

classe di consumo, è risultato crescente sia al netto sia al lordo delle imposte. Il differenziale dei prezzi netti, che nel 2008 era quasi nullo, ha registrato un lieve aumento, per cui a fine periodo il prezzo italiano ha segnato un valore del 7,3% superiore alla media europea, come già evidenziato; il differenziale dei prezzi lordi ha subito un incremento più sensibile per effetto del quale il prezzo italiano, che all'inizio del periodo osservato era superiore del 15% rispetto alla media europea, nel 2011 è risultato superiore del 29%. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un notevole incremento, in termini percentuali, rispetto al 2010 (+12% circa); a livello nazionale, tra i paesi con aumenti più significativi, si collocano Belgio (21%), Paesi Bassi (19%), Austria (18%), Slovenia (16%), nonché alcuni paesi dell'area baltica, mentre lievi diminuzioni si registrano in Spagna e in Romania. Nel 2011 il prezzo medio italiano si attesta su livelli superiori a quelli registrati nel 2010, segnando un incremento del 14,7% (Fig. 1.26).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alla classe di consumo più bassa, inferiori a quelli di Francia e Germania e superiori ai prezzi pagati in Spagna e nel Regno Unito. Rispetto alle classi di consumo più elevate, i prezzi pagati

nei principali paesi europei evidenziano una maggiore convergenza, con differenziali reciproci relativamente limitati (Fig. 1.27).

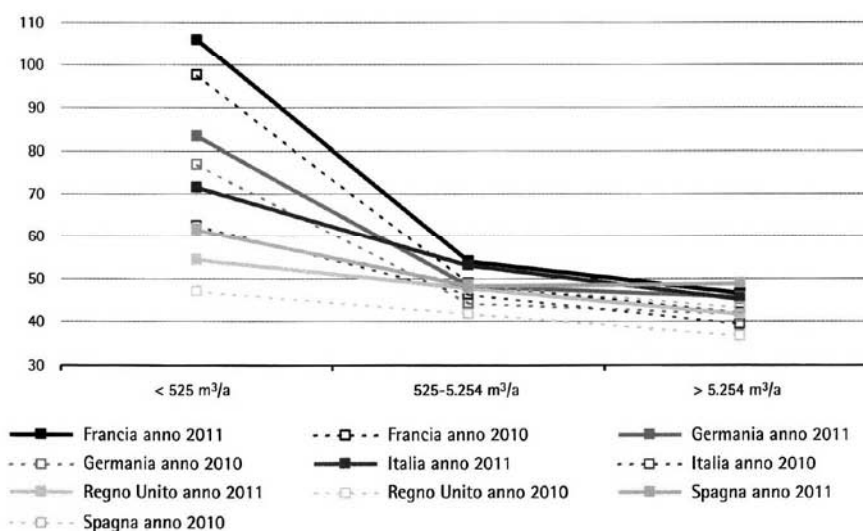
Prezzi per le utenze industriali

Nel 2011 i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino a 26 k(m³)/anno, mentre sono risultati inferiori alla media europea per i consumi più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano abbastanza in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi limitati per tutte le classi di consumo (Tav. 1.20).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania, Finlandia, nonché alcuni paesi dell'Europa orientale, spesso penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Regno Unito, Irlanda, Spagna, Belgio, Paesi Bassi e Portogallo si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. Per la medesima classe di consumo, il differenziale dei prezzi al netto delle imposte pagati dalle utenze industriali italiane e il re-

FIG. 1.27

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al netto delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

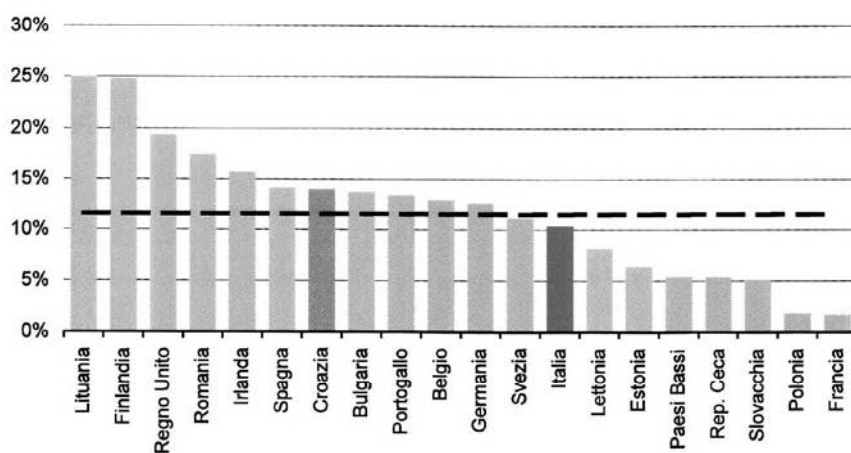


FIG. 1.28

Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
 Variazione percentuale 2011-2010
 dei prezzi^(A) al netto delle imposte
 per consumi annuali compresi
 tra 2,63 e 26,27 M(m³)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia, che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

lativo prezzo medio europeo, nel periodo compreso fra il 2008 e il 2011, è andato progressivamente annullandosi, rendendo il prezzo italiano sostanzialmente in linea con quello europeo (inferiore del 2% rispetto alla media europea a fine periodo). Il corrispettivo differenziale dei prezzi lordi, che poneva il prezzo italiano a un livello già leggermente inferiore al prezzo medio europeo all'inizio del periodo osservato (-3%), è andato aumentando in valore assoluto, rendendo il prezzo italiano nel 2011 ulteriormente più basso rispetto alla media europea (-12%).

In confronto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo evidenziano in Italia un aumento di circa il 10%, lievemente inferiore rispetto all'incremento medio dell'Unione europea, pari a circa l'11%. Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si registra in Regno Unito (+19%), Irlanda (+16%), Spagna (+14%) e Germania (+13%), mentre si assiste a un incremento dei prezzi inferiore a quello medio dell'Unione europea in alcuni paesi dell'Europa orientale, nei Paesi Bassi e, seppure in misura contenuta, in Italia (Fig. 1.27).

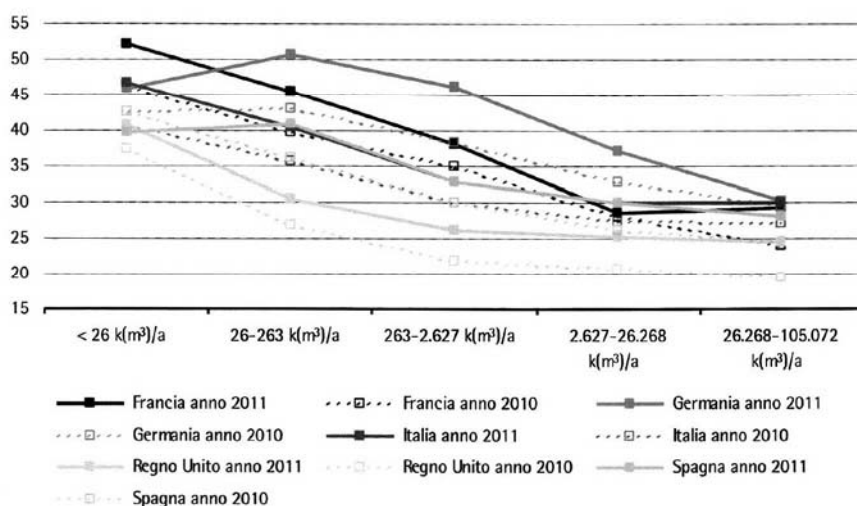


FIG. 1.29

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
 Prezzi al netto delle imposte; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.20

Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industriali
Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; anno 2011; c€/kWh

| | CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³) | | | | | | | | | |
|-----------------------|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| | < 26 | | 26-263 | | 263-2.627 | | 2.627-26.268 | | 26.268-105.072 | |
| | NETTI | LORDI | NETTI | LORDI | NETTI | LORDI | NETTI | LORDI | NETTI | LORDI |
| Austria | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Belgio | 52,94 | 66,37 | 44,03 | 55,50 | 33,35 | 42,28 | 27,87 | 34,78 | 27,07 | 33,56 |
| Bulgaria | 36,37 | 43,64 | 34,56 | 41,47 | 32,02 | 38,43 | 29,51 | 35,47 | 28,55 | 34,27 |
| Cipro | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Danimarca | 59,78 | 118,76 | 59,78 | 118,76 | 35,13 | 87,83 | 33,04 | 85,22 | n.d. | n.d. |
| Estonia | 33,10 | 42,01 | 31,12 | 39,42 | 29,64 | 37,33 | 28,95 | 36,28 | 27,75 | 34,51 |
| Finlandia | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 37,80 | 57,08 | 37,86 | 57,14 | 33,77 | 52,12 |
| Francia | 52,04 | 63,69 | 45,45 | 55,33 | 38,15 | 46,44 | 28,67 | 34,09 | 29,39 | 34,22 |
| Germania | 46,06 | 59,90 | 50,65 | 65,35 | 46,22 | 60,07 | 37,06 | 49,19 | 30,26 | 41,10 |
| Grecia | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Irlanda | 43,89 | 53,13 | 40,87 | 49,68 | 38,34 | 45,38 | 28,11 | 30,55 | n.d. | n.d. |
| Italia | 46,62 | 67,23 | 40,41 | 53,01 | 32,76 | 38,85 | 30,11 | 34,34 | 29,90 | 34,78 |
| Lettonia | 37,60 | 47,03 | 35,33 | 44,23 | 32,18 | 40,40 | 31,16 | 39,14 | 28,08 | 35,39 |
| Lituania | 42,23 | 51,10 | 42,45 | 51,37 | 41,30 | 49,97 | 39,72 | 48,06 | n.d. | n.d. |
| Lussemburgo | 51,26 | 55,54 | 49,95 | 53,79 | 47,89 | 51,56 | 36,70 | 39,19 | n.d. | n.d. |
| Malta | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Paesi Bassi | 41,11 | 72,24 | 36,15 | 59,46 | 29,28 | 42,33 | 27,03 | 35,48 | 25,54 | 31,29 |
| Polonia | 42,77 | 52,61 | 38,53 | 47,39 | 34,13 | 41,99 | 29,69 | 36,52 | 27,20 | 33,46 |
| Portogallo | 58,59 | 65,59 | 47,49 | 52,54 | 37,95 | 41,74 | 32,95 | 36,18 | 30,61 | 33,62 |
| Regno Unito | 40,73 | 50,75 | 30,58 | 38,62 | 26,25 | 33,21 | 25,31 | 31,34 | 24,54 | 29,89 |
| Rep. Ceca | 48,08 | 59,28 | 40,73 | 50,46 | 33,50 | 41,78 | 31,54 | 39,43 | 28,18 | 35,39 |
| Romania | 17,41 | 31,95 | 17,19 | 31,38 | 17,25 | 31,09 | 17,70 | 29,06 | 18,56 | 28,51 |
| Slovacchia | 49,59 | 61,18 | 44,05 | 54,55 | 38,49 | 47,87 | 31,84 | 39,92 | 27,50 | 34,66 |
| Slovenia | 58,07 | 75,36 | 57,52 | 74,67 | 46,35 | 61,27 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Spagna | 39,84 | 47,02 | 40,94 | 48,33 | 32,95 | 38,87 | 30,00 | 35,42 | 28,00 | 33,04 |
| Svezia | 61,34 | 114,50 | 54,03 | 105,36 | 47,18 | 96,80 | 42,34 | 90,74 | n.d. | n.d. |
| Ungheria | 48,60 | 62,26 | 45,85 | 58,83 | 38,36 | 49,46 | 38,56 | 49,71 | 33,47 | 43,34 |
| <i>Croazia</i> | <i>44,26</i> | <i>54,44</i> | <i>44,26</i> | <i>54,44</i> | <i>44,26</i> | <i>54,44</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> |
| <i>Norvegia</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> | <i>n.d.</i> |
| Unione europea | 44,98 | 59,60 | 42,03 | 54,72 | 35,71 | 45,80 | 30,66 | 38,98 | n.d. | n.d. |
| Area euro | 46,63 | 61,79 | 44,85 | 57,87 | 38,09 | 48,02 | 31,86 | 39,74 | n.d. | n.d. |

