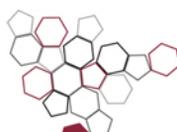




ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico

RAPPORTI

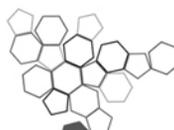


280/2018



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), insieme alle 21 Agenzie Regionali (ARPA) e Provinciali (APPA) per la protezione dell'ambiente, a partire dal 14 gennaio 2017 fa parte del Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), istituito con la Legge 28 giugno 2016, n.132.

Le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

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

ISPRA, Rapporti 280/2018
ISBN 978-88-448-0883-9

Riproduzione autorizzata citando la fonte

A cura dell'Area Comunicazione dell'ISPRA:

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina: Franco Iozzoli e Paolo Orlandi

Coordinamento pubblicazione on line

Daria Mazzella

Autori

Antonio Caputo (ISPRA)

Contatti: Antonio Caputo
Tel. 0650072540
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.gov.it

“Vale la pena che un bambino impari piangendo quello che può imparare ridendo? Se si mettessero insieme le lacrime versate nei cinque continenti per colpa dell'ortografia, si otterrebbe una cascata da sfruttare per la produzione dell'energia elettrica. Ma io trovo che sarebbe un'energia troppo costosa.”

Gianni Rodari da Il libro degli errori, 1964.

INDICE

RIASSUNTO / ABSTRACT	6
INTRODUZIONE	7
1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	8
1.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile	8
1.1.1 <i>Potenza installata e produzione di energia elettrica e calore</i>	17
1.1.2 <i>Efficienza del parco termoelettrico</i>	21
2 FATTORI DI EMISSIONE DEI COMBUSTIBILI	25
2.1 Emissioni di CO ₂ dal settore termoelettrico	26
2.1.1 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica</i>	28
2.1.2 <i>Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto</i>	32
2.1.3 <i>Emissioni di CO₂ evitate</i>	35
2.1.4 <i>Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri contaminanti</i>	36
3 ANALISI DELLA DECOMPOSIZIONE	38
3.1 Structural Decomposition Analysis (SDA)	38
3.2 Index Decomposition Analysis (IDA)	40
3.3 Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche	40
3.3.1 <i>Risultati dell'analisi della decomposizione</i>	41
3.4 Energia elettrica e PIL	43
3.5 Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici	46
CONCLUSIONI	52
BIBLIOGRAFIA	53

RIASSUNTO / ABSTRACT

In questo rapporto è descritto l'andamento della produzione elettrica con particolare attenzione alle diverse fonti. Sono stati elaborati i fattori di emissione atmosferica di anidride carbonica e altri gas a effetto serra per la generazione e i consumi di energia elettrica. I fattori di emissione per il settore elettrico sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di misure di riduzione delle emissioni di gas serra, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello di usi finali. Le emissioni di CO₂ del settore elettrico sono state analizzate attraverso la decomposizione dei fattori determinanti. Sono state applicate due metodologie di decomposizione (*Structural decomposition analysis* e *Index Decomposition Analysis*) ai dati aggregati del settore.

La produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili è passata da 34,9 TWh nel 1990 a 108,0 TWh nel 2016 con un incremento particolarmente sostenuto dal 2008 fino al 2014 e una riduzione negli ultimi anni. L'energia fotovoltaica ed eolica mostrano l'incremento più significativo. Le emissioni di CO₂ da produzione elettrica sono diminuite da 126,2 Mt nel 1990 a 92,6 Mt nel 2016, mentre la produzione elettrica lorda è passata da 216,6 TWh a 289,8 TWh nello stesso periodo; pertanto i fattori di emissione di CO₂ mostrano una rapida diminuzione nel periodo 1990-2016. L'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il conseguente impiego di combustibili a minore contenuto di carbonio hanno avuto un ruolo determinante nella diminuzione delle emissioni di CO₂ ma a partire dal 2007 la quota delle fonti rinnovabili assume una dimensione rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti. Per i consumi elettrici l'analisi della decomposizione mostra che l'efficienza contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche solo nel settore industriale che rivela una struttura piuttosto eterogenea per i diversi comparti, mentre nel settore terziario la diminuzione dei fattori di emissione per la produzione elettrica è compensata dall'incremento dei consumi elettrici. Nel settore domestico si ha un forte disaccoppiamento tra consumi elettrici e corrispondenti emissioni atmosferiche.

The report shows electricity generation trends paying attention to the different fuel sources. CO₂ and other GHGs emission factors for electricity generation and consumption have been calculated. Emission factors for power sector are useful tools for planning and monitoring projects that aim GHG emissions reductions either as concerns strategies of electricity production at national level or energy saving measures at user level. CO₂ emissions from power sector have been analyzed through decomposition analysis. Two techniques of decomposition analysis have been considered (*Structural decomposition analysis* and *Index Decomposition Analysis*) and the index approach has been applied to structural decomposition analysis.

Electricity generation from renewable sources has increased from 34.9 TWh in 1990 to 108.0 TWh in 2016 with a steeper increase between 2008 and 2014 and a sensible reduction in the last years. Photovoltaic and wind sources show the higher increase rate. CO₂ emissions by electricity generation has decreased from 126.2 Mt in 1990 to 92.6 Mt in 2016, while gross electricity generation has increased in the same period from 216.9 TWh to 289.8 TWh; so the emission factors for electricity generation has decreased sharply in the period 1990-2016. Decomposition analysis shows that historical improvement of technological efficiency in power sector and consequential fuel switch played dominant role in decreasing CO₂ emissions, but from 2007 the renewable sources grow significantly and their role in emissions reduction became higher than other factors. As for electricity consumption the decomposition analysis shows that efficiency increase contributes to emissions reduction only in industry sector which is characterized by rather heterogeneous subsectors, while in the tertiary sector the decrease of emission factors is offset by increase of electricity consumption. A strong decoupling between emissions and electricity consumption is evident in the household sector.

INTRODUZIONE

Molte attività produttive sono responsabili dell'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti. Al cuore di quasi tutte le attività economiche vi è l'energia: la produzione, la trasformazione e l'utilizzo di energia. Il settore energetico è costituito da tutte le attività che comportano conversione di energia. In tale contesto assumono particolare rilievo le emissioni di gas a effetto serra dovute alla combustione di fonti fossili. Il settore energetico è il settore più importante negli inventari nazionali poiché è responsabile della quota emissiva prevalente nei sistemi produttivi.

Il settore elettrico costituisce a sua volta una quota rilevante del settore energetico, rappresentando in termini emissivi circa il 30% delle emissioni nazionali di origine energetica. In Italia la maggior parte dell'energia elettrica è stata prodotta fino a qualche anno fa da combustibili fossili. Nell'ultimo decennio, al fine di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e a causa del crescente aumento delle concentrazioni di inquinanti atmosferici, sono diventate prioritarie le iniziative di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il crescente utilizzo delle fonti rinnovabili è inoltre connesso al riscaldamento globale e alla riduzione dell'effetto serra. Da questo punto di vista il settore elettrico è particolarmente interessante poiché è responsabile una quota rilevante delle emissioni nazionali di gas serra, mostra un andamento di lungo termine della domanda elettrica in crescita ed è caratterizzato da sorgenti emissive puntuali. Tali caratteristiche rendono il settore particolarmente importante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni atmosferiche di gas serra. L'Italia ha mostrato negli ultimi anni uno sviluppo notevole delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Secondo i dati TERNA le fonti rinnovabili hanno coperto il 43,1% della produzione lorda nazionale nel 2014, mentre nel 2015 e 2016 si è avuta una sensibile riduzione della quota rinnovabile scesa fino a 37,3% con un andamento negativo che si annuncia confermato anche per il 2017. La stima delle emissioni provenienti dal parco termoelettrico per i singoli combustibili fossili, insieme alla valutazione della produzione elettrica "carbon free", rappresentano elementi di conoscenza fondamentali per valutare gli effetti ambientali delle strategie di riduzione delle emissioni e di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico.

L'Unione europea ha fatto della lotta al cambiamento climatico una delle priorità del suo programma di interventi di cui è espressione la politica climatica. Dopo gli obiettivi previsti per il 2020 dal "Pacchetto Clima e Energia", la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030 (*Clean Energy Package*) che fanno seguito all'accordo raggiunto a Parigi in occasione della COP21. Tali obiettivi prevedono la riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto al 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 27% del consumo finale e il risparmio del 30% di energia attraverso l'aumento dell'efficienza energetica.

La concentrazione atmosferica dei gas a effetto serra (GHG) rappresenta il principale fattore determinante del riscaldamento globale (IPCC, 2013). Tra i principali gas serra l'anidride carbonica (CO₂) copre un ruolo prevalente in termini emissivi e in termini di forzante radiativo, il parametro che esprime la variazione dei flussi di energia della Terra dovuta ai gas serra. Nel 2011 le emissioni globali di CO₂ di origine fossile hanno rappresentato il 56% del forzante radiativo (IPCC, 2013). La riduzione delle emissioni di CO₂ è la principale strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici. Oltre all'utilizzo delle fonti rinnovabili la riduzione delle emissioni può essere raggiunta anche attraverso l'incremento dell'efficienza e l'utilizzo di combustibili a basso contenuto di carbonio (EC, 2011). La stima dell'impatto delle diverse misure mitigative è pertanto un elemento essenziale nella valutazione delle politiche ambientali. A tal proposito l'analisi della decomposizione è stata utilizzata per quantificare l'impatto di differenti fattori determinanti la variazione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ sia per quanto riguarda la produzione elettrica sia per quanto riguarda i consumi finali.

1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

1.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile

I dati relativi al sistema elettrico (produzione di energia elettrica e di calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2016 e le stime preliminari per il 2017 elaborate da ISPRA in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da Terna a dicembre 2017 con dati aggiornati fino a dicembre 2017.

Gli impianti per la produzione elettrica con potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW fanno parte del sistema ETS, tranne gli impianti per l'incenerimento di rifiuti pericolosi o urbani come previsto dalla Direttiva 2003/87/CE e successive modifiche che istituisce il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. Le seguenti elaborazioni riguardano l'intero settore elettrico senza distinzione alcuna tra impianti che fanno parte del sistema ETS e impianti che ne sono esclusi.

I combustibili utilizzati a partire dal 1990 per la produzione termoelettrica sono raggruppati in 5 macrocategorie secondo la classificazione adottata da Eurostat in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, altri combustibili. In Tabella 1.1 sono illustrati i combustibili secondo le classificazioni adottate da Eurostat e Terna. La classificazione dei combustibili Eurostat rende possibile l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche per l'intera serie storica a partire dal 1990 e garantisce la coerenza con le serie storiche pubblicate da Eurostat. La principale differenza rispetto alla classificazione dei combustibili adottata da Terna è relativa ai gas di sintesi da processi di gassificazione e gas residui da processi chimici che Terna considera tra gli "altri combustibili", mentre Eurostat considera tra i "prodotti petroliferi". Inoltre gli "altri combustibili" nella classificazione Eurostat sono esclusivamente costituiti dalle diverse tipologie di bioenergie (biogas e bioliquidi di diversa origine, biomasse solide) e rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). D'altra parte Terna presenta le voci "altri combustibili solidi" e "altri combustibili liquidi", dove insieme alle bioenergie sono considerati anche diversi combustibili fossili (Terna, comunicazione personale). Nel presente documento ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili sono utilizzate le categorie Eurostat salvo dove diversamente indicato.

La produzione lorda di energia elettrica nel periodo 1990-2016 è passata da 216,6 TWh a 289,8 TWh con un incremento del 33,8%. I consumi elettrici totali sono passati da 218,8 TWh a 295,5 TWh nello stesso periodo con un incremento del 35,1%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione lorda e dei consumi elettrici, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso dovuta agli effetti della crisi economica che solo negli ultimi anni sembra essersi allontanata. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% con una repentina diminuzione negli ultimi anni. I dati preliminari del 2017 mostrano una lieve ripresa del saldo import/export da 37 TWh nel 2016 a 37,8 TWh nel 2017.

Tabella 1.1 – Raggruppamento dei combustibili secondo le categorie utilizzate da Terna e da Eurostat. Nelle successive tabelle e grafici sono utilizzate le categorie Eurostat se non diversamente indicato.

TERNA		EUROSTAT	
Solidi	Carbone	Solidi	Carbone
	Carbone sub-bituminoso		Carbone sub-bituminoso
	Lignite		Lignite
Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno	Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno
	Gas da estrazione		Gas d'altoforno
	Gas d'altoforno		Gas di cokeria
	Gas di cokeria		
Petroliferi	Cherosene	Petroliferi	Altri combustibili gassosi
	Coke di petrolio		Altri combustibili solidi
	Distillati leggeri		Cherosene
	Gas di petrolio liquefatto		Coke di petrolio
	Gas di raffineria		Distillati leggeri
	Gasolio		Gas da estrazione
	Nafta		Gas di petrolio liquefatto
	Olio combustibile		Gas di raffineria
	Orimulsion		Gas di sintesi da processi di gassificazione
	Petrolio grezzo		Gas residui di processi chimici
Altri combustibili (solidi)	Altri bioliquidi	Altri combustibili	Gasolio
	Altri combustibili solidi		Idrogeno
	Biodiesel		Nafta
	Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili		Olio combustibile
	CDR		Orimulsion
	Colture e rifiuti agro industriali		Petrolio grezzo
	Gas di sintesi da processi di gassificazione		Altri bioliquidi
	Gas residui di processi chimici		Biodiesel
	Oli vegetali grezzi		Biogas da attività agricole e forestali
	Rifiuti generici CER non altrove classificati		Biogas da deiezioni animali
	Rifiuti industriali non biodegradabili		Biogas da fanghi di depurazione
	Rifiuti liquidi biodegradabili		Biogas da FORSU
RSU/RSAU	Biogas da rifiuti non RSU		
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	Altri combustibili	Biogas da rsu smaltiti in discarica
	Biogas da attività agricole e forestali		Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili
	Biogas da deiezioni animali		CDR
	Biogas da fanghi di depurazione		Colture e rifiuti agro industriali
	Biogas da FORSU		Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti
	Biogas da rifiuti non RSU		Oli vegetali grezzi
	Biogas da rsu smaltiti in discarica		Rifiuti generici CER non altrove classificati
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti		Rifiuti industriali non biodegradabili
	Idrogeno		Rifiuti liquidi biodegradabili
			RSU/RSAU

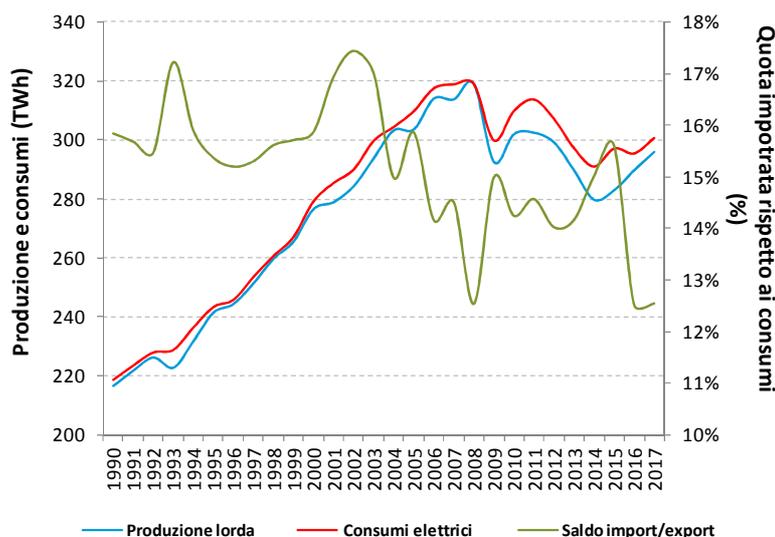


Figura 1.1 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. E' riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna)

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica.

Tabella 1.2 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica.

Energia elettrica	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	TWh											
Produzione lorda	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	302,6	299,3	289,8	279,8	283,0	289,8	296,0
<i>apporti da pompaggio</i>	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,9	2,0	1,9	1,7	1,4	1,8	1,8
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	60,0	56,5	59,1	56,2	59,3	61,0	62,1
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	11,1	11,5	11,0	10,7	10,6	10,1	10,9
Produzione netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	291,4	287,8	278,8	269,1	272,4	279,7	285,1
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	2,5	2,7	2,5	2,3	1,9	2,5	2,4
Produzione destinata al consumo	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	288,9	285,1	276,3	266,8	270,5	277,2	282,7
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	45,7	43,1	42,1	43,7	46,4	37,0	37,8
Energia elettrica richiesta	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	334,6	328,2	318,5	310,5	316,9	314,3	320,4
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	20,8	21,0	21,2	19,5	19,7	18,8	19,7
Consumi elettrici	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	313,8	307,2	297,3	291,1	297,2	295,5	300,7

Per il 2017 dati preliminari Terna e stime Ispra

Per quanto riguarda le stime del 2017 si osserva un incremento della produzione elettrica nazionale (+2,1%) e dei consumi elettrici (+1,8%) rispetto all'anno precedente.

Gli andamenti di lungo termine mostrano un incremento dell'efficienza del sistema elettrico in termini di riduzione della quota di energia destinata ai consumi ausiliari delle centrali. Inoltre, si osserva una diminuzione della quota di perdite di rete sebbene dal 2008 siano evidenti oscillazioni senza una particolare tendenza. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,5% del 2016, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 6,0% nello stesso periodo (Figura 1.2).

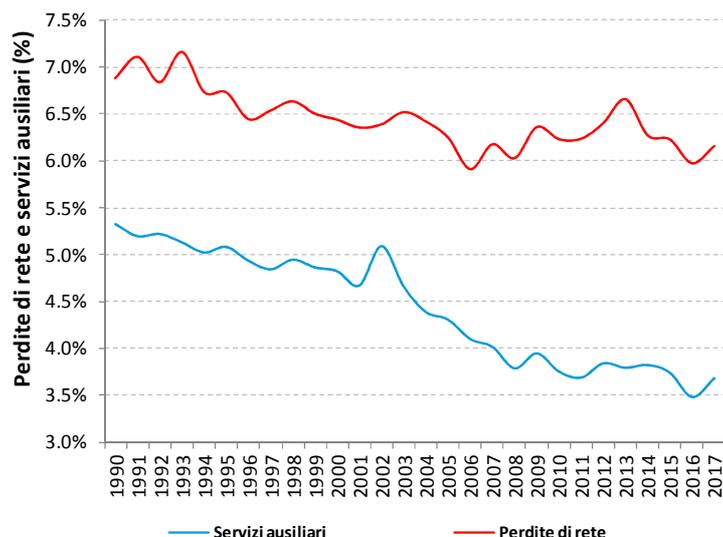


Figura 1.2 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all’energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica. (Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna)

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti.

Tabella 1.3 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	TWh											
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,8	43,9	54,7	60,3	47,0	44,3	40,3
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	225,5	217,6	193,0	176,2	192,1	199,4	206,6
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,7	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	20,7	32,3	36,5	37,5	37,8	39,8	42,9
TOTALE	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	302,6	299,3	289,8	279,8	283,0	289,8	296,0

Per il 2017 dati preliminari Terna e stime Ispra

Dal 1990 l’energia elettrica di origine termica rappresenta la quota prevalente della produzione elettrica nazionale. Tuttavia negli ultimi anni, a partire dal 2007, si osserva un costante declino dell’apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2016 è pari al 78,1% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la quota di energia elettrica di origine termica ha raggiunto l’84,7%. Successivamente al 2007 si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% del 2014. Negli ultimi anni si osserva una ripresa che nel 2016 raggiunge il 68,8%. I dati preliminari per il 2017 mostrano un ulteriore incremento (69,8%). Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco del 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014 e una ripresa negli ultimi anni (61,8% nel 2016, 63% nel 2017).

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,4% dal 1990 al 2016. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 1.3) che negli ultimi anni mostrano un arresto se non una sensibile riduzione come per il fotovoltaico. Il contributo complessivo al 2016 è pari al 20,5% e aumenta lievemente rispetto all’anno precedente grazie all’incremento del contributo della fonte eolica. La produzione di origine geotermica mostra un andamento in lieve crescita con una quota media pari a 1,7% della produzione elettrica lorda nazionale. La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 13,7% della produzione nazionale del 2016 (6,1% da eolico e 7,6% da fotovoltaico). L’energia elettrica prodotta da bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse e quota rinnovabile dei rifiuti) mostra un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla prima metà degli anni ‘90 con una accelerazione che dal 2008 è particolarmente sostenuta e che nel 2015

raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale. Nel 2016 si osserva un lieve incremento della produzione elettrica da bioenergie ma la quota rispetto alla produzione nazionale e alla produzione termoelettrica mostra una flessione passando rispettivamente a 6,7% e 9,8%. Le stime per il 2017 mostrano che il contributo delle fonti rinnovabili subisce una ulteriore contrazione dovuto principalmente al sensibile declino della produzione idroelettrica non compensato dall'incremento stimato per il fotovoltaico.

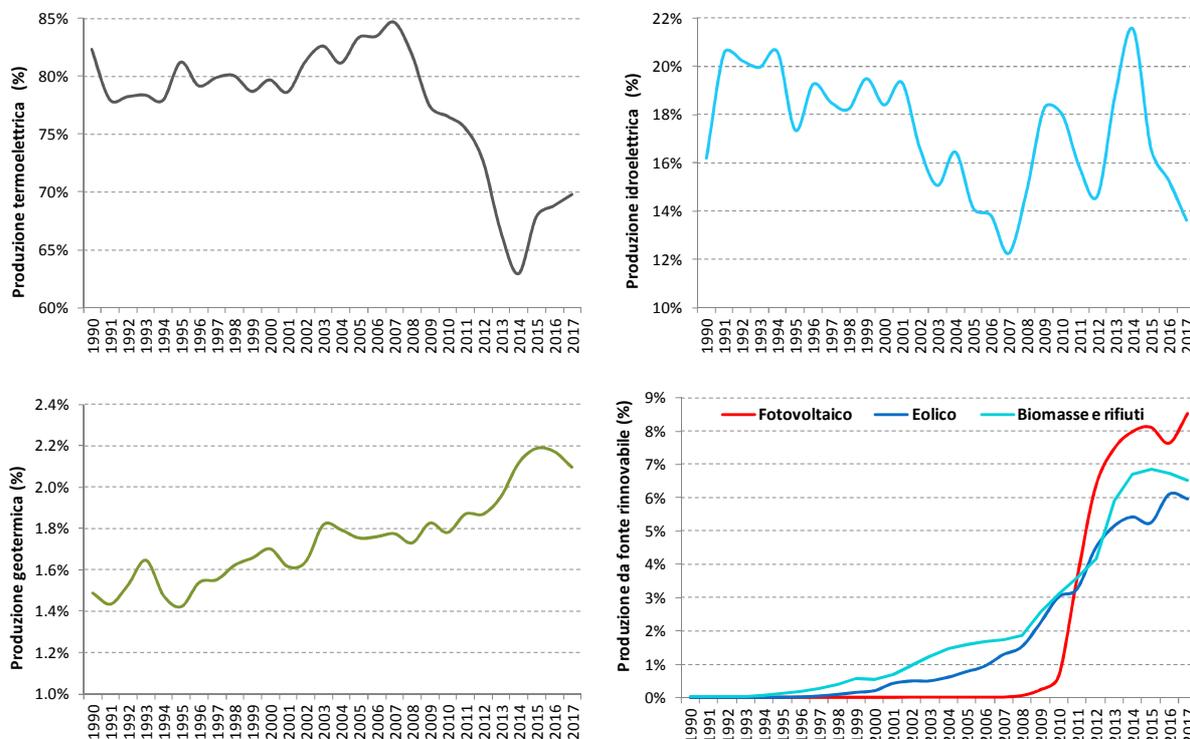


Figura 1.3 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna.

Nella tabella seguente è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili.

Tabella 1.4 – Produzione elettrica lorda per combustibile.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	TWh											
Solidi	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	44,7	49,1	45,1	43,5	43,2	35,6	37,2
Gas naturale	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	144,5	129,1	108,9	93,6	110,9	126,1	131,6
Gas derivati	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	5,4	5,0	3,4	3,1	2,2	2,8	2,9
Prodotti petroliferi	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	19,9	18,9	15,5	14,2	13,4	12,1	11,0
Altri combustibili	0,1	0,4	1,9	6,2	11,6	13,1	14,8	19,4	21,2	21,8	22,0	23,1
Totale da combustibili	178,3	195,8	219,7	252,0	230,5	227,7	216,8	192,2	175,5	191,5	198,7	205,8

Gli 'altri combustibili' rappresentano un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente dalle diverse tipologie di bioenergie (biogas e bioliquidi di diversa origine, biomasse solide) e da rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). E' evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,6% nel 2016 della produzione elettrica nazionale.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, 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 a una progressiva diminuzione dell'impiego di prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e a un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone con un contributo medio del 12,3% alla produzione elettrica nel periodo dal 1990 al 2016. In particolare, si osserva un andamento crescente della quota di carbone fin dalla seconda metà degli anni '90 con diverse oscillazioni e un picco del 16,4% raggiunto nel 2012 (22,7% dell'energia elettrica di origine termica) e un successivo declino fino alla quota del 12,3% nel 2016 (17,9% dell'energia elettrica di origine termica). Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. In figura 1.4 è evidente come al rapido declino dei prodotti petroliferi corrisponda un incremento del gas naturale la cui quota sulla produzione elettrica totale cresce costantemente passando da meno del 20% nel 1990 fino a raggiungere il picco del 55,0% nel 2007. Successivamente si osserva una inversione di tendenza in corrispondenza del crescente contributo delle fonti rinnovabili. Negli ultimi anni si registra una ripresa del gas naturale che nel 2016 raggiunge la quota del 43,5% sulla produzione elettrica totale (63,3% dell'energia elettrica di origine termica).

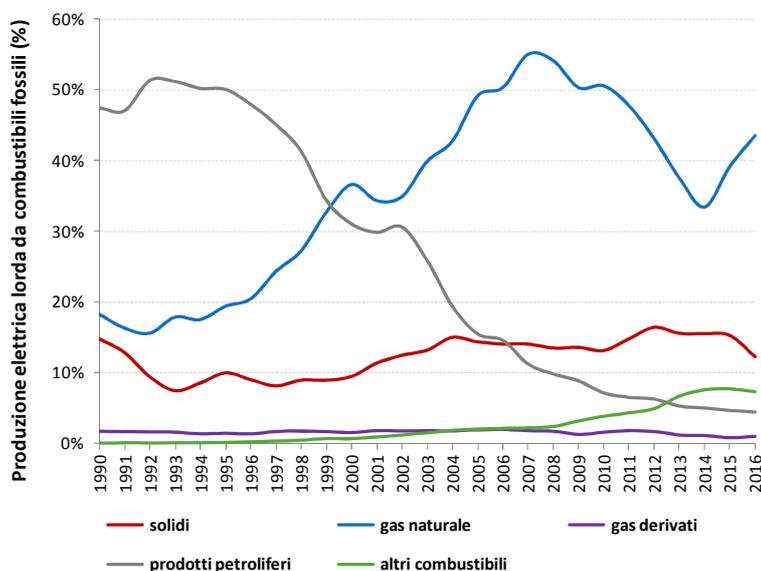


Figura 1.4 – Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile.

I combustibili utilizzati nel settore elettrico sono caratterizzati da diverse potenzialità di conversione elettrica (Tabella 1.5). L'efficienza di conversione di ciascun combustibile dipende sia dalle proprietà del combustibile, principalmente il potere calorifico, sia dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica. Il gas naturale è il combustibile con il più elevato rendimento in termini di rapporto tra energia elettrica lorda prodotta e contenuto energetico, seguito dai gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno e di cokeria).

Tabella 1.5 – Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile). E' riportato inoltre il consumo specifico medio di combustibili per la produzione elettrica lorda.

Combustibile	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solidi	39,0%	36,9%	37,9%	38,5%	39,1%	38,4%	38,6%	37,9%	38,2%
Gas naturale	41,7%	50,8%	53,3%	53,8%	53,6%	55,5%	55,0%	56,5%	56,5%
Gas derivati	43,7%	39,3%	39,8%	40,2%	41,3%	41,5%	38,9%	41,4%	42,1%
Prodotti petroliferi	39,0%	42,0%	41,7%	46,1%	45,3%	51,6%	49,3%	49,8%	51,6%
Altri combustibili	37,5%	26,8%	30,9%	29,2%	30,5%	33,0%	33,8%	36,7%	36,5%
Totale da combustibili	40,2%	44,8%	46,8%	46,8%	46,3%	46,8%	45,9%	47,6%	48,8%
Consumo specifico medio di combustibile (MJ/kWh)	8,72	8,03	7,69	7,69	7,78	7,69	7,84	7,56	7,37

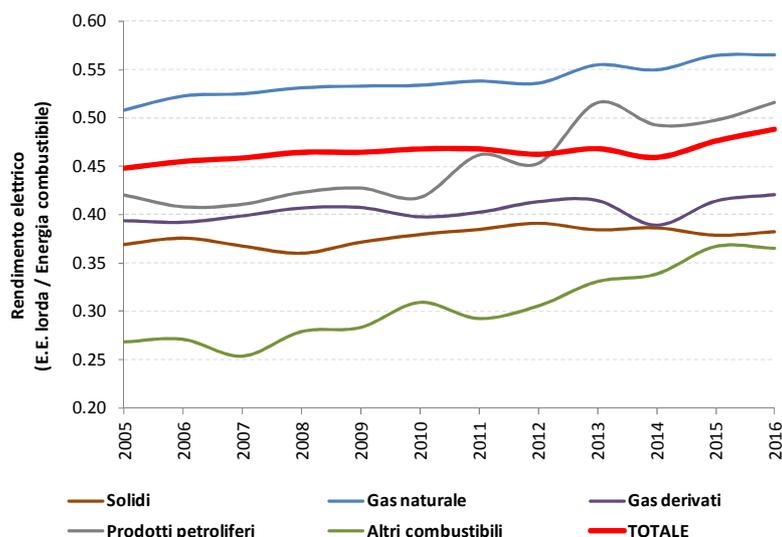


Figura 1.5 – Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.

La figura 1.5 mostra come la gran parte dei combustibili presentino rendimenti oscillanti intorno a un valore medio o andamenti crescenti. In particolare il gas naturale raggiunge nel 2016 il rendimento più elevato finora registrato (56,5%). Gli altri combustibili, costituiti da bioenergie e rifiuti, mostrano l'incremento più rilevante dell'efficienza di conversione elettrica, passando da 26,8% nel 2005 a 36,5% nel 2016. Tale incremento è dovuto al miglioramento tecnologico del settore elettrico e all'aumento della quota di biogas e bioliquidi rispetto a rifiuti e biomasse solide, caratterizzati da minore efficienza di conversione elettrica.

L'incremento dell'efficienza media di tutti i combustibili è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato e alla diffusione di impianti a cogenerazione con produzione di energia elettrica e calore. Per la stessa ragione i prodotti petroliferi mostrano un rilevante incremento dell'efficienza dovuto essenzialmente alla rapida diminuzione della quota di olio combustibile con bassa efficienza di conversione (35,7% nel 2016) e al corrispondente incremento dei gas di sintesi da processi di gassificazione e gas di raffineria con elevata efficienza di conversione (58,2% e 58,8% rispettivamente nel 2016), utilizzati nei cicli combinati.

La quota di produzione elettrica lorda associata alla produzione di calore rispetto alla produzione termoelettrica totale è cresciuta dal 27,4% nel 2000 fino al 52,9% nel 2016, il valore più elevato registrato finora. Nel seguente grafico è possibile osservare che l'incremento di produzione elettrica nazionale è stato sostanzialmente soddisfatto da impianti che operano in cogenerazione. Gli impianti che producono solo energia elettrica mostrano infatti un andamento della produzione elettrica pressoché costante dal 1997 al 2008. Dopo il 2008, in seguito alla forte flessione dei consumi elettrici si osserva una corrispondente flessione della produzione da impianti che non cogenerativi, mentre gli impianti cogenerativi mostrano un considerevole incremento della produzione fino al 2007 e successivamente oscillano intorno a un valore medio di circa 99 TWh. Negli ultimi due anni si osserva una ripresa della produzione in cogenerazione che supera la produzione elettrica da impianti non cogenerativi (Figura 1.6).

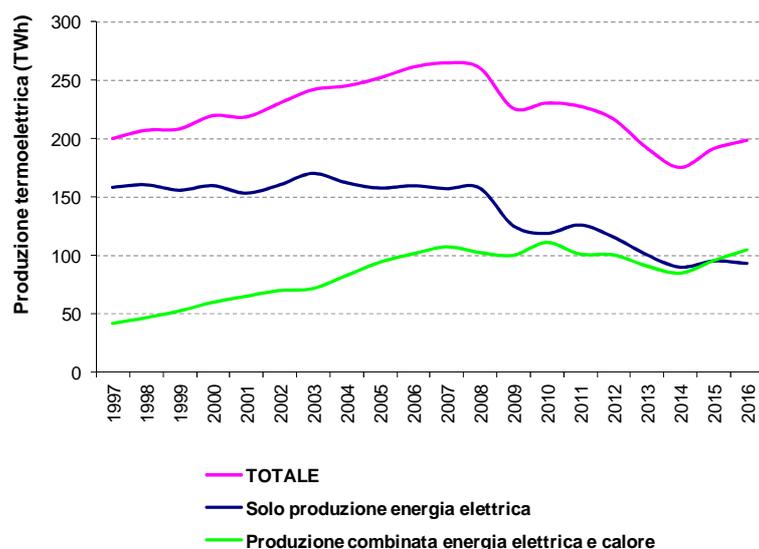


Figura 1.6 – Produzione lorda di energia termoelettrica per impianti che producono solo energia elettrica e per impianti cogenerativi di energia elettrica e calore.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 37,3% della produzione nazionale nel 2016, in diminuzione rispetto all'anno precedente (Tabella 1.6).

Tabella 1.6 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi.

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	TWh											
Idroelettrica	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	45,8	41,9	52,8	58,5	45,5	42,4	38,5
0 - 1 MW	-	1,4	1,6	1,5	2,2	2,2	2,1	2,6	3,1	2,6	2,7	-
1 - 10 MW	-	6,0	6,6	6,1	8,7	7,9	7,3	9,4	11,0	8,3	8,2	-
> 10 MW	-	30,3	36,1	28,5	40,2	35,8	32,5	40,8	44,4	34,7	31,6	-
Eolica	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	9,9	13,4	14,9	15,2	14,8	17,7	17,6
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	10,8	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	25,2
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,7	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Bioenergie	0,1	0,3	1,5	4,8	9,4	10,8	12,5	17,1	18,7	19,4	19,5	19,3
Solidi	-	0,2	0,9	3,6	4,3	4,7	4,7	5,9	6,2	6,3	6,5	-
Biogas	-	0,1	0,6	1,2	2,1	3,4	4,6	7,4	8,2	8,2	8,3	-
Bioliquidi	-	0,0	0,0	0,0	3,1	2,7	3,1	3,8	4,3	4,9	4,7	-
TOTALE	34,9	41,5	51,0	48,6	77,0	83,0	92,2	112,0	120,7	108,9	108,0	106,9

Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna.

Negli ultimi anni risulta particolarmente evidente l'incremento della produzione di elettricità da fonte eolica e dalle bioenergie costituite da biomasse e rifiuti. Il fotovoltaico mostra una crescita esponenziale fino al 2013 che nei successivi anni si stabilizza. Nel 2016 mostra una flessione rispetto all'anno precedente, con un contributo alla produzione elettrica nazionale pari a 7,6%.

Complessivamente la produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2016 ma dopo un picco di 120,7 TWh nel 2014 mostra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta sia alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie sia soprattutto alla sensibile contrazione di energia idroelettrica. La produzione idroelettrica, tradizionalmente prevalente nel settore delle fonti rinnovabili, rappresenta nel 2016 il 39,3% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della produzione idroelettrica nel 2017 mostrano una ulteriore contrazione che incide sulla produzione totale da fonti rinnovabili che scende a 106,9 TWh.

In Figura 1.7 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti. Dal 1990 risulta evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Inoltre, dal 2007 si nota la crescente quota delle fonti rinnovabili che negli ultimi anni mostra un considerevole declino.

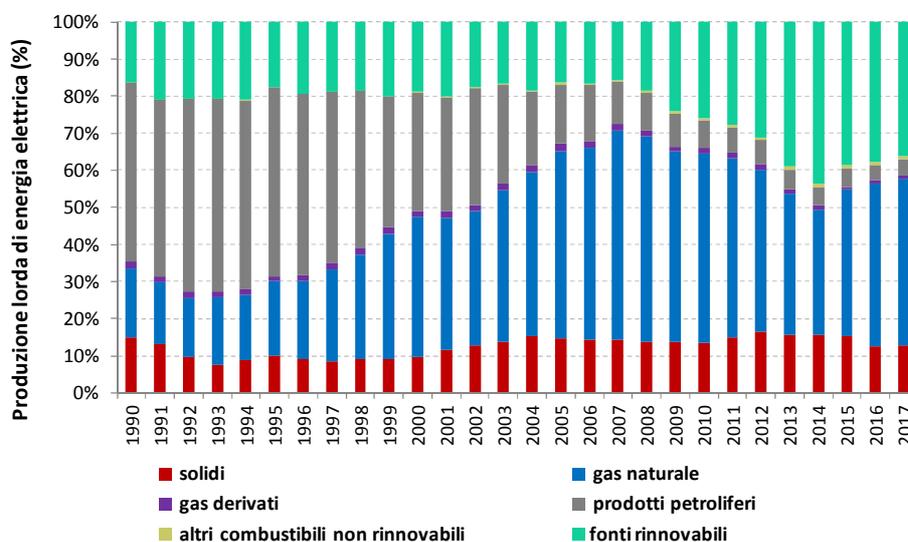


Figura 1.7 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna.

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come ad un incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguito, per due anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. Il grafico mostra inoltre la variabilità dell'apporto idroelettrico e il fondamentale ruolo che tale fonte riveste nella quota complessiva di energia elettrica di origine rinnovabile. Nel 2005 l'energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale rappresentava appena il 16% della produzione elettrica nazionale. Nel 2014 la quota ha raggiunto il massimo storico con il 43,1% e nei due anni successivi è scesa fino al 37,3% nel 2016. Le stime preliminari per il 2017 mostrano una ulteriore diminuzione della quota rinnovabile al 36,1%.

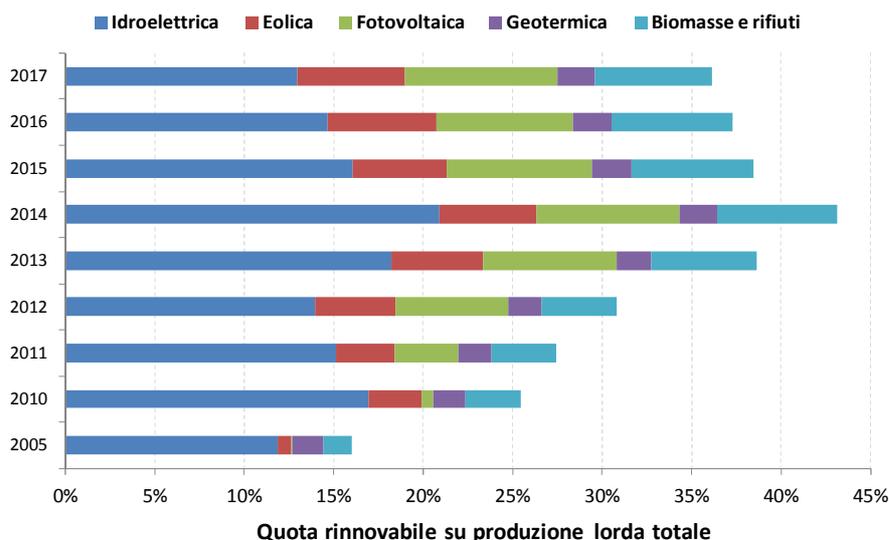


Figura 1.8 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2017 stime Ispra su dati preliminari Terna.

La quota di energia rinnovabile nel settore elettrico, pubblicata periodicamente dal GSE e calcolata secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE, mostra un rapido incremento dal 2005

fino al 2014. Successivamente il tasso di incremento diminuisce rapidamente. Il dato per il 2016 mostra un incremento rispetto all'anno precedente attestandosi al 34,0% (GSE, 2017).

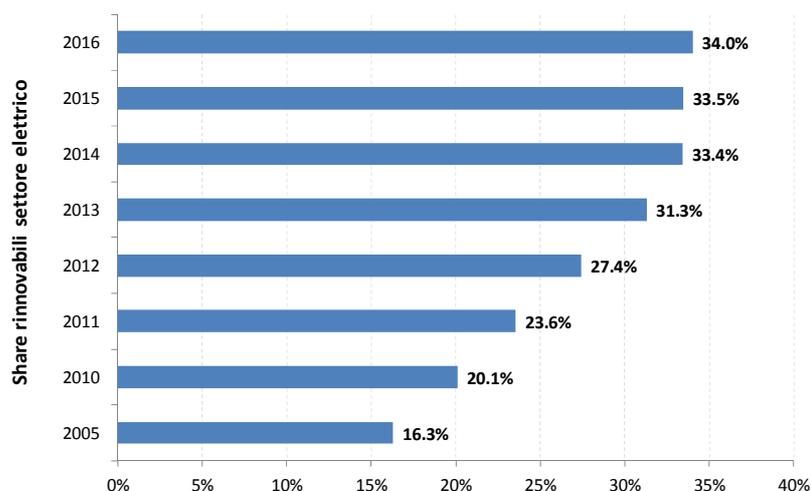


Figura 1.9 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità.

Si ricorda che l'obiettivo indicativo per il settore elettrico al 2020 stabilito dal Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (2010) e calcolato come rapporto tra la produzione elettrica normