto agli svantaggi elencati precedentemente e al fatto che il metano sia una fonte di rifornimento abbastanza recente.

Si prevede che la crescita di tipologie alternative possa continuare, in particolare per le auto ibride e a metano. Questo per molteplici motivi quali:

- Miglioramento delle **prestazioni**, grazie a nuove tecnologie.
- **Costo d'acquisto** che si prevede in diminuzione sia per i miglioramenti tecnologici che per gli incentivi che dovrebbero riessere erogati.
- Ruolo sempre più importante dell'**ecologia**, che si riflette anche nel punto precedente.
- Per la sempre più attenzione al **costo carburante**, soprattutto in un periodo di crisi economica.
- **Miglioramenti rete distributiva** nel caso del metano.

#### 4.1.8 Metano per trasporto pubblico e per nave

##### *METANO PER TRASPORTO PUBBLICO*

Ora sarà trattato un argomento che è emerso dalle interviste, cioè il metano per il trasporto pubblico. Molti operatori del settore, infatti, alla domanda sul metano hanno risposto che sarebbe una soluzione percorribile e efficiente nel trasporto pubblico. In particolare ritengono opportuno il suo utilizzo nelle **cittadine** e non nelle grandi città, dove è invece favorevole il trasporto sotterraneo o a rotaia; nelle città più piccole, dove non ci sono abbastanza capacità economiche per costruire metro, è una soluzione molto efficiente.

Il principale ostacolo al trasporto pubblico via metano sono gli **alti investimenti iniziali**, oltre al problema della **lobby dei petrolieri**, di cui abbiamo parlato nel paragrafo sulla rete distributiva. Il principale vantaggio degli autobus a metano è che assicurano un **inquinamento inferiore** sia in termini di emissioni gassose che acustiche, oltre al fatto che il metano ha un **superiore rendimento energetico** rispetto alla filiera del gasolio e della benzina.

Per offrire un termine di confronto e capire l'efficienza del metano per trasporto pubblico è importante sapere le seguenti informazioni. Ogni vecchio diesel EURO 0 emette in un anno di servizio (50.000 km) oltre 8.000 kg di sostanze inquinanti pari a 160 gr/km. Un nuovo autobus a metano, assai più potente e climatizzato, emette in un anno di servizio solo 580 kg di sostanze inquinanti pari a 11,6 gr/km. In buona sostanza per ogni 100gr. di sostanze inquinanti emesse dai vecchi autobus, mentre questi a metano ne emettono solo 7,25gr. Gli autobus a metano in servizio emettono tutti insieme le stesse sostanze inquinanti di un solo mezzo del vecchio tipo, con una riduzione dell'inquinamento pari al 92,75% in meno per ogni autobus. Ma non è tutto, infatti il vantaggio ambientale è rilevante anche in campo acustico: il livello di rumore immesso nell'ambiente da un vecchio diesel EURO 0 è superiore agli 82 db(A) mentre quello dei nuovi mezzi a gas naturale è di circa 75 db(A); questo vuol dire che la pressione sonora si riduce di oltre due volte, infatti, - 3 db(A) corrispondono infatti ad un dimezzamento del livello di rumore immesso. Non trascurabile, inoltre, un altro importantissimo vantaggio in termini di economia di esercizio, grazie alle intrinseche doti di rendimento dei moderni propulsori ed al minore costo del metano rispetto al gasolio. Per questi motivi in alcune cittadine come Brescia, Ravenna, Brindisi e Ferrara il metano è già utilizzato per il trasporto pubblico. A livello europeo ci sono delle regolamentazioni che prevedono che in un futuro prossimo tutte le città devono avere mezzi pubblici che vadano a metano o GNL, in Germania si sta promuovendo addirittura per l'alimentazione degli autotreni.

## METANO PER TRASPORTO VIA NAVE

Infine si illustra un possibile utilizzo del metano in un altro contesto, ovvero il trasporto navale. I fattori che stanno spingendo verso una strategia a LNG nel settore marittimo, oltre naturalmente al **risparmio economico** dell'utente finale, derivano da **driver ambientali** sempre più cogenti. Il fattore di cambiamento è innescato, principalmente, da una normativa ambientale internazionale (*International Maritime Organization* – IMO) focalizzata sulla mitigazione dei principali fattori di emissione delle navi e che prevede una progressiva riduzione dei limiti di emissione sia nelle aree marine designate dall'IMO (cosiddette *Emission Control Areas*) sia a livello globale (a partire dal 1° gennaio 2020 sarà obbligatorio utilizzare un combustibile marino con tenore di zolfo inferiore allo 0,5% o adottare sistemi di abbattimento delle emissioni, a valle, con potenziale di riduzione equivalente). Le Aree di Controllo delle Emissioni (ECA) sinora designate dall'IMO nei mari europei sono il Mar Baltico, il Mare del Nord e la Manica, mentre il Mediterraneo è rimasto sinora escluso. Uno studio del Parlamento Europeo applicando il criterio di valutazione dei costi esterni e tenendo conto degli effetti attesi a terra per le principali tipologie di inquinanti emessi dal trasporto marittimo (in base ai volumi di traffico e rotte nelle aree marine europee) ha riscontrato valori per il trasporto nel Mediterraneo non dissimili da quelli delle ECA europee. Attualmente esistono tre possibili strategie di conformità ai futuri requisiti, sempre più stringenti, della normativa IMO al 2020:

- Sostituire il *fuel oil* con il gasolio per uso marittimo (Marine Gas Oil, MGO).
- Installare desolficatori a bordo per poter continuare ad usare il più economico olio combustibile ad alto tenore di zolfo.
- **Installare sistemi motoristici a gas naturale.**

I costi di investimento per la strategia ingegneristicamente meno complessa, quella a MGO, sono praticamente nulli, ma il combustibile è molto più oneroso: attualmente il *compliant fuel* (la specifica tecnica del MGO richiede un tenore di zolfo < 0,1%) costa circa 1.000 dollari/tonnellata, contro un prezzo dell'IFO di 380 (il *fuel oil* ha tenore medio di zolfo del 2,7%). Le due strategie alternative al MGO (desolfurazione e GNL) richiedono ingenti investimenti in tecnologie complesse, ma con la prospettiva di usare combustibili meno costosi del MGO e di ottenere benefici ambientali probabilmente più estesi rispetto a quelli strettamente richiesti dalla normativa. Se ne deduce quindi il possibile impiego del LNG per il trasporto a corto e medio raggio nel mar Mediterraneo. Da un punto di vista tecnico, la conversione di una nave per trasporto merci/passeggeri ad un'alimentazione LNG è attuabile con le tecnologie esistenti e sufficientemente diffuse presso fornitori nazionali e europei. Molti aspetti tecnici accomunano il trasporto pesante su gomma e il trasporto navale via LNG. La conversione comporta da un punto di vista motoristico diverse possibilità:

- L'installazione di un nuovo motore dedicato all'impiego di gas naturale.
- L'installazione di un nuovo motore *dual-fuel LNG e HFO (Heavy Fuel Oil)*.
- *Retrofitting* dell'esistente motore secondo quanto precedentemente esposto per i veicoli pesanti.

Deve essere infine considerato l'impatto volumetrico dei serbatoi criogenici che, seppur garantendo come nel trasporto pesante la competitività del LNG rispetto al *bunker*, comportano la sottrazione di spazio commerciale. In Europa nell'area del mar Baltico si stanno diffondendo i primi casi di propulsione LNG per trasporto passeggeri e conversione di navi di trasporto merci.

La diffusione del gas naturale liquefatto nel trasporto marittimo in **Italia** presenta le medesime analogie di vincoli logistici strutturali legati alla disponibilità di infrastrutture ad oggi inesistenti se non in termini di terminali di ricezione di grandi navi metaniere dedicate all'importazione di ingenti volumi di GNL. La diffusione del nuovo carburante navale dipende quindi dalla realizzazione ed integrazione tra porti satellite di distribuzione del GNL per uso carburante (bunkeraggio e trasporto pesante) con le esistenti infrastrutture di importazione. Quindi, come è emerso anche dalle interviste, l'utilizzo in Italia sembra molto **difficilmente applicabile**, per ragioni infrastrutturali e politiche, più che per motivazioni economiche e sociali.

Completiamo la trattazione del metano via nave spiegando gli **obiettivi dell'Unione Europea**. La Commissione Europea ha pubblicato di recente un memo riguardo lo stato dell'arte dei carburanti per trasporti e le possibili alternative. In questo documento viene esposto come, a fronte di una dipendenza fortissima dai derivati del petrolio per il trasporto (il 94% per tutta l'UE, di cui l'84% è importato), sia necessaria una **diversificazione delle fonti** e per evitare dipendenze da Paesi cosiddetti poco affidabili e per non subire ingenti oscillazioni di spesa dovute a continui rialzi del prezzo, spesso non giustificati da un'effettiva scarsità, ma da speculazioni di altra natura. A ciò si aggiunge anche l'obiettivo non meno nobile di **decarbonizzare** quanto più possibile l'autotrazione, arrivando a proporre logistiche *CO2-free* nei maggiori centri urbani già dal 2030.

Senza addentrarsi nelle proposte riguardanti i veicoli elettrici o ad idrogeno, vediamo quali sono i numeri che si propone di raggiungere l'Unione per il settore del metano, liquido e non. Innanzitutto, viene specificato il termine ultimo entro cui le infrastrutture necessarie alla conversione devono essere realizzate, e cioè il 31 Dicembre 2020 per tutte le stazioni di rifornimento di carburanti alternativi, ad eccezione delle stazioni GNL per lo spostamento marittimo interno per le quali la data di ultimazione proposta è fine 2025. Inoltre non si prevede il ricorso al finanziamento pubblico, in quanto l'adozione di una serie di misure condivise dovrebbe favorire gli investimenti da parte dei privati. Al momento solo Norvegia e Svezia hanno sviluppato terminali GNL di piccole dimensioni atti al servizio di bunkeraggio. Al fine di permettere la circolazione di imbarcazioni a GNL in tutti i maggiori porti europei, la Commissione propone di installare stazioni di rifornimento GNL in tutta la rete di porti marittimi di trasporto trans-europea (TEN-T), per un totale di 139 porti sui 1400 porti presenti in tutto il territorio comunitario. La spesa necessaria è stimata in 2,1 miliardi di euro. Tutte le maggiori organizzazioni (ISO, IMO, SIGGTO e OCIMF) sono già al lavoro per creare una serie di standard e procedure comuni per la costruzione di navi, stazioni di rifornimento e per le operazioni di bunkeraggio.

## **APPROFONDIMENTO “CASO MHYBUS”**

A titolo dimostrativo abbiamo deciso di riportare il caso dell' Emilia Romagna, dove è stato creato il progetto MHYBUS, cioè gli autobus del trasporto pubblico urbano con miscela a idrogeno e metano.

La Regione ha cominciato a interrogarsi su questa nuova possibilità per il trasporto pubblico a seguito dei dati dell'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (ARPA), infatti, è emerso che i trasporti nell' Emilia Romagna sono responsabili del 90% delle emissioni totali di CO, del 46% di NOx, del 41% di PM10 primario e del 42% del totale dei composti organici volatili non metanici (COVNM). Più in particolare, le emissioni di CO2 prodotte dal settore dei trasporti su strada in questa regione sono al secondo posto in Italia, rappresentando il 30% del totale delle emissioni nazionali. Si sono resi conto che il gas derivante dalla miscela di idrogeno e metano ha dimostrato di dare risultati molto positivi sia da un punto di vista ambientale che da quello energetico. Un recente studio effettuato da ENEA per la Regione Emilia Romagna, infatti, riferisce che un mix di 15% di idrogeno e 85% di gas naturale riduce in modo significativo le emissioni di CO2 e di inquinanti atmosferici. Inoltre, a queste percentuali, il bilancio energetico complessivo del sistema, compresa la produzione di idrogeno attraverso un processo di *steam reforming*, è migliore rispetto a quello dello stesso veicolo alimentato a gas naturale.

Il progetto MHyBus aveva quindi l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale del trasporto pubblico urbano di passeggeri, in termini di CO2 e di emissioni di inquinanti atmosferici, attraverso l'uso di una miscela di gas combustibile composta al 20% da idrogeno e al 80% da gas naturale, in breve idro-metano. Il progetto mirava ad attuare il primo prototipo di bus a idro-metano e a sostenere la diffusione di questa tecnologia attraverso le politiche regionali. Esso inoltre ha accresciuto la consapevolezza dei cittadini dell' Emilia Romagna sui temi dei cambiamenti climatici e della qualità dell'aria attraverso eventi dimostrativi di presentazione del prototipo di veicolo.

I risultati attesi del progetto che poi si sono attuati sono stati:

- L'ottimizzazione della composizione percentuale della miscela idrogeno-metano, fino al 20% di idrogeno e 80% di gas naturale.
- La verifica del funzionamento del prototipo del sistema di approvvigionamento del combustibile e dei suoi componenti.
- Lo sviluppo di un prototipo di autobus per il trasporto pubblico urbano in grado di utilizzare idro-metano, sviluppato da bus esistenti alimentati a gas naturale.
- Lo sviluppo di una procedura standardizzata per l'adeguamento degli autobus, che possa essere utilizzata per trasformare l'intera flotta di autobus.
- L'ottenimento di risultati sperimentali che possano essere un riferimento prezioso e importante per la diffusione delle tecnologie dell'idrogeno nel settore dei trasporti.
- Lo sviluppo di linee guida tecniche per la conversione degli autobus alimentati a gas naturale attualmente in circolazione in autobus alimentati a idro-metano.



## 4.2 Termoelettrico

---

Si analizzerà ora un'altra applicazione del gas naturale, ovvero per generare energia elettrica. Tutto ciò perché i volumi di consumo del termoelettrico sono molto alti e, nonostante il calo degli ultimi anni, dovuto principalmente alla situazione economica contingente e alla spinta data alle rinnovabili, si suppone che l'utilizzo del gas per la generazione di energia elettrica avrà sempre una quota significativa.

### 4.2.1 Centrale termoelettrica

La centrale termoelettrica a gas utilizza il **gas naturale come combustibile per produrre energia elettrica** tramite la forza vapore. La combustione del gas naturale (energia chimica) riscalda l'acqua in una caldaia fino a produrre vapore acqueo (energia termica) che aumenta la pressione nel corpo caldaia per fuoriuscire in un punto di sbocco collegato alla turbina. Il movimento del vapore in uscita dalla caldaia mette in movimento la turbina (energia meccanica). Il moto della turbina è a sua volta collegato a un alternatore che consente di generare elettricità (energia elettrica). Essendoci diverse conversioni di forma dell'energia, l'energia chimica contenuta nel gas naturale si trasforma in energia termica con la combustione, in energia meccanica con il moto della turbina e infine in energia elettrica. Questa serie di passaggi causa un **rendimento energetico di circa il 40%**. La restante parte di energia viene perduta, principalmente sotto forma di calore, nei vari processi di trasformazione e di conversione dell'energia. Sono generalmente degli impianti di grandi dimensioni e implicano un prolungato processo di accensione e di spegnimento, necessario per generare il vapore ad alta vapore (accensione) o per raffreddare l'impianto (spegnimento). Avendo bisogno di grandi quantità di acqua da utilizzare come liquido di raffreddamento, le centrali termoelettriche a gas sono situate nei pressi dei corsi d'acqua o del mare. Le centrali a gas vengono molto utilizzate perché l'alternativa al gas sarebbe il carbone o il petrolio ed oggi queste fonti sono in disuso a causa dell'alto inquinamento prodotto e quindi delle pressioni legislative sia nazionali sia extra-nazionali. **La parte di gas naturale utilizzata per il termoelettrico è circa il 30%**, come è stato sottolineato più volte nel capitolo 3.

### 4.2.2 Dati storici e trend

Come abbiamo detto in precedenza, recentemente stiamo assistendo ad un calo generale dei consumi di gas naturale, vediamo ora il caso del gas usato come combustibile per le centrali termoelettriche. Si assiste a quote sul totale che vanno dal 29% del 2002 al 40,3% del 2007 e del 2008, mentre nel 2013 i consumi sono stati pari ad appena 21,2 G(m), con una calo di oltre il 15% sul 2012 e il trend resterà in discesa anche nel 2014. Pertanto il consumo di gas per il settore termoelettrico italiano risulta essere calato di circa 9 miliardi di m<sup>3</sup> dal 2010, tornando così ai livelli più o meno del 2002. Inoltre va detto che 7-8 anni fa si prevedevano consumi attuali di 120-130 m<sup>3</sup>. Nella tabella seguente si riportano i consumi nel dettaglio.

| CONSUMO DI GAS NATURALE IN ITALIA<br>E CONSUMO GAS DEL TERMOELETTTRICO |                      |                                       |          |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|----------|
|                                                                        | <i>consumi lordi</i> | <i>consumi settore termoelettrico</i> | <i>%</i> |
| 2002                                                                   | 71.000               | 20.492                                | 28,9     |
| 2003                                                                   | 77.354               | 24.555                                | 31,7     |
| 2004                                                                   | 80.609               | 26.556                                | 32,9     |
| 2005                                                                   | 86.265               | 30.011                                | 34,8     |
| 2006                                                                   | 84.483               | 31.288                                | 37,0     |
| 2007                                                                   | 84.897               | 34.171                                | 40,3     |
| 2008                                                                   | 84.883               | 34.171                                | 40,3     |
| 2009                                                                   | 78.024               | 28.298                                | 36,3     |
| 2010                                                                   | 83.097               | 30.019                                | 36,1     |
| 2011                                                                   | 77.917               | 28.066                                | 36,0     |
| 2012                                                                   | 74.915               | 25.006                                | 33,4     |
| 2013                                                                   | 70.069               | 21.200                                | 30,3     |

Tabella 4.14: Consumi di gas naturale e di termoelettrico dal 2002; fonte "www.qualenergia.it"

Le motivazioni del calo dei consumi sono molteplici. Sicuramente una delle cause principali è la **crisi economica**, ma non è la sola. In un periodo come questo, si sconta la concorrenza del carbone, che sicuramente ha dei punti di debolezza, ma anche vantaggi, specialmente in termini di economicità; inoltre si assiste ad un lento, ma incessante, aumento nell'utilizzo dell'energia da **fonti rinnovabili**, che hanno inquinamento pari a zero ed un rendimento sempre crescente, oltre ad essere illimitate. Ovviamente ad oggi i problemi con le rinnovabili sussistono e non possono sostituire totalmente il gas, ma potrebbero conquistare sempre più importanza. Un ulteriore elemento di criticità della generazione termoelettrica italiana è data dalla **priorità di dispacciamento dell'elettricità** lungo la rete elettrica nazionale: le fonti rinnovabili hanno il diritto all'accesso prioritario, perciò le centrali termoelettriche hanno l'onere di sottostare alla variabilità di tali fonti, spesso soggette all'evoluzione dei fenomeni atmosferici (come fotovoltaico ed eolico). Il risultato è un'altalenanza del servizio del termoelettrico, che causa un notevole incremento dei costi: ipotizzando un prezzo di vendita dell'elettricità di circa 120€/MWh, poco più del 50% è dovuto alla produzione vera e propria. Date le considerazioni appena viste, cioè la priorità di dispacciamento dell'elettricità delle rinnovabili, nel corso del recente passato si sono verificati fenomeni certamente imprevedibili: una centrale termoelettrica tipo che sfrutta il gas naturale come materia prima energetica ha mediamente una potenza di circa 400-450MW, ed è basata sulla tecnologia del ciclo combinato; per poter funzionare in maniera ottimale ha bisogno di circa 3 milioni di metri cubi di gas al giorno, per un funzionamento di minimo 3000 ore equivalenti. Molte centrali italiane di questo tipo nel corso del 2012 hanno consumato circa 450 milioni di metri cubi annui, ovvero 1,25 al giorno, funzionando perciò per circa un terzo rispetto al previsto. Rendendo subottimale l'efficienza del gas come combustibile per il termoelettrico. Come appare ovvio, comunque, **il gas non deve tanto competere con le rinnovabili, ma col carbone**, bisogna quindi cercare di eliminare completamente le fonti fossili; l'obiettivo è rendere il gas più economico, in modo da non essere sostituibile col carbone. Occorre tuttavia fare una precisazione: il carbone può essere utilizzato solo all'interno di centrali termoelettriche basate su cicli a vapore, mentre il gas naturale può essere sfruttato all'interno di moderni impianti a ciclo combinato, con un'efficienza di conversione termodinamica di circa 15 punti percentuali superiori; perciò, il gas naturale è in grado di garantire un maggior *output* elettrico a parità di materia prima in ingresso.

## 4.3 Luci e ombre

---

Per redigere questa sezione ci si è basati sicuramente sui report, ma si è data grande importanza soprattutto a ciò che ci è stato detto durante le interviste con le aziende che gentilmente hanno risposto al questionario. Si partirà dall'analisi della concorrenza e delle principali difficoltà nel *downstream*, per poi illustrare i rischi, le difficoltà e le caratteristiche necessarie per resistere ed emergere nel settore; infine sarà fatta un'analisi *SWOT* per sintetizzare quanto è emerso dallo studio appena effettuato.

### 4.3.1 Concorrenza

E' stato deciso di dedicare un paragrafo apposito alla concorrenza, in quanto è stato un argomento molto discusso nell'ultimo periodo. Infatti, la maggior parte delle regole poste dalle autorità (per il dettaglio, vedi paragrafo 3.2 dedicato alla liberalizzazione) spingono verso un aumento della concorrenza, ma nei fatti le imprese che detengono il potere sono sempre le stesse. Abbiamo osservato ciò dai dati presentati dall'AEEG, ma soprattutto è emerso dalle interviste, nelle quali tutti gli operatori sono concordi sul fatto che la **concorrenza sia promossa soprattutto sulla carta, più che nei fatti**. Il trend che ci si aspetta è di **riduzione del numero di operatori**, questo sia per la difficoltà intrinseca nel promuovere la concorrenza, sia perché, in un momento di crisi economica, è difficile che nuovi *player* possano fare così elevati investimenti; a ciò va unito il fatto che per ottenere margini è molto importante l'esperienza pregressa e le economie di scala sono necessarie. Per comprendere meglio questo concetto proponiamo il pensiero di un intervistato, che riprende anche il paragrafo relativo alla bolletta gas 3.7.5 ma in modo più intuitivo e più esplicativo sul punto che vogliamo spiegare ora:

*“Gli impegni finanziari connessi a vendita gas naturale sono elevatissimi. 1m<sup>3</sup> costa 1 euro, a Roma 21 cent sono di accise, 14-15 cent sono costi di distribuzione, 33-34 cent di materia prima comprensiva di oneri e poi Iva. La competizione si fa sulla componente energia, su di una parte della materia prima, poi ci sono oneri di trasporto. Quindi per servire un cliente finale, commisurato su 1 euro di ricavo, il tuo margine lordo è nell'ordine del centesimo. Vi è un rapporto di 1 a 100 tra margine lordo e fatturato (no utile). Questo fatturato si porta dietro impegni di finanza, fidejussori, obblighi di fidejussori depositi cauzionali, impegni di vario tipo verso Snam distributori locali e verso i fornitori. Morale: la competizione ci può essere quando ci sono le condizioni per l'ingresso di nuovi operatori. L'energia è altamente capital intensive. Da una parte ci sono gli impegni finanziari per il “cost to serve” e dall'altro l'incancrento delle situazioni del credito fa sì che o hai le spalle grosse o non lo puoi fare. Chi ha le spalle grosse? O operatore nel mercato dell'energia o operatore del mercato industriale, o chi può finanziare progetti di sviluppo energia elettrico o del gas. Ma un industriale che fatto 100 a 25-26 di margine, fa gas che ha un rapporto 1 a 100? Non lo fa, Ferrero ha avuto esperienza ma sta ritrattando, anche Burgo. Consumando tanto gas hanno pensato di farsi auto-provvigionamento, di fare economie di scala e poi magari rivenderlo. Il beneficio è risultato più basso delle aspettative. Perciò è difficile che in Italia aumentino il numero di operatori. I piccoli o scompariranno o saranno inglobati da uno più grosso che fa economie di scala.”*

Quindi date le caratteristiche del mercato analizzato si prevede che il numero di operatori diminuirà nel tempo e che la concorrenza, nonostante sia promossa sulla carta sia destinata a diminuire.

### 4.3.2 Burocrazia

Tra le varie difficoltà che abbiamo riscontrato, quella su cui si sono concentrati la maggior parte degli attori intervistati è la burocrazia. Molti la considerano il problema principale della **lentezza e della non competitività del sistema Italia** rispetto agli altri Paesi. Sia chiaro, tutti ritengono sia necessaria per regolamentare il mercato, però sono tutti concordi che vada snellita. In particolare è stato rilevato che è davvero molto maggiore rispetto ad altri Stati. In Italia per qualsiasi cosa è necessario avere un permesso (anche per paura dei terremoti, anche se i terremoti vanno a profondità maggiori rispetto a possibili danni alle tubazioni). Uno degli intervistati ha detto che una volta è stato alla presentazione di un rigassificatore nell'Oceano Atlantico francese, a Montoir, lì anche se i burocrati non erano d'accordo, è stato detto "è la Francia che lo vuole"; da noi anche se hai l'autorizzazione del Ministro, della Regione, della Provincia, e c'è l'addetto del Comune che non è d'accordo, salta tutto. Non solo, ma se nei 10 anni di iter (tempo vero, non iperbolico) cambia colore politico uno dei livelli dello Stato, allora può saltare tutto in pochi secondi. Questi problemi non valgono per gli altri Paesi, i quali hanno un gran vantaggio competitivo. Un'azienda che opera sul libero mercato dovrebbe essere libera di diversificare come "qualità del servizio" o altre leve; invece il sistema burocratico blocca tutte queste leve. È vero che va protetto il cliente finale, ma ad oggi la burocrazia è davvero eccessiva. Molti la definiscono un insostenibile peso, a causa delle richieste e della permessistica eccessiva. Tra gli intervistati, naturalmente, c'è anche chi sostiene che la burocrazia sia una cosa necessaria, anche positiva perché serve a tutelare il cliente, ma è da sottolineare che questi sono una minima parte degli operatori sentiti e che anche tra questi, l'opinione che vada comunque **snellita** è dominante. In conclusione si riporta il pensiero di un operatore intervistato che ci sembra riassumere il pensiero di molti: *"L'autorità che emana un decreto al giorno è un fardello insostenibile, auspico un concetto più all'americana, dove non mi viene detto cosa devo fare ma cosa non devo fare, ritengo comunque sia una forma di regolazione necessaria in questo settore, però non così pesante. Attualmente è più un peso. Sarebbe opportuno fissare solo i paletti oltre i quali non si può andare."*

### 4.3.3 Tasso di switch

Verrà trattato ora il tasso di *switch*, già argomentato utilizzando le ricerche dell'AEEG nel paragrafo 3.5 "Analisi del mercato al dettaglio". Ricapitolando, nel 2013 il tasso di *switch* è stato del **5,9%**, ovvero al 56,1%, se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio, e vi è stata omogeneità territoriale, con comunque una vivacità leggermente maggiore nel Centro.

## ITALIA E EUROPA

Ora si riporta un'immagine che mostra il tasso di *switch* italiano a confronto con quello di altri Stati europei.

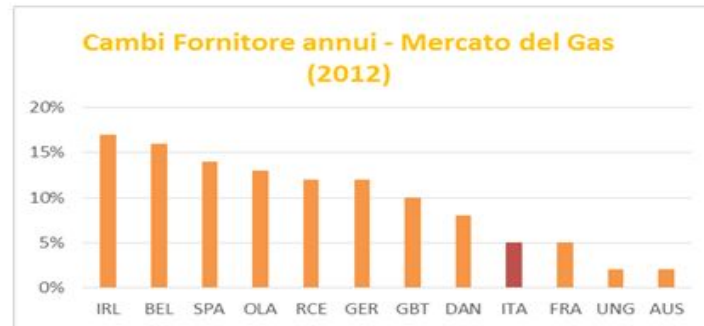


Immagine 4.14: Cambi fornitori annui; fonte "www.sostariffe.it"

I grafici mostrano un'**Italia in fondo alla classifica** del cambio operatore per il gas. Altri Paesi europei, soprattutto quelli Nord europei, hanno un numero di passaggi maggiore rispetto al nostro, forse dovuti all'introduzione della liberalizzazione in tempi diversi oppure per una maggiore diffusione della cultura orientata al cambio di fornitore.

Gli italiani risultano, dunque, ancora un po' pigri nell'effettuare il passaggio dal servizio di maggior tutela, anche se nel nostro Paese il risparmio che si può ottenere non è di certo tra i più bassi d'Europa. L'analisi condotta a livello europeo sul risparmio che si ottiene con il mercato libero è riassumibile nella seguente immagine:

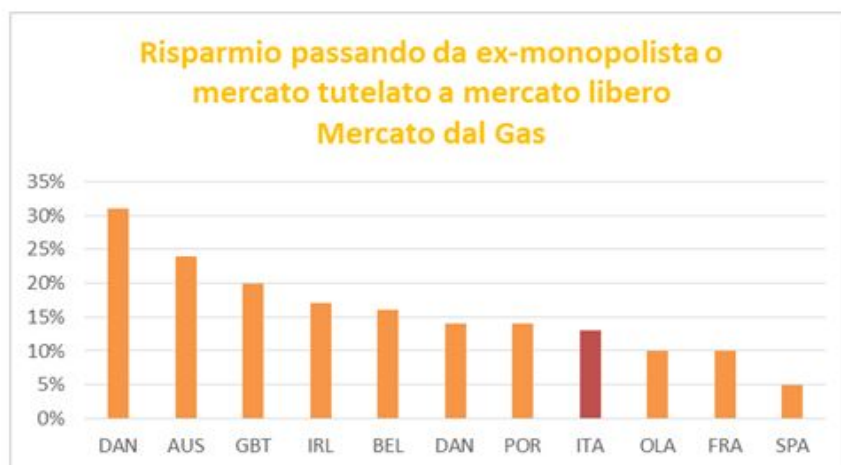


Immagine 4.15: Risparmio ottenibile dal cambio fornitore per Paese europeo; fonte "www.sostariffe.it"

I **risparmi in Italia sono del 13%** in linea con la media europea, ma di sicuro questi sono risultati lontani da quelli raggiunti **Svezia, Danimarca e Germania** dove il risparmio sull'ex monopolista supera il 20% arrivando anche al 30%.

Da questa breve analisi si può dedurre che l'Italia ha un tasso di cambio fornitore modesto. Sono ancora molte, infatti, le famiglie che sono rimaste nel mercato tutelato dell'Aeeg senza approfittare dei vantaggi del mercato libero e delle promozioni sulle sinergie e il gas, che verranno spiegati nell'apposito paragrafo 4.3.9.

### *INDAGINE QUALITATIVA SUL MERCATO DOMESTICO*

Da una ricerca condotta nel 2009 (è stata riportata perché riteniamo le motivazioni ancora valide) sono risultati questi i principali motivi di una basso tasso di *switching*:

- Conoscenza delle offerte commerciali che aumenta con lentezza: circa la metà del campione non le conosce.
- Difficoltà di comparazione delle offerte e della valutazione dell'effettivo risparmio ottenuto (quest'ultimo aspetto complicato dalla variabilità dei prezzi finali rispetto all'andamento del valore internazionale delle materie prime).
- Per considerare l'opzione del cambio del fornitore quasi la metà dei consumatori chiede sconti fuori mercato (superiori al 30%).
- Circa il 70% dei consumatori si trova bene con il proprio fornitore o non ha come priorità quella di cambiarlo.
- Si amplia la preferenza dei consumatori per il prezzo fisso. Si conferma tuttavia alta la quota di coloro che non sanno che tipologia di prezzo hanno sottoscritto con il cambio di fornitore/offerta.
- Scarsa conoscenza delle opportunità del mercato: quasi il 75% dei consumatori non sa che esistono prezzi regolati stabiliti dall'Autorità. Circa la metà dei consumatori che ne

sono a conoscenza non sa di poter ritornare al prezzo regolato. Solo l'1,8% dei consumatori ha utilizzato uno strumento di comparazione come il "TrovaOfferte".

- I consumatori si mostrano molto sensibili al risparmio energetico ed a modificare le proprie abitudini per motivazioni economiche. Quasi un consumatore su due, tra coloro che hanno installato il contatore elettronico, lo utilizza per controllare il proprio consumo.
- Nei limiti del numero esiguo di *switch* fornitore/offerta, si può notare che i consumatori passati al mercato libero appaiono negli anni più propensi a muoversi sul mercato autonomamente ossia a cambiare nuovamente fornitore/offerta e ad effettuare la scelta attivamente piuttosto che su contatto diretto del venditore.
- Nel gas vi è una minore conoscenza del mercato e delle offerte. Sugli *switch* l'offerta *dual fuel* ha maggiore successo rispetto all'elettricità: questo potrebbe essere sintomo di un traino delle offerte elettriche per l'acquisizione di clienti sul mercato gas.

### *FOCUS INTERVISTE*

Alcune imprese intervistate hanno spiegato che da parte del consumatore vi è una **diffidenza** nel cambio di operatore; va comunque sottolineato che i tassi di *switch* sono in crescita rispetto a qualche anno fa. Si ritiene infatti che sia necessaria un'**intermediazione commerciale** perché agli occhi del consumatore il mercato sembra complesso: vi è infatti difficoltà nel riconoscere i benefici di un'offerta rispetto a un'altra. Inoltre, a creare ancora più diffidenza, c'è il problema che vi sono alti **costi** connessi al passaggio dal nuovo fornitore. Per migliorare, si ritiene opportuno essere più trasparenti con il consumatore che non conosce tutte le condizioni di cambio. Altri, un numero molto minore, ritengono che gli *switch* non siano dettati dalla volontà di trovare nuove condizioni di mercato, ma siano solo un espediente per non pagare le ultime due bollette. Ci è stato detto che solo il 7-8% degli *switch* (su un campione di 10.000) non vanno in porto per dati non coerenti al primo tentativo, dopodiché, tornando dall'intermediario, si riesce a risolvere il problema. Anche questo non viene percepito come un ostacolo.

#### 4.3.4 Lettura contatori

Un'altra importante difficoltà emersa dallo studio del settore è ascrivibile alle modalità di lettura dei contatori.

#### *TECNOLOGIE CONTATORI A GAS*

La tecnologia utilizzata, per la taglia domestica, è quella a membrana, mentre, per applicazioni industriali, vengono impiegati misuratori meccanici e a ultrasuoni, ormai sempre più diffusi. I costi, però, giustificano l'utilizzo di questa nuova tecnologia solo per i *player* con volumi significativi, quindi non è economicamente sostenibile per le utenze più piccole. Il funzionamento del contatore a **membrana** è dovuto al movimento del diaframma che è causato dalla differenza di pressione tra l'ingresso e l'uscita del contatore. Il riempimento reciproco è controllato per mezzo di due valvole a cassetto. Questo movimento oscillatorio è trasformato in rotatorio. I contatori gas a **ultrasuoni** sono apparecchi di misura elettronici

senza parte meccaniche in movimento: hanno la caratteristica di dare un'immediata risposta ai cambi di portata e non hanno perdite di carico. Sono quindi particolarmente utili in regolazioni di processo, in applicazioni estreme e misure di grandi *range* di portata per gas combustibili e non combustibili. Infine vi sono i misuratori **termo-massici**, che rilevano la quantità di gas che scorre mediante un sensore, simile a una candela, che ha un determinato profilo di fiamma: se varia la portata di gas, questo profilo si modifica, e, correlando lo spostamento alla quantità che passa all'interno della *pipeline*, è possibile misurare il passaggio. Può essere impiegato anche per il controllo qualità e del controllo del potere calorifico, in base alla variazione del profilo della fiamma. Questi misuratori hanno un problema: in funzione della qualità del gas, la fiamma si modifica, quindi la misura dipende dal tipo di gas. Per potere utilizzare questa tecnologia, perciò, occorre trovare un metodo per analizzare la composizione del gas, e, con un anello chiuso, segnalare al misuratore la qualità, affinché la misura sia corretta. In alternativa si potrebbero utilizzare dei contatori intelligenti per adattare il profilo alla tipologia di gas.

### *LA SITUAZIONE*

Tra i problemi più comuni in cui incorrono i consumatori ed intestatari di un'utenza del gas è quello **relativo all'effettiva coincidenza dei dati che si visualizzano sul contatore installato presso la propria abitazione e quelli addebitati all'interno della bolletta del gas**. Si incorre in due problematiche:

- I consumi addebitati sono superiori a quelli reali.
- I consumi addebitati sono inferiori a quelli reali e si incorre dopo un certo periodo a un conguaglio molto costoso.

### *MOTIVAZIONI DEGLI ERRORI*

Per prima cosa andiamo a chiarire perché si possono trovare queste differenze tra le cifre in bolletta e quelle relative all'effettivo consumo di gas. La lettura del contatore del gas viene effettuata in due modi: o **automaticamente dal distributore del gas o comunicata dopo la lettura manuale dell'utente finale**. Nel primo caso la cifra che viene conteggiata in bolletta fa quindi riferimento a calcoli che si basano sui consumi dei periodi trascorsi, ossia effettuando una media tra l'effettivo consumo avvenuto e quello che si presume possa essere il consumo in base allo storico dell'utente. Proprio per questo si parla di consumi presunti cioè di cifre calcolate ma che non fanno riferimento ai dati oggettivi che vengono comunicati dal contatore. I consumi presunti inoltre fanno riferimento alle dichiarazioni rilasciate dall'utente in fase di stipula di contratto che per l'appunto prendono in considerazione i consumi passati, i componenti della famiglia e le tipologie di erogazione richieste. Si può ben capire che i consumi presunti possono essere diversi da quelli poi reali portando ad errori.

Alcune volte gli errori invece sono dovuti proprio a problemi di malfunzionamento dei contatori, ma non sono così frequenti come si teme. Tra questi i più diffusi riguardano i vecchi modelli a "membrana animale" (vedi la parte precedente sulle tecnologie) che presentano, quando ormai vecchi, errori di misurazione superiori alle "tolleranze" stabilite dalla normativa.



## *CONSUMI ADDEBITATI SUPERIORI/INFERIORI*

- Nella maggior parte dei casi i consumi addebitati sono **superiori** a quelli effettivi, per evitare questo problema il cliente deve imparare a leggere il contatore del gas e se dall'autolettura si constata che i dati riportati in bolletta e quindi la cifra da pagare non corrispondono al reale, si deve procedere alla rettifica della bolletta, o attraverso raccomandata o chiamando l'operatore. Infine bisogna comprendere la causa del guasto e se è dovuto al malfunzionamento del contatore (quindi se si ripete l'errore nel tempo) bisogna procedere alla modifica di quest'ultimo.
- Caso ben peggiore è quando i consumi addebitati sono **inferiori**, questo perché i ritardi nella lettura dei contatori possono arrivare anche a due anni e nel frattempo l'utente ha ricevuto bollette per consumi "presunti", che sono una media dei consumi precedenti, ma quasi sempre succede che ha aumentato di molto i propri consumi. Poi, ovviamente, arriva la lettura e la bolletta di conguaglio. Le maxi-bollette di conguaglio generano sempre litigi con le aziende erogatrici che vertono sull'obbligo della frequenza di lettura del contatore, essendo evidente che una lettura tempestiva consentirebbe al consumatore di accorgersi prima dei consumi elevati e di evitare un pesante accumulo sulla bolletta. Dopo essersi accorti dell'errore bisogna procedere come nel caso precedente.

## *REGOLAMENTAZIONE*

Bisogna ricordare che attualmente la frequenza delle letture effettive è così regolata. È sempre competente l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. È stato stabilito che la lettura deve avvenire:

- Almeno una volta l'anno per gli utenti con consumi fino a 500 metri cubi annui (sono per lo più quelli che consumano gas solo per cucina e acqua calda ed eventualmente una stufa).
- Almeno ogni sei mesi per quelli che consumano fino a 5000 metri cubi (sono gli utenti domestici con riscaldamento individuale a caldaia).
- Almeno una volta al mese per i clienti con consumi superiori a 5000 metri cubi (ad esclusione dei mesi in cui i consumi storici sono inferiori del 90% ai consumi medi mensili).

Le aziende devono mettere a disposizione dei clienti una modalità di autolettura del contatore, in modo che siano fatturati i consumi reali. In mancanza di tale modalità, la lettura effettiva deve avvenire almeno ogni sei mesi anche per gli utenti che consumano meno di 500 metri cubi annui.

## *SVILUPPI FUTURI*

Non si hanno le idee chiare su quali saranno le prospettive e l'evoluzione dei contatori. È tuttora un mistero come avverrà la trasmissione dei dati, solo nel tempo, fra le varie scommesse, si delineerà un'alternativa vincente. Per i contatori domestici è previsto un sistema di trasmissione via *wireless*. Vi è quindi la possibilità di trasmettere i dati con SIM attraverso il GPRS, oppure che il contatore elettrico può essere adoperato come collettore per inviare tutti i dati. Gli operatori, non avendo chiara la situazione, ritengono troppo rischioso puntare e investire in una sola alternativa. L'unica possibilità di sblocco della situazione in tempi brevi, sarebbe quella di ingenti investimenti in una o nell'altra direzione, ma, per via dei dubbi sugli sviluppi e lo sforzo economico, non si prevede uno sviluppo rapido.

## **APPROFONDIMENTO “SMART METERING”**

Lo *smart metering* rappresenta una tecnologia di grande utilità nel campo dell'efficienza energetica perché è lo strumento impiegato per la misurazione dei risparmi conseguibili a seguito di interventi di efficientamento. È un sistema di controllo basato su reti di sensori (*wireless* o altro) per il monitoraggio in tempo reale dei consumi di luce, gas e acqua. Grazie alla possibilità di interfaccia con le tecnologie informatiche e di comunicazione, esso consente di intervenire sugli impianti regolando lo scambio sia di energia sia di informazioni sul funzionamento dell'impianto, offrendo anche la possibilità di intervenire in caso di problematiche o guasti in modalità immediata, senza dover ricorrere all'intervento sul posto.

Le tecnologie di cui si compone, in particolare la sensoristica, sono tecnologie già mature e ampiamente diffuse sul mercato e accessibili a prezzi contenuti. Pertanto il ricorso allo *smart metering* è auspicabile ad ogni livello della rete di distribuzione e consumo di energia, dalla centrale, alla rete intelligente alla singola unità abitativa, in quanto con un costo contenuto permette da sola di valutare i consumi energetici e alla luce dei risultati riscontrati programmare interventi di efficientamento. I principali compiti a cui un sistema di *smart metering* deve rispondere sono:

- Elaborazione, trasferimento e gestione automatica dei dati.
- Gestione automatica dei contatori.
- Comunicazione bidirezionale da e verso il contatore.
- Possibilità di fornire informazione sui consumi ai vari player del mercato.
- Possibilità di supportare servizi volti a migliorare l'efficienza energetica.

### 4.3.5 Altre difficoltà

Oltre alle criticità appena elencato si sono riscontrate ulteriori due criticità che riguardano il cliente finale: l'insolvenza e la diffidenza.

#### **INSOLVENZA**

Un'altra difficoltà in cui incorrono le imprese presenti nel *downstream* del gas naturale è l'insolvenza. Infatti, molto più spesso di quanto si creda, soprattutto nel B2C, il cliente non riesce o non vuole pagare per un servizio di cui invece ha usufruito. In particolare si verifica il fenomeno del “**turismo energetico**”, espediente usato da alcuni clienti che, sfruttando le opportunità offerte dal mercato liberalizzato dell'energia, si spostano da un fornitore all'altro senza pagare le ultime bollette, prima di rischiare l'interruzione della fornitura (anche di questo è stato parlato in parte nel paragrafo 4.3.3 inerente i costi di *switch*). Questo ovviamente genera delle perdite che invece erano considerati come incassi, provocando una distorsione anche nella capacità di spesa e di investimento delle imprese erogatrici del servizio. L'insolvenza è alta e viene stimata intorno al **10%**, e più si scende nei consumi e più questo tasso aumenta. Per risolvere questo problema si ambisce ad avere clienti sicuri, per esempio nel B2B vengono fatte analisi *ex ante* sulla solvibilità, e *ex post* si cerca di capire tempestivamente, attraverso sistemi IT, quali siano le imprese che non pagano.

## *DIFFIDENZA*

Il cliente non esperto non conosce i nuovi *player* e preferisce affidarsi o alle ex-municipalizzate, che avevano il 100% dei clienti, prima della liberalizzazione, o ai super colossi, che invece sono noti a tutti anche grazie alla continua presenza su radio, tv, web e giornali. L'argomento è stato comunque già trattato nel paragrafo 4.3.3 dedicato ai costi di *switch*, ai quali è collegato.

Questo problema si nota principalmente nel **mercato al dettaglio**, nel quale i clienti ovviamente sono meno esperti nel settore e permangono fattori limitanti verso la mobilità all'interno del libero mercato che possono individuarsi:

- Nelle difficili ed onerose relazioni tra venditori ed imprese di distribuzione nonché nelle relative diverse procedure per lo scambio di informazioni e di dati.
- In comportamenti anomali di distributori e venditori, quali:
  - Il mancato rispetto degli obblighi imposti dalla regolazione come le comunicazioni al cliente finale, le tempistiche di notifica e comunicazione dei dati, con conseguenti ritardi nell'esecuzione degli *switching* dei clienti finali.
  - L'integrazione verticale tra distributore e venditore che genera una gestione dei rapporti tra operatori più o meno privilegiata all'interno della filiera, in particolare nel settore del gas.
  - I limitati e determinati ambiti territoriali cui venditori tendono ad operare.

Tali meccanismi rendono particolarmente oneroso lo *switching* e generano diffidenza nei clienti finali ed in particolare nelle piccole imprese sui benefici che possono trarre dal libero mercato del gas naturale.

### 4.3.6 Rischi

Consideriamo ora i principali rischi e valutiamo quali di essi impattano davvero sulla distribuzione e sulla vendita nel settore del gas naturale.

Considereremo le classiche quattro tipologie di rischi: strategico, finanziario, operativo e di *compliance*. Nella trattazione seguente spiegheremo il rischio specifico con una breve definizione e poi vedremo quali di essi sono da considerare maggiori rispetto agli altri settori.

Per quanto riguarda la categoria di **rischio strategico**:

- *Concentrazione*: esposizione di una gran parte del *business* ad una sola società o a più società connesse, sia in ingresso sia in uscita.  
Per quanto riguarda la distribuzione questo rischio esiste, ma non sempre: molte aziende che fanno distribuzione si occupano anche della fase a monte mentre a valle ci sono molti clienti. Invece per la vendita questo rischio esiste a monte, molto spesso ci si affida solo a SNAM, mentre a valle è nullo.
- *Reputazione*: rischio che l'azienda faccia scelte che possano ledere alla reputazione, ovvero che ci possa essere una percezione negativa dell'immagine da parte di tutti gli *stakeholders*.

Assolutamente un rischio da tenere in considerazione per tutte le fasi della filiera di questo delicato settore.

- *Controparte*: rischio che la controparte di un'operazione risulti inadempiente. È un rischio non superiore rispetto ad altri settori.