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

L'*European Emission Trading Scheme* (EU ETS), introdotto dalla direttiva 2003/87/CE, ha previsto un primo periodo di applicazione negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale si dovranno raggiungere i target di riduzione delle emissioni fissati dal Protocollo di Kyoto (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione europea, tesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova direttiva 2009/29/CE è stata formalmente adottata in via definitiva dal Parlamento e dal Consiglio europei a fine marzo 2009; sulla base della nuova direttiva, a partire dal 2013 le installazioni operanti nel settore termoelettrico non riceveranno più permessi gratuiti

ma, salvo opzioni limitate e temporanee di deroga a questa regola, dovranno acquistare i permessi partecipando ad aste su piattaforme organizzate. Germania, Polonia e Regno Unito sono gli unici Stati che hanno optato per istituire aste nazionali per la vendita dei permessi d'emissione nella Fase 3 dell'ETS, avvalendosi dell'opzione prevista dal regolamento sulle aste, approvato nell'ottobre del 2010. Per gli altri paesi sarà invece selezionata una piattaforma unica a livello europeo.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2010-2011

I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*), estratti in data 2 aprile 2012, mettono in evidenza una significativa riduzione delle emissioni a livello europeo nel 2011 rispetto all'anno precedente, nell'ordine del 12% circa⁴.

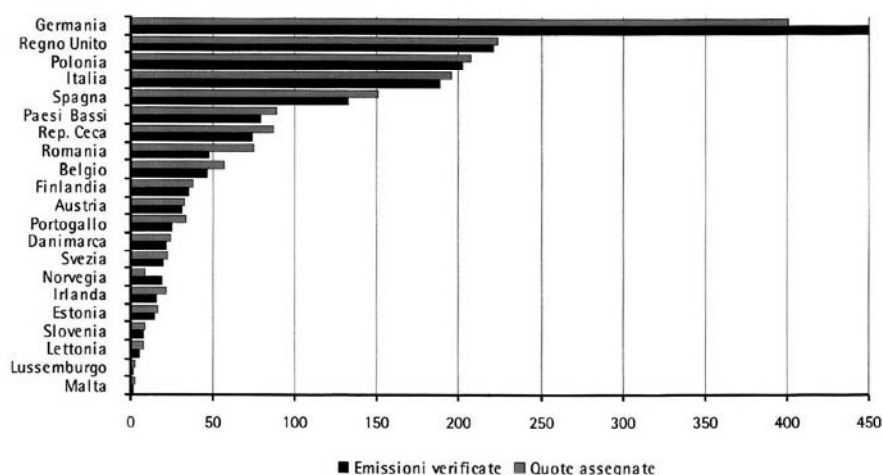


FIG. 1.30

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011^(A)
MtCO₂

(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 90% delle installazioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2012.

⁴ A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 100% nel 2010 e all'89,2% nel 2011.

TAV. 1.21

Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2010-2011 in Italia
MtCO₂

| SETTORE PRODUTTIVO | 2010 | | | 2011 | | |
|---|--------------|----------------------|------------|--------------|----------------------|------------|
| | ASSEGNAZIONI | EMISSIONI VERIFICATE | DIFFERENZA | ASSEGNAZIONI | EMISSIONI VERIFICATE | DIFFERENZA |
| Impianti di combustione | 120,6 | 122,4 | -1,8 | 115,4 | 120,4 | -4,9 |
| Impianti di raffinazione | 19,7 | 24,9 | -5,2 | 19,7 | 23,7 | -4,0 |
| Produzione di acciaio | 19,1 | 12,8 | 6,3 | 19,1 | 14,3 | 4,9 |
| Produzione di calce e cemento | 31,0 | 23,6 | 7,5 | 31,0 | 22,2 | 8,8 |
| Produzione di vetro | 3,1 | 2,7 | 0,3 | 3,1 | 2,8 | 0,2 |
| Produzione di ceramica e laterizi | 0,8 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,3 | 0,4 |
| Produzione di pasta per carta e cartoni | 5,5 | 4,5 | 0,9 | 5,4 | 4,5 | 0,9 |
| Altre attività | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 0,4 | 0,3 | 0,0 |
| TOTALE SETTORI | 200,0 | 191,5 | 8,5 | 194,9 | 188,6 | 6,3 |

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CTL in data 2 aprile 2012.

Con riferimento al 2011, considerando i paesi nei quali almeno il 90% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si evidenzia una sovrallocazione di quote poco superiore a 60 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto Romania (27 MtCO₂), Spagna (18 MtCO₂) e Repubblica Ceca (12 MtCO₂). La Germania, per contro, ha registrato una situazione di forte sottoallocazione, di poco inferiore a 50 MtCO₂. Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti, oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati). Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2011 pari a 188,6 MtCO₂, che determina una sovrallocazione di poco superiore a 6 MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera significativa le dinamiche nei settori della produzione sia della calce e del cemento sia dell'acciaio, che hanno registrato un surplus di quote rispettivamente pari a 8,8 e a 4,9 MtCO₂. Gli impianti di combustione e quelli di raffinazione hanno invece scontato un deficit di permessi, rispettivamente pari a 4,9 e a 4,0 MtCO₂.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2011

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) il valore degli scambi nel 2011 ha evidenziato una crescita del 5,5% rispetto al 2010, raggiungendo i 106 miliardi di euro. Questo livello rappresenta l'84% del mercato mondiale dei gas serra.

