



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂

Fonti rinnovabili e impianti soggetti a ETS



RAPPORTI



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂

Fonti rinnovabili e impianti soggetti a ETS

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

La Legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 195 del 21 agosto 2008, ha istituito l'ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. L'ISPRA svolge le funzioni che erano proprie dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (ex APAT), dell'Istituto Nazionale per la Fauna Selvatica (ex INFS) e dell'Istituto Centrale per la Ricerca scientifica e tecnologica Applicata al Mare (ex ICRAM).

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.it

© ISPRA, Rapporti 135/2011

ISBN 978-88-448-0492-3

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Elaborazione grafica

ISPRA

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Coordinamento tipografico:

Daria Mazzella

ISPRA – Settore Editoria

Amministrazione:

Olimpia Girolamo

ISPRA - Settore Editoria

Distribuzione:

Michelina Porcarelli

ISPRA - Settore Editoria

Il testo è disponibile sul sito web ISPRA all'indirizzo: www.isprambiente.it

Autori

Antonio Caputo (ISPRA)

Un sincero ringraziamento a Domenico Gaudioso, Riccardo De Lauretis e soprattutto Mario Contaldi e per i numerosi suggerimenti e le tante domande che hanno permesso la realizzazione di questo documento.

Contatti: Antonio Caputo
Tel. 0650072540
Fax 0650072657
e-mail antonio.caputo@isprambiente.it

ISPRA- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Dipartimento Stato dell'Ambiente e Metrologia Ambientale
Monitoraggio e prevenzione degli impatti sull'atmosfera
Via V. Brancati, 48
00144 Roma
www.isprambiente.it

*“O audace e temeraria lucerna, vile ministra d’amore,
tu osi bruciare proprio colui che è dio di tutti i fuochi,
che tu certo fosti inventata da un innamorato desideroso
di godere per tutta la notte l’oggetto della sua brama!”*

Lucio Apuleio, *Metamorfosi*, Libro V, 23.

“Una lampadina accesa inutilmente è uno spreco.”

Mio padre.

INDICE

Introduzione	6
1 Domanda e produzione di energia elettrica	7
1.1 Andamento della domanda e della produzione elettrica	7
1.2 Combustibili fossili nella produzione elettrica	10
1.3 Consumi specifici medi dei combustibili fossili e rapporto tra produzione netta e lorda	13
1.4 Efficienza di conversione elettrica per combustibile	15
1.5 Produzione elettrica totale	18
1.5.1 Perdite di rete	20
1.6 Emissioni di CO ₂ da produzione elettrica	21
1.6.1 Stima dei fattori di emissione dei combustibili	22
1.6.2 Stima delle emissioni di CO ₂	26
1.7 Emissioni specifiche da produzione termoelettrica	30
1.7.1 Emissioni evitate da produzione termoelettrica	33
1.8 Ruolo della produzione elettrica da fonti rinnovabili nelle emissioni di gas serra	34
1.8.1 Incentivazione delle fonti rinnovabili ed emissioni evitate	39
1.9 I fattori di emissione della produzione elettrica nella letteratura internazionale	43
2 Il settore termoelettrico nel sistema ETS	46
2.1 Combustibili ed emissioni	46
Conclusioni	53
Bibliografia	54

INTRODUZIONE

Il presente studio si propone l'analisi dell'evoluzione del sistema elettrico nazionale dal 1990 al 2009 in relazione ai combustibili utilizzati nel parco termoelettrico ed alle emissioni atmosferiche di anidride carbonica dovute ai processi di combustione. Particolare attenzione sarà rivolta agli aspetti inerenti l'efficienza della produzione elettrica ed al ruolo delle fonti rinnovabili in relazione al contributo delle stesse alla riduzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica.

L'analisi relativa ai combustibili utilizzati nel parco termoelettrico nazionale è stata condotta in maggior dettaglio considerando i dati comunicati dagli impianti ai sensi del Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216, atto di recepimento delle Direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto. In base al citato Decreto Legislativo, successivamente modificato dal Decreto Legislativo 7 marzo 2008, n. 51, i gestori degli impianti che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS) inviano all'Autorità Nazionale Competente, *“entro il 31 marzo di ciascun anno, una dichiarazione relativa alle attività ed alle emissioni dell'impianto nell'anno solare precedente. La dichiarazione deve essere corredata dall'attestato di verifica di cui all'articolo 16.”* (art. 15, c. 5)

Il Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216, istituisce il Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per la gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto (Comitato) che svolge la funzione di Autorità Nazionale Competente ed ha sede presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (art. 8). La fase di verifica delle dichiarazioni pervenute al Comitato *“accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio, dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto. La verifica ha esito positivo qualora non rilevi discrepanze tra i dati e le informazioni sulle emissioni contenute nella dichiarazione e le emissioni effettive.”* (art. 16, c.1).

La verifica dei dati pervenuti al Comitato rendono i dati particolarmente utili e affidabili per valutare le caratteristiche dei diversi combustibili ed il relativo uso nel parco termoelettrico italiano.

1 DOMANDA E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

1.1 Andamento della domanda e della produzione elettrica

A partire dagli inizi degli anni '60 la domanda di energia elettrica in Italia è cresciuta ad un tasso medio annuo del 3,9%. In termini assoluti la domanda di elettricità passa da 57.749 GWh nel 1960 a 320.268 GWh nel 2009. Il tasso di variazione medio annuo per i diversi decenni mostra come la variazione annua della domanda elettrica diminuisca, passando da un valore pari a 8,3% annuo del decennio 1960-1969 a 1,2% nel decennio 2000-2009. Nonostante la contrazione dei consumi elettrici degli ultimi due anni sia riconducibile alla crisi economica e finanziaria che ha investito l'economia mondiale, è altrettanto evidente che la riduzione della domanda elettrica si inserisca in una dinamica di lungo termine.

Tabella 1.1 – E' riportato il valore medio dell'energia elettrica richiesta e della variazione rispetto all'anno precedente per ogni decennio a partire dal 1960.

Anni	E.E. richiesta, GWh (media annua)	Variazione media della richiesta di energia elettrica rispetto all'anno precedente
1960-1969	79.183	8,33%
1970-1979	143.609	5,04%
1980-1989	196.165	2,75%
1990-1999	258.153	2,26%
2000-2009	322.766	1,18%
1960-2009	199.975	3,91%

L'andamento temporale della domanda elettrica segue parallelamente quello della produzione elettrica nazionale (Figura 1.1). In particolare, fino al 1983 la domanda di energia elettrica è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione nazionale e da una quota minima di energia elettrica importata. Tale quota è stata mediamente di 2,0% nel periodo 1960-1983. Successivamente al 1983 diventa sempre più evidente un 'disaccoppiamento' tra domanda e produzione nazionale che viene colmato da una quota crescente di energia elettrica importata. Nel periodo che va dal 1984 al 2009 la quota media di richiesta elettrica nazionale soddisfatta da importazione dall'estero è pari al 14,1%.

Tabella 1.2 – E' riportato la percentuale media dell'energia elettrica richiesta soddisfatta dalla produzione nazionale. E' riportata inoltre la percentuale di energia elettrica di origine termica ed importata.

Anni	% E.E. richiesta soddisfatta da produzione nazionale	% termo-elettrica su E.E. richiesta	% E.E. Importata su E.E. richiesta
1960-1969	98,69%	40,71%	1,31%
1970-1979	98,41%	70,03%	1,59%
1980-1989	90,69%	71,50%	9,31%
1990-1999	85,33%	73,26%	14,67%
2000-2009	85,54%	75,17%	14,46%
1960-2009	91,73%	66,13%	8,27%

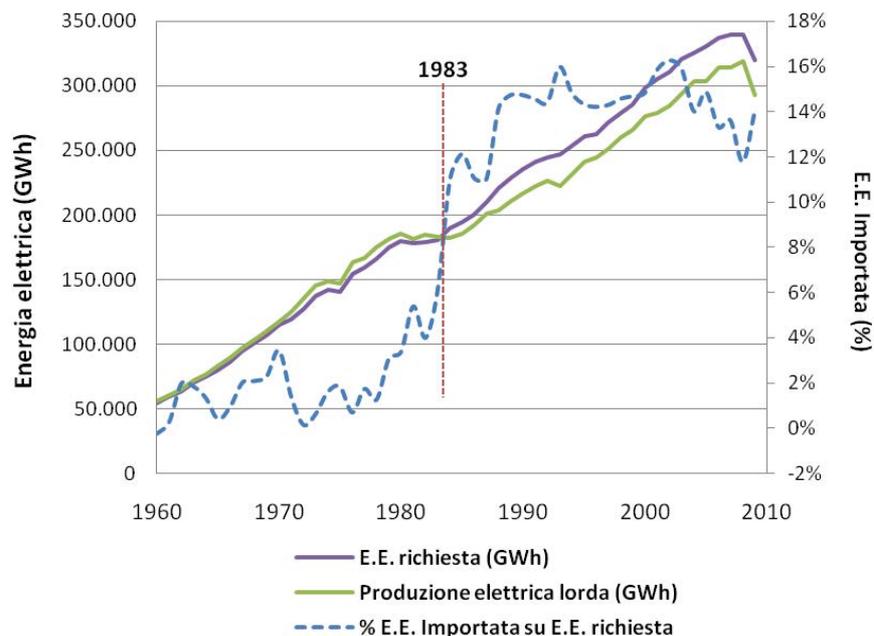


Figura 1.1 – Andamento dell'energia elettrica richiesta e della produzione lorda nazionale. E' inoltre riportata la percentuale di energia elettrica importata rispetto all'energia richiesta.

La produzione elettrica di origine termoelettrica costituisce la quota prevalente della produzione elettrica nazionale, tale quota è cresciuta rapidamente nel tempo passando dal 40,7% del periodo 1960-1969 al 75,2% del 2001-2009 (Figura 1.2).

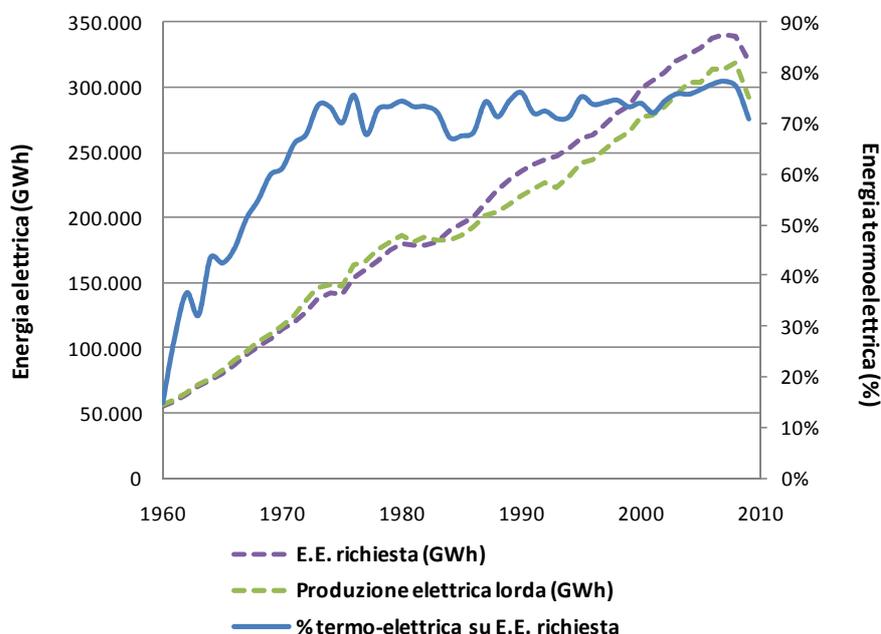


Figura 1.2 – Percentuale della produzione termoelettrica nazionale rispetto all'energia elettrica richiesta.

Il precedente grafico mostra la rapida crescita della quota di elettricità di origine termoelettrica negli anni '60 e nei primi anni '70 quando l'energia termoelettrica ha raggiunto quasi i $\frac{3}{4}$ della domanda elettrica nazionale. Nei decenni successivi la quota di elettricità da termoelettrico continua ad aumentare con tassi decisamente più contenuti.

La quota relativa da fonti rinnovabili, prevalentemente costituite da idroelettrico e geotermoelettrico, negli anni '60 rappresentava mediamente il 60% della domanda di energia elettrica. Tale quota è diminuita fino a rappresentare meno di un quinto del fabbisogno elettrico nazionale (Figura 1.3).

Tabella 1.3 – E' riportata la percentuale media dell'energia elettrica richiesta soddisfatta dalla produzione nazionale da fonti rinnovabili (idroelettrica, geotermica, eolico e fotovoltaico).

Anni	% R.E. prodotta su E.E. richiesta	Idro-elettrica	Geo-termoelettrica	Eolico e fotovoltaico
1960-1969	60,01%	56,76%	3,25%	0,00%
1970-1979	32,33%	30,52%	1,81%	0,00%
1980-1989	24,11%	22,67%	1,45%	0,00%
1990-1999	19,01%	17,56%	1,42%	0,03%
2000-2009	17,15%	14,69%	1,61%	0,86%
1960-2009	30,52%	28,44%	1,91%	0,18%

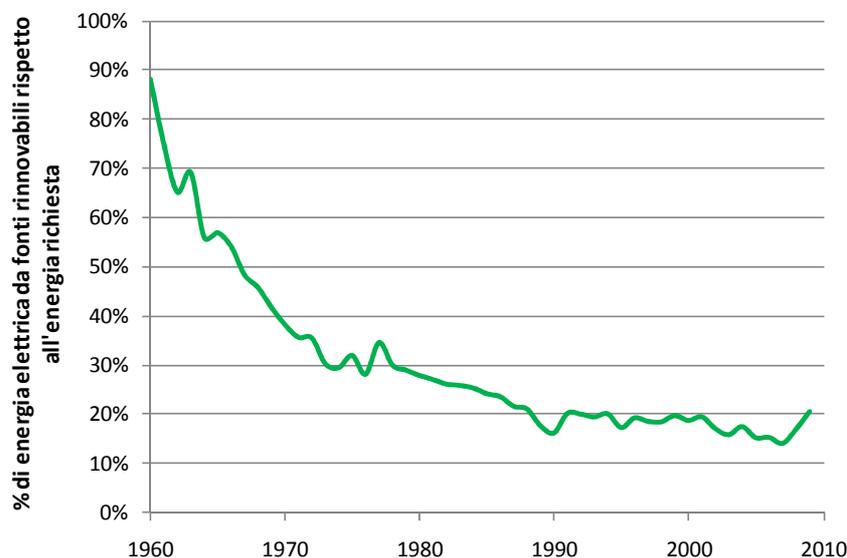


Figura 1.3 – Andamento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto alla richiesta nazionale.

La fonte idroelettrica fornisce la quota prevalente di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili. Negli anni '60 tale fonte rappresentava mediamente il 56,8% della domanda elettrica nazionale per diminuire fino a meno del 15,0% nel periodo dal 2000 al 2009. Lo sviluppo di nuove fonti rinnovabili, come l'eolico ed il fotovoltaico, a partire dal 1992 non ha consentito finora di compensare il corrispettivo incremento di domanda elettrica, soddisfatta dall'incremento di energia termoelettrica tradizionale.

1.2 Combustibili fossili nella produzione elettrica

La domanda di elettricità sul territorio nazionale è prevalentemente soddisfatta attraverso la produzione termoelettrica (70,8% nel 2009). Le due variabili mostrano un andamento temporale parallelo (Figura 1.4).

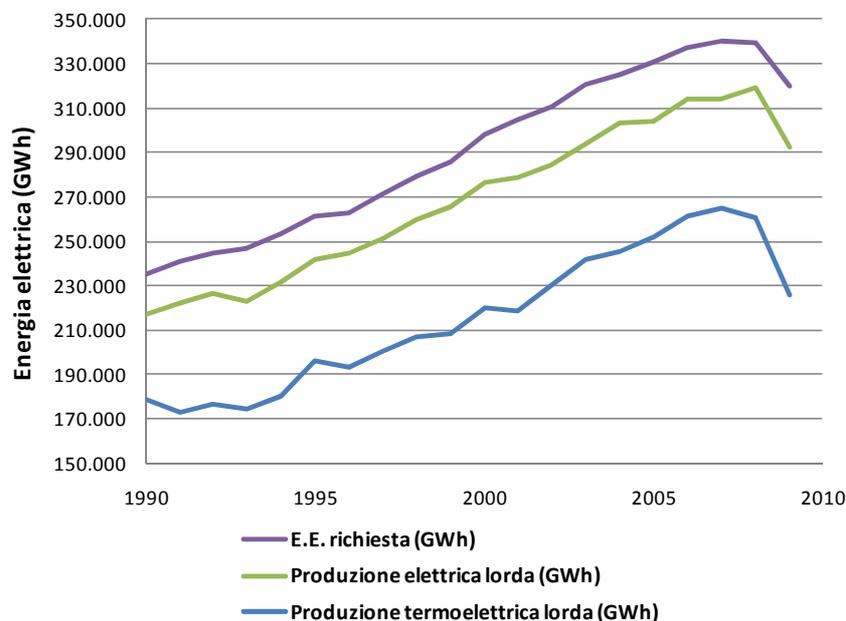


Figura 1.4 – Andamento dell'energia elettrica richiesta, della produzione nazionale lorda e della produzione di origine termoelettrica.

La produzione termoelettrica passa da 178.590 GWh del 1990 a 226.638 GWh del 2009, con un incremento del 26,9%.

I combustibili fossili costituiscono pertanto la principale fonte energetica per la generazione elettrica nazionale. Tali combustibili possono essere raggruppati in 5 grandi categorie, in relazione alle loro caratteristiche fisiche e chimiche:

- combustibili solidi
- gas naturale
- gas derivati
- prodotti petroliferi
- altri combustibili

Di seguito si riporta una tabella con l'elenco dei combustibili utilizzati nei diversi anni per la produzione termoelettrica secondo la classificazione fornita da TERNA.

Tabella 1.4 – *Elenco dei combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica.*

Combustibili solidi	Altri combustibili
Carbone estero	Biodiesel
Carbone nazionale	Biogas da attivita' agricole e forestali
Lignite	Biogas da deiezioni animali
Carbone sub-bituminoso	Biogas da fanghi di depurazione
Gas naturale	Biogas da FORSU (frazione organica RSU)
Gas naturale	Biogas da rifiuti non RSU
Gas derivati	Biogas da rifiuti solidi urbani (smaltiti in discarica)
Gas da acciaieria a ossigeno	Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili
Gas da estrazione	Biomasse solide
Gas d'altoforno	CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti) ^[1]
Gas di cokeria	Gas di sintesi da processi di gassificazione
Prodotti petroliferi	Gas residui di processi chimici
Cherosene	Oli vegetali grezzi
Coke di petrolio	Idrogeno
Distillati leggeri	Rifiuti industriali non biodegradabili
Gas di petrolio liquefatto (GPL)	Rifiuti liquidi biodegradabili
Gas di raffineria	RSU / RSAU, rifiuti solidi urbani o assimilabili ^[1]
Gasolio	Altri combustibili, bioliquidi
Nafta	Altri combustibili, gassosi
Olio combustibile	Altri combustibili, solidi
Orimulsion	
Petrolio grezzo	

^[1] il 50% è biodegradabile

Gli 'altri combustibili' rappresentano un gruppo estremamente eterogeneo di combustibili il cui contenuto energetico è rappresentato nel 2009 dal 49,9% da biogas e bioliquidi di diversa origine, biomasse, CDR e rifiuti biodegradabili, dal 34,5% da combustibili gassosi di sintesi o residui da processi chimici e per il restante 15,7% da rifiuti di diversa natura e da altri combustibili solidi.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, ed in particolare l'olio combustibile, rivestivano un ruolo prevalente nella generazione elettrica contribuendo alla produzione di circa il 50% dell'energia elettrica di origine termica. Dalla seconda metà degli anni '90, in seguito all'effetto combinato di politiche ambientali mirate alla riduzione delle emissioni inquinanti, l'aumento del prezzo del petrolio e la maggiore efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, si assiste ad una progressiva diminuzione dell'impiego di prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e ad un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone che contribuisce alla produzione di circa il 12% dell'elettricità di origine termoelettrica.