Per quanto riguarda il **rischio finanziario**:

- *Tasso di interesse*: rischio che i mutamenti eccessivi dei tassi di interesse portino l'azienda ad un più oneroso indebitamento.  
Rischio non superiore rispetto ad altri settori.
- *Rischio di cambio*: rischio che la volatilità del cambio valuta esponga l'azienda a perdite economiche.  
Rischio solo per aziende che operano anche all'estero, numero abbastanza esiguo, quindi quasi nullo.
- *Rischio di commodities*: fluttuazioni dei prezzi delle materie prime che impattano sulla struttura dei costi.  
Rischio molto importante e da considerare come chiave in tutti i passi della filiera.
- *Rischio di credito*: probabilità che il debitore non assolva in tutto o in parte i suoi obblighi in rimborso capitale o pagamento interessi.  
Rischio ovviamente presente come in tutti i settori. In particolare è superiore nella vendita al dettaglio dove l'insolvenza è al 10%, come spiegato nell'apposito paragrafo 4.1.5, ma comunque i volumi *pro capite* sono inferiori rispetto alla vendita all'ingrosso e alla distribuzione, dove l'insolvenza è minore si conosce meglio la controparte.
- *Rischio di liquidità*: rischio che l'azienda si trovi in una situazione di liquidità inattesa.  
Rischio importante, soprattutto per aziende di vendita.
- *Rischio inflazionistico*: rischio che la variazione nel livello generale dei prezzi portino ad una perdita del potere d'acquisto.  
Rischio non più alto di altri settori.

Per quanto riguarda il **rischio operativo**

- *Processi*: rischio che i processi non siano svolti correttamente.  
Rischio non superiore ad altri settori.
- *Contesto esterno*: rischio che eventi esterni all'azienda impattino su risultati economici e patrimoniali.  
Rischio fondamentale rispetto ad altri settori, infatti, il calo dei consumi odierno è ascrivibile alla crisi economica. Altri fattori esterni sono il clima, che causa variazioni imprevedibili dei consumi e eventi naturali, come i terremoti, che impattano soprattutto sulle aziende distributive.
- *Conferimento di potere*: rischio di conferire potere e quindi responsabilità manageriale a persone inadeguate.  
Rischio non superiore rispetto ad altri settori.
- *Sistemi IT*: rischio che la sicurezza fisica e la trasparenza dati non sia adeguata.  
Rischio non superiore rispetto ad altri settori, è comunque dovuto soprattutto a numerosi moduli burocratici.

Per quanto riguarda il **rischio di compliance**

- *Regole*: dovuto all'importanza di regole, in particolare la conformità alla normativa. Rischio da tenere in considerazione in maniera importante, bisogna considerare sia la normativa europea ma soprattutto quella nazionale, come spiegato più volte.

#### 4.3.7 Servizio

Da quello che è emerso, vediamo che l'aspetto più importante su cui puntare è la **qualità del servizio**, cioè garantire **flessibilità** sui contratti e **personalizzazione** verso i clienti, anche per trasferire sul cliente il rischio energia (non il rischio economico, ma il rischio "formula").

Questo perché oggi il mercato è estremamente variegato, infatti, una media azienda ha 50.000 clienti, in crescita. Tra questi clienti, c'è da fare una specificazione: se i clienti consumano veramente tanto, l'aspetto prioritario diventa il prezzo, infatti, il costo dell'energia ha un impatto fondamentale sulla struttura dei costi di un'impresa, mentre per una famiglia, il costo del gas potrebbe risultare un *driver* di scelta importante, ma non decisivo, anche perché il prezzo non può essere molto differenziato, visti i costi di filiera. Quindi in conclusione si può dire che più si scende come consumo più il *driver* di scelta non è il prezzo ma il servizio.

Ma quali sono gli elementi fondamentali del servizio?

- **Territorialità**, farsi conoscere il più possibile e rendersi disponibili vicino alla clientela.
- **Facilitazione del compito del cliente finale**, ci sono troppi contatori non accessibili, la lettura è molto difficoltosa, se non c'è autolettura del cliente, il distributore che è il responsabile fa fatica a entrare nelle case per effettuare la misura. Rendere questo processo più facile sarebbe molto positivo (per i problemi riguardo la lettura dei contatori vedi il paragrafo 4.3.4 "Lettura dei contatori").
- **Sicurezza del servizio**, soprattutto in ambito B2B non ci si può permettere che in alcune parti della giornata il servizio sia interrotto o quantitativamente inferiore.
- **Referente unico**, il cliente dà valore all'interazione con un unico operatore per tutte le problematiche.
- **Tempo di evasione pratiche**, in particolare si cerca di dare un limite massimo di tempo entro il quale compierle.
- **Call center base e assistenza on-line**, però questi non sono servizi a valore aggiunto, ma vere e proprie commodity, che quindi diventano importanti solo in caso di assenza. Mentre per dare valore aggiunto può essere considerato un call center che risponda in un determinato numero di squilli o una piattaforma dove gestire le problematiche in modo avanzato.

### 4.3.8 Numerosità clientela

Molto importante è stato capire se le imprese hanno come obiettivo aumentare il numero dei clienti oppure averne meno, ma con volumi di acquisto elevati. Le imprese intervistate ci hanno confermato la loro volontà di **aumentare il numero di clienti** in particolare delle piccole utenze. Questo principalmente per due motivi:

- È possibile ottenere **margini maggiori** rispetto al mercato all'ingrosso in quanto il potere contrattuale del cliente finale è minore rispetto a una grande impresa che acquista grosse quantità.
- Per motivi di **diversificazione** del rischio cliente, infatti, avere tanti clienti porta sia ai problemi spiegati nel paragrafo "Altre difficoltà" 4.3.5 (insolvenza, diffidenza) che a quelli di personalizzazione del servizio, ma permette di diversificare il rischio in caso di perdita o perfino fallimento di un cliente.

Comunque tutte le imprese, sempre per un'ottica di diversificazione di portafoglio, ci hanno confermato la volontà di mantenere anche grossi clienti, sui quali non possono ottenere grandi margini.

In conclusione si può dire che in questo momento vi sia un trend che porta le imprese alla ricerca sempre di un numero maggiore di clienti di piccole dimensione, mantenendo comunque una parte di grossi clienti, che nonostante garantiscano margini inferiori possono essere ritenuti una sicurezza di vendita, soprattutto di grossi volumi, dati anche i contratti *Take or Pay* ai quali le imprese sono soggette.

### 4.3.9 Sinergie elettrico-gas

Un'opportunità del settore che può essere sfruttata dalle imprese di vendita, in particolare al dettaglio, è proporre un servizio integrato di vendita di gas e di energia elettrica. I settori dell'energia elettrica e del gas, infatti, possono essere considerati sufficientemente omogenei sotto diversi punti di vista. Tale omogeneità si fonda, innanzitutto, sulla condivisione delle **medesime peculiarità tecnologiche e produttive** e sulle notevoli **sinergie tecniche e commerciali** che li caratterizzano. Infatti, anche alla luce delle opzioni strategiche perseguite dalle imprese, è più opportuno raggruppare i due *business* nell'unico e più ampio settore dell'energia. L'omogeneità riguarda anche **gli obiettivi, l'oggetto e le modalità della regolamentazione**, date le forti analogie tecnologiche e di processo in tutte le fasi della filiera. La razionalità di tale approccio deriva essenzialmente dalle sinergie, peraltro non sempre fondamentali, che si possono generare nelle fasi di distribuzione e di vendita. Le imprese in esame traggono la loro forza dal legame col territorio di riferimento, aspetto che sviluppano con una politica di diversificazione orizzontale, che mira a fornire più servizi pubblici a rete, cogliendo le sinergie tecniche e commerciali che ne derivano. Sono esempi tipici **l'utilizzo della stessa rete per più servizi, la gestione unificata dei clienti, il ricorso ad un unico marchio distintivo o la possibilità di centralizzare le attività amministrative.**

Perciò per le imprese possono fare questa scelta di portafoglio, denominata *biutilities*, cioè proprio la decisione di operare in due settori di attività, spesso per le obiettive sinergie che sono generabili da questo accoppiamento. Nel passato un esempio tipico è stato lo svolgimento congiunto delle attività nel comparto del gas e dell'idrico: ciò è dovuto essenzialmente alle sinergie che possono generarsi nelle attività di *asset management*, ossia di gestione delle reti. Mentre negli ultimi anni sta già prendendo piede il caso da noi preso in esame: tali sinergie sono conseguibili, da un lato, negli approvvigionamenti, con lo sviluppo del ciclo combinato per la produzione di energia che utilizza appunto gas naturale, come trattato nel all'apposito paragrafo 4.2 sul termoelettrico; dall'altro, nelle attività di vendita in mercati in via di liberalizzazione, grazie alla possibilità di sviluppare relazioni unitarie e coordinate con i clienti, ma grazie anche allo spazio per costruire ed erogare pacchetti di prodotti e servizi congiunti, come spiegato in precedenza.

Il numero di imprese venditrici che offrono entrambi i servizi sta aumentando, questo sia per resistere sul mercato soprattutto nel caso dei più piccoli, sia per ottenere ulteriori margini in particolare per i grandi, in un settore dove sono la profittabilità è bassa. Tutto ciò è stato spiegato nel dettaglio nei casi di business della vendita al dettaglio (paragrafo 3.5.5).

Proponiamo ora le dichiarazioni di un operatore del settore, che mostrano due fenomeni:

- Come gli stessi **clienti** siano propensi scegliere queste offerte congiunte.
- Come questo fenomeno sia possibile grazie alla **liberalizzazione**.

*"Il tasso di switching del mercato del gas è aumentato grazie alla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, infatti, prendendo come campione le richieste di attivazione pervenuteci, abbiamo rilevato che la maggior parte degli utenti effettuano un cambio di fornitore di energia e gas nello stesso momento."*

#### 4.3.10 Altri fattori critici di successo

Uno dei FCS più importanti è quello di cercare delle **alleanze**, in particolare per le piccole-medie imprese, mentre per le grandi **l'acquisizione** di altre aziende (come detto anche nei modelli di business nel capitolo 3), così da sfruttare i benefici di diverse possibili sinergie:

- *Sinergie in senso tecnico*, che derivano dall'uso congiunto delle stesse strutture e competenze. Riguardo alle prime possiamo pensare ad un marketing congiunto; riguardo alle seconde, si tratta di estendere da un business ad un altro le competenze in tema di gestione delle reti o del servizio al cliente.
- *Sinergie commerciali*, legate alla possibilità di fornire servizi alla stessa clientela nell'ambito della medesima area geografica, per esempio, la gestione unificata del database clienti e del *call center*.
- *Sinergie finanziarie*, attraverso la costruzione di un portafoglio di business diversificati in grado di mantenere l'equilibrio tra gli investimenti in aree innovative e le risorse prodotte dai business maturi.



Altra caratteristica per emergere è la **capacità di innovazione** strategica e operativa sia interna, attraverso un buona funzione di ricerca e sviluppo che si mostri proattiva al cambiamento, sia esterna per rispondere in modo attivo e originale alle possibilità di crescita e di sviluppo dalla dinamicità del comparto. Sapere innovare, infatti, è sempre un importante punto di forza perché consente di prevedere i bisogni e anticipare le trasformazioni in atto nella struttura del settore. Negli ultimi anni le tecnologie dei servizi a rete hanno sperimentato forti innovazioni. In particolare è opportuno segnalare le novità più rilevanti:

- La possibilità di un accesso multiplo all'utilizzo della rete.
- Lo sviluppo di tecnologie flessibili in grado di ridurre la dimensione minima efficiente degli impianti e abbattere le barriere all'entrata.
- La crescente integrazione tra le tecnologie con la possibilità, dunque, di realizzare sinergie tra i diversi *business*.
- La creazione di nuove tipologie di servizio e nuove modalità di erogazione dei servizi esistenti;
- L'evoluzione delle telecomunicazioni e l'adozione di internet.

Ulteriori possibili FCS si possono valutare nel **tenere sotto controllo variabili esogene**. Sei sono gli aspetti del contesto ambientale sui quali è bene focalizzare l'attenzione:

- *Aspetti normativi*: come è anche emerso dalle interviste, fondamentale per le imprese del settore è essere a conoscenza di ogni minima variazione normativa ed essere pronti a reagire in modo rapido e opportuno per non incorrere in sanzioni che possono pregiudicare l'intero business.
- *Aspetti ecologici*: negli ultimi anni, tale fattore ha assunto nel settore delle *utility* sfumature che lo rendono ancora più critico. A titolo di esempio, in Italia sono state introdotte varie forme di incentivo quali:
  - I "*certificati verdi*": previsti dal "Decreto Bersani" per sostenere e promuovere la generazione da fonti rinnovabili.
  - I "*certificati bianchi*".

La gestione eco-compatibile, tuttavia, non è solo un vincolo di legge ma, anche e soprattutto, un'opportunità di *business*. Le imprese certificate (Emas, ISO 14000) hanno dimostrato di godere di benefici concreti. Tali aziende, infatti, proprio per ottenere tali certificazioni devono migliorare i loro modelli gestionali con importanti giovamenti in termini di efficienze e di immagine.

- *Aspetti di politica industriale*: tra le aziende erogatrici e le autorità locali si instaura una relazione principale/agente. Si crea una situazione di asimmetria informativa che può essere, potenzialmente, riportata in equilibrio attraverso il "contratto di servizio". Esso, tuttavia, deve essere interpretato in modo innovativo, cioè come strumento di programmazione che indirizzi le risorse e le competenze dell'azienda verso gli obiettivi dell'ente a cui affiancare un'attività di controllo volta a verificare che le risorse siano ottenute e utilizzate efficacemente ed efficientemente.
- *Aspetti macroeconomici e politici*: poche aziende sono vulnerabili ad eventi politici e macroeconomici come quelle di questo settore. Basti pensare alle variazioni nei

rapporti di cambio €//\$ e all'instabilità politica che caratterizza alcune delle zone più ricche di petrolio (Medio Oriente).

- *Aspetti climatici*: i fattori climatici influenzano pesantemente *business* quali energia elettrica, gas e acqua. La produttività di una centrale idroelettrica è legata alla portata d'acqua del bacino che alimenta, mentre le vendite di gas sono legate alle temperature medie registrate. Nel progettare un sistema di controllo, quindi, non si può prescindere da opportune rilevazioni che tengano conto anche di questi fenomeni.
- *Aspetti tecnologici-innovativi*, come spiegato in precedenza.

### 4.3.11 SWOT

L'analisi *SWOT* è uno strumento di pianificazione strategica utilizzato per valutare i punti di forza (*Strengths*), debolezza (*Weaknesses*), le opportunità (*Opportunities*) e le minacce (*Threats*) di ogni situazione in cui un'organizzazione o un individuo debba svolgere una decisione per il raggiungimento di un obiettivo. Tale analisi si suddivide in ambiente interno (punti di forza e debolezza) ed esterno (opportunità e minacce) e può essere applicata anche ad un determinato settore industriale come quello del gas naturale; noi presenteremo quella del *downstream*, essendo il nostro ambito di analisi.



Immagine 4.16: SWOT; fonte "www.percorsisostenibili.pbworks.com"

#### **Punti di forza:**

- E' un settore in cui vi è una forte specializzazione (economie di esperienza) ed è necessario fare economie di scala, quindi sono presenti barriere per l'ingresso di nuovi *player*, cosa positiva per le aziende tuttora presenti sul mercato.
- E' un settore regolamentato, quindi c'è un'autorità che vigila sui comportamenti.
- La minaccia di prodotti sostitutivi è minima data l'importanza che riveste il gas nell'economia dei paesi.
- Il gas ha un impatto pervasivo, quindi si ritiene che si avrà sempre bisogno del gas.

**Debolezze:**

- Margini bassi; infatti, la definizione di nuove tariffe di riferimento per la vendita del gas naturale porterà una riduzione della marginalità, con il probabile risultato di eliminare dal mercato gli operatori non in grado di sostenere la propria struttura di costo; il rischio è un incremento della concentrazione del settore, in controtendenza con gli scopi di fondo del processo di liberalizzazione de mercato del gas.
- Le leggi ambientali sul gas sono molto stringenti.
- Insolvenza nel settore domestico.
- Diffidenza verso piccoli *player*, sempre nel settore domestico.

**Opportunità:**

- Possibilità di integrarsi lungo la filiera per fare economie di scala ed ottenere margini maggiori, in particolare nella vendita.
- Sfruttare la similarità della filiera del gas e dell'elettricità per diversificare il proprio *business* (stesso regolatore nazionale ed entrambe sono *utilities*).
- Utilizzo del gas nei trasporti (autotrazione, trasporto pubblico e nave), dove il petrolio si sta indebolendo.
- Possibili alleanze soprattutto per i piccoli-medi *player*.
- Con una strategia improntata sul servizio si riescono ad ottenere margini maggiori.

**Minacce:**

- Il calo dei consumi degli ultimi anni, dovuto principalmente alla crisi economica non ancora conclusa, ha portato ad una riduzione della marginalità media del settore, in particolare verso quegli operatori che servono i segmenti industriali e termoelettrici (vedi paragrafo 4.2 sul termoelettrico). Il persistere di queste condizioni all'interno del nostro paese rischiano un acutizzarsi di questo fenomeno, col rischio di far scomparire nuovi operatori economicamente deboli.
- Crescita di nuove fonti alternative di energia.
- Data l'importanza della normativa, un cambiamento della stessa potrebbe portare a conseguenze radicali per le imprese del settore.
- Volatilità nel settore domestico dovuto al clima, infatti, inverni caldi provocano un calo dei consumi.

## 4.4 Trend

---

Si suddividerà questa sezione in tre parti: nella prima si riporterà l'opinione di un noto consulente di una società energetica, che illustrerà le proprie idee sul trend futuro del gas naturale in Europa, che si ritiene utile per comprendere la situazione europea; nella seconda si proporrà una domanda, tratta dalle interviste da noi effettuate agli operatori, inerente il trend dell' *Oil & Gas* in Italia ed in particolare nel *downstream*, fatta in modo da lasciare libertà di espressione alle aziende; nella terza verranno tratte delle conclusioni sulla base delle prime due parti della sezione, delle considerazioni fatte nei capitoli precedenti e delle ricerche di settore. Si è deciso di partire dalla situazione europea perché è impossibile slegare la situazione mondiale dal *downstream* italiano. Per le conclusioni comunque si rimanda al capitolo successivo apposito.

### 4.4.1 Parere dell'esperto sulla situazione europea

Di seguito le opinioni dell'esperto:

*“Guardando ai prossimi anni abbiamo prospettive di mercato che probabilmente porranno problematiche molto differenti rispetto ai temi di cui ci siamo occupati negli ultimi dieci anni. Ci si sta muovendo, infatti, verso un **mercato europeo** dell'elettricità e del gas naturale governato da regole sostanzialmente comuni nel quale vengono predisposti diversi strumenti per impedire ciò che nei passati dieci anni è stato considerato il problema principale: il controllo della capacità da parte di un limitato gruppo di soggetti. Anche se oggi non tutti i dettagli sono noti, avremo: procedure di congestion management; allocazione della capacità tramite aste; un bilanciamento attraverso mercati spot; regole tecniche e di trasparenza armonizzate; perfino delle regole tariffarie tendenzialmente o, almeno parzialmente, armonizzate. In tale contesto, l'accaparramento di capacità da parte di quei soggetti che sono stati definiti in passato operatori dominanti, appare sempre meno probabile. La capacità di trasporto sarà disponibile e, in linea di massima, lo è già oggi nelle connessioni tra i vari mercati e hubs europei, con alcune eccezioni. Non è quindi da escludere che avremo alcune possibili separazioni tra zone così come alcune, limitate barriere tariffarie, che potranno avere un certo peso.*

*Dunque, che mercato sarà? Sarà certamente un mercato caratterizzato da una enorme **incertezza** sulle prospettive della **domanda**. A tal proposito, ci sono oggi scenari incerti soprattutto in merito alla crescita economica, quanto mai dubbia; così come incerto appare anche il quadro dei mercati correlati a quello del gas naturale, che in prospettiva storica stanno ridiventando molto importanti. Negli ultimi dieci anni, abbiamo potuto considerare il mercato del gas naturale come problematico ma in un certo senso chiuso in se stesso. Oggi il mercato del gas è di nuovo in una condizione di forte **concorrenza con altre fonti**, di vario tipo: la concorrenza delle fonti rinnovabili nei confronti del gas naturale è, infatti, diversa dalla concorrenza del carbone. D'altra parte i mercati regionali del gas sono sempre più influenzati anche dal mercato mondiale del gas. In particolare, il mercato del gas naturale europeo è influenzato da quello del gas naturale liquefatto (GNL). Tornando all'incertezza della domanda, vi sono scenari molto divergenti sull'evoluzione futura della richiesta di gas in Europa, alcuni ottimisti altri decisamente pessimisti. Lo scenario di riferimento che abbiamo considerato è*

quello dell'International Energy Agency (IEA), noto come New Policies Scenario che prevede al 2020 una crescita della domanda annua inferiore all'1% in Europa e una sua sostanziale stabilità in Italia. Al fine di sottolineare la differenza tra i vari scenari, le previsioni dell'ENTSO, il raggruppamento dei gestori delle reti europee di trasmissione del gas naturale, appaiono più ottimistiche e prevedono un incremento annuo della domanda in Europa dell'1,5% e addirittura del 2,4% in Italia. In un tale scenario, se il trend fosse confermato, il nostro Paese diventerebbe il primo mercato europeo entro il 2020.

A fronte dell'incertezza della domanda, quali sono le prospettive sul lato dell'**offerta**? Certamente è confermata una prospettiva di **declino** per la produzione interna di gas naturale dell'Europa. Ci si attende l'avvio dello sviluppo del gas non convenzionale, tuttavia nell'Europa continentale si registra un grande scetticismo sullo sfruttamento di tale risorsa e, dunque, ci si aspetta che avrà un ruolo del tutto marginale nel 2020. Dall'altro lato, continueremo ad avere una **Norvegia** affidabile, che ha dimostrato di essere disponibile a operare in una logica di mercato aperto, ma con una produzione probabilmente calante e soprattutto con costi sempre più elevati. La **Russia** sarà ancora caratterizzata da immense risorse ma anche da inefficienze spesso notevoli, e ancor più da progetti grandiosi che risentiranno fortemente delle economie di scala. I costi dell'offerta russa potranno, quindi, essere relativamente bassi o molto elevati a seconda della sua capacità di vendere e quindi di sfruttare le economie di scala, che interessano sia gli investimenti upstream sia quelli in capacità di trasporto. Il **Nord Africa** continuerà ad essere in ritardo come fornitore, sia per la lentezza degli investimenti dovuta a ragioni politiche, economiche e regolamentari interne, sia per la domanda propria in rapidissima crescita, che assorbirà sempre più risorse. Il mercato del **GNL** avrà certamente un andamento ciclico e condizionato dagli sviluppi mondiali del settore. tale mercato è il più difficile da prevedere perché evidentemente dipende da una molteplicità di fattori esterni all'Europa, dalla sostenibilità della produzione americana di gas non convenzionale alla sostenibilità della crescita della domanda asiatica, in particolare, ma anche latino americana. Nell'**insieme** si ha di fronte un mercato del gas che da un lato tende a ricordare le problematiche ben conosciute del mercato petrolifero, quali il rischio di collusione tra fornitori; dall'altro potrebbe far registrare in alcune regioni problematiche più specificamente connesse al mercato elettrico, come la separazione tra zone di mercato per effetto di congestioni locali. Il mercato globale, in ogni caso, sarà sempre più integrato."

#### 4.4.2 Interviste agli operatori sulla situazione italiana

Di seguito riportiamo testualmente le considerazioni degli operatori:

"Oggi la Russia è il principale fornitore per l'Italia, ma si vuole scardinare questo fatto. Si stanno delineando dei progetti per bypassare la stessa. Il mercato è depresso a livello Europa, ci vogliono investimenti per farlo riprendere. Ad oggi difficili da immaginare, ma molto **difficile fare previsioni** sul mercato."

"In **Italia** nel breve-medio periodo si assisterà ad una **attestazione del calo dei consumi** registrato nel periodo 2008-2013; si verificherà successivamente una ripresa, piuttosto piatta, nel lungo periodo."

*“Il **gas** avrà sempre un **ruolo dominante**, le energia pulite acquisteranno importanza, ma non così tanta come il grande pubblico si attende e spera. Shale Gas e GNL non prenderanno piede in Italia. Le energie rinnovabili avranno il loro luogo ma no prendere il posto del gas. “*

*“I consumi di gas, in Italia, si sviluppano in quattro filoni: consumo residenziale, industriale, terziario, per produzione termoelettrica. Ci sono grandi differenze tra queste quattro tipologie: il **consumo residenziale** dipende dalle **temperature**, se in inverno è freddo si consuma di più, ma comunque non ci sono grandi oscillazione, ci si aspetta che possa ridurre per risparmio energetico degli edifici. **Terziario stabile**. L'**industriale**, con la crisi si è ridotto, nel futuro dipenderà sempre dalla **crisi** e se la deindustrializzazione sarà definitiva o l'industrializzazione riprenderà; si pensa di no perchè le aziende che hanno delocalizzato difficilmente torneranno più. La produzione **termoelettrica** ha subito un crollo netto a causa delle rinnovabili, la ripresa dipende se ci sarà una spinta futura sulle rinnovabili o se ci starà uno stallo. Le previsioni di 7-8 anni fa furono sbagliate: si prevedevano 120-130 mld m3/anno, invece 68. Molto **difficile prevedere** cosa accadrà.”*

*“i consumi sono calati molto in questo anno. La crisi ha fatto calare il mercato B2B, ma per noi del B2C si è assistito a calo consumi perché ci sono stati inverni caldi. Quindi per mercato **consumer** problema **contingente**, mentre per mercato **business strutturale**, non penso torneremo ai livelli pre-crisi, sebbene si spera in aumento.”*

*“Le preoccupazioni riguardano soprattutto il calo della domanda, cercando di capire come mai questo è accaduto e cosa possa succedere in futuro. Molti pensano che non si tornerà ai livelli pre-crisi, ma soprattutto per mercato industriale. Qualcuno suggerisce che una politica europea più compatta possa aiutare, altri si concentrano sul ruolo delle infrastrutture. Quasi tutti concordano sulla **volatilità della domanda** e quindi dell'estrema difficoltà nel fare previsioni inerenti la stessa.”*

*“Prima c'è stata la crisi in Russia e Gazprom era nell'occhio del ciclone, poi quella Ucraina: gli ucraini rubano il gas ai russi, dopo che questi ultimi davano il gas all' Europa. Dunque gli europei pagano per gli ucraini. L'Italia ha grossi problemi (solo noi, perché non abbiamo risorse proprie), Germania usa il carbone e il nucleare, la Francia tanto il nucleare. Noi siamo l'anello debole. L'Italia importava molto gas dagli altri Paesi, mentre altri Paesi europei molto meno perché sono più autonomi. Gli ultimi gasdotti costruiti “Southstream” e “Northstream” sono stati fatti quasi solo per noi, e bypassano l'Ucraina. E' stato redatto un nuovo contratto tra Russia e Cina, ma non avrà effetti sull'Europa. In relazione alla crisi di approvvigionamento noi in Italia avremmo dovuto costruire 14 rigassificatori, ne abbiamo fatto solo uno (Edison, a Rovigo), che è stato un disastro. Anche **la politica ci ferma**: l'energia dovrebbe essere strategica per un paese, “se non ci sono riprese nei consumi di gas significa che non c'è ripresa”, invece non è così. In Italia nel 2006 per oggi si pensava di avere 120 metri cubi di vendita, invece ne è risultata la metà. Quindi per quelle previsioni si facevano contratti di lungo termine con “Take or Pay”; oggi molto del volume venduto è sotto il valore minimo di “Take or Pay”, quindi qualcuno ci rimette, perciò si instaura una guerra dei prezzi. Rischiamo addirittura di essere superati dalla Croazia, perché da loro non c'è l'immobilismo che invece colpisce l'Italia, anche a causa della burocrazia. **Manca anche un'idea di programmazione e un senso di Paese** e questo fa sì che i pochi investimenti fatti siano sbagliati.”*

### 4.4.3 Considerazioni finali

Per quanto riguarda la situazione dei **consumi** il gas avrà un ruolo preponderante, infatti, le rinnovabili non possono ancora sostituire del tutto le fonti fossili e le normative spingono per una decarbonizzazione; attualmente, date le prestazioni energetiche, solo il gas può sostituire in modo consistente carbone e petrolio. In Italia i consumi totali sono in calo a causa della crisi e questo fenomeno si prevede possa continuare ancora per qualche anno. In particolare la crisi ha colpito maggiormente il settore industriale e il termoelettrico, che ha subito anche la spinta data alle rinnovabili, mentre l'andamento dei consumi nel B2C è più legato all'andamento di fattori esogeni, in particolare il clima.

Dal lato **offerta** ci sarà uno sviluppo del GNL sia per diversificare il portafoglio in Europa sia per creare un mercato in Paesi poco facilmente raggiungibili via terra (Giappone e Qatar su tutti). Lo *shale* difficilmente avrà spazio in Europa, come invece ha avuto negli USA, garantendogli l'indipendenza energetica, a causa della più alta densità di popolazione e di una cultura europea più attenta agli aspetti ambientali. La produzione europea è prevista in calo con la Norvegia che manterrà la propria affidabilità e la Russia, che nonostante le inefficienze che la caratterizzano risulterà il principale produttore, grazie alle sue immense riserve. Le importazioni dipenderanno sempre più da questi paesi e meno dal Nord Africa, che risulterà sempre più inaffidabile, anche a causa delle guerre interne.

## Conclusioni

---

Si è giunti alla fine del percorso, partito da un'introduzione di scenario, passato per la possibile implementazione di un *Hub* sud-europeo e la descrizione della fasi di *upstream* e *midstream* della filiera, e terminato con lo studio approfondito del *downstream*, possibile solo grazie all'analisi delle due parti precedenti. In questa sezione si cercherà di porre l'accento sui risultati emersi e sui possibili sviluppi futuri.

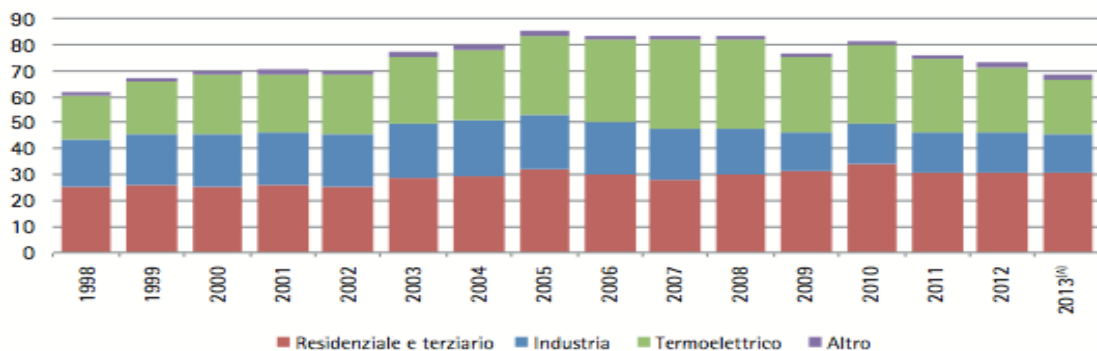
### Cosa è emerso

- L'abbondanza delle riserve e la versatilità di utilizzo fanno del gas naturale una fonte energetica di primaria importanza, quasi certamente la più interessante nel terzo millennio, sicuramente fondamentale nel panorama energetico mondiale futuro, avendo consumi previsti in aumento in quanto le rinnovabili sono ancora in via di sviluppo e solo il gas, ad oggi, potrebbe sostituire carbone e petrolio, come richiede la normativa.
- Lo *shale gas* ha cambiato gli scenari geo-politici, permettendo agli Stati Uniti di passare da importatore a esportatore. In Europa è quasi improponibile questa metodologia di estrazione a causa della geografia della zona, molto più densamente popolata degli USA, e della cultura Europea.
- Il GNL acquisterà sempre più importanza, infatti ha già permesso a Paesi in posizioni geografiche sfavorevoli, come il Qatar, di esportare e a Stati di importare, come il Giappone che addirittura ne ha fatto la principale fonte energetica. Ad altri come l'Italia può consentire di diversificare il proprio portafoglio di approvvigionamenti.
- La Russia detiene la *leadership* come esportatore, date le sue ingenti riserve. Proprio per ridurre la dipendenza energetica da questo Paese, gli Stati hanno pensato di aumentare le possibili fonti di ingresso, per esempio attraverso la creazione di *Hub* come quello sud-europeo, che prevede un ruolo centrale dell'Italia.
- L'*Hub* permetterebbe all'Italia di garantire la sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento, come appena detto, e quindi di allineare i prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei. Si ritiene comunque molto improbabile l'implementazione per via della complessità del progetto e della numerosità di soggetti, anche a livello Europa, che devono prendere decisioni significative.
- La produzione e l'importazione sono le due modalità per ottenere gas naturale (*upstream*). In Italia non essendoci giacimenti si ricorre quasi esclusivamente alla seconda. Mentre il *midstream* si compone delle fasi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, con il gas che entra in Italia tramite metanodotti da Russia, Olanda, Algeria e da un terminale di GNL, ubicato a Panigaglia.



## IN PARTICOLARE PER IL DOWNSTREAM

- Per quanto riguarda i consumi, il calo è dovuto principalmente alla situazione economica del Paese. In particolare nel settore termoelettrico si sono verificate le riduzioni peggiori; nel settore industriale, il calo dei consumi finali ha portato ad una riduzione della spesa energetica nel manifatturiero, comunque inferiore rispetto al caso termoelettrico; mentre nel settore *retail* (residenziale e civile), il calo è stato più modesto, in quanto il gas naturale è comunque un bene insostituibile per una serie di utilizzi, tra cui il principale è il riscaldamento degli ambienti. L'immagine seguente mostra l'andamento delle vendite nel corso degli anni passati.



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Immagine: Consumi di gas naturale per settore; fonte "AEEG, 2014"

- La liberalizzazione ha permesso la creazione di un mercato libero, dando la possibilità ai clienti di poter scegliere l'offerta più conforme alle proprie esigenze.
- I principali *player* sono Snam per quanto riguarda l'ambito distributivo, mentre Eni è il venditore con la maggiore quota di mercato. Gli operatori sono integrati su più fasi della filiera o focalizzati su un solo stadio; i primi sono solo il 20% del totale come numero, ma generano il 75% del fatturato complessivo.
- La concentrazione negli ambiti d'analisi è elevata, con un numero di operatori in diminuzione e si osserva contemporaneamente un aumento delle quote di mercato dei principali *player*.
- Nonostante le normative siano volte ad un aumento della concorrenza, quest'ultima è in diminuzione a causa della bassa marginalità del settore e delle forti economie di scala richieste per resistere sul mercato.
- La principale difficoltà emersa è l'eccessiva burocrazia; altre criticità rilevate sono l'insolvenza, la diffidenza, i problemi di lettura dei contatori e i bassi tassi di *switch*.
- L'Italia è ancora legata ai prezzi *Take or Pay* ma grazie al PSV, che permette la transazione a prezzi *Spot*, i prezzi si stanno uniformando a quelli degli altri Paesi europei. Questo allineamento ha portato ad una diminuzione della bolletta anche per l'utente domestico.

- Il PSV è un *hub* virtuale che sta acquisendo sempre più un ruolo centrale nell'effettuare accordi fra imprese, fornendo un efficace meccanismo di bilanciamento che permette di effettuare transazioni al prezzo *Spot*. La Borsa del gas invece è attualmente poco utilizzata in quanto costosa e poco flessibile.
- Il metano potrebbe essere un ottimo sistema di alimentazione per le auto, ma oggi a causa soprattutto della rete distributiva inadeguata e della poca pubblicizzazione, le sue potenzialità sono ancora inesprese.

## Sviluppi futuri

Analizziamo infine i trend futuri sulla base di quanto è emerso durante il lavoro di Tesi.

- La prima, fondamentale, considerazione da fare è che i consumi di gas naturale, e di conseguenza le vendite ai clienti, sono strettamente correlati alla situazione socio-economica di una Nazione; di conseguenza, l'evolversi della crisi economica, che ha colpito nel corso degli anni il nostro Paese, è il principale *driver* su cui basarsi per prevedere eventuali variazioni future della situazione congetturale. Ci si aspetta perciò che i consumi riprenderanno a crescere solamente nel momento in cui finirà la crisi economica; infatti nel settore industriale e nel *retail* l'incremento sarebbe deciso; in particolare sarebbe più marcato nel primo caso, poiché durante la crisi si è verificato un calo non indifferente, mentre nel secondo segmento sarebbe più lieve in quanto meno toccato dalla stessa e dipendente più da altri fattori come il clima.
- La marginalità del *downstream* è prevista in calo a seguito della riduzione della tariffazione, così come stabilito dall'AEEG. Ciò comporterà una maggiore concorrenza teorica, spinta dalla necessità di ridurre i costi e migliorare l'efficienza delle attività operative, anche se, come abbiamo visto, a sopravvivere rimarranno sempre le stesse grandi aziende.
- La numerosità degli operatori è prevista in calo: in primis poiché l'entrata nel settore prevede sforzi economici difficilmente giustificabili vista la situazione attuale, inoltre le norme per la concorrenza non porteranno all'aumento sperato del numero di operatori.
- La concentrazione del settore è prevista in aumento, a vantaggio degli operatori che saranno in grado di sfruttare le economie di scala.
- Non sono previsti ingressi di nuovi *player* in tutto il settore a causa della bassa marginalità, delle economie di scale necessarie e degli alti investimenti iniziali, che sono una barriera insormontabile nel contesto attuale.
- I grandi *player* acquisiranno i più piccoli per via delle economie di scala e dei bassi margini della filiera, già citati, e per la poca notorietà di questi ultimi. Inoltre sempre per sfruttare le sinergie del settore potrebbero integrarsi verticalmente lungo la filiera.
- Le più importanti caratteristiche per emergere e resistere nel mercato sono un servizio completo, di qualità e flessibile, sfruttando anche le sinergie con il settore elettrico nella vendita al dettaglio; bisogna cercare inoltre di avere un ampio numero di clienti, soprattutto piccoli, sia per diversificare il rischio, ma anche perché questi ultimi portano margini maggiori; non bisogna dimenticarsi comunque dei grandi clienti, che

devono essere mantenuti per motivi di diversificazione di portafoglio e di copertura nei confronti dei contratti *ToP* ai quali sono vincolati.

- Il metano per autotrazione e per trasporto pubblico potrebbe prendere piede se si costruisse una rete distributiva adeguata; la principale problematica per l'autotrazione a metano è l'avversione dei distributori che non hanno convenienza alla sua implementazione per via dei margini maggiori garantiti dalla benzina.

# Bibliografia

Abrigo Carola, Bonacina Monica, Sileo Antonio, *I Prezzi Del Gas Naturale In Europa E Nel Mondo: Rapporto Di Sintesi*, Iefe Bocconi (2013).

Aeeg, *Relazione Annuale Sullo Stato Dei Servizi E Sull'attività Svolta: Volume I E II* (Marzo 2013).

Aeeg, *Relazione Annuale Sullo Stato Dei Servizi E Sull'attività Svolta* (Marzo 2014).

Agi Energia, *Atlante Statistico Dell'energia* (Settembre 2012).

Ambiente Ed Energia, *Gas Non Convenzionale: Una Possibile Alternativa Energetica* (Marzo 2011).

Ammanati, Castaldo, *Verso La Creazione Di Un Mercato Del Gas. A Proposito Della Distribuzione E Della Vendita Del Gas In Ambito Locale*, Coingas, 2009.

Anigas, *Relazione Del Presidente Bruno Tani* (Luglio 2013).

Ares, *Il Settore Energia Gas Acqua: La Lombardia Nel Quadro Nazionale Ed Europeo* (Giugno 2013).

Arthur D. Little, *La Distribuzione Del Gas In Italia: Dal Nuovo Quadro Normativo Al 3° Periodo Regolatorio, Scenari Di Mercato E Roadmap Strategica* (Marzo 2009).

Assolombarda, *Paper Sulla Liberalizzazione Del Mercato Gas* (2011).

Beccarello Massimo, *Il Mercato Del Gas Naturale* (2010).

British Petroleum, *Statistical Review Of World Energy* (Agosto 2014).

British Petroleum, *Energy Outlook 2035* (2014).

Cassa Depositi E Prestiti, *Il Mercato Del Gas Natural In Italia: Lo Sviluppo Delle Infrastrutture Nel Contesto Europeo* (Marzo 2013).

Commissione Europea, *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts In The European Union* (Dicembre 2012).

Congressional Research Service, *Europe's Energy Security: Options And Challenges To Natural Gas Supply Diversification* (Agosto 2013).

De Paoli Luigi, Gulli Francesco, *Bilancio Delle Liberalizzazioni Del Mercato Dell'elettricità E Del Gas Naturale In Italia: 1999 - 2009* (2011).

Dig Politecnico Di Milano, *Oil & Gas* (2013)

Edison, Mip Politecnico Di Milano, *Impiego Del Gas Naturale Nell'autotrazione* (2013)

Eni, *Fattori Di Rischio Del Mercato Gas* (2010).

Eni, *I Prezzi Dell'energia Come Fattore Strategico Per La Crescita Del Sistema Produttivo Del Paese*, Audizione Di Paolo Scaroni (Settembre 2013).

Eni, *World Oil&Gas Review 2013* (Ottobre 2013).

European Commission, *Energy Roadmap 2050* (2011).

Ferla Stefano, *Il Servizio Pubblico Di Distribuzione Del Gas Naturale*, Maggioli Editori (Ottobre 2012).

Gestore Dei Mercati Energetici, *Disciplina Del Mercato Del Gas Naturale* (Marzo 2013).

International Energy Agency, *Golden Rules For A Golden Age Of Gas* (2012).

International Energy Agency, *World Economic Outlook* (2013).

Il Sole 24 Ore, *Guida Al Mercato Dell'energia: Mercato E Catena Del Valore, Modelli Di Business, Sistemi Di Gestione E Normative* (Novembre 2011).

Istituto Per La Competitività, *Smart Grid, Smart Meter: Un'analisi Degli Impatti Relativi All'introduzione Degli Smart Meter Nella Distribuzione Del Gas Naturale* (Ottobre 2011).

Laura Cardinali, Giulia Mazzanti, *Liquefatto E Non Convenzionale: Come Cambia Il Mercato Del Gas Naturale* (Maggio 2014)

Lombardi Antonella, *La Filiera Del Gas Naturale* (2012).

Maciocco, *Hub Del Gas: Scontro Di Interessi*, Quotidiano Energia (2012).

Mckinsey & Company, *Gas Market Assessment Workshop* (Maggio 2010).

Ministero Dello Sviluppo Economico, *Strategia Energetica Nazionale: Per Un'energia Più Competitiva E Sostenibile* (Marzo 2013).

Ministero Dello Sviluppo Economico, *Piano Di Azione Nazionale Per Le Energie Rinnovabili Dell'Italia* (Giugno 2010).

MIP Politecnico Di Milano, *Le Borse Del Gas In Italia Ed In Europa* (Novembre 2008).

Natali, *I Contratti Di Gas A Lungo Termine In Europa*, Agi Energia (2010).

Oil&NonOil, *La Giornate Del Metano Per I Trasporti* (Maggio 2014).

Saraceno, *Sistemi Di Bilanciamento A Mercato: Alcuni Spunti Dalle Esperienze Europee*, In Newsletter Del Gme, N.35 (Febbraio 2011).

Signorelli, *L'avvento Del Mercato Gas A Pronti In Europa*, Agi Energia (2010)

Snam Rete Gas, *Sistema Per Scambio/Cessioni Di Gas Al Punto Di Scambio Virtuale* (2013).

Stagnaro Carlo, *Il Mercato Del Gas Naturale: L'europa Tra Sicurezza E Liberalizzazioni*, Rubbettino (2009).

Terna, *Piano Di Sviluppo* (2012).

General Electric, *The Age Of Gas And The Power Of Networks* (2013)

Unione Petrolifera, *Data Book Energia E Petrolio* (2014).

Venier Stefano, Verde Stefano, *Shale Gas E Gnl Sulla Strada Del Decoupling In Europa* (Novembre 2011).

# Sitografia

[WWW.A2A.EU](http://WWW.A2A.EU)

[WWW.AGIENERGIA.IT](http://WWW.AGIENERGIA.IT)

[WWW.AIGET.IT](http://WWW.AIGET.IT)

[WWW.ANIGAS.IT](http://WWW.ANIGAS.IT)

[WWW.ANSA.IT](http://WWW.ANSA.IT)

[WWW.AUTORITA.ENERGIA.IT](http://WWW.AUTORITA.ENERGIA.IT)

[WWW.AXPOGROUP.IT](http://WWW.AXPOGROUP.IT)

[WWW.CASSADDPP.IT](http://WWW.CASSADDPP.IT)

[WWW.CONFINDUSTRIA.IT](http://WWW.CONFINDUSTRIA.IT)

[WWW.CORRIERE.IT](http://WWW.CORRIERE.IT)

[WWW.ECOMOBILE.IT](http://WWW.ECOMOBILE.IT)

[WWW.ECONOMY2050.IT](http://WWW.ECONOMY2050.IT)

[WWW.EDISON.IT](http://WWW.EDISON.IT)

[WWW.EFET.ORG](http://WWW.EFET.ORG)

[WWW.ENEL.IT](http://WWW.ENEL.IT)

[WWW.ENI.IT](http://WWW.ENI.IT)

[WWW.EON-ENERGIA.COM](http://WWW.EON-ENERGIA.COM)

[WWW.EUROPA.EU](http://WWW.EUROPA.EU)

[WWW.EUROSTAT.EU](http://WWW.EUROSTAT.EU)

[WWW.FEDERENERGIA.IT](http://WWW.FEDERENERGIA.IT)

[WWW.GASDOTTIITALIA.IT](http://WWW.GASDOTTIITALIA.IT)

[WWW.GDFSUEZ.IT](http://WWW.GDFSUEZ.IT)

[WWW.GEOPOLITICA-RIVISTA.ORG](http://WWW.GEOPOLITICA-RIVISTA.ORG)

[WWW.GREENNETWORK.IT](http://WWW.GREENNETWORK.IT)

[WWW.GREENREPORT.IT](http://WWW.GREENREPORT.IT)

[WWW.GREENSTYLE.IT](http://WWW.GREENSTYLE.IT)

[WWW.GRUPPOHERA.IT](http://WWW.GRUPPOHERA.IT)

[WWW.IEA.ORG](http://WWW.IEA.ORG)

[WWW.ILSOLE24ORE.COM](http://WWW.ILSOLE24ORE.COM)

[WWW.INFRASTRUTTURETG.IT](http://WWW.INFRASTRUTTURETG.IT)

WWW.LASTAMPA.IT  
WWW.MERCATOELETTRICO.ORG  
WWW.METANOAUTO.COM  
WWW.NATURALGAS.ORG  
WWW.PROMETENIA.IT  
WWW.QUALENERGIA.IT  
WWW.REPUBBLICA.IT  
WWW.REUTERS.COM  
WWW.SAIPEM.IT  
WWW.SNAMRETEGAS.IT  
WWW.SORGENIA.IT  
WWW.STOGIT.IT  
WWW.SVILUPPOECONOMICO.GOV.IT  
WWW.WIKIPEDIA.IT/.ORG