Nel corso del 2011, il prezzo del contratto spot dei permessi EUA nella Borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori), dopo un incremento superiore a 1,5 €/tCO₂ intorno alla metà del mese di marzo, ha subito una forte riduzione nel mese di giugno, raggiungendo i 12 €/tCO₂. Nell'ultimo trimestre dell'anno il prezzo ha registrato una costante diminuzione, scendendo sotto i 7 €/tCO₂ nel mese di dicembre. Il prezzo medio su base annuale è risultato pari a 13,02 €/tCO₂. Nel 2011 si evidenzia una forte contrazione dei volumi scambiati rispetto all'anno precedente, passati da circa 270 milioni di tonnellate a circa 45 milioni di tonnellate.

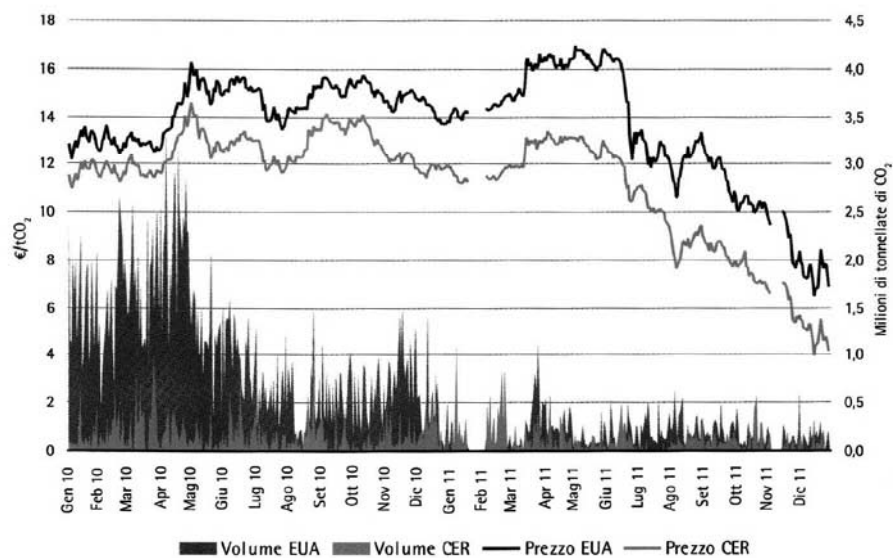
Nella stessa Borsa, il prezzo medio spot dei crediti CER (*Certified Emission Reduction*, provenienti dalle riduzioni di emissioni dei progetti in atto nei paesi in via di sviluppo, previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto) è risultato pari a 9,94 €/tCO₂, con

uno spread rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto massimo nel mese di giugno (4,15 €/tCO₂). Anche in questo caso si è registrata una riduzione dei volumi scambiati nel corso del

2011, nell'ordine del 38% circa, risultando questi pari a poco meno di 29 milioni di tonnellate rispetto a circa 46 milioni di tonnellate nell'anno precedente.

FIG. 1.31

Andamento dei prezzi spot della CO₂ nella Borsa Bluenext nel 2010-2011
 €/tCO₂; milioni di tonnellate di CO₂



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2011

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2011 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,6% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 332,3 TWh, in crescita di poco meno di 2 TWh rispetto al 2010. Durante lo stesso periodo, il PIL ha registrato un aumento dello 0,4%. La domanda relativa al 2011 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 7 TWh se paragonata alla disponibilità per il consumo nel 2008.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia, indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2011, confrontati con gli

analoghi valori registrati nel 2010.

Nel corso del 2011, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,3% del fabbisogno complessivo, confermando nella sostanza la quota registrata nell'anno precedente (86,6%). La parte restante della domanda è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 45,6 TWh, in aumento del 3,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di un incremento dell'energia ricevuta dall'estero. Con riferimento agli impieghi, il leggero aumento dei consumi al netto delle perdite è da attribuirsi a un moderato incremento della domanda da parte del settore industriale, pari a circa 1 TWh, e del settore terziario, nell'ordine di 0,8 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia
elettrica nel 2010-2011
GWh

| | 2010 | 2011 ^(A) | VARIAZIONE % |
|---------------------------------------|----------------|---------------------|--------------|
| Produzione lorda | 302.062 | 300.389 | -0,6% |
| Servizi ausiliari | 11.314 | 11.223 | -0,8% |
| Produzione netta | 290.748 | 289.166 | -0,5% |
| Ricevuta da fornitori esteri | 45.987 | 47.349 | 3,0% |
| Ceduta a clienti esteri | 1.827 | 1.723 | -5,7% |
| Destinata ai pompaggi | 4.454 | 2.518 | -43,5% |
| Disponibilità per il consumo | 330.455 | 332.274 | 0,6% |
| Perdite | 20.570 | 20.574 | 0,0% |
| Consumi al netto delle perdite | 309.884 | 311.700 | 0,6% |
| Agricoltura | 5.610 | 5.600 | -0,2% |
| Industria | 138.439 | 139.400 | 0,7% |
| Terziario | 96.284 | 97.060 | 0,8% |
| Domestico | 69.551 | 69.640 | 0,1% |

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2011 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 300,3 TWh, in diminuzione dello 0,6% rispetto al livello registrato nel 2010. I dati disaggregati per fonte evidenziano un calo della produzione termoelettrica (-3,7%), che è passata da circa 222 TWh nel 2010 a 214 TWh nel 2011 (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha riportato una

contrazione del 7,0% rispetto al livello raggiunto un anno prima, mentre è aumentata in misura significativa la generazione elettrica da carbone (+11,1%). Nel 2011 è continuata la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-9,5%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-37,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2011 del 9,4% rispetto al livello segnato nel 2010. Tale risultato è stato conseguito nonostante la riduzione della produzione idroelettrica da apporti

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 ^(A) |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|
| Produzione termoelettrica | 241.626 | 248.228 | 256.879 | 260.323 | 255.362 | 219.007 | 221.808 | 213.676 |
| Solidi | 45.518 | 43.606 | 44.207 | 44.112 | 43.074 | 39.745 | 39.734 | 44.145 |
| Gas naturale | 129.772 | 149.259 | 158.079 | 172.646 | 172.697 | 147.270 | 152.736 | 142.045 |
| Prodotti petroliferi | 47.253 | 35.846 | 33.830 | 22.865 | 19.195 | 15.878 | 9.908 | 8.967 |
| Altro | 19.083 | 19.517 | 20.762 | 20.700 | 20.396 | 16.113 | 19.430 | 18.520 |
| Produzione da fonti rinnovabili | 54.531 | 48.584 | 50.781 | 47.899 | 58.164 | 69.330 | 76.965 | 84.193 |
| Biomassa e rifiuti | 4.499 | 4.845 | 5.286 | 5.441 | 5.966 | 7.631 | 9.440 | 11.320 |
| Eolico | 1.847 | 2.343 | 2.971 | 4.034 | 4.861 | 6.543 | 9.126 | 10.140 |
| Fotovoltaico | 4 | 4 | 2 | 39 | 193 | 677 | 1.906 | 10.730 |
| Geotermico | 5.437 | 5.325 | 5.527 | 5.569 | 5.520 | 5.342 | 5.376 | 5.654 |
| Idroelettrico da apporti naturali | 42.744 | 36.067 | 36.994 | 32.815 | 41.623 | 49.138 | 51.117 | 46.349 |
| Produzione idroelettrica da pompaggi | 7.164 | 6.860 | 6.431 | 5.666 | 5.604 | 4.305 | 3.290 | 2.463 |
| PRODUZIONE TOTALE | 303.321 | 303.672 | 314.090 | 313.888 | 319.130 | 292.642 | 302.062 | 300.332 |
| Per memoria: | | | | | | | | |
| <i>Produzione idroelettrica totale</i> | 49.908 | 42.927 | 43.425 | 38.481 | 47.227 | 53.443 | 53.771 | 48.812 |

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

TAV. 2.2

Produzione lorda
per fonte
nel periodo 2004-2011
GWh

naturali (-9,3%) ed è imputabile, oltre che al forte aumento registrato nella generazione da biomassa e rifiuti (+19,9%), fonte eolica (+11,1%) e geotermica (+5,2%), alla crescita esponenziale nella generazione fotovoltaica (+463%), che ha raggiunto circa 10,7 TWh, contro i circa 1,9 TWh dell'anno precedente.

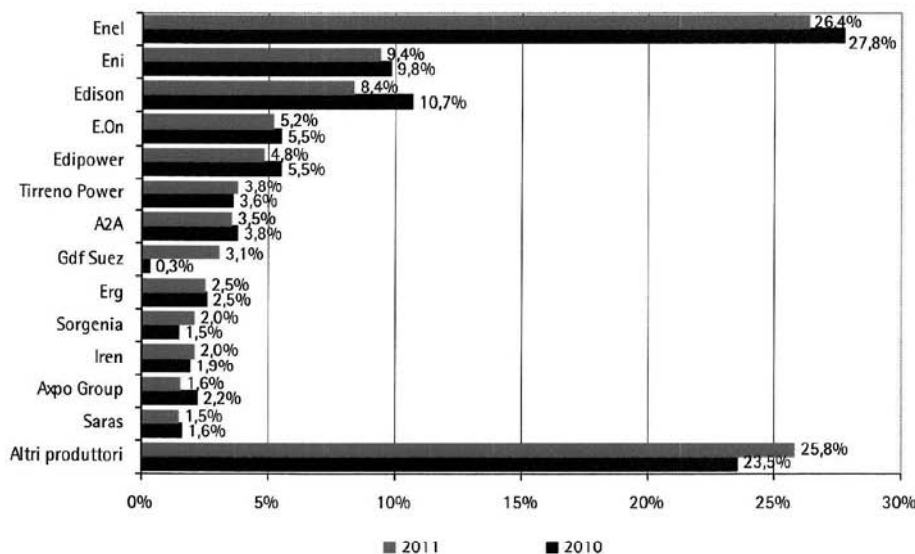
La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2011, confrontate con quelle del 2010.

Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, prosegue la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (26,4%), rispetto al valore registrato nel 2010 (pari al 27,8%); inoltre, si riducono significativamente la quota di Edison (8,4% nel 2011 contro il 10,7% nel 2010) e, in misura inferiore, le quote di mercato di Eni, E.On ed Edipower. A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono stati GDF Suez, la cui quota di mercato è balzata dallo 0,3% nel 2010 al 3,1% nel 2011,

e gli operatori di piccole dimensioni. A tale riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio 2011, a seguito dello scioglimento della Joint Venture tra Acea e GDF SUEZ Energia Italia, quest'ultima tra l'altro ha acquisito, in virtù della scissione non proporzionale di Acea Electrabel Produzione, il 100% di tale società ora denominata GDF Suez Produzione, che attualmente possiede, direttamente o indirettamente, tre impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato. Anche gli impianti eolici detenuti da Acea Electrabel Produzione sono passati a GDF Suez Energia Italia, che ha inoltre acquisito interamente e poi incorporato la società Eblacea, aumentando di conseguenza la sua partecipazione in Tirreno Power fino al 50%. Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, in linea con la tendenza degli scorsi anni. L'indice relativo al 2011 assume un valore pari a 967, contro un

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
 Confronto 2010-2011;
 dati in percentuale



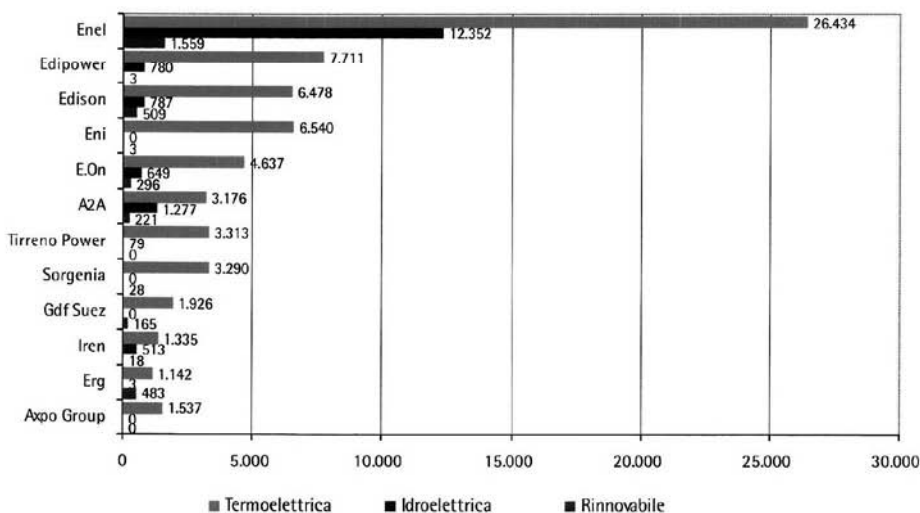
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

livello pari a 1.097 nel 2010. Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2011 una disponibilità di capacità

di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 90% della relativa capacità installata (Figg. 2.2 e 2.3).

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2011
 MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

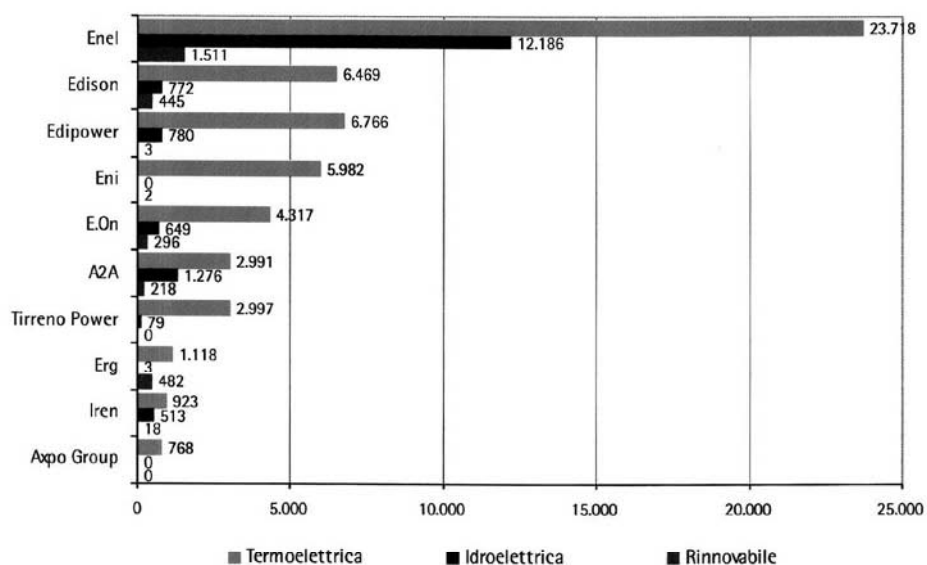


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011 MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.3 evidenzia la disponibilità di potenza lorda e la dinamica nel tempo della disponibilità netta del parco impianti termoelettrico, idroelettrico e rinnovabile, come risulta dalle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dal 2000 a oggi, la potenza complessivamente installata raddoppia, con un forte incremento della potenza netta sia termoelettrica (+38 GW circa) sia rinnovabile (+11 GW circa).

| | IDROELETTRICA | RINNOVABILE | TERMOELETTRICA | TOTALE |
|-------------------------|---------------|-------------|----------------|--------|
| Potenza lorda | 22,5 | 11,6 | 75,6 | 109,6 |
| Potenza netta | 22,2 | 11,3 | 72,2 | 105,8 |
| <i>- di cui:</i> | | | | |
| <i>fino al 1975</i> | 12,7 | 0,0 | 7,7 | 20,4 |
| <i>dal 1975 al 1990</i> | 3,6 | 0,1 | 9,0 | 12,6 |
| <i>dal 1990 al 2000</i> | 2,4 | 0,5 | 17,2 | 20,1 |
| <i>dopo il 2000</i> | 3,6 | 10,7 | 38,4 | 52,6 |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.3

Potenza lorda e netta in Italia dal 1975 a oggi GW

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo, prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni.

Rispetto all'anno precedente, prosegue la riduzione, seppure limitata, della quota di mercato del gruppo Enel (da 28,4% a 27,7%); inoltre diminuisce in modo significativo la quota del gruppo Edison (da 11,2% nel 2010 a 9% nel 2011). Ad avvantaggiarsi della contrazione delle quote di mercato dei suddetti operatori non sono i maggiori concorrenti (i gruppi Eni, E.On ed Edipower

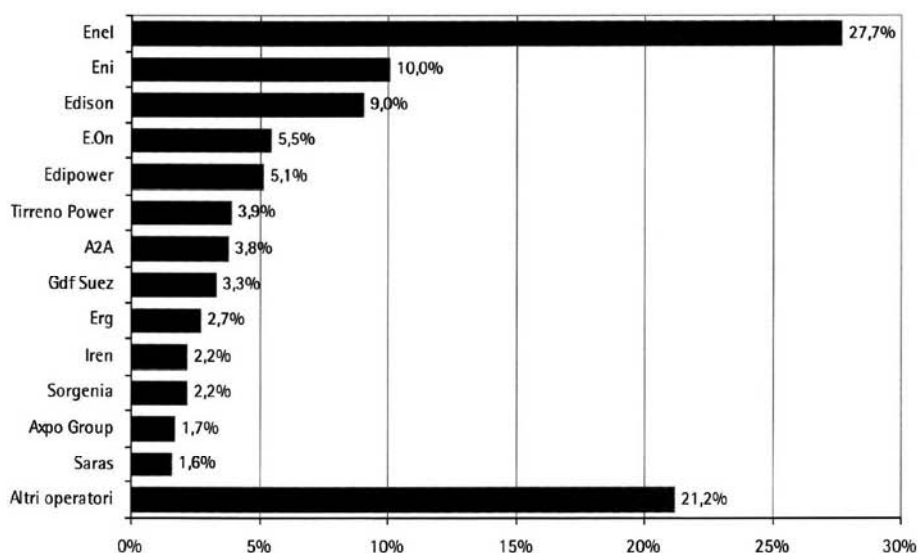
registrano moderate riduzioni delle proprie quote), ma gli operatori di dimensione inferiore. La società GDF Suez vede aumentare in modo esponenziale il proprio contributo alla produzione di energia elettrica destinata al consumo (da 0,3% nel 2010 a 3,3% nel 2011) per effetto delle citate operazioni societarie.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra, per effetto delle variazioni delle quote detenute dagli operatori, una riduzione rispetto all'anno precedente, in linea con il trend degli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2011 risulta pari a 1.077, in diminuzione dal valore di 1.163 segnato nel 2010.

FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011

Dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.4 mostra il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (74,8% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. I gruppi Eni ed Edison, principali concorrenti del gruppo Enel, evidenziano una presenza importante

nella generazione termoelettrica da gas naturale e da gas derivati. Nel settore delle energie rinnovabili, in base alle dichiarazioni pervenute dagli operatori, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica da fonte idroelettrica (40%) e da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, la produzione risulta ripartita tra una platea ampia di operatori. La società A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.5).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

| | CARBONE | PRODOTTI PETROLIFERI ^(A) | GAS NATURALE | ALTRE FONTI ^(B) |
|-----------------|--------------|--|--------------|----------------------------|
| Enel | 74,8 | 22,2 | 13,4 | 0,6 |
| Eni | 0,0 | 15,4 | 17,1 | 17,6 |
| Edison | 0,0 | 0,0 | 12,7 | 21,1 |
| E.On | 9,6 | 4,7 | 6,4 | 0,0 |
| Edipower | 3,1 | 37,7 | 6,2 | 0,0 |
| Tirreno Power | 8,2 | 0,0 | 5,3 | 0,0 |
| Gdf Suez | 0,0 | 0,0 | 6,4 | 0,0 |
| Erg | 0,0 | 4,0 | 2,1 | 18,4 |
| A2A | 4,3 | 0,0 | 3,1 | 0,0 |
| Sorgenia | 0,0 | 0,0 | 4,4 | 0,0 |
| Iren | 0,0 | 0,4 | 3,6 | 0,1 |
| Altri operatori | 0,0 | 15,6 | 19,4 | 42,2 |
| TOTALE | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2011

Dati in percentuale

| | IDRO | GEOTERMO | EOLICO | SOLARE | BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------|
| Enel | 40,4 | 100,0 | 8,6 | 2,6 | 3,5 |
| A2A | 6,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14,3 |
| Hydro Dolomiti Enel | 6,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Edison | 5,0 | 0,0 | 7,1 | 1,0 | 0,9 |
| C.V.A. | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,0 |
| Edipower | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 |
| SF Energy | 4,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| E.On | 3,4 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 0,0 |
| Iren | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,1 |
| Ital Green Energy Holding | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 11,8 |
| Sel | 2,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Altri operatori | 17,9 | 0,0 | 78,7 | 94,9 | 68,4 |
| TOTALE | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2011

Dati in percentuale

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La tavola 2.6 descrive la ripartizione regionale dei produttori di energia elettrica che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, in termini di numerosità dei soggetti e di quote di generazione, oltre che di capacità installata, per i tre principali operatori.

Il Trentino Alto Adige è la regione che presenta il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti. La Lombardia si conferma la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica, con una quota di mercato dei tre principali produttori inferiore al 40%; segue il Piemonte con una quota al di sotto del 50%. Le regioni che mostrano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Lazio, Marche, Umbria e Sardegna.

In termini di capacità installata Basilicata, Puglia e Lombardia presentano i tassi di concentrazione relativamente più bassi, mentre in Liguria, Valle d'Aosta e Umbria la quota detenuta dai tre principali operatori risulta superiore al 90%.

Le regioni Veneto, Emilia Romagna, Lazio e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione (superiore al 20% del totale).

Dalla tavola 2.6 risulta anche che nelle regioni del Centro-Nord il contributo alla generazione regionale dei primi tre operatori è inferiore alla loro quota di capacità installata, mentre in numerose regioni del Sud si verifica l'opposto.

TAV. 2.6

Presenza territoriale
degli operatori nel 2011

| REGIONE | NUMERO OPERATORI PRESENTI | DI CUI AUTOPRODUTTORI | CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE | CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE |
|-----------------------|---------------------------|-----------------------|---|---|
| Valle d'Aosta | 22 | 2 | 90,9 | 93,1 |
| Piemonte | 284 | 32 | 47,2 | 69,0 |
| Liguria | 28 | 3 | 97,2 | 97,4 |
| Lombardia | 369 | 57 | 37,2 | 55,4 |
| Trentino Alto Adige | 1.050 | 52 | 55,6 | 60,2 |
| Veneto | 164 | 41 | 71,4 | 87,5 |
| Friuli Venezia Giulia | 72 | 9 | 67,3 | 77,8 |
| Emilia Romagna | 141 | 31 | 73,1 | 69,4 |
| Toscana | 82 | 19 | 67,6 | 71,1 |
| Lazio | 60 | 13 | 88,9 | 89,6 |
| Marche | 64 | 3 | 87,2 | 82,8 |
| Umbria | 35 | 3 | 85,8 | 92,2 |
| Abruzzo | 44 | 5 | 56,8 | 65,8 |
| Molise | 25 | 1 | 68,7 | 75,1 |
| Campania | 66 | 6 | 60,6 | 63,4 |
| Puglia | 296 | 6 | 75,0 | 52,4 |
| Basilicata | 45 | 4 | 55,2 | 38,2 |
| Calabria | 50 | 0 | 69,0 | 67,6 |
| Sicilia | 109 | 4 | 66,3 | 60,6 |
| Sardegna | 37 | 4 | 84,6 | 70,0 |

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

Il programma di incentivazione in Conto energia, attivo a partire dal settembre 2005, è un meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Nel 2011 il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 5 maggio 2011, ha modificato il regime di incentivazione del fotovoltaico introducendo, a partire dall'1 giugno 2011, il Quarto conto energia, a sostituzione del Terzo conto energia precedentemente in vigore.