Nella seguente tabella sono riportati i GWh di produzione termoelettrica lorda per combustibile dal 1990 al 2009.

Tabella 1.5 – Produzione elettrica lorda per combustibile dal 1990 al 2009.

Combustibili	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
GWh lordi										
Solidi	32.042	28.482	21.314	16.655	19.856	24.122	22.080	20.518	23.311	23.812
Gas naturale	39.082	35.870	35.168	39.596	40.404	46.442	49.725	60.649	70.213	86.217
Gas derivati	3.552	3.529	3.500	3.419	3.027	3.443	3.243	4.251	4.516	4.413
Prodotti petroliferi	102.718	104.287	116.020	113.919	116.309	120.783	117.069	113.282	107.237	91.286
Altri combustibili	988	825	682	696	740	964	1.089	1.494	1.966	2.683
Totale da combustibili	178.382	172.993	176.684	174.285	180.336	195.754	193.206	200.194	207.243	208.411

Combustibili	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
GWh lordi										
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745
Gas naturale	97.607	95.906	99.414	117.301	129.773	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270
Gas derivati	4.252	5.045	5.021	5.304	5.382	5.837	6.251	5.645	5.543	3.701
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878
Altri combustibili	5.660	10.867	13.421	14.707	17.250	17.408	18.769	19.474	19.903	19.442
Totale da combustibili	219.669	218.557	230.300	241.896	245.176	251.956	261.137	264.743	260.412	226.036

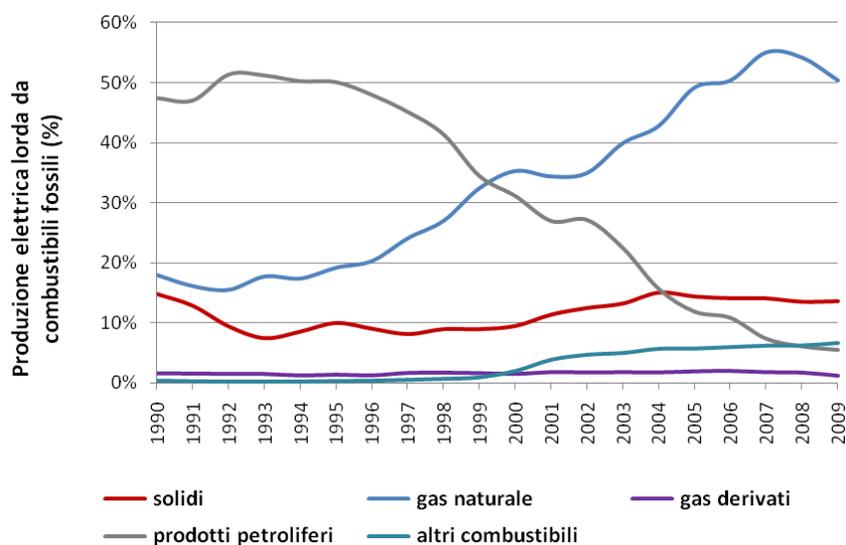


Figura 1.5 – Percentuale della produzione termoelettrica lorda per combustibile.

In Figura 1.5 è riportata la percentuale della produzione termoelettrica lorda per combustibile a partire dal 1990. Un ruolo marginale è rivestito da gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno e di cokeria) e da altri combustibili (rifiuti, biomasse, biogas, gas residui e di sintesi, ecc.), sebbene la quota di questi ultimi sia in progressivo aumento e nel 2009 ha determinato il 6,64% della produzione lorda di energia elettrica. Nel successivo grafico sono riportate le quote relative dei combustibili fossili utilizzati nella generazione elettrica da cui risulta evidente l'incremento della quota di gas naturale e la diminuzione della quota di prodotti petroliferi.

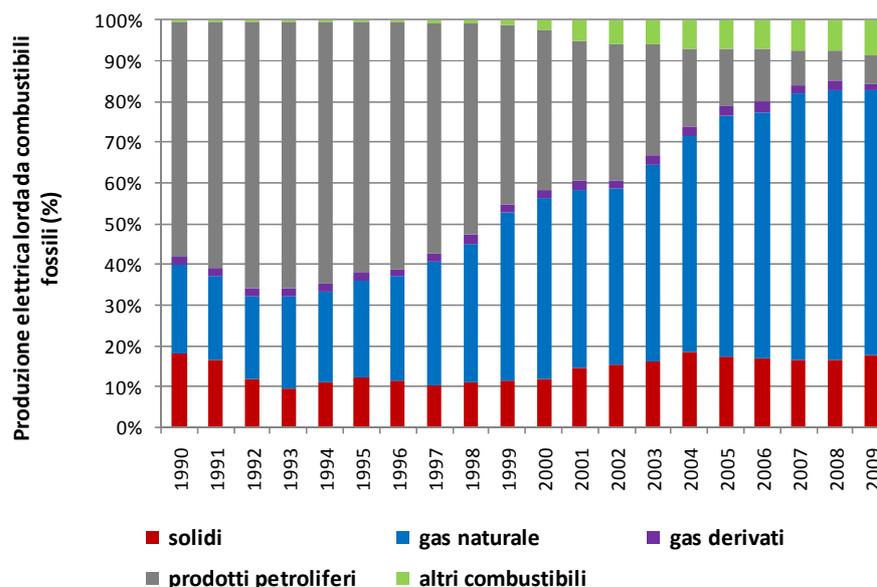


Figura 1.6 – Quota relativa di produzione termoelettrica lorda per combustibile.

1.3 Consumi specifici medi dei combustibili fossili e rapporto tra produzione netta e lorda

Nel periodo 1996-2009 si registra un continuo incremento dell'efficienza di conversione elettrica dai diversi combustibili. Un indicatore di tale tendenza è il consumo specifico medio per combustibile, espresso in kWh prodotti per kcal di combustibile utilizzato (Figura 1.7).

Nel 2009 si registra una diminuzione del 20,3% dei consumi specifici medi di gas naturale rispetto al 1996 per la produzione netta di energia elettrica. Anche i gas derivati presentano lo stesso andamento, con una diminuzione pari al 19,2% rispetto al 1996. Considerando tutti i combustibili utilizzati per la produzione elettrica, il consumo specifico medio diminuisce del 12,5%. A fronte di una continua diminuzione dell'indicatore, nell'ultimo anno si registra una lieve crescita pari allo 0,4% rispetto al 2008. Il consumo specifico medio per la produzione elettrica riferito a tutti i combustibili risente dell'utilizzo di combustibili con minore efficienza rispetto ai combustibili gassosi, come i prodotti petroliferi o i combustibili solidi. Infatti, nel periodo considerato i consumi specifici medi dei prodotti petroliferi e del combustibile solido aumentano rispettivamente del 15,6% e dell'8,0%.

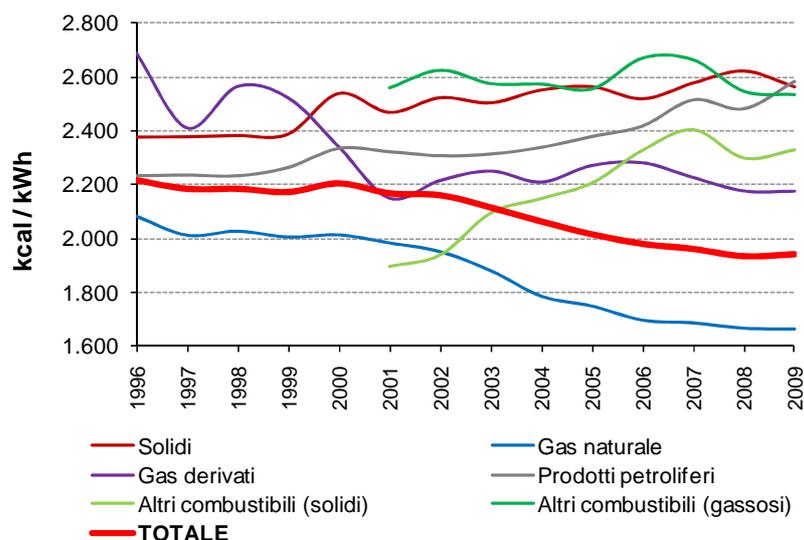


Figura 1.7 – Consumo specifico medio dei combustibili fossili per la produzione elettrica netta.

L'incremento dell'efficienza di conversione termoelettrica è testimoniato anche dall'andamento della differenza tra energia elettrica lorda ed energia elettrica netta per unità di energia lorda prodotta; tale indicatore, sebbene caratterizzato da qualche oscillazione, mostra una continua diminuzione dal 1990 (Figura 1.8). La produzione lorda di energia elettrica è infatti la quantità di energia elettrica prodotta, misurata ai morsetti dei generatori elettrici, mentre la produzione netta di energia elettrica è la quantità di energia elettrica misurata in uscita dagli impianti, al netto quindi dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Si deduce quindi una diminuzione complessiva della richiesta energetica del parco elettrico nazionale, a parità di energia elettrica prodotta.

Nell'ultimo anno si osserva un incremento dei consumi destinati ai servizi ausiliari e dovuti alle perdite nei trasformatori di centrale che porta l'indicatore a livelli poco superiori a quelli registrati nel 2006.

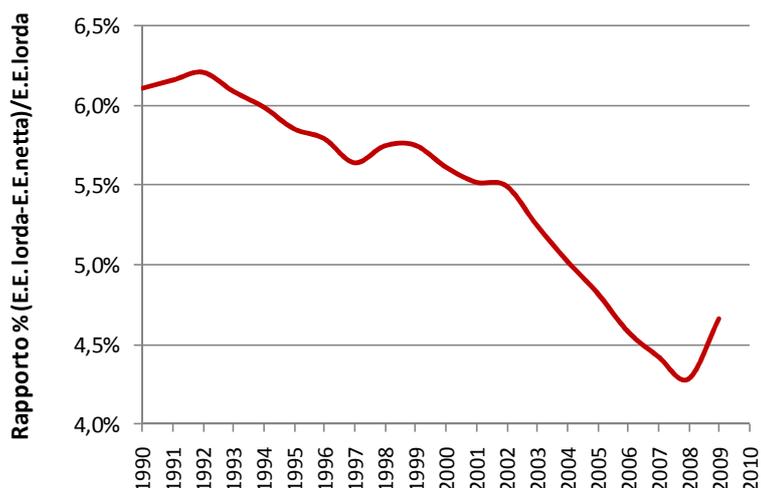


Figura 1.8 – Percentuale di energia elettrica prodotta ed utilizzata per i servizi ausiliari e perdite nei trasformatori di centrale.

A partire dal 1996 sono disponibili le produzioni di energia elettrica lorda e netta per tipologia di combustibile. In tal modo è possibile valutare la richiesta di elettricità per servizi ausiliari e le perdite nei

trasformatori in relazione al combustibile fossile (Figura 1.9). In termini generali si osserva che l'alimentazione con combustibili gassosi comporta minori consumi e perdite nelle centrali e che, a fronte di un andamento decrescente ed estremamente variabile mostrato dai gas derivati, vi è una costante diminuzione dei consumi e perdite nelle centrali alimentate a gas naturale. D'altra parte le centrali alimentate con prodotti petroliferi e combustibili fossili presentano consumi e perdite maggiori, con un andamento crescente particolarmente pronunciato per i prodotti petroliferi. Gli impianti alimentati con altri combustibili presentano, a partire dal 1996, una diminuzione dei consumi interni delle centrali sebbene negli ultimi anni si registri un lieve incremento. L'incremento dei consumi interni osservati per le centrali alimentate da combustibili fossili e prodotti petroliferi sono dovuti ai dispositivi di desolforazione e denitrificazione che tali impianti presentano a differenza degli impianti alimentati a gas naturale. La richiesta energetica di tali dispositivi determina una riduzione dell'efficienza dell'impianto.

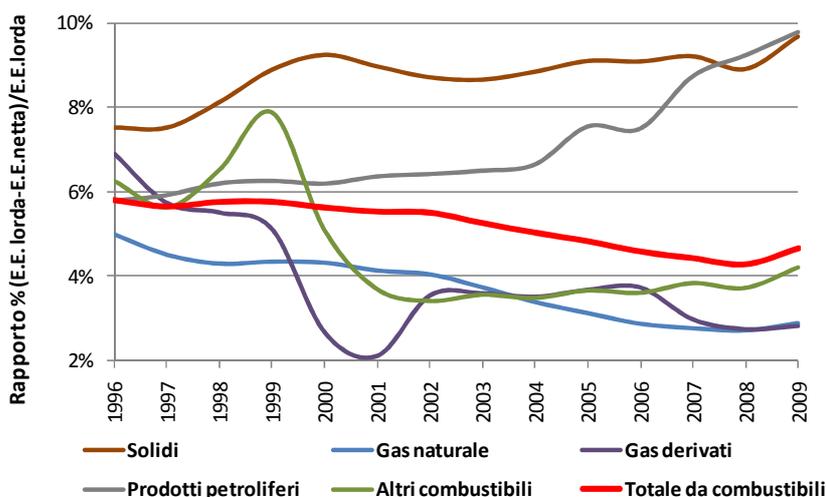


Figura 1.9 – Percentuale di energia elettrica prodotta ed utilizzata per i servizi ausiliari e perdite nei trasformatori di centrale per combustibile.

1.4 Efficienza di conversione elettrica per combustibile

A partire dal 2001 TERNA fornisce ad ISPRA i dati relativi al contenuto energetico ed alle quantità di combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica. Ciò consente di elaborare alcuni parametri inerenti la conversione del contenuto energetico dei combustibili in energia elettrica, parametro che fornisce informazioni circa l'efficienza del processo di trasformazione. I combustibili utilizzati per la produzione elettrica sono caratterizzati da diverse potenzialità di conversione in energia elettrica, in altre parole il contenuto energetico di ciascun combustibile è convertito solo in parte in energia elettrica con una efficienza che dipende sia dalle proprietà intrinseche del combustibile, principalmente dal potere calorifico, sia dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica.

Il combustibile con il più elevato rendimento di elettricità, espresso in termini di rapporto tra energia elettrica netta prodotta e contenuto energetico del combustibile, è il gas naturale seguito dai gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno e di cokeria).

Tabella 1.6 – *Rendimento elettrico netto per unità di contenuto energetico di combustibile.*

Combustibile	2001	2005	2009
Solidi	0,349	0,336	0,336
Gas naturale	0,433	0,492	0,518
Gas derivati	0,401	0,379	0,396
Prodotti petroliferi	0,371	0,362	0,333
Altri combustibili	0,444	0,386	0,367
Totale da combustibili	0,397	0,427	0,443

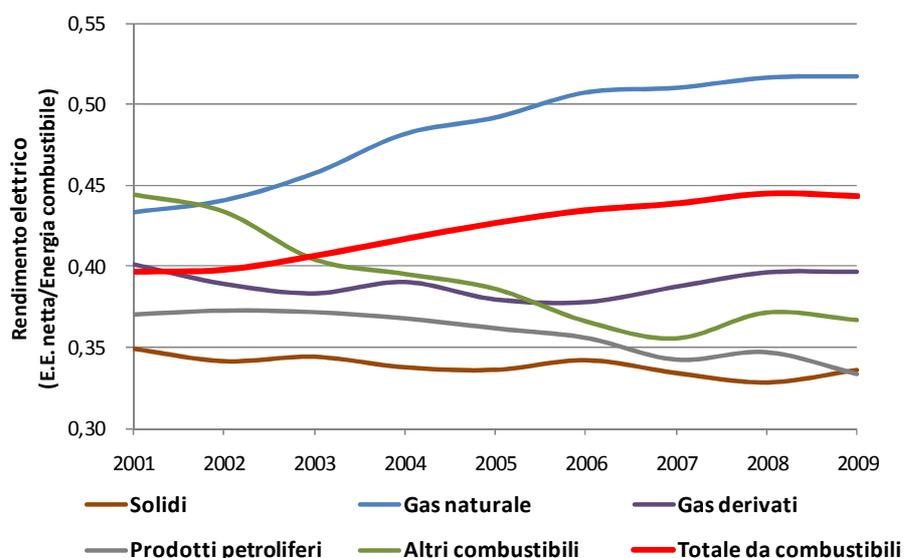


Figura 1.10 – *Rendimento elettrico netto per unità di contenuto energetico di combustibile.*

La figura 1.10 mostra come la gran parte dei combustibili presentino rendimenti di conversione oscillanti intorno ad un valore medio o in diminuzione, soltanto il gas naturale ha una efficienza di conversione costantemente in crescita. Tale andamento è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato la cui produzione netta di energia elettrica dal 2000 al 2009 è passata dal 20,6% al 67,7% dell'energia termoelettrica totale.

Un contributo rilevante è fornito anche dalla diffusione degli impianti a cogenerazione con produzione di energia elettrica e calore. La produzione elettrica netta associata alla produzione di calore è passata dal 27,9% della produzione termoelettrica totale nel 2000 al 45,3% nel 2009. Nel seguente grafico è possibile osservare che l'incremento di produzione elettrica nazionale sia stato sostanzialmente soddisfatto da impianti che operano in cogenerazione. Gli impianti che producono solo energia elettrica mostrano infatti un andamento pressoché costante dal 1997 al 2008, mentre nel 2009, anno caratterizzato da una forte flessione dei consumi elettrici, si osserva una analoga flessione nella produzione degli impianti che non effettuano cogenerazione (Figura 1.11).

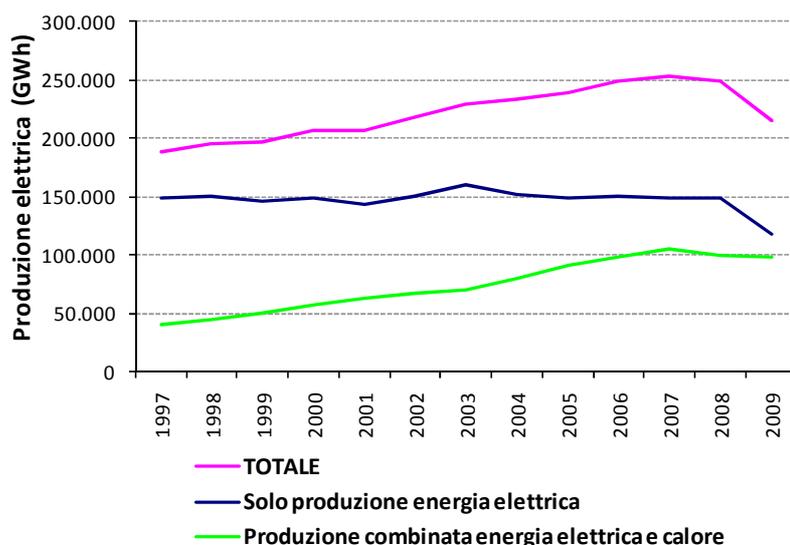


Figura 1.11 – Produzione netta di energia elettrica totale e produzione combinata di energia elettrica e calore .

Il dato relativo allo sviluppo della cogenerazione appare rilevante anche in termini di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale), ovvero la differenza tra energia elettrica lorda e netta prodotta dagli impianti.

Tabella 1.7 – Produzione elettrica lorda e netta per tipologia di impianto.

IMPIANTI	LORDA			NETTA		
	2000	2005	2009	2000	2005	2009
	GWh					
Solo produzione energia elettrica	159.569	157.530	125.596	149.460	148.371	117.936
a combustione interna (CI)	1.195	1.603	2.463	1.142	1.539	2.366
a turbine a gas (TG)	12.384	856	500,6	11.909	799	473,2
a vapore a condensazione (C)	139.112	78.251	55.953	129.715	71.786	50.573
a ciclo combinato (CC)	6.878	58.702	64.558	6.694	57.136	62.717
ripotenziato (RP)	-	18.119	2.122	-	17.111	1.807
Produzione combinata energia elettrica e calore	60.100	94.427	100.439	57.876	91.438	97.569
a combustione interna (CIC)	1.361	2.259	3.835	1.312	2.185	3.718
a turbine a gas (TGC)	4.962	6.077	3.827	4.813	5.933	3.757
a ciclo combinato (CCC)	36.967	72.672	85.073	36.055	71.048	83.141
a vapore a contropressione (CPC)	6.117	5.343	2.666	5.671	4.908	2.404
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	10.694	8.076	5.038	10.024	7.364	4.550
TOTALE	219.669	251.957	226.036	207.336	239.809	215.505

Le sole tipologie di impianti per cui si può effettuare un confronto tra cogenerazione e sola produzione di energia elettrica sono 1) a combustione interna; 2) a turbine a gas e 3) a ciclo combinato. Nel 2009 gli impianti a ciclo combinato producono complessivamente il 66,2% dell'energia termoelettrica lorda, mentre gli impianti a combustione interna ed a turbine a gas rappresentano un marginale 4,7% (2,8% e 1,9% rispettivamente). In particolare, la produzione elettrica lorda degli impianti a ciclo combinato rappresenta l'84,7% della produzione elettrica degli impianti che producono energia elettrica e calore ed il 51,4% della produzione elettrica degli impianti che producono sola energia elettrica.

Come illustrato nel successivo grafico (Figura 1.12), la differenza tra energia elettrica lorda e netta per unità di energia lorda prodotta a parità di tipologia di impianto rende evidente che gli impianti che lavorano in cogenerazione hanno minori consumi proporzionali di elettricità per servizi ausiliari e perdite nei trasformatori.

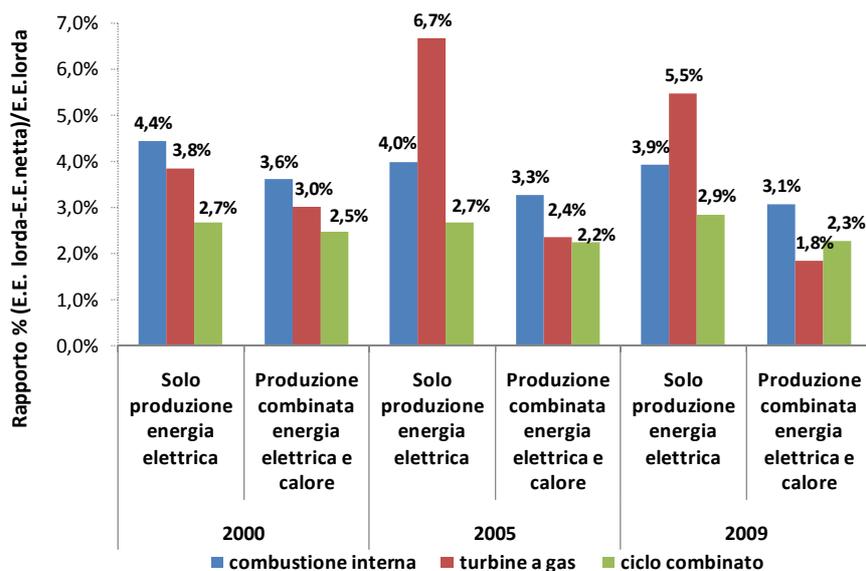


Figura 1.12 – Percentuale di energia elettrica prodotta ed utilizzata per servizi ausiliari e perdite nei trasformatori di centrale per tipologia di impianto.

Il grafico mostra inoltre che gli impianti a ciclo combinato presentano le percentuali mediamente più basse di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari e di perdite nei trasformatori rispetto agli impianti a combustione interna o a turbina a gas.

1.5 Produzione elettrica totale

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti per il periodo dal 1990 al 2009.

Tabella 1.8 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990.

Fonte	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
GWh										
Idroelettrica	35.079	45.606	45.786	44.482	47.731	41.907	47.072	46.552	47.365	51.777
Termoelettrica	178.590	173.195	176.890	174.634	180.648	196.123	193.551	200.881	207.970	209.068
Geotermica	3.222	3.182	3.459	3.667	3.417	3.436	3.762	3.905	4.214	4.403
Eolica e fotovoltaica	0	0	3	5	8	14	39	124	237	409
TOTALE	216.891	221.983	226.138	222.788	231.804	241.480	244.424	251.462	259.786	265.657

Fonte	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
GWh										
Idroelettrica	50.900	53.926	47.262	44.278	49.908	42.927	43.425	38.481	47.227	53.443
Termoelettrica	220.455	219.379	231.069	242.784	246.126	253.073	262.165	265.764	261.328	226.638
Geotermica	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342
Eolica e fotovoltaica	569	1.183	1.408	1.463	1.851	2.347	2.973	4.073	5.054	7.219
TOTALE	276.629	278.995	284.401	293.866	303.322	303.672	314.090	313.888	319.130	292.642

L'energia elettrica di origine termica rappresenta la quota prevalente della produzione elettrica nazionale. La percentuale media della produzione lorda dal 1990 al 2009 è pari all' 80,4% con un andamento piuttosto variabile in relazione alle oscillazioni della produzione idroelettrica che incide mediamente per il 17,5% nel periodo 1990-2009. Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime

pluviometrico, mentre il contributo delle fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 1.13). La produzione di origine geotermica mostra un andamento in lieve crescita con una quota media pari ad 1,6% della produzione elettrica lorda nazionale. La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale arrivando a coprire il 2,5% della produzione nazionale nel 2009.

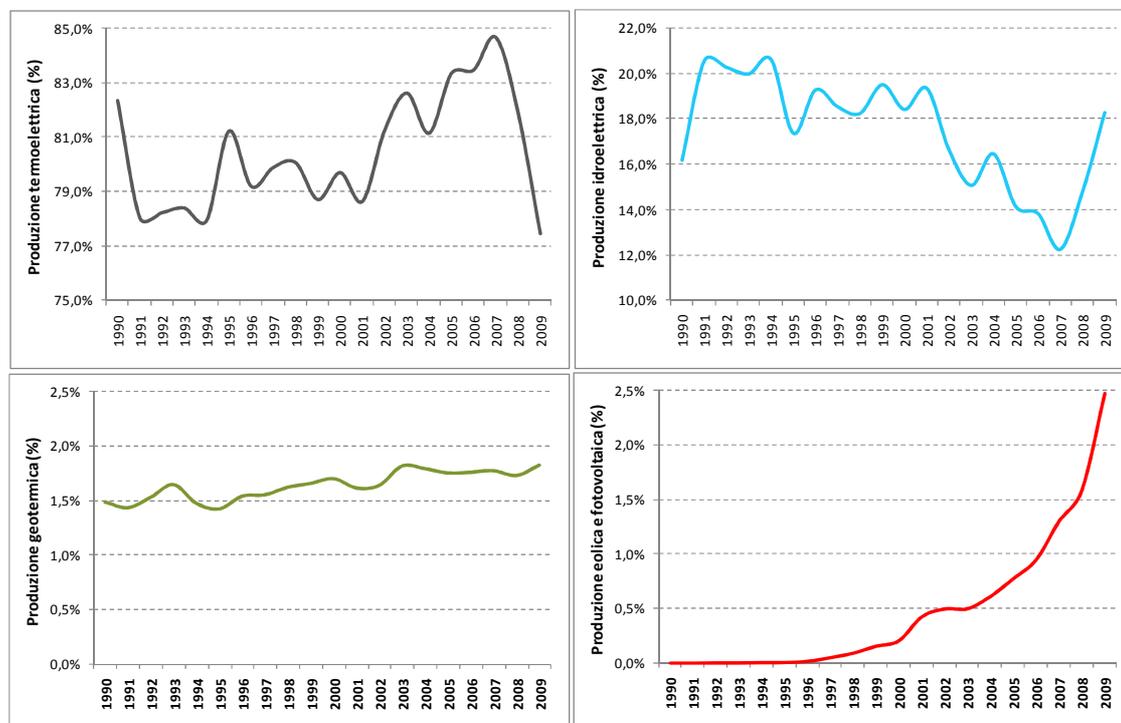


Figura 1.13 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti.

Nella Tabella 1.9 è riportata, in maggior dettaglio la produzione da fonti rinnovabili a partire dal 2000, per la fonte idroelettrica è riportata la produzione lorda al netto dei pompaggi.

Tabella 1.9 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile dal 2000. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Fonte energetica	GWh									
Idroelettrica	44.204,9	46.810,4	39.519,3	36.669,8	42.337,8	36.066,7	36.994,4	32.815,2	41.623,0	49.137,5
0 - 1 MW	1.550,1	1.667,8	1.603,6	1.455,3	1.731,3	1.525,7	1.520,9	1.415,7	1.769,7	1.960,7
1 - 10 MW	6.566,7	6.988,8	6.443,9	5.731,8	7.127,8	6.090,5	6.354,1	5.684,4	7.389,7	8.421,7
> 10 MW	36.088,1	38.153,8	31.471,8	29.482,7	33.478,7	28.450,5	29.119,4	25.715,1	32.463,6	38.755,1
Eolica	563,1	1.178,6	1.404,2	1.458,4	1.846,5	2.343,4	2.970,7	4.034,4	4.861,3	6.542,9
Fotovoltaica	6,3	4,8	4,1	5,0	4,0	4,0	2,3	39,0	193,0	676,5
Geotermica	4.705,2	4.506,6	4.662,3	5.340,5	5.437,3	5.324,5	5.527,4	5.569,1	5.520,3	5.341,8
Biomasse e rifiuti^(a)	1.504,6	1.958,0	2.708,6	3.587,1	4.498,9	4.845,1	5.286,3	5.441,3	5.966,4	7.631,4
Solidi	938,4	1.273,7	1.765,6	2.554,2	3.328,7	3.647,1	3.950,0	3.994,0	4.302,3	4.443,9
Biogas	566,2	684,3	943,0	1.032,9	1.170,2	1.198,0	1.336,3	1.447,3	1.599,5	1.739,6
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	-	-	64,6	1.447,9
TOTALE	50.984,1	54.458,4	48.298,5	47.060,8	54.124,5	48.583,7	50.781,1	47.899,0	58.164,0	69.330,1

Negli ultimi anni risulta particolarmente evidente l’incremento della produzione di elettricità dal vento (da 563,1 a 6.542,9 GWh nel periodo 2000-2009), e dalle biomasse/rifiuti (da 1.504,6 a 7.631,4 GWh). Anche la produzione elettrica di origine geotermica, presenta un andamento crescente, sebbene in misura inferiore rispetto alle altre fonti (da 4.705,2 a 5.341,8 GWh). Il contributo del fotovoltaico rimane a livelli di poco inferiori all’ 1% (676,5 GWh nel 2009), tuttavia negli ultimi anni si registra un considerevole incremento di tale fonte e nel 2009 la produzione elettrica da fotovoltaico è stata 3,5 volte superiore a quella

del 2008. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata del 36,0% dal 2000 al 2009 e nell'ultimo anno l'incremento è stato del 19,2%, principalmente dovuto all'apporto da fonte idroelettrica. Nonostante i tassi di crescita delle fonti rinnovabili non tradizionali, è evidente la consistente prevalenza di una fonte estremamente variabile quale l'idroelettrico (70,9% delle fonti rinnovabili nel 2009).

1.5.1 Perdite di rete

La trasmissione di energia elettrica rappresenta la fase intermedia tra la produzione e la distribuzione agli utenti finali dell'energia elettrica. Un fattore rilevante per la valutazione dell'efficienza del sistema elettrico nazionale è costituito dalle perdite di rete. Queste sono dovute principalmente all'effetto Joule (o effetto termico), per il quale la corrente elettrica che scorre negli elettrodotti produce calore.

Nel seguente grafico (Figura 1.14) è riportato l'andamento delle perdite di rete dal 1990 al 2009. Sebbene l'andamento del parametro sia caratterizzato da notevoli oscillazioni è evidente una significativa riduzione della percentuale di perdite rispetto all'energia elettrica lorda prodotta. Per compensare le oscillazioni del parametro appare utile il confronto tra finestre temporali più che tra anni differenti, così la media delle perdite dal periodo 1990-1995 al periodo 2005-2009 passa dal 7,57% al 6,64%. La diminuzione di quasi un punto percentuale di perdite di rete sulla produzione lorda corrisponde ad una quantità rilevante di energia elettrica, su una produzione lorda nazionale dell'ordine di 300 TWh corrisponde a 3 TWh.

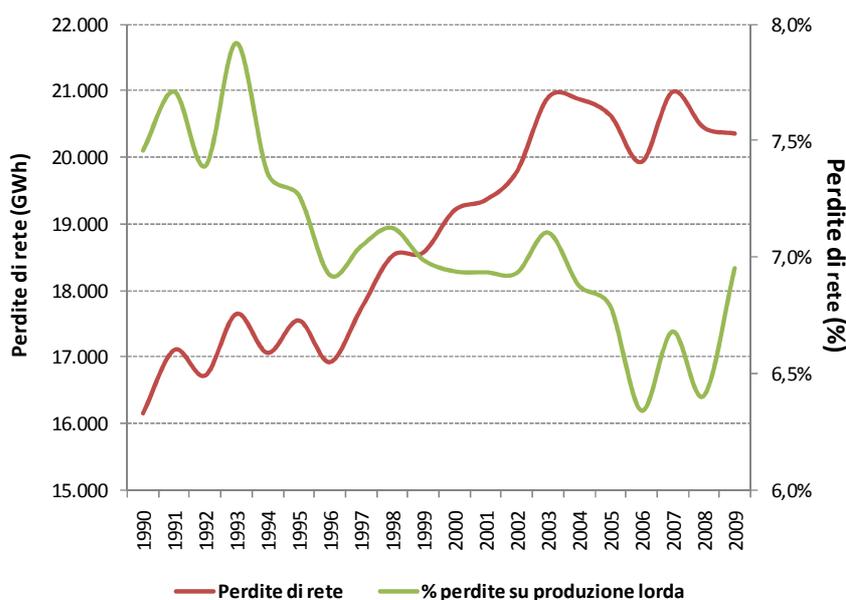


Figura 1.14 – Andamento della quantità di perdite di rete (GWh) e della percentuale sulla produzione di energia elettrica lorda.

In base alla legge di Joule la potenza trasferita da una linea elettrica è uguale al prodotto tra la tensione ai capi del circuito e l'intensità di corrente, pertanto a parità di potenza, occorre aumentare la tensione per ridurre la corrente e quindi le perdite. La riduzione delle perdite nel periodo considerato è pertanto ascrivibile ad un processo di razionalizzazione della rete elettrica da parte di TERNA che prevede, tra le altre misure, l'introduzione di nuovi collegamenti a 380 kV in sostituzione di un numero maggiore di linee a tensione inferiore¹.

Le perdite di rete media nel 2008 rispetto alla produzione totale lorda nella UE27 è stata al 6,0% a fronte del 6,4% dell'Italia, nello stesso anno i principali paesi mostrano perdite variabili dal 3,7% della Spagna al 7,2% del Regno Unito.

¹ TERNA, [Piano di sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale](#).

1.6 Emissioni di CO₂ da produzione elettrica

Il settore delle industrie energetiche che comprende gli impianti termoelettrici, le raffinerie e le cokerie, rappresenta la principale sorgente di emissioni di gas serra nazionali² (Figura 1.15).

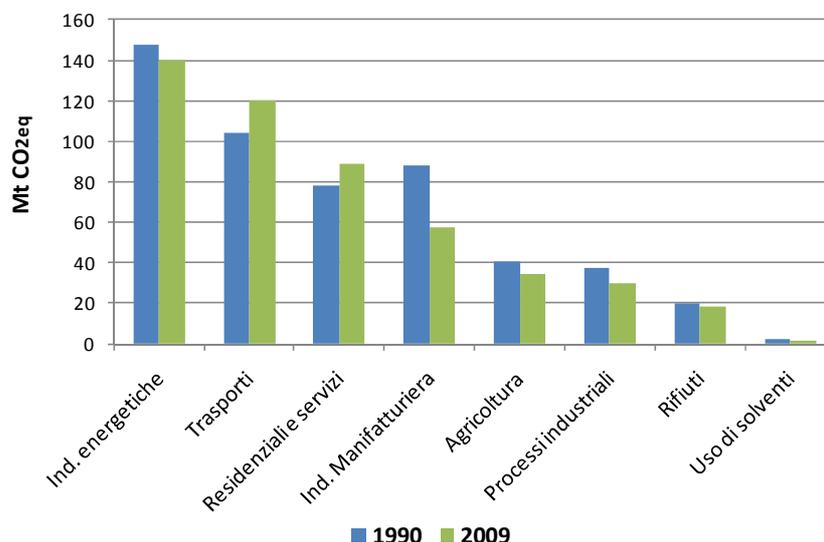


Figura 1.15 – Emissioni di gas serra per settore nel 2009 e nel 1990.

Nel 2009 le emissioni atmosferiche provenienti dalle attività delle industrie energetiche (140,1 Mt CO_{2eq}, comprensive delle emissioni fuggitive che incidono per il 5,4%) hanno rappresentato il 25,9% delle emissioni nazionali di gas serra, pari a 491,1 Mt CO_{2eq}. In base a quanto riportato nel NIR 2011 (Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2009. National Inventory Report del 2010) la quota di emissioni di GHG dovuta alla produzione di elettricità è pari al 70,1% delle emissioni totali del settore delle industrie energetiche (73,9% se non si considerano le emissioni fuggitive).

Occorre precisare che nell'inventario nazionale le emissioni di gas serra dovute alla generazione elettrica non sono presenti unicamente nel settore delle industrie energetiche, in tale settore viene considerata l'elettricità immessa direttamente in rete, mentre una considerevole quantità di energia elettrica viene prodotta per l'autoconsumo (6,9% della produzione lorda nazionale nel 2009). In base alle linee guida IPCC (1997) le emissioni dovute all'autoconsumo vanno annoverate nei settori di appartenenza delle rispettive attività (raffinerie, cokerie e acciaierie, industrie chimiche, cartiere e altro), inoltre una quota significativa dell'elettricità prodotta per incenerimento dei rifiuti è riportata nel settore dei servizi.

Le emissioni di anidride carbonica considerate nel presente studio sono calcolate in base al consumo di combustibili per la generazione elettrica, indipendentemente dalla distribuzione in rete o dall'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. I dati relativi al consumo di combustibili sono comunicati ad ISPRA da TERNA³ a partire dal 2001 ed i dati pubblicati da ENEL (poi TERNA)⁴ precedentemente a tale data.

² ISPRA, 2011

³ TERNA, comunicazione dei dati ad ISPRA.

⁴ ENEL (poi TERNA), Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, vari anni.

1.6.1 Stima dei fattori di emissione dei combustibili

I fattori di emissione utilizzati nel presente studio sono calcolati a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico dei rispettivi combustibili.

Per ognuno dei principali combustibili, quali gas naturale, carbone ed olio combustibile sono state adottate specifiche procedure. Di seguito si riporta una sintesi delle metodologie adottate; per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 6 del *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2009 - National Inventory Report* del 2010.

A partire dal 1990 il gas naturale utilizzato in Italia viene prodotto sul territorio nazionale ed è importato attraverso condotte dalla Russia, dall'Algeria e dai Paesi Bassi. Inoltre, una quota di GNL (Gas Naturale Liquefatto) proviene dalla Libia e dall'Algeria. Dal 2003-2004 vi è importazione dalla Norvegia e dalla Libia attraverso gasdotti e dal 2008 vi è un nuovo punto di ingresso di GNL proveniente dall'Oman.

Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). Il contenuto chimico ed il potere calorifico del gas sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas⁵. In questo modo è possibile stimare, anno per anno, il contenuto medio di carbonio ed il fattore di emissione del gas naturale utilizzato in Italia.

Per quanto riguarda l'olio combustibile la stima dei fattori di emissione è stata elaborata considerando i dati disponibili in letteratura ed i risultati delle analisi condotte da ENEL⁶ su più di 400 campioni. Il contenuto di carbonio dell'olio combustibile presenta variazioni in relazione al contenuto di zolfo, pertanto è possibile stimare il fattore di emissione medio a partire dal mix di olio a basso, medio ed elevato contenuto di zolfo.

Il combustibile solido utilizzato in Italia è solo in minima parte di origine nazionale, la maggior parte viene importato da diversi paesi. I dati relativi alle quantità importate annualmente sono resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico (BPT, Bollettino petrolifero trimestrale⁷). Il contenuto di carbonio nel combustibile presenta una relazione con il contenuto di idrogeno e con il potere calorifico inferiore. Il combustibile solido presenta una elevata eterogeneità in relazione all'umidità e contenuto in ceneri, parametri che possono rendere estremamente incerta la stima del contenuto di carbonio. La qualità delle stime può essere pertanto migliorata considerando l'umidità del carbone. Attualmente i limiti della stima del fattore di emissione del carbone sono superati con la seguente procedura:

- ENEL ha analizzato più di 200 campioni di carbone importato in un paio di anni per determinare un ampio set di parametri. In tal modo è stato possibile correlare il potere calorifico inferiore ed il contenuto di carbonio alle caratteristiche medie del carbone calcolate a partire da dati di letteratura⁸;
- per ogni anno è possibile calcolare la media pesata del potere calorifico inferiore ed il contenuto di carbonio del carbone importato utilizzando i dati di letteratura;
- utilizzando i valori calcolati e la correlazione individuata è possibile stimare il contenuto di carbonio medio del carbone. Dal 2008 la disponibilità di dati sul contenuto di carbonio presente nei combustibili utilizzati dai singoli impianti per ogni anno consente di affinare la stima.

Di seguito sono riportate le tabelle con i fattori di emissione per gas naturale, olio combustibile e carbone da vapore utilizzati nel presente studio e pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2009, National Inventory Report 2010*.

⁵ SNAM Rete Gas, Bilancio di Sostenibilità, vari anni.

⁶ ENEL, comunicazione dei dati ad ISPRA.

⁷ MSE, vari anni.

⁸ EMEP/CORINAIR, 2007

Tabella 1.10 – *Fattori di emissione medi del gas naturale.*

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ (con coefficiente di ossidazione pari a 0,995)	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Gas Naturale (secco) IPCC '96	56,061	55,780	1,925	2,334
Gas Naturale, IPCC '06	56,100			
media	54,100			
minimo	58,100			
massimo				
Fattori di emissione nazionali				
Gas Naturale, 1990	55,606	55,328	1,942	2,315
1995	55,702	55,423	1,961	2,319
2000	55,751	55,472	1,971	2,321
2001	55,699	55,421	1,960	2,319
2002	56,255	55,974	1,965	2,342
2003	55,874	55,594	1,961	2,326
2004	55,874	55,595	1,945	2,326
2005	55,869	55,590	1,944	2,326
2006	55,946	55,666	1,949	2,329
2007	55,917	55,637	1,947	2,328
2008	56,025	55,745	1,950	2,332
2008, pci 8190 kcal/m ³	57,196	56,910	1,950	2,381
2009	56,048	55,768	1,958	2,333
2009, pci 8190 kcal/m ³	57,415	57,128	1,958	2,390

Tabella 1.11 – Fattori di emissione medi dell’olio combustibile.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ (con coefficiente di ossidazione pari a 0.99)	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Olio combustibile, IPCC, 1996	77,310	76,539	3,148	3,202
Olio combustibile, IPCC '06				
media	77,400			
minimo	75,200			
massimo	79,600			
Fattori di emissione nazionali				
Olio combustibile, media 1990	77,339	76,565	3,111	3,203
media 1995	77,425	76,650	3,127	3,207
media 2000	76,665	75,898	3,124	3,176
media 2001	76,665	75,889	3,122	3,175
media 2002	76,709	75,942	3,125	3,177
media 2003	76,921	76,151	3,131	3,186
media 2004	76,939	76,170	3,132	3,187
media 2005	75,875	75,116	3,110	3,143
media 2006	75,952	75,193	3,111	3,146
media 2007	76,326	75,562	3,113	3,162
media 2008	76,393	75,629	3,111	3,164
media 2009	76,449	75,684	3,112	3,167

Tabella 1.12 – Fattori di emissione medi del carbone.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ (con coefficiente di ossidazione pari a 0.98)	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Carbone sub-bituminoso, IPCC 1996	98,200	96,234	2,557	4,026
Altro carbone sub-bituminoso, IPCC 2006, media	94,600			
minimo	87,300			
massimo	102,500			
Fattori di emissione nazionali				
Carbone da vapore, 1990	96,512	94,582	2,502	3,960
1995	95,926	94,007	2,519	3,936
2000	93,312	91,446	2,404	3,826
2001	95,304	93,398	2,434	3,908
2002	94,727	92,832	2,423	3,884
2003	95,385	93,478	2,435	3,911
2004	95,382	93,474	2,430	3,911
2005	94,403	92,515	2,419	3,871
2006	94,630	92,737	2,368	3,880
2007	95,192	93,288	2,386	3,903
2008	93,775	91,900	2,242	3,845
2009	93,913	92,035	2,285	3,851

Nella tabella 1.13 sono riportati i fattori di emissione degli altri combustibili. Tali fattori sono elaborati da ISPRA per la realizzazione dell’inventario nazionale delle emissioni e periodicamente pubblicati dal Ministero dell’Ambiente⁹.

⁹ MATTM, [Tabella dei parametri standard nazionali](#), versione del 17-3-2011.

Tabella 1.13 – Fattori di emissione per combustibile utilizzati per l’inventario delle emissioni di CO₂ nell’inventario nazionale UNFCCC (media dei valori degli anni 2007-2009).

PARAMETRI STANDARD ^[1] - COMBUSTIBILI/MATERIALI					
Combustibile/Materiale	Unità di misura utilizzata per consumo di combustibile	Fattore Emissione ^[2] (tCO ₂ /Un. di misura quantità)	Coefficiente Ossidazione	pci	Unità di misura pci
Gas naturale (metano)	1000 Stdm ³	1,961	0,995	8,372	Mcal/Stdm ³
	TJ	56,00	0,995	35,03	GJ/1000 Stdm ³
Olio combustibile	TJ	76,39	0,99	41,149	GJ/t
	t	3,14	0,99	0,983	tep/t
Gasolio riscaldamento (dati sperimentali)	TJ	74,438	0,99	42,621	GJ/t
	t	3,173	0,99	1,019	tep/t
Benzina senza piombo per autotrazione (dati sperimentali)	t	3,141	0,99	10,446	Gcal/t
				1,045	tep/t
GPL (Gas di petrolio liquefatto) (dati sperimentali)	t	3,024	0,99	11,021	Gcal/t
				1,102	tep/t
Coke da petrolio (pet coke)	TJ	100,76	0,998	31	GJ/t
	t	3,124	0,998	0,741	tep/t
Carbone da vapore	TJ	94,29	0,98	24,933	GJ/t
	t	2,351	0,98	0,596	tep/t
Coke (metallurgico)	TJ	108,09	0,98	29,288	GJ/t
	t	3,166	0,98	0,7	tep/t
Carbone per cokeria, altro carbone bituminoso	TJ	97,66	0,98	30,961	GJ/t
	t	3,024	0,98	0,74	tep/t
Agglomerati di carbone (sub-bituminoso)	TJ	96,1	0,98	n.d.	tep/t
Gas derivati di raffineria	t	3,113	0,995	1,2	tep/t
Gas derivati da cokeria	1000 Stdm ³	0,806	0,995	4,576	Mcal/Stdm ³
	TJ	42,11	0,995	8,96	GJ/t
Gas derivati da convertitore	1000 Stdm ³	1,502	0,995	1,84	Mcal/Stdm ³
	TJ	195,086	0,995	9,705	GJ/t
Idrocarburi pesanti per gassificazione	t	3,152	0,99	0,93	tep/t
Gas derivati di altoforno	1000 Stdm ³	0,953	0,995	0,84	Mcal/Stdm ³
	TJ	270,58	0,995	4,437	GJ/t
Oriemulsion	TJ	80,7	0,99	n.d.	
Virgin nafta	TJ	73,3	0,99	n.d.	
Semilavorati (feedstock di raffineria)	TJ	73,3	0,99	n.d.	
Gas proveniente da gassificazione di idrocarburi pesanti	TJ	95,23	0,99	5,74	GJ/t
Idrocarburi bruciati in torcia (butano)	TJ	66,203	0,99	45,78	GJ/t
Antracite	TJ	98,3	0,98	26,7	GJ/t
Bitume	t	3,239	0,99	0,961	tep/t
Lubrificanti - olii esausti	t	2,945	0,99	0,961	tep/t
Lignite	t	1,058	0,98	0,25	tep/t
Kerosene	t	3,186	0,99	1,04	tep/t
Legna	t	0	0,98	0,25	tep/t
Carbone di legna	t	0	0,98	0,75	tep/t
Biodiesel	t	0	0,99	0,887	tep/t
Rifiuti speciali combustibili ^[3]	t	1,832	0,98	0,478	tep/t
	TJ	91,602	0,98	20,00	GJ/t
CDR ^[4] prevalentemente da rifiuti solidi urbani	t	0,733	0,98	0,359	tep/t
	TJ	48,86	0,98	15,00	GJ/t
Altre fonti: Gas derivati da petrolio greggio	1000 Stdm ³	3,482	0,995	1,338	Mcal/Stdm ³
Clinker da cemento	t	0,527	/	/	/
Grafite / Polvere di grafite	t	3,664	0,98	/	/
Elettrodi di Grafite	t	3,664	0,98	/	/

¹ Fonte dati ISPRA 2011.

² Laddove sia presente una frazione di biomassa nel combustibile, i fattori di emissione riportati in tabella sono al netto della componente emissiva derivante dalla biomassa.espressi

³ Il fattore di emissione dei Rifiuti Speciali Combustibili riportato in tabella è espresso al netto della componente emissiva derivante dalla biomassa con l’assunzione che la componente fossile sia pari al 100% del totale.

⁴ Il fattore di emissione del CDR riportato in tabella è espresso al netto della componente emissiva derivante dalla biomassa con l’assunzione che la componente fossile sia pari al 50% del totale.

1.6.2 Stima delle emissioni di CO₂

Poiché dal 2001 si dispone del contenuto energetico dei combustibili utilizzati nella trasformazione elettrica, le emissioni dal 2001 al 2009 sono calcolate moltiplicando il fattore di emissione, espresso in t CO₂/TJ, per il contenuto energetico del combustibile. Le emissioni precedenti al 2001 sono state stimate a partire dal fattore di emissione dei combustibili, espresso in t CO₂/t, e dalle quantità di combustibile che TERNA pubblica annualmente.

Le tabelle ed il grafico di seguito riportati, mostrano che le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla combustione di prodotti petroliferi per la produzione termoelettrica ha rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una parte rilevante delle emissioni totali dal settore. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 59,7% delle emissioni per la generazione termoelettrica. Successivamente la quota da prodotti petroliferi è costantemente diminuita per arrivare al 9,8% delle emissioni del settore termoelettrico nel 2009.

D'altra parte il gas naturale mostra un incremento delle emissioni in ragione del fatto che diventa la risorsa energetica di origine fossile prevalente per la produzione elettrica. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti dal 14,8% nel 1990 al 46,9% nel 2009. Una quota consistente di emissioni di CO₂ proviene dall'utilizzo di combustibili solidi (principalmente carbone). La quota di emissioni dovuta a tali combustibili ha visto un andamento decrescente dal 1990, quando rappresentava poco più di un quinto delle emissioni del settore termoelettrico (22,3%), mentre negli ultimi anni si osserva un incremento della quota di CO₂ da combustibili solidi che nel 2009 rappresenta il 30,0% delle emissioni del settore.

Tabella 1.14 – Emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica per combustibile dal 1990.

Combustibili	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	Mt CO ₂									
Solidi	28,5	25,8	19,2	15,0	17,6	21,1	19,4	18,0	20,3	20,4
Gas naturale	18,9	17,4	16,9	18,9	19,0	22,1	23,3	27,4	32,0	39,0
Gas derivati	9,2	9,1	9,0	9,0	7,7	9,5	8,4	9,2	10,9	10,7
Prodotti petroliferi	70,1	71,2	78,3	76,5	77,5	81,7	78,9	76,5	72,3	62,2
Altri combustibili	1,2	1,4	1,6	1,7	2,0	2,4	3,1	3,4	4,4	5,9
Totale	127,9	124,8	124,9	121,1	123,7	136,8	133,0	134,6	139,9	138,2

Combustibili	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	Mt CO ₂									
Solidi	23,2	27,9	31,7	34,7	41,4	39,3	39,3	40,3	39,6	35,5
Gas naturale	43,4	42,3	43,6	49,4	52,1	58,8	60,6	65,9	65,2	55,5
Gas derivati	9,7	9,9	9,7	10,7	10,6	12,7	13,1	10,3	9,7	6,6
Prodotti petroliferi	58,2	51,8	52,9	45,3	32,8	24,8	23,8	16,5	13,7	11,6
Altri combustibili	6,6	6,2	7,2	7,9	9,3	9,4	11,1	11,9	11,2	9,1
Totale	141,2	138,1	145,2	148,1	146,2	145,0	147,8	144,8	139,4	118,3

Di particolare interesse appare il confronto tra la produzione elettrica lorda dai diversi combustibili e le rispettive emissioni di CO₂. In tal modo è possibile fornire una comparazione dei fattori di emissione delle risorse fossili.

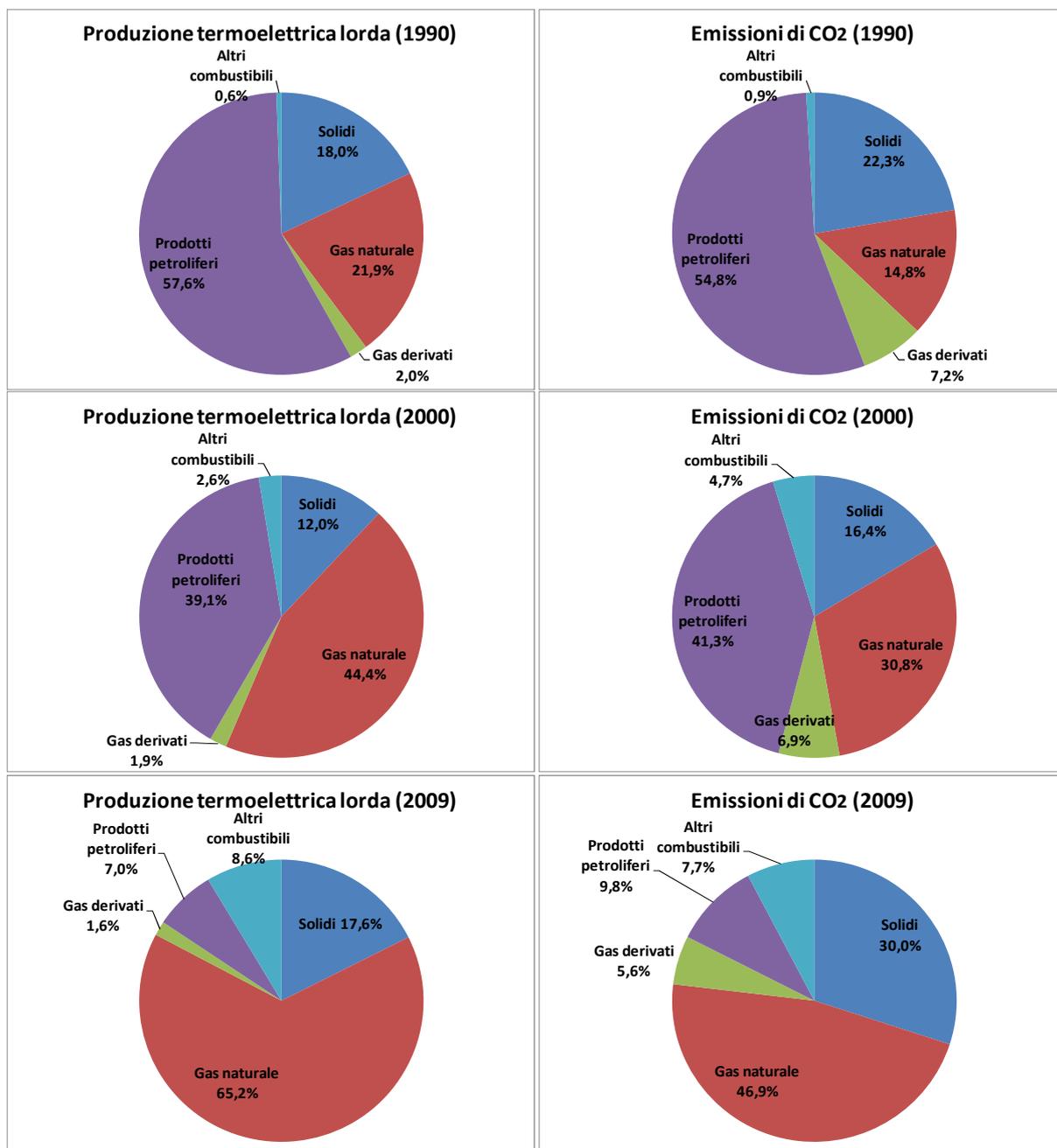


Figura 1.16 – Quota di produzione termoelettrica lorda per combustibile e quota di emissioni di anidride carbonica negli anni 1990, 2000 e 2009.

Dai precedenti grafici (Figura 1.16) emergono alcuni aspetti rilevanti:

- la progressiva riduzione della quota di prodotti petroliferi per la produzione termoelettrica sostituiti fundamentalmente dal gas naturale ed altri combustibili (rifiuti, biomasse, biogas-bioliquidi, gas residui e di sintesi, ecc.);
- la quota relativa di energia elettrica prodotta da combustibili solidi è ritornata nel 2009 ai livelli del 1990 (in termini assoluti si ha un incremento del 24,0%);
- i combustibili fossili presentano un differente contributo alle emissioni di CO₂ in relazione alla quantità di energia elettrica prodotta; la relazione dipende dalle caratteristiche chimico-fisiche dei combustibili e dalla efficienza di trasformazione degli impianti.

Nella figura 1.17 viene rappresentato l'andamento delle emissioni di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti energetiche di origine fossile per la produzione elettrica.

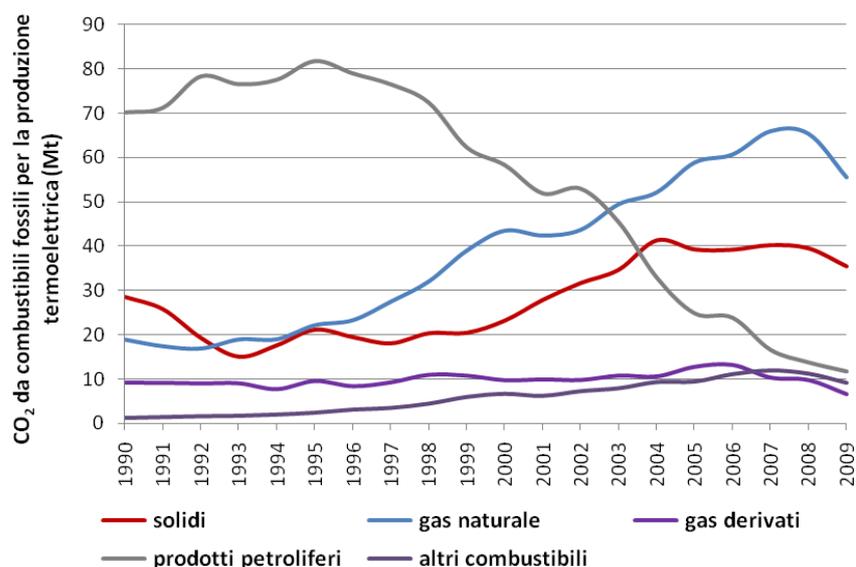


Figura 1.17 – *Andamento delle emissioni da produzione termoelettrica per combustibile.*

Nei seguenti grafici si osserva la variazione dell'energia elettrica prodotta e delle emissioni di CO₂ rispetto al 1990. Per i combustibili solidi e per i prodotti petroliferi si osserva una sostanziale covariazione per i due parametri, mentre per il gas naturale, i gas derivati e gli altri combustibili si osserva un incremento proporzionale maggiore per la produzione elettrica rispetto alle emissioni di CO₂. Tale configurazione trova spiegazione in diversi fattori, dall'incremento di efficienza della produzione elettrica, come nel caso del gas naturale, alla variazione del mix di combustibili con utilizzo di risorse caratterizzate da minori emissioni specifiche, come nel caso dei gas derivati o degli altri combustibili tra i quali figurano combustibili ad emissioni zero (biodiesel-bioliquidi, biogas, biomasse, rifiuti biodegradabili, ecc.).

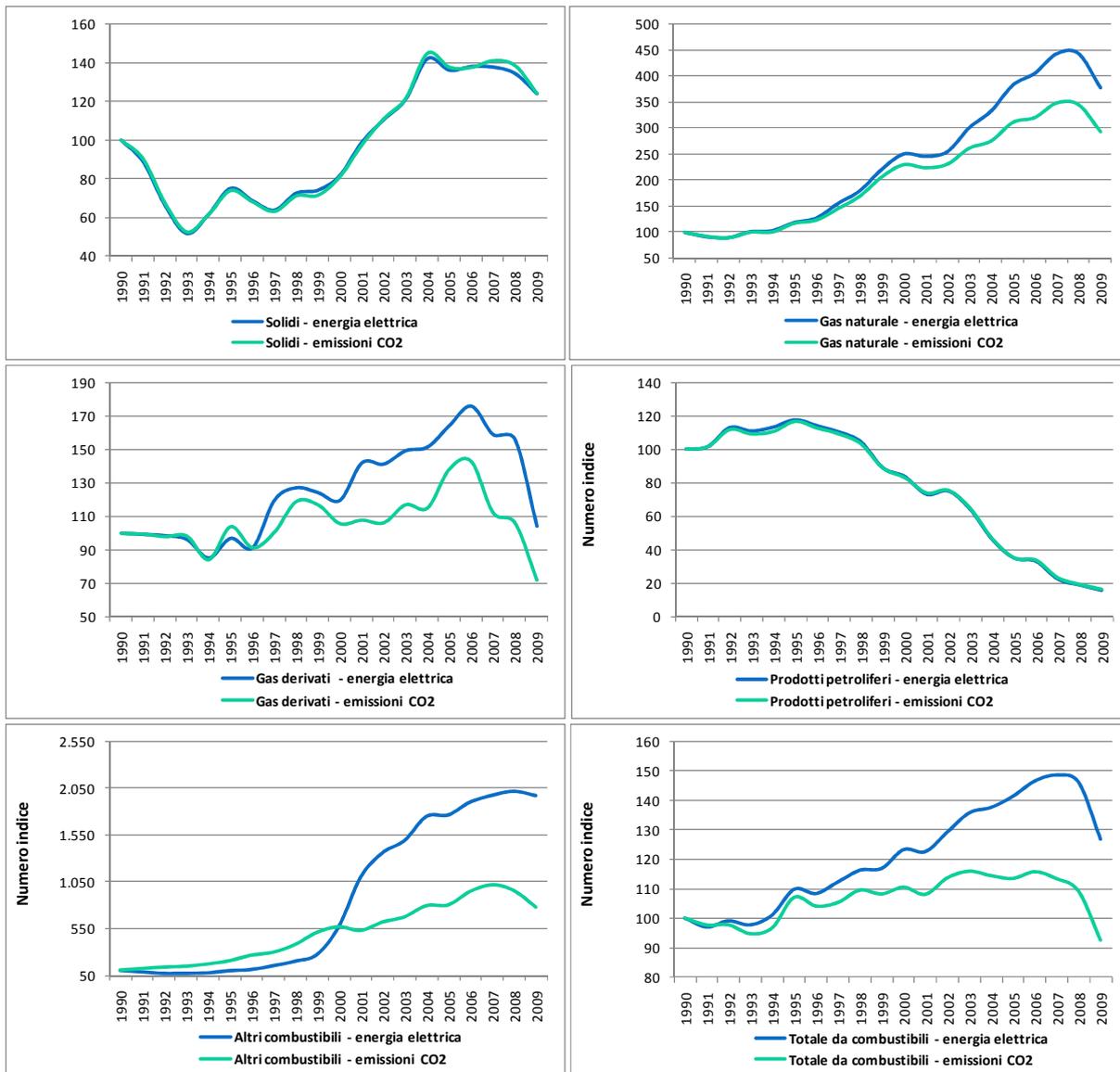


Figura 1.18 – *Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).*

Complessivamente l'intero parco termoelettrico nazionale presenta, a partire dal 1990, un incremento della produzione elettrica cui non è corrisposto un proporzionale incremento delle emissioni di CO₂ per via del miglioramento tecnologico e dell'utilizzo di un mix combustibile caratterizzato complessivamente da fattori di emissione inferiori. Le emissioni di CO₂ di origine termoelettrica, infatti, hanno raggiunto il punto più elevato nel 2003 con un incremento del 15,8% rispetto al 1990, mentre la produzione elettrica da combustione mostrava nello stesso anno un incremento del 35,6% rispetto al 1990. Negli ultimi anni (2008-2009), in seguito alla contrazione del sistema economico innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂, queste ultime nel 2009 sono inferiori a quelle del 1990 (-7,5%) a fronte di un incremento della produzione elettrica del 26,7%.

1.7 Emissioni specifiche da produzione termoelettrica

La quantità di anidride carbonica emessa per la produzione elettrica a livello nazionale dipende strettamente dal mix di combustibili utilizzato nel settore termoelettrico ed è funzione delle caratteristiche chimico-fisiche degli stessi combustibili (contenuto di carbonio, potere calorifico inferiore, ecc.).

Le emissioni di anidride carbonica per unità di energia elettrica lorda prodotta dal parco termoelettrico italiano mostrano un andamento in continua diminuzione dal 1990.



Figura 1.19 – Andamento del fattore di emissione di CO₂ per kWh elettrico prodotto dal parco termoelettrico.

La seguente tabella riporta i fattori di emissione per le diverse tipologie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. I gas derivati presentano i fattori di emissione più elevati tra i combustibili fossili, seguiti dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi, mentre gli 'altri combustibili' ed il gas naturale mostrano i fattori di emissione più bassi.

Tabella 1.15 – Fattori di emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica lorda per combustibile.

Combustibili	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	g CO ₂ /kWh lorda									
Solidi	890,4	904,1	903,1	898,5	884,4	874,3	879,2	878,0	870,4	857,0
Gas naturale	483,4	485,1	479,9	478,2	469,7	476,2	467,8	452,3	455,7	451,8
Gas derivati	2.579,8	2.585,2	2.567,5	2.636,3	2.550,7	2.768,3	2.583,2	2.169,8	2.416,3	2.430,1
Prodotti petroliferi	682,5	682,5	674,5	671,4	666,2	676,6	674,1	674,9	674,4	681,6
Altri combustibili	1.191,8	1.674,3	2.289,8	2.402,7	2.636,0	2.450,8	2.811,4	2.306,7	2.243,4	2.213,3
Totale	716,8	721,6	707,1	694,6	685,9	698,9	688,5	672,2	675,2	663,3

Combustibili	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	g CO ₂ /kWh lorda									
Solidi	881,4	877,9	894,5	894,2	909,4	901,8	888,3	913,2	918,6	892,7
Gas naturale	445,0	441,5	438,8	421,2	401,2	394,0	383,4	381,5	377,8	376,6
Gas derivati	2.282,1	1.960,7	1.941,8	2.024,6	1.962,6	2.175,7	2.097,2	1.823,7	1.756,5	1.784,6
Prodotti petroliferi	678,1	691,2	687,0	689,3	694,9	690,5	702,4	721,5	712,2	733,6
Altri combustibili	1.173,0	568,4	539,0	536,4	538,7	539,8	591,0	611,6	562,6	468,9
Totale	642,6	631,9	630,5	612,2	596,1	575,4	566,2	547,1	535,4	523,4

Dal 1990 al 2009 la produzione termoelettrica lorda nazionale presenta un fattore di emissione in continua diminuzione che va da 716,8 g CO₂/kWh a 523,4 g CO₂/kWh. La diminuzione del fattore di emissione è dovuta principalmente al costante incremento della quota di gas naturale nella produzione elettrica ed alla

continua diminuzione del fattore di emissione specifico per il gas naturale, diminuzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da gas naturale.

Occorre sottolineare che, fatto salvo il gas naturale, le altre voci riportate nella tabella 1.15 rappresentano gruppi di combustibili caratterizzati da estrema eterogeneità, il fattore di emissione riportato rappresenta quindi la media pesata in relazione alla produzione elettrica da ciascun combustibile. I dati relativi alla produzione elettrica da ogni singolo combustibile consentono di elaborare i fattori di emissione con un maggior livello di dettaglio.

Nella seguente tabella si osserva che i gas da acciaieria presentano i fattori di emissione più elevati (6.684 gCO₂/kWh, media 2001-2009), seguiti dai gas di altoforno (2.204 gCO₂/kWh, media 2001-2009). Per la categoria degli 'altri combustibili' il fattore di emissione medio è inferiore rispetto a quello dei singoli combustibili riportati in tabella poiché in questa categoria figurano anche le biomasse ed i biogas, ai quali corrisponde un bilancio emissivo nullo o prossimo a zero. Parimenti nullo è considerato il bilancio emissivo del 50% dei rifiuti solidi urbani e assimilabili e del CDR in quanto costituiti da materiale biodegradabile e pertanto compresi tra le fonti rinnovabili.

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica nazionale, compresa l'energia generata da fonti rinnovabili, è pari a 510,0 gCO₂/kWh nel 2009. Il fattore di emissione presenta un andamento costantemente decrescente.

Tabella 1.16 – Fattori di emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica lorda per combustibile a partire dal 2001.

COMBUSTIBILI	g CO ₂ / kWh lorda								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CARBONE ESTERO	877,8	894,5	894,2	909,4	901,8	888,3	913,8	918,6	892,6
CARBONE NAZIONALE							751,6		846,8
LIGNITE	1.594,8								
CARBONE SUB-BITUMINOSO									908,4
Solidi	877,9	894,5	894,2	909,4	901,8	888,3	913,2	918,6	892,7
GAS NATURALE	441,5	438,8	421,2	401,3	394,0	383,4	381,5	377,8	376,6
Gas Naturale	441,5	438,8	421,2	401,3	394,0	383,4	381,5	377,8	376,6
GAS DA ACCIAIERIA A OSSIGENO	6.527,7	6.395,1	6.606,9	6.611,7	6.449,0	6.897,2	6.607,9	6.955,9	7.108,0
GAS DA ESTRAZIONE		625,9	471,8	558,9	497,3	526,3	528,6	537,5	467,9
GAS D'ALTOFORNO	2.183,4	2.224,8	2.254,9	2.217,1	2.241,3	2.254,8	2.202,7	2.132,9	2.121,1
GAS DI COKERIA	387,0	389,6	399,5	388,5	418,8	409,3	414,9	415,2	414,2
Gas Derivati	1.960,5	1.941,8	2.024,7	1.962,6	2.175,8	2.097,2	1.823,7	1.756,5	1.784,6
CHEROSENE								388,2	
COKE DI PETROLIO	870,7	870,7	854,3	784,0	787,6	789,1	787,8	786,7	790,7
DISTILLATI LEGGERI	354,7	341,8	342,1	375,3	286,9	308,7	344,8		
GAS DI PETROLIO LIQUEFATTO	407,9	404,7	412,2	399,4	478,3	432,9		422,9	413,9
GAS DI RAFFINERIA	443,5	456,8	456,4	464,0	477,2	412,2	516,3	454,9	531,4
GASOLIO	632,4	620,1	648,7	699,2	746,1	807,2	820,6	848,7	866,1
NAFTA								382,3	543,4
OLIO COMBUSTIBILE	694,9	692,3	694,9	704,8	701,2	718,8	739,9	733,0	753,3
ORIMULSION	748,3	710,5	720,8	710,5	985,6				
PETROLIO GREZZO	610,1	641,3	655,1	674,5	628,0	824,1	952,8	1.124,2	
Prodotti Petroliiferi	691,2	687,0	689,3	694,9	690,5	702,4	721,5	712,2	733,6
ALTRI COMBUSTIBILI	963,1	879,8	951,3	1.080,3	1.267,5	989,1	1.033,0		
ALTRI COMBUSTIBILI GASSOSI	937,5		931,6	928,2	887,6	861,7	873,5	942,5	888,1
ALTRI COMBUSTIBILI, SOLIDI								1.312,8	1.416,6
CDR [1]								650,85	735,38
GAS DI SINTESI DA PROCESSI DI GASSIFICAZIONE	633,3	600,1	600,8	602,5	604,7	694,4	688,8	678,6	564,9
GAS RESIDUI DI PROCESSI CHIMICI	428,6	445,5	388,1	450,7	461,3	496,6	447,8	405,0	417,1
RIFIUTI INDUSTRIALI NON BIODEGRADABILI								1.232,8	1.225,6
RSU / RSAU, RIFIUTI SOLIDI URBANI O ASSIMILABILI [1]	782,4	916,9	1.024,7	1.017,0	975,0	962,2	1.109,6	978,3	1.039,3
ALTRI COMBUSTIBILI (con rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale)	568,4	539,0	536,4	538,7	539,8	591,0	611,6	562,6	468,9
TOTALE COMBUSTIBILI FOSSILI	637,6	638,0	621,4	607,3	586,7	577,9	558,6	547,9	541,7
TOTALE COMBUSTIBILI^[2]	631,9	630,5	612,2	596,1	575,4	566,2	547,1	535,4	523,4
TOTALE TERMOELETTRICO (+VAPORE ENDOGENO E ALTRE FONTI DI CALORE)^[3]	616,9	616,0	596,8	581,0	561,1	552,3	533,8	522,4	510,0
Totale E.E. (+altre FER)^[4]	508,0	524,9	517,3	494,2	488,5	480,5	469,9	444,7	410,3

[1] Il fattore emissivo è dimezzato in quanto il 50% del combustibile è rappresentato da rifiuti biodegradabili il cui bilancio emissivo è pari a zero.

[2] Nel totale da combustibili è considerata la combustione delle biomasse che formalmente rappresentano delle fonti rinnovabili con bilancio emissivo pari a zero.

[3] Nel totale termoelettrico è considerata l'energia geotermica (vapore) che rappresenta una fonte rinnovabile con bilancio emissivo pari a zero.

[4] Si considera il contributo della fonte idroelettrica al netto dei pompaggi, eolica e fotovoltaica.

1.7.1 Emissioni evitate da produzione termoelettrica

La diminuzione dei fattori di emissione da produzione termoelettrica possibile consente di elaborare una stima delle emissioni di CO₂ evitate a partire dal 1990.

La stima delle emissioni non avvenute è stata effettuata considerando la differenza tra il fattore di emissione dell'anno x ed il fattore di emissione per l'anno 1990, tale differenza è stata moltiplicata per la produzione termoelettrica dell'anno x fornendo una stima delle emissioni evitate in seguito alla variazione dei fattori di emissione. Occorre considerare che il valore elaborato per la produzione termoelettrica totale risente sia della variazione dei fattori di emissione per ciascun combustibile sia della composizione percentuale dei diversi combustibili nel mix combustibile, pertanto la differenza tra la somma di emissioni evitate dai vari combustibili e quella stimata in base al fattore di emissione per l'intero parco termoelettrico è dovuta alla variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili nel mix del settore termoelettrico.

Tabella 1.17 – Emissioni evitate per combustibile per variazione del fattore di emissione dei combustibili.

Combustibili	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	kt CO ₂									
Solidi	0	390	269	134	-119	-389	-248	-255	-468	-797
Gas naturale	0	62	-125	-208	-556	-337	-779	-1.887	-1.949	-2.727
Gas derivati	0	19	-43	193	-88	649	11	-1.743	-739	-661
Prodotti petroliferi	0	-0	-928	-1.268	-1.893	-719	-982	-861	-869	-81
Altri combustibili ^[1]	0	398	749	843	1.069	1.214	1.764	1.666	2.067	2.741
Totale termoelettrico^[2]	0	826	-1.727	-3.868	-5.574	-3.510	-5.468	-8.936	-8.633	-11.154

Combustibili	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	kt CO ₂									
Solidi	-238	-399	142	146	862	495	-93	1.005	1.215	89
Gas naturale	-3.752	-4.025	-4.439	-7.299	-10.665	-13.349	-15.811	-17.603	-18.248	-15.734
Gas derivati	-1.266	-3.124	-3.204	-2.945	-3.322	-2.359	-3.017	-4.269	-4.564	-2.943
Prodotti petroliferi	-381	650	348	449	584	286	674	892	571	811
Altri combustibili ^[1]	-107	-6.775	-8.762	-9.639	-11.266	-11.350	-11.278	-11.299	-12.525	-14.055
Totale termoelettrico^[2]	-16.305	-18.565	-19.879	-25.321	-29.597	-35.634	-39.349	-44.931	-47.262	-43.723

^[1] Sono compresi i rifiuti biodegradabili, i biogas e le biomasse di origine vegetale.

^[2] La somma non è uguale al contributo dei diversi combustibili per la variazione del mix combustibile rispetto al 1990.

I dati mostrano che la diminuzione dei fattori di emissione del gas naturale e degli 'altri combustibili' contribuiscono in maniera rilevante alla mancata emissione di CO₂. Se per il gas naturale la diminuzione può essere attribuita fondamentalmente a fattori tecnologici (cicli combinati e cogenerazione), per gli 'altri combustibili' diventa rilevante, a partire dal 2001, l'incremento di produzione termoelettrica da biomasse e rifiuti biodegradabili che presentano un bilancio emissivo nullo, contribuendo così a ridurre il fattore di emissione da questi combustibili. D'altro canto per gli impianti alimentati da combustibili solidi e da prodotti petroliferi occorre considerare il contributo dei processi di desolforazione e denitrificazione la cui richiesta energetica spesso compensa o supera i progressi tecnologici in efficienza.

Complessivamente la riduzione dei fattori emissivi specifici dal 1990 dei vari combustibili ed il diverso mix – principalmente il continuo incremento della quota relativa di gas naturale - ha portato alla mancata emissione di quasi 44 Mt di CO₂ nel 2009.

1.8 Ruolo della produzione elettrica da fonti rinnovabili nelle emissioni di gas serra

Nel presente studio si rivolge l'attenzione ai fattori di emissione di anidride carbonica della produzione elettrica nazionale ed al contributo della produzione da fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni atmosferiche, pertanto si farà riferimento alla quota di produzione elettrica effettiva da fonti rinnovabili, sebbene la Direttiva 28/2009/CE, recepita nella normativa nazionale dal D. Lgs. 3 marzo 2001 n. 28, introduca il metodo della normalizzazione della produzione da idroelettrico e da eolico per attenuare gli effetti delle variazioni climatiche.

Il fattore di emissione di CO₂ per l'intero settore della produzione elettrica, comprensivo dell'energia generata da fonti rinnovabili, è pari a 410,3 gCO₂/kWh nel 2009. Le fonti rinnovabili non contribuiscono all'emissione netta di gas serra per la produzione elettrica, per tale ragione la quota di elettricità da fonti rinnovabili comporta una riduzione del fattore di emissione per unità di energia elettrica prodotta. Si prescinde in questo studio da valutazioni inerenti le emissioni atmosferiche nel ciclo di vita delle fonti rinnovabili e delle fonti fossili, considerando le emissioni di anidride carbonica dovute alla sola fase di produzione dell'energia elettrica.

Un elemento di valutazione, circa il contributo relativo delle diverse fonti alla riduzione delle emissioni atmosferiche, è fornito dall'andamento temporale del fattore di emissione per la produzione elettrica e dal rapporto tra i fattori di emissione calcolati considerando i diversi contributi alla produzione elettrica (da soli combustibili fossili, comprensiva del contributo della combustione di rifiuti e biomasse, del geotermico e delle altre fonti rinnovabili).

Tabella 1.18 – Fattori di emissione da produzione elettrica per fonte. Sono inoltre riportate le variazioni percentuali dei fattori di emissione nel periodo 2001-2009 ed i rapporti tra i fattori calcolati considerando le diverse fonti energetiche.

Fonte	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Δ% (2001/2009)
	g CO ₂ / kWh lorda									
1. Fossile^[1]	637,6	638,0	621,4	607,3	586,7	577,9	558,6	547,9	541,7	-15,0%
2. Combustione^[2]	631,9	630,5	612,2	596,1	575,4	566,2	547,1	535,4	523,4	-17,2%
3. Termoelettrica^[3]	616,9	616,0	596,8	581,0	561,1	552,3	533,8	522,4	510,0	-17,3%
4. Totale^[4]	508,0	524,9	517,3	494,2	488,5	480,5	469,9	444,7	410,3	-19,2%
% (1/2)	-0,9%	-1,2%	-1,5%	-1,8%	-1,9%	-2,0%	-2,1%	-2,3%	-3,4%	
% (2/3)	-2,4%	-2,3%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,6%	
% (3/4)	-17,7%	-14,8%	-13,3%	-14,9%	-12,9%	-13,0%	-12,0%	-14,9%	-19,5%	
% (1/4)	-20,3%	-17,7%	-16,8%	-18,6%	-16,7%	-16,8%	-15,9%	-18,8%	-24,3%	

^[1] Combustibili fossili e rifiuti non biodegradabili.

^[2] Compresi il contributo dai rifiuti biodegradabili, i biogas e le biomasse di origine vegetale.

^[3] Compresa il contributo della fonte geotermica.

^[4] Compreso il contributo della fonte idroelettrica al netto da pompaggi, eolica e fotovoltaica.

Il rapporto tra i diversi fattori di emissione rappresenta il contributo delle diverse fonti rinnovabili nella riduzione delle emissioni da produzione elettrica. Il contributo dovuto alla combustione di biomasse e rifiuti cresce costantemente passando da -0,9% del 2001 a -3,4% del 2009. Il contributo della fonte geotermica appare più consistente, sebbene caratterizzato da valori pressoché costanti; anche il contributo delle fonti idroelettrica (al netto dai pompaggi), eolica e fotovoltaica, sebbene di maggiore entità, non è soggetto ad incrementi significativi nel periodo esaminato. Il contributo di riduzione delle emissioni oscilla infatti tra 12,0% e 19,5% rispetto al fattore di emissione dal termoelettrico e solo negli ultimi tre anni si osserva un andamento crescente che tuttavia dipende in larga misura dalla produzione idroelettrica (87,2% nel 2009), una fonte estremamente variabile e dipendente dalle condizioni meteorologiche.

Si può pertanto osservare che il tasso di riduzione del fattore di emissione del parco elettrico nazionale nell'ultimo decennio è prevalentemente dovuto al settore termoelettrico, soprattutto il settore che dipende da combustibili fossili. Sebbene in termini assoluti il contributo delle fonti rinnovabili abbia un peso notevole nella riduzione delle emissioni, è infatti evidente che il fattore di emissione del parco termoelettrico alimentato da fonti fossili si riduce del 15,0% nel periodo che va dal 2001 al 2009, mentre il fattore di

emissione complessivo si riduce del 19,2%, con un contributo addizionale pari al 4,2% in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili. Tali valori mostrano che l'effetto del miglioramento tecnologico degli impianti di combustione a partire dal 2001, in termini di riduzione delle emissioni, è stato superiore all'incremento di produzione elettrica da fonti rinnovabili nello stesso periodo. E' pertanto evidente che la misura che maggiormente incide nella riduzione delle emissioni di gas serra, ovvero la produzione elettrica da fonti rinnovabili, ha avuto un sviluppo minore nel periodo esaminato rispetto a quello del settore termoelettrico alimentato da risorse di origine fossile. Nel periodo esaminato la riduzione delle emissioni in seguito alla produzione elettrica da fonti rinnovabili passa da -20,3% del 2001 a -24,3% del 2009. Considerando che tale contributo è fortemente correlato alla quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili, come mostra il seguente grafico, si può dedurre che la riduzione emissiva nel settore elettrico di cui il paese beneficia per il contributo delle fonti rinnovabili è rimasto pressoché costante dal 1991, quando la produzione elettrica da fonti rinnovabili ammontava al 22,0% della produzione elettrica nazionale.

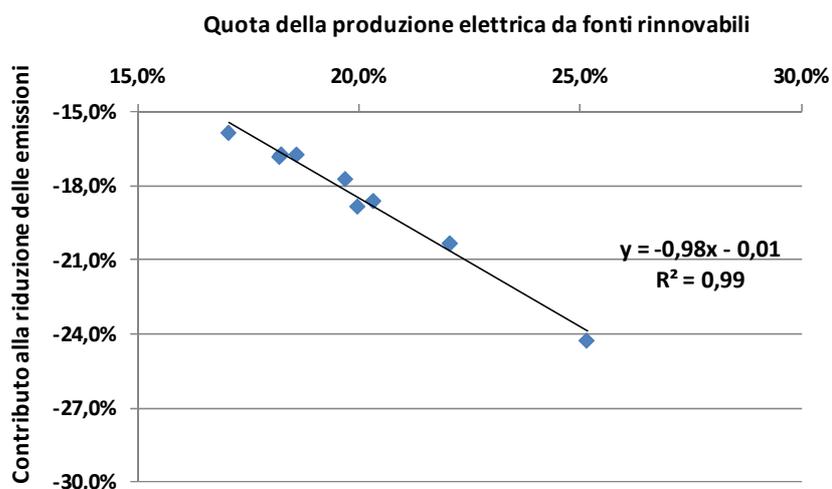


Figura 1.20 – Correlazione tra quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili e contributo alla riduzione delle emissioni da produzione elettrica.

Questo quadro mostra che l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili ha seguito l'incremento della produzione elettrica totale lasciando costante il contributo relativo delle fonti rinnovabili. Dal 1990 al 2009 l'incremento della produzione nazionale è stato pari a 75,8 TWh di cui 34,4 TWh da fonte rinnovabile pari al 45,4%, quasi metà dell'incremento di produzione elettrica rispetto al 1990 è stato quindi di origine rinnovabile. Il dato riferito al 2009 risente tuttavia della crisi economica che ha ridotto drasticamente i consumi di combustibili fossili. Inoltre la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili determina, in tale contesto, un incremento del peso relativo di tali fonti inficiato da fattori congiunturali. Per tale motivo appare più ragionevole fare riferimento all'incremento di produzione elettrica dal 1990 al 2008, precedentemente al calo dei consumi elettrici innescato dalla crisi economica. In tale periodo la produzione elettrica è cresciuta di 102,2 TWh e l'incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato pari a 22,7 TWh. Pertanto il 22,7% dell'incremento di energia elettrica prodotta dal 1990 al 2008 è stato di origine rinnovabile.

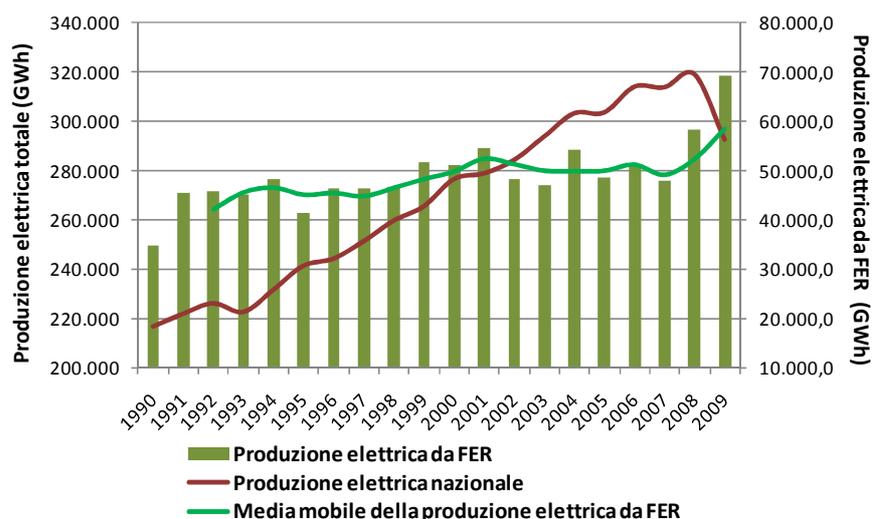


Figura 1.21 – Andamento della produzione elettrica totale e da fonti rinnovabili. E' inoltre riportata la media mobile della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

Un contributo notevole, in termini di riduzione del fattore emissivo per la produzione termoelettrica, è fornito dalla combustione di biomasse e rifiuti che rientrano nelle fonti rinnovabili. L'energia elettrica prodotta da biomasse e rifiuti aumenta infatti di un fattore 3,9 dal 2001 al 2009 passando da 1.958,0 GWh a 7.631,4 GWh ed il fattore di emissione della voce 'altri combustibili', in cui tali fonti sono comprese, passa da 568,4 gCO₂/kWh a 468,9 gCO₂/kWh dal 2001 al 2009, con una riduzione del 17,5%.

I fattori di emissione degli 'altri combustibili' mostrano le percentuali di riduzione maggiori tra i combustibili fossili, in ragione dell'incremento di biomasse e rifiuti per la produzione elettrica già a partire dal 2000.

Tabella 1.19 – Variazione dei fattori di emissione per combustibile.

Combustibili	Variazione % dei FE	
	1990-2009	2001-2009
Solidi	0,3%	1,7%
Gas naturale	-22,1%	-14,7%
Gas derivati	-30,8%	-9,0%
Prodotti petroliferi	7,5%	6,1%
Altri combustibili	-60,7%	-17,5%
Totale termoelettrico	-27,0%	-17,2%

Tale andamento è reso evidente dal disaccoppiamento osservato nella figura 1.18 che mostra l'incremento di produzione elettrica e di emissioni di CO₂ rispetto al 1990 per i diversi combustibili. Considerando quale fattore di disaccoppiamento tra due parametri il rapporto tra i rispettivi incrementi si osserva come per gli 'altri combustibili' l'incremento di energia elettrica nel 2009 è 2,54 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale ed i gas derivati il fattore di disaccoppiamento è rispettivamente 1,28 ed 1,45. Il combustibile solido non presenta alcun disaccoppiamento tra energia prodotta ed emissioni (fattore uguale ad 1), mentre i prodotti petroliferi mostrano un fattore di disaccoppiamento pari a 0,93, ovvero l'incremento delle emissioni di anidride carbonica dal 1990 al 2009 è maggiore dell'incremento di produzione elettrica nello stesso periodo. Tale circostanza è messa in evidenza anche dall'incremento dei fattori di emissione dei prodotti petroliferi dovuto ai processi energivori di denitrificazione e desolfurazione. Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,37.

Il fattore di emissione per la produzione elettrica totale passa da 599,1 gCO₂ per kWh del 1990 a 410,3 gCO₂ per kWh del 2009 con una riduzione del 31,5%. Le repentine oscillazioni annuali sono dovute alla variabilità della produzione idroelettrica.

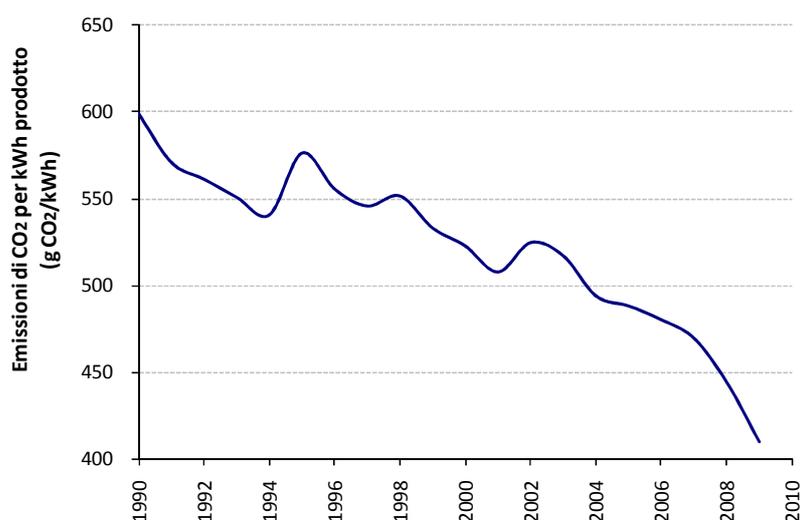


Figura 1.22 – *Andamento del fattore di emissione di CO₂ per kWh elettrico prodotto.*

Di seguito si riportano i valori dei fattori di emissione stimati per la produzione elettrica nazionale dal 1990 al 2009. In tale stima la produzione idroelettrica viene considerata al netto della produzione da pompaggi.

Tabella 1.20 – *Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale dal 1990 al 2009.*

Fattore di emissione	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
g CO ₂ /kWh totale lorda (escluso pompaggi)	599,1	571,0	561,3	551,0	540,8	576,4	555,7	545,9	551,7	533,3
Fattore di emissione	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
g CO ₂ /kWh totale lorda (escluso pompaggi)	523,0	508,0	524,9	517,3	494,2	488,5	480,5	469,9	444,7	410,3

Nel grafico successivo (Figura 1.23) è riportato il confronto tra i fattori di emissione della CO₂ dal 1990 per la produzione termoelettrica e per la produzione elettrica totale, comprensiva quindi della produzione da fonti rinnovabili.

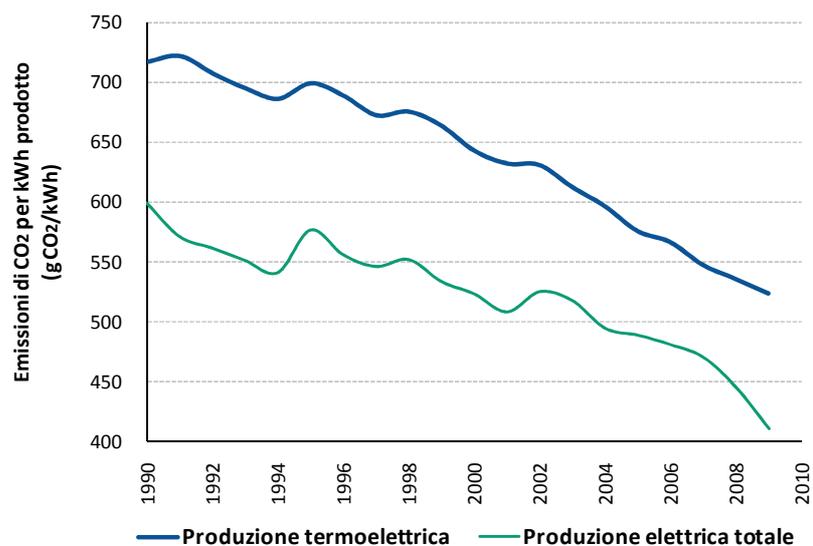


Figura 1.23 – Andamento del fattore di emissione di CO₂ per kWh elettrico prodotto.

L'applicazione della stessa metodologia descritta nel paragrafo 1.7.1 ai fattori di emissione della produzione elettrica nazionale consente di stimare le emissioni evitate in seguito alla variazione del fattore di emissione nel settore elettrico.

Tabella 1.21 – Emissioni evitate per la variazione del fattore di emissione della produzione elettrica.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
CO₂ evitata (kt)	0	-6.233	-8.540	-10.722	-13.514	-5.479	-10.607	-13.377	-12.318	-17.489
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CO₂ evitata (kt)	-21.065	-25.427	-21.113	-24.041	-31.825	-33.601	-37.238	-40.541	-49.288	-55.248

1.8.1 Incentivazione delle fonti rinnovabili ed emissioni evitate

In seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili. Attualmente in Italia sono operativi i seguenti meccanismi:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- *feed-in tariffs* (tariffa fissa onnicomprensiva) per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica, recentemente riformulato dal Decreto Interministeriale firmato il 5 maggio 2011 dai ministri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico (Quarto Conto Energia);
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Secondo quanto riportato dalla Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) la quantità di energia elettrica incentivata con i CV è stata pari a circa 17,4 TWh nell'anno 2009, nello stesso anno l'energia incentivata con il CIP/6 nel 2009 è passata a circa 6,9 TWh¹⁰. Nella seguente tabella sono riportate le quantità di energia elettrica incentivata ed i relativi oneri per i diversi meccanismi di incentivazione secondo AEEG:

Tabella 1.22 – Energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata e relativi oneri degli strumenti di incentivazione presenti in Italia, dati 2008 e 2009.

Regimi di incentivazione	2008		2009	
	Energia (TWh)	Costo (M€)	Energia (TWh)	Costo (M€)
CIP 6 (solo FER)	7,8	948	6,9	810
Certificati Verdi	10,5	615	17,4	1.296
Tariffa fissa onnicomprensiva	0,2	36	0,7	112
Conto energia fotovoltaico	0,2	110	0,7	303
TOTALE	18,7	1.709	25,7	2.521

I dati della AEEG mostrano che i Certificati Verdi e i CIP 6 rappresentano allo stato attuale i meccanismi incentivanti prevalenti, in termini di quantità di energia elettrica incentivata (94,6% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile incentivata).

I CIP 6/1992 sono stati il primo provvedimento di promozione dell'energia rinnovabile in Italia. Tale sistema è stato riformato dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal D. Lgs. 79/1999 che vede scomparire il concetto di *'fonti assimilate'*, presente nel precedente provvedimento e che equiparava ai fini incentivanti le fonti rinnovabili propriamente dette e quelle assimilate, di fatto fonti termiche con utilizzo dei reflui.

Il D. Lgs 79/1999 ha introdotto l'obbligo per le imprese che producono o importano elettricità da fonti non rinnovabili ad immettere in rete una quota prodotta da impianti nuovi o ripotenziati alimentati da fonti di energia rinnovabili a decorrere dal 2001. Tale quota, inizialmente è stata inizialmente fissata al 2% dell'energia prodotta o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh. Successivamente la quota è stata incrementata dello 0,35% ogni anno dal 2004 al 2006 (D. Lgs. 387/2003) e dello 0,75% dal 2007 al 2012 (L. 244/2007). La Legge 99/2009 trasferisce tale obbligo sui soggetti che concludono con TERNA contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo.

¹⁰ AEEG, Memoria per l'audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, 19 maggio 2011. <http://www.autorita.energia.it/allegati/audizioni/parlamentari/012-11pas.pdf>

Le quote di energia richieste dalla normativa possono essere raggiunte attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, oppure attraverso l'acquisto, in tutto o in parte, della quota equivalente o dei relativi diritti (Certificati Verdi) da altri produttori.

In base alla definizione degli obiettivi definiti dalla suddetta normativa e dal relativo meccanismo incentivante può essere calcolata la quota obbligatoria di energia elettrica da fonti rinnovabili addizionale rispetto a quella prodotta fino al 2000. La quota per l'anno 2009 è pari al 5,3% dell'energia prodotta o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente.

La tariffa onnicomprensiva è una forma di incentivazione indirizzata agli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW, e 0,2 MW per gli impianti eolici. L'energia netta riconosciuta all'intervento effettuato ed immessa nel sistema elettrico può essere incentivata, in alternativa ai certificati verdi, con una tariffa fissa onnicomprensiva (Tabella 3 della Legge 244/2007) di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni. La Tabella della Legge Finanziaria 2008 è stata aggiornata dalla Legge 99/2009. Al termine dei 15 anni l'energia elettrica è remunerata alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.lgs. 387/2003.

Il Conto Energia è il nome dato al programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare con impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica. L'iter normativo del Conto Energia ha visto diverse tappe ed ha avuto inizio in Italia con il recepimento della Direttiva 2001/77/CE attraverso il D.Lgs. 387/2003. Il meccanismo di incentivazione è stato avviato con i DM del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (Primo Conto Energia), successivamente riformulato dal DM del 19/02/2007 (Secondo Conto Energia), dal DM 6/8/2010 (Terzo Conto Energia) e recentemente dal decreto sul Quarto Conto Energia firmato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente il 6 maggio 2011.

I vari meccanismi di incentivazione hanno fornito un notevole impulso allo sviluppo degli impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili. A partire dal 2000 si osserva un significativo incremento della capacità installata. Nel 2009 la potenza efficiente lorda operativa è passata a 26.517 MW con un incremento dell'11,1% (2.658 MW) rispetto all'anno precedente. Particolarmente rapido è lo sviluppo del fotovoltaico, passato da 6,3 MW del 2000 a 1.142 del 2009, e dell'eolico, da 363 MW del 2000 a 4.898 del 2009. Complessivamente la potenza efficiente lorda installata nel 2009 presenta un incremento del 44,7% rispetto al 2000.

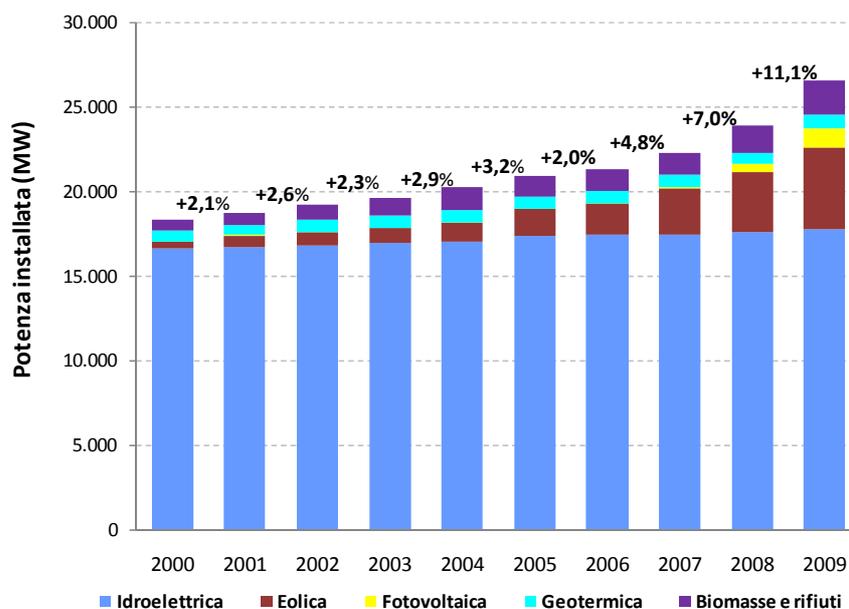


Figura 1.24 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili. La potenza degli impianti che utilizzano biomasse è fornita per combustibile utilizzabile (dati TERNA).

La produzione elettrica totale da fonti rinnovabili nel 2009 è stata di 73,6 TWh (compresa l'energia elettrica dai pompaggi), pari al 33,7% della produzione elettrica lorda nazionale da fonte fossile e 23,0% dell'energia elettrica richiesta dalla rete, considerando quindi anche l'energia elettrica importata. Nel 2000 le suddette percentuali erano rispettivamente 26,4% e 19,3%. Ai fini della valutazione dell'efficacia dei meccanismi di incentivazione dei certificati verdi, si omette di considerare la quota di energia elettrica importata dall'estero e di origine rinnovabile. Quest'ultima ammontava nel 2008 a circa il 66,7% dell'energia elettrica importata¹¹.

La produzione addizionale di energia elettrica da fonti rinnovabili avvenuta nel 2009 rispetto al 2000 è stata di 15.956 MWh (18.346 MWh al netto dei pompaggi dell'idroelettrico).

Il calcolo delle emissioni di CO₂ evitate in seguito alla produzione elettrica da fonti rinnovabili è stato effettuato considerando le variazioni intervenute nel fattore di emissioni per la produzione elettrica da fonti fossili. Le emissioni di CO₂ evitate ogni anno possono essere calcolate moltiplicando il fattore di emissione per la produzione di energia elettrica da fonti fossili per la nuova produzione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'anno 2000 (Figura 1.25). Nel 2009 le emissioni di CO₂ evitate cumulativamente per l'incremento di produzione elettrica da fonti rinnovabili rispetto al 2000 è stato di 9,9 Mt.

¹¹ GSE, 2009.

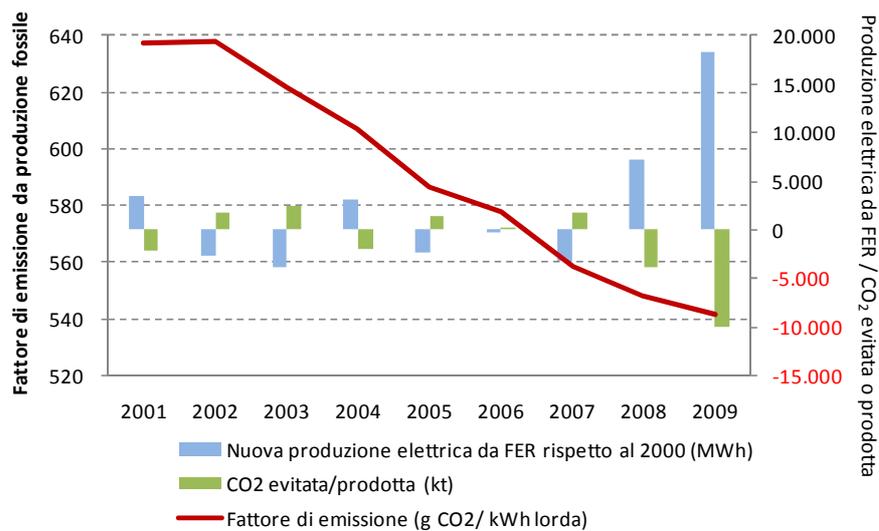


Figura 1.25 – Andamento del fattore di emissione da fonte fossile ed andamento cumulativo della nuova produzione da fonti rinnovabili rispetto al 2000 e delle emissioni di CO₂ evitate.

L'applicazione dello stesso criterio di calcolo alla nuova produzione elettrica da fonti rinnovabili a partire dal 1990 è possibile stimare una quantità cumulativa di emissioni evitate fino al 2009 pari a 18,6 Mt CO₂.

1.9 I fattori di emissione della produzione elettrica nella letteratura internazionale

Il rapporto annuale della *International Energy Agency* (IEA)¹² sulle emissioni di CO₂ da combustione stima il fattore di emissione per la produzione elettrica e calore per diversi paesi a partire dal 1971. Nel seguente grafico è riportata la serie storica elaborata da IEA per l'Italia dal 1971 al 2008, ultimo anno disponibile nello studio.

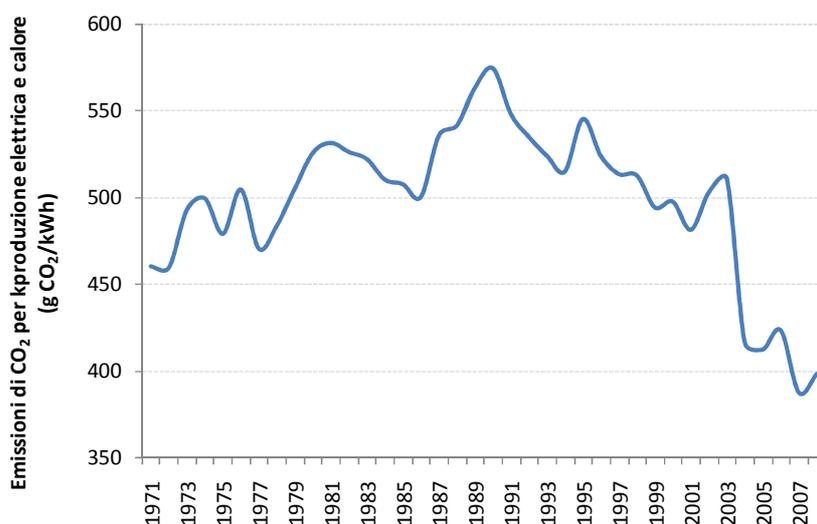


Figura 1.26 – Andamento del fattore di emissione di CO₂ per produzione di energia elettrica e calore (IEA).

Il grafico mostra l'incremento del fattore di emissione fino al 1990, in corrispondenza dell'incremento delle risorse fossili nel mix di combustibili per la produzione elettrica. Successivamente il fattore di emissione diminuisce in relazione soprattutto al miglioramento della tecnologia di combustione.

Di seguito è illustrato il confronto tra i fattori di emissione presentati nel presente studio e le stime di IEA tra il 1990 ed il 2008 (Figura 1.27). Fino al 2003 si osserva un andamento parallelo delle due stime, con le stime IEA costantemente inferiori a quelle ISPRA di un fattore che va dal 1,24% al 7,29%. Lo scostamento delle due stime successivamente al 2004 è dovuto alla produzione di calore considerato da IEA nella stima del fattore di emissione¹³. In base ai dati EUROSTAT non vi è produzione di calore in Italia precedentemente al 2004, pertanto la differenza tra le due stime per gli anni precedenti al 2004 sono dovute alle diverse metodologie adottate per il calcolo del fattore di emissione per kWh prodotto. A tal proposito si sottolinea che le stime di IEA per le emissioni di CO₂ per combustibile sono elaborate usando la metodologia ed i fattori di emissione di default delle linee guida IPCC (1996)¹⁴. I fattori di emissione ed i poteri calorifici dei combustibili utilizzati da IEA sono valori medi costanti per l'intera serie storica. In particolare, nell'edizione 2010 del rapporto IEA viene utilizzata la media dei fattori di emissione per combustibile (g CO₂/kWh di elettricità e calore) dei paesi OCSE tra il 2006 ed il 2008. Tali fattori possono essere molto differenti nei diversi paesi in relazione alla variabilità annuale del potere calorifico dei combustibili utilizzati, al contenuto di carbonio degli stessi ed all'efficienza della trasformazione elettrica nei rispettivi impianti. I fattori di emissione stimati nel presente studio considerano il contenuto energetico medio dei combustibili utilizzati nel parco termoelettrico nazionale e, nel caso dei principali combustibili (gas naturale, carbone, olio combustibile), la variabilità annuale del contenuto energetico e del contenuto di carbonio.

¹² IEA, 2010.

¹³ Per calcolare il fattore di emissione per kWh prodotto di energia elettrica e calore IEA converte il calore, espresso in TJ, usando la relazione 1TWh = 3.600 TJ e addiziona tale fattore all'energia elettrica prodotta.

¹⁴ IPCC, 1997. *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, IPCC/OECD/IEA, Paris, 1997.

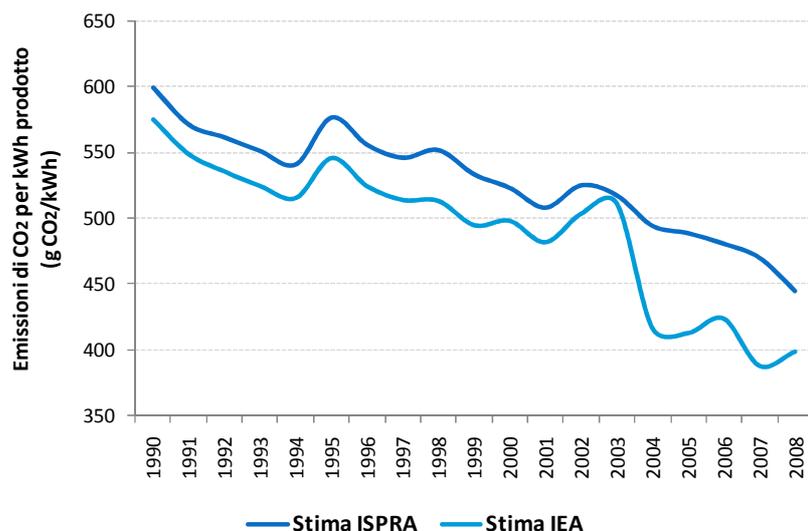


Figura 1.27 – Andamento dei fattori di emissione per la produzione elettrica e calore (IEA) e per la produzione elettrica (ISPRA).

L'introduzione del calore, prodotto a partire dal 2004, nelle stime ISPRA consente di osservare una sostanziale sovrapposizione con la stima dei fattori di emissione della IEA. Le restanti differenze sono dovute ai diversi fattori di emissione per combustibile utilizzati per le due stime.

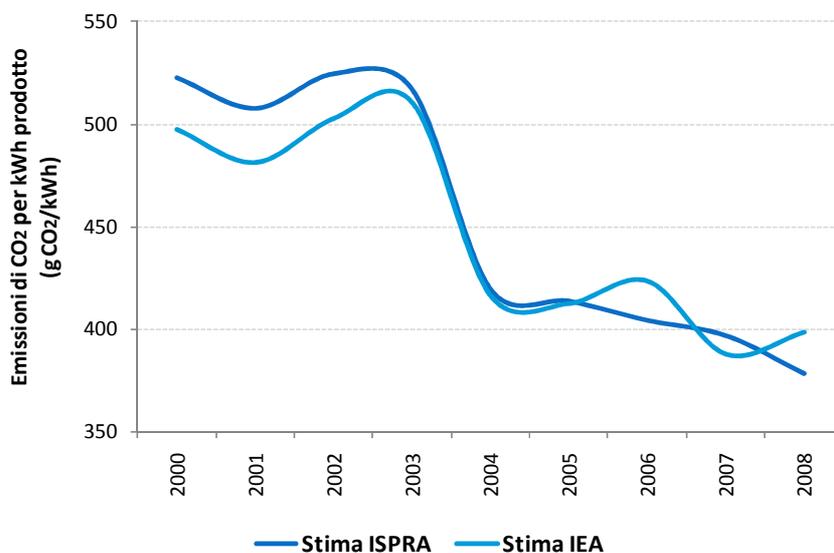


Figura 1.28 – Andamento dei fattori di emissione per la produzione elettrica e calore dal 2000.

L'utilizzo, da parte di IEA, del valore medio dei paesi OCSE tra il 2006 ed il 2008 per i fattori di emissione dei combustibili per l'intera serie storica spiega lo scostamento osservato tra le due stime fino al 2003. I fattori di emissione medi per ciascun combustibile tra il 2006 ed il 2008 riflettono infatti una migliore efficienza di trasformazione rispetto agli anni precedenti, pertanto l'applicazione di tali fattori per gli anni in cui non si ha la stessa efficienza di trasformazione conduce ad una sottostima delle emissioni effettive.

Tabella 1.23 – *Fattori di emissione, stime ISPRA e IEA. Dal 2004 sono forniti i fattori di emissione comprensivi della produzione del calore secondo la metodologia IEA.*

Fattore di emissione (g CO₂ /kWh)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ISPRA	599,1	571,0	561,3	551,0	540,8	576,4	555,7	545,9	551,7	533,3
IEA	574,5	548,2	535,1	524,1	515,1	545,3	524,0	513,6	512,8	494,4

Fattore di emissione (g CO₂ /kWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ISPRA	523,0	508,0	524,9	517,3	494,2	488,5	480,5	469,9	444,7	410,3
ISPRA (con calore)	-	-	-	-	419,5	413,7	404,3	396,8	378,2	349,4
IEA	497,7	481,5	503,0	510,9	416,3	412,5	423,5	387,8	398,5	-

2 IL SETTORE TERMOELETTRICO NEL SISTEMA ETS

In base alla Direttiva 87/2003 (*Emissions Trading Scheme*, ETS), recepita nella normativa nazionale dal D. Lgs. 4 aprile n. 216, è stato istituito un sistema di scambio delle quote di emissione dei gas serra tra gli Stati dell'Unione Europea. Il sistema dell'*Emissions Trading* comporta la definizione di un limite massimo (*cap*) alle emissioni di gas serra dagli impianti industriali che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva. I permessi di emissione vengono assegnati a ciascun impianto attraverso il Piano Nazionale di Allocazione (PNA). Ogni permesso (*European Unit Allowances*, EUAs) attribuisce il diritto ad emettere una tonnellata di anidride carbonica equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento. I permessi di emissione di anidride carbonica allocati ma non emessi possono essere scambiati tra i diversi operatori del mercato europeo. Tale sistema dovrebbe innescare un meccanismo di mercato di natura concorrenziale che porti alla riduzione delle emissioni da parte degli impianti industriali. In tal modo il prezzo al quale sono stati scambiati i permessi di emissione rappresenta un indicatore dell'efficacia del sistema e della sua capacità di trasmettere agli operatori un segnale di scarsità rispetto alla disponibilità di permessi.

Il primo periodo di implementazione del sistema ETS è partito il 1° gennaio 2005 e si è concluso il 31 dicembre 2007. In Italia, le quote del primo periodo sono state assegnate con il provvedimento DEC/RAS/74/2006 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Con la Decisione 20/2/2008 il Comitato nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE, costituito da rappresentanti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero dello Sviluppo Economico, ha provveduto all'assegnazione delle quote per il secondo periodo (2008-2012).

In base al Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216, successivamente modificato dal Decreto Legislativo 7 marzo 2008, n. 51, i gestori degli impianti che rientrano nel sistema ETS inviano al Comitato, entro il 31 marzo, una dichiarazione corredata da attestato di verifica con i dati delle attività e delle emissioni dell'impianto nell'anno solare precedente. (art. 15, c. 5)

Attualmente sono disponibili i dati consuntivi delle emissioni allocate e verificate fino al 2010, tuttavia nel presente studio verranno prese in considerazione i dati fino al 2009 per operare un confronto con i dati di TERNA.

2.1 Combustibili ed emissioni

Un confronto tra dati Terna e dati del sistema ETS deve essere fatto con estrema cautela considerando i diversi obiettivi dei relativi sistemi di raccolta dei dati. Se Terna ha l'obiettivo di censire gli impianti in relazione alla produzione di energia elettrica, ETS ha l'obiettivo di censire gli impianti in relazione alle emissioni di CO₂. Diventa pertanto impossibile una completa sovrapposizione tra i due sistemi per quanto riguarda i combustibili utilizzati poiché Terna considera soltanto i combustibili utilizzati per la produzione elettrica mentre diversi impianti non producono esclusivamente energia elettrica dalla combustione dei combustibili (è il caso del settore siderurgico e delle raffinerie). Inoltre i termovalorizzatori che bruciano rifiuti con generazione elettrica non sono compresi nel sistema ETS. Le stesse centrali termoelettriche utilizzano parte dei combustibili per la produzione di calore.

Nonostante tali limiti è possibile fare alcune considerazioni circa le emissioni da combustione negli impianti del settore termoelettrico che fanno parte dell'ETS. Nella successiva tabella sono riportate le emissioni degli impianti appartenenti al settore ETS "Impianti termoelettrici cogenerativi e non cogenerativi" ed il relativo confronto con i dati Terna.

Tabella 2.1 – Numero di impianti termoelettrici che fanno parte del sistema ETS. Sono inoltre riportate le emissioni verificate di CO₂ da tali impianti e le emissioni calcolate in base ai dati sul consumo di combustibili forniti da TERNA.

Anno	N° Impianti	Emissioni di CO₂ ETS (t)	Emissioni di CO₂ TERNA (t)	%
2005	179	139.238.743	143.916.710	96,7%
2006	184	143.247.088	146.709.292	97,6%
2007	198	141.035.054	143.446.083	98,3%
2008	195	128.861.971	138.155.762	93,3%
2009	206	111.956.903	117.067.323	95,6%

Di seguito è riportato un prospetto con il contenuto energetico dei combustibili utilizzati dai vari impianti e le relative emissioni di CO₂.

Tabella 2.2 – Contenuto energetico (TJ) ed emissioni dai combustibili utilizzati nel parco termoelettrico del sistema ETS ordinati per ordine decrescente delle emissioni registrate nel 2009.

Combustibile	2005		2006		2007		2008		2009	
	Energia (TJ)	Emissioni CO2 (t)								
Gas naturale	1.052.566	58.410.230	1.103.353	61.520.246	1.200.117	66.916.352	1.167.149	65.188.277	985.231	55.274.247
Carbone da vapore	410.429	37.933.630	413.946	38.335.624	416.470	38.770.022	413.126	37.896.930	378.059	34.762.384
Olio combustibile	294.215	22.623.957	284.451	21.831.723	182.042	13.918.643	124.063	9.480.219	102.955	7.885.357
Gas da gassificazione di idrocarburi pesanti/ Idrocarburi pesanti per gassificazione	78.465	7.652.180	86.753	8.497.905	90.111	8.769.894	86.974	8.514.175	83.626	7.276.844
Gas di altoforno	35.625	9.169.531	33.945	8.786.254	22.321	5.953.826	19.492	5.064.234	17.127	4.385.007
Gasolio per riscaldamento	6.902	510.320	6.824	505.293	5.335	389.574	5.536	407.283	7.278	535.176
Gas di cokeria	13.983	586.140	15.040	644.417	16.099	683.858	14.885	628.256	12.211	524.213
Gas di raffineria	11.334	657.474	8.649	565.701	10.567	643.835	5.210	316.383	4.933	334.927
Gas naturale da giacimento	1.015	51.395	743	52.137	1.403	97.726	4.518	317.861	3.974	286.877
Gas derivati da altoforno – convertitore (o gas di acciaieria)	4.767	901.754	8.781	1.963.127	17.017	4.143.054	1.576	305.951	1.285	248.384
Rifiuti speciali combustibili (inclusi rifiuti di origine fossile, es. plastiche) / Rifiuti urbani	2.433	164.003	2.803	171.098	5.802	308.854	5.988	332.204	3.953	200.389
Altri combustibili	5.238	326.986	2.777	200.289	5.441	283.960	4.488	290.435	2.875	148.643
Altri prodotti petroliferi (Gas derivati (associati al) da petrolio greggio/ GPL/ Orimulsion/ Idrocarburi bruciati in torcia)	3.510	229.684	2.159	145.176	1.531	125.378	1.519	102.605	762	50.548
CDR prevalentemente da rifiuti solidi urbani	443	21.459	580	28.099	618	30.079	358	17.158	917	43.906
Biomassa	25.864		22.111		20.603		27.445		13.903	
TOTALE	1.946.791	139.238.743	1.992.915	143.247.088	1.995.478	141.035.054	1.882.326	128.861.971	1.619.088	111.956.903

Dalla precedente tabella è possibile stimare i fattori di emissione dei singoli combustibili in termini di t CO₂/TJ. Di seguito sono riportati i fattori di emissione dal 2005 al 2009.

Tabella 2.3 – Fattori di emissione di CO₂ per contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel parco termoelettrico del sistema ETS. I fattori di emissione sono ordinati in ordine decrescente del 2009.

Combustibile	Fattore di emissione (t CO ₂ /TJ)					
	2005	2006	2007	2008	2009	Media
Gas di altoforno	257,4	258,8	266,7	259,8	256,0	259,6
Gas derivati da altoforno – convertitore (o gas di acciaieria)	189,2	223,6	243,5	194,2	193,3	226,2
Gas da gassificazione di idrocarburi pesanti/ Idrocarburi pesanti per gassificazione	97,5	98,0	97,3	97,9	96,6	95,6
Carbone da vapore	92,4	92,6	93,1	91,7	91,9	92,4
Oriemulsion	79,9					79,9
Idrocarburi bruciati in torcia (butano)	71,6	65,5	151,9	63,9		79,6
Olio combustibile	76,9	76,8	76,5	76,4	76,6	76,7
Gasolio per riscaldamento	73,9	74,0	73,0	73,6	73,5	73,7
Gas naturale da giacimento	50,6	70,1	69,6	70,4	72,2	69,2
Gas derivati (associati al) da petrolio greggio	59,1	70,0	66,7	71,0	66,3	66,3
GPL (Gas di Petrolio Liquefatto)	65,1	65,6	65,2	66,4	65,5	65,4
Gas di raffineria	58,0	65,4	60,9	60,7	67,9	61,9
Rifiuti speciali combustibili (inclusi rifiuti di origine fossile, es. plastiche) / Rifiuti urbani	67,4	61,0	53,2	55,5	50,7	56,1
Gas naturale	55,5	55,8	55,8	55,9	56,1	55,8
CDR prevalentemente da rifiuti solidi urbani	48,4	48,5	48,6	47,9	47,9	48,2
Gas di cokeria	41,9	42,8	42,5	42,2	42,9	42,5
Altri combustibili	62,4	72,1	52,2	64,7	51,7	60,1
Media nazionale	71,5	71,9	70,7	68,5	69,1	70,4

I fattori di emissione illustrati nella Tabella 2.3, elaborati in base ai dati comunicati dai diversi impianti che fanno parte del sistema ETS, possono essere differenti da quelli riportati nella precedente Tabella 1.13 che riporta i fattori di emissione nazionali standard utilizzati dagli impianti per le comunicazioni, poiché in molti casi gli impianti realizzano misure sperimentali del contenuto di carbonio nei combustibili utilizzati. Tali misure, eseguite da laboratori accreditati con sistema ISO, contribuiscono all'aggiornamento dei fattori di emissione nazionali dei diversi combustibili.

I singoli impianti possono essere alimentati da uno o più combustibili. Nella successiva tabella è riportato, per ciascun anno, il numero di impianti con il rispettivo numero di combustibili utilizzati. E' evidente che il fabbisogno della maggior parte degli impianti è soddisfatto da due combustibili e che il numero di impianti alimentati da uno o due combustibili aumenta sensibilmente nel periodo considerato passando dal 67,0% del 2005 al 79,1% del 2009. Si registra quindi una concentrazione del mix energetico utilizzato dal parco elettrico nazionale verso un minor numero di fonti.

Tabella 2.4 – Numero di impianti termoelettrici per numero di combustibili utilizzati dal 2005 al 2009. Tra parentesi è riportata la percentuale degli impianti.

N° combustibili per impianto	2005	2006	2007	2008	2009
1	39 (21,8%)	40 (21,7%)	50 (25,3%)	44 (22,6%)	55 (26,7%)
2	81 (45,3%)	90 (48,9%)	96 (48,5%)	106 (54,4%)	108 (52,4%)
3	39 (21,8%)	36 (19,6%)	36 (18,2%)	24 (12,3%)	29 (14,1%)
4	13 (7,3%)	13 (7,1%)	13 (6,6%)	16 (8,2%)	11 (5,3%)
>4	7 (3,9%)	5 (2,7%)	3 (1,5%)	5 (2,6%)	3 (1,5%)

Per ogni impianto è possibile calcolare l'intensità emissiva, ovvero il rapporto tra anidride carbonica emessa e contenuto energetico del mix combustibile utilizzato. Si sottolinea che l'intensità emissiva è un parametro riferito all'impianto, il parametro è analogo al fattore di emissione ma quest'ultimo parametro si riferisce al singolo combustibile. La variabilità delle intensità emissive esprime quindi la variabilità del parco termoelettrico in termini di numero e quantità relativa di combustibili utilizzati.

Tabella 2.5 – Intensità emissiva media per impianto \pm deviazione standard negli impianti termoelettrici.

Anno	N° di impianti	Intensità emissiva \pm deviazione standard (t CO ₂ /TJ)
2005	179	58,50 \pm 22,98
2006	184	59,29 \pm 21,48
2007	198	58,52 \pm 20,92
2008	195	58,14 \pm 19,48
2009	206	59,41 \pm 16,75

Il valore medio per impianto dell'intensità emissiva molto prossimo al fattore di emissione medio del gas naturale (56 t CO₂/TJ) indica la prevalenza di tale combustibile nel mix utilizzato dal parco termoelettrico nazionale.

Di seguito viene riportata la distribuzione di frequenza delle intensità emissive degli impianti ripartite in classi idonee ad identificare i principali combustibili utilizzati nel mix energetico del parco termoelettrico nazionale. In particolare, nella prima classe sono presenti impianti che utilizzano prevalentemente i combustibili con fattori di emissione più bassi (CDR e gas di cokeria), nella classe compresa tra 50 e 60 t CO₂/TJ vi sono gli impianti alimentati prevalentemente da gas naturale, nella classe seguente gli impianti sono alimentati da prodotti petroliferi (olio combustibile), nella classe tra 80 e 100 t CO₂/TJ troviamo impianti alimentati principalmente da carbone da vapore e gas da gassificazione. Nell'ultima classe sono presenti gli impianti che hanno nel mix combustibile una quantità significativa di gas da altoforno, combustibili caratterizzati dai fattori di emissione più elevati.

Il grafico mostra che la gran parte di impianti è alimentata prevalentemente da gas naturale, inoltre è evidente il costante incremento di tali impianti che nel 2009 superano il 70% a scapito degli impianti alimentati da prodotti petroliferi e da carbone. Anche gli impianti alimentati da combustibili a basso fattore di emissione mostrano una riduzione nel periodo considerato. Tale dato, insieme con la precedente osservazione di una diminuzione del numero di combustibili che alimenta il parco termoelettrico nazionale, se da un lato porta ad evidenti benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni, dall'altro lato può rappresentare un fattore di fragilità del sistema elettrico nazionale per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti.

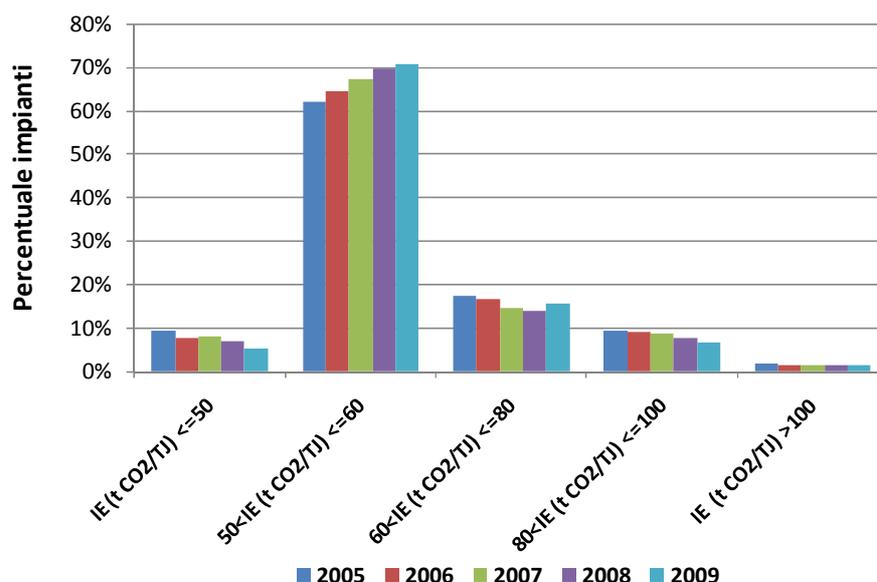


Figura 2.1 – Percentuale degli impianti per classe di intensità emissiva.

Come è stato precedentemente osservato una importante caratteristica dell'evoluzione del parco termoelettrico nazionale è stato la diffusione di impianti che producono energia elettrica e calore. Nella seguente tabella sono riportati per ciascun anno il numero di impianti che producono energia elettrica in cogenerazione o senza cogenerazione. Sono inoltre riportate le intensità emissive, espresse in termini di emissioni di CO₂ per unità di contenuto energetico nei combustibili (t CO₂/TJ), e le relative deviazioni standard.

Tabella 2.6 – Intensità emissiva media per impianto ± deviazione standard negli impianti termoelettrici con e senza cogenerazione di energia elettrica e calore.

Tipologia	Anno	N° di impianti	%	Intensità emissiva ± deviazione standard (t CO ₂ /TJ)
Con cogenerazione	2005	93	52,0%	57,41±19,92
	2006	101	54,9%	57,88±18,28
	2007	113	57,1%	57,99±16,32
	2008	112	57,4%	57,13±14,90
	2009	118	57,3%	57,10±13,19
Senza cogenerazione	2005	86	48,0%	59,68±25,96
	2006	83	45,1%	61,00±24,84
	2007	85	42,9%	59,23±25,89
	2008	83	42,6%	59,51±24,37
	2009	88	42,7%	62,50±20,26

Dai dati riportati in tabella è possibile notare che fin dal 2005 il numero di impianti che operano in cogenerazione rappresentano la maggioranza degli impianti termoelettrici del sistema ETS, inoltre, mentre il numero di impianti che producono solo energia elettrica rimane pressoché costante fino al 2009, il numero di impianti che produce energia elettrica e calore è in continuo aumento. L'intensità emissiva media degli impianti in cogenerazione è sempre inferiore a quella registrata per gli impianti senza cogenerazione. In base alle deviazioni standard delle intensità emissive appare evidente che gli impianti cogenerativi sono maggiormente omogenei rispetto agli impianti senza cogenerazione, si osserva inoltre nei primi una continua diminuzione delle deviazioni standard dal 2005 al 2009, tale andamento mostra che il mix di combustibili utilizzati dagli impianti cogenerativi diventa progressivamente meno diversificato. In particolare diminuisce drasticamente in tali impianti la quota di utilizzo di combustibili con elevati fattori di emissione come i gas derivati, il carbone e l'olio combustibile ed aumenta la quota di gas naturale.

Nella seguente tabella sono riportate le percentuali del contenuto energetico dei combustibili utilizzati dalle diverse tipologie di impianti, con e senza cogenerazione. I dati mostrano una struttura differente tra le due tipologie di impianti in termini di combustibili utilizzati. Gli impianti che producono energia elettrica e calore sono prevalentemente alimentati da gas naturale (78,6% nel 2009), inoltre questa risorsa mostra una quota di utilizzo crescente a scapito soprattutto dei gas derivati e dei prodotti petroliferi che subiscono una progressiva contrazione. Gli idrocarburi pesanti ed i gas di gassificazione coprono il 13,2% del fabbisogno di tali impianti nel 2009. I combustibili solidi rappresentano una quota marginale in rapida diminuzione. Tale dato è di particolare rilievo soprattutto se confrontato con la quota di combustibili solidi utilizzati negli impianti che non producono calore.

Negli impianti senza cogenerazione i combustibili solidi costituiscono una quota rilevante che mostra un sensibile incremento (dal 31,5% nel 2005 al 38,2% nel 2009), mentre i prodotti petroliferi mostrano l'andamento opposto sebbene continuano a coprire circa un decimo del fabbisogno energetico di tali impianti nel 2009. Il gas naturale copre circa la metà del fabbisogno energetico di tali impianti con una quota in lieve aumento dal 2005.

Tabella 2.6 – *Percentuali di contenuto energetico dei combustibili utilizzati per tipologia di impianti, con e senza cogenerazione di energia elettrica e calore.*

Con cogenerazione	2005	2006	2007	2008	2009
Gas naturale	69,02%	70,51%	73,86%	78,83%	78,59%
Solidi (carbone)	0,69%	0,60%	0,55%	0,43%	0,32%
Prodotti petroliferi (olio combustibile, orimulsion, gasolio, gas di raffineria, GPL)	9,11%	7,28%	5,96%	1,92%	1,99%
Gas derivati	7,31%	7,49%	6,38%	4,77%	4,76%
Biomassa	1,00%	0,79%	0,44%	0,75%	0,33%
Rifiuti/CDR	0,27%	0,30%	0,67%	0,46%	0,40%
Idrocarburi pesanti e gas da gassificazione	11,89%	12,61%	11,53%	12,26%	13,16%
Idrocarburi bruciati in torcia	0,13%	0,05%	0,04%	0,08%	0,00%
Altri combustibili	0,57%	0,36%	0,56%	1,12%	0,45%

Senza cogenerazione	2005	2006	2007	2008	2009
Gas naturale	46,40%	47,38%	51,31%	51,82%	49,40%
Solidi (carbone)	31,54%	31,40%	33,96%	34,97%	38,22%
Prodotti petroliferi (olio combustibile, orimulsion, gasolio, gas di raffineria, GPL)	19,75%	19,22%	12,51%	10,36%	10,42%
Gas derivati	0,62%	0,60%	0,64%	0,62%	0,52%
Biomassa	1,50%	1,28%	1,41%	1,88%	1,20%
Rifiuti/CDR	0,09%	0,10%	0,10%	0,26%	0,23%
Altri combustibili	0,11%	0,02%	0,09%	0,08%	0,00%

CONCLUSIONI

I fattori di emissione atmosferica di anidride carbonica dalle attività di generazione elettrica sul territorio nazionale mostrano una costante riduzione delle emissioni per kWh prodotto a partire dal 1990. I fattori di emissione da produzione elettrica passano da 599,1 g CO₂/kWh del 1990 a 410,3 CO₂/kWh del 2009. La diminuzione delle emissioni è dovuta a diversi fattori che contribuiscono in varia misura:

- Variazione del mix combustibile utilizzato dal parco termoelettrico con prevalenza di combustibili con basso contenuto di carbonio e maggiore potere calorifico, come il gas naturale;
- Miglioramento tecnologico degli impianti di combustione a partire dal 2001 e maggiore efficienza dei cicli combinati alimentati a gas naturale rispetto ai cicli a vapore tradizionali;
- Produzione elettrica da fonti rinnovabili con emissioni atmosferiche nette di anidride carbonica pari a zero.

La stima delle emissioni evitate nel 2009 in seguito alla diminuzione del fattore di emissione del settore della trasformazione elettrica dal 1990 è di circa 55 Mt di CO₂. Sebbene in termini assoluti il contributo delle fonti rinnovabili abbia un peso notevole nella riduzione delle emissioni, lo sviluppo di tali fonti risulta piuttosto limitato rispetto a quanto osservato per il settore termoelettrico.

I dati ETS mostrano che la maggior parte degli impianti è alimentata da gas naturale. Inoltre, si osserva una concentrazione del mix energetico utilizzato dal parco elettrico nazionale verso un minor numero di combustibili. Tale scenario comporta da un lato benefici ambientali, in termini di riduzione delle emissioni, dall'altro lato può rappresentare un fattore di fragilità del sistema elettrico nazionale per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti.

BIBLIOGRAFIA

- AEEG, 2011. Memoria per l'audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, 19 maggio 2011. <http://www.autorita.energia.it/allegati/audizioni/parlamentari/012-11pas.pdf>. Ultima consultazione 30/05/2011.
- EMEP/CORINAIR, 2007. Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Technical report No 16/2007.
- ENEL, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, vari anni.
- GSE, 2009. Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia, Anno 2008.
- IEA, 2010. CO₂ emissions from fuel combustion. OECD/IEA, 2010.
- IPCC, 1997. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC/OECD/IEA, Paris, 1997.
- ISPRA, 2011. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2009. National Inventory Report 2011.
- MATTM, [Tabella dei parametri standard nazionali, versione del 17/03/2011](#). Ultima consultazione 30/05/2011.
- MSE, BPT - Bollettino petrolifero trimestrale, vari anni.
- SNAM Rete Gas, Bilancio di Sostenibilità, vari anni.
- TERNA, [Piano di sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale](#). Ultima consultazione 30/05/2011.
- TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, vari anni.