Il Quarto conto energia si riferisce agli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW, che entrano in esercizio nel periodo compreso tra l'1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016, stabilendo nuovi livelli tariffari e due obiettivi indicativi di capacità cumulata installata, pari a 23 GW, e di costo annuo del meccanismo di incentivazione, compreso tra 6 e 7 miliardi di euro. Il Quarto conto energia stabilisce una classificazione delle tipologie di intervento, utile ai fini del riconoscimento tariffario, in impianti fotovoltaici,

distinti tra impianti "su edifici" e altri impianti, impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, impianti a concentrazione e impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Il regime di incentivazione si articola su due periodi: un periodo transitorio, fino al 31 dicembre 2012, che prevede l'applicazione di tariffe *feed-in-premium* e con *cap* di costo vincolanti per gli impianti fotovoltaici di grande dimensione, e un periodo a regime, fino al 2016, con tariffe onnicomprensive.

Nella tavola 2.7 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 31 marzo 2012 risulta pari a circa 13 GW, quasi triplicata rispetto al livello registrato un anno prima.

La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 2.218 MW, seguita dalla Lombardia (1.354 MW), dall'Emilia Romagna (1.284 MW), dal Veneto (1.188 MW) e dal Piemonte (1.089 MW).

| | CLASSE 1 | | CLASSE 2 | | CLASSE 3 | | CLASSI 4, 5, 6 | | TOTALE | |
|-----------------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|--------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|-------------------|
| | 1 kW ≤ P ≤ 3 kW | | 3 kW ≤ P ≤ 20 kW | | 20 kW ≤ P ≤ 200 kW | | P > 200 kW | | NUM. | POTEN. |
| | NUM. | POTEN. | NUM. | POTEN. | NUM. | POTEN. | NUM. | POTEN. | | |
| Valle d'Aosta | 345 | 949 | 661 | 5.981 | 68 | 5.212 | 2 | 1.440 | 1.076 | 13.581 |
| Piemonte | 7.896 | 21.691 | 12.898 | 116.498 | 3.141 | 252.723 | 884 | 697.684 | 24.819 | 1.088.595 |
| Liguria | 1.418 | 3.692 | 1.613 | 12.460 | 209 | 16.517 | 36 | 21.629 | 3.276 | 54.297 |
| Lombardia | 18.452 | 50.586 | 24.463 | 195.182 | 6.247 | 499.780 | 963 | 609.306 | 50.125 | 1.354.853 |
| Trentino Alto Adige | 5.872 | 16.626 | 7.074 | 73.159 | 1.924 | 134.278 | 170 | 75.261 | 15.040 | 299.325 |
| Veneto | 13.834 | 38.141 | 28.167 | 202.952 | 4.189 | 335.939 | 731 | 610.495 | 46.921 | 1.187.526 |
| Friuli Venezia Giulia | 4.633 | 12.959 | 11.736 | 83.450 | 1.286 | 95.482 | 117 | 111.308 | 17.772 | 303.199 |
| Emilia Romagna | 11.777 | 30.856 | 15.347 | 130.207 | 4.067 | 323.943 | 951 | 799.255 | 32.142 | 1.284.260 |
| Toscana | 6.834 | 18.379 | 9.406 | 79.417 | 1.570 | 128.168 | 324 | 254.231 | 18.134 | 480.195 |
| Lazio | 6.900 | 18.532 | 10.549 | 77.288 | 935 | 72.983 | 422 | 705.891 | 18.806 | 874.694 |
| Marche | 4.203 | 11.352 | 5.727 | 48.684 | 1.591 | 132.831 | 801 | 604.587 | 12.322 | 797.454 |
| Umbria | 3.241 | 9.102 | 3.982 | 32.630 | 834 | 59.047 | 285 | 223.343 | 8.342 | 324.122 |
| Abruzzo | 1.816 | 5.049 | 5.031 | 43.051 | 772 | 64.533 | 375 | 353.386 | 7.994 | 466.020 |
| Molise | 337 | 949 | 1.072 | 9.344 | 181 | 13.227 | 92 | 101.338 | 1.682 | 124.857 |
| Campania | 3.084 | 8.663 | 6.353 | 47.959 | 680 | 52.820 | 204 | 267.916 | 10.321 | 377.358 |
| Puglia | 7.359 | 20.463 | 13.198 | 100.909 | 1.683 | 116.977 | 1.735 | 1.979.826 | 23.975 | 2.218.175 |
| Basilicata | 1.008 | 2.856 | 1.845 | 17.369 | 688 | 40.684 | 251 | 164.006 | 3.792 | 224.915 |
| Calabria | 2.677 | 7.599 | 5.823 | 46.543 | 522 | 38.702 | 184 | 147.731 | 9.206 | 240.575 |
| Sicilia | 6.635 | 18.691 | 12.303 | 93.462 | 1.176 | 91.049 | 485 | 674.810 | 20.599 | 878.013 |
| Sardegna | 5.935 | 16.711 | 8.679 | 62.986 | 495 | 38.870 | 205 | 291.226 | 15.314 | 409.793 |
| ITALIA | 114.256 | 313.846 | 185.927 | 1.479.529 | 32.258 | 2.513.762 | 9.217 | 8.694.669 | 341.658 | 13.001.806 |

Fonte: GSE.

TAV. 2.7

Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto energia
Impianti in esercizio al 31 marzo 2012;
numero e potenza in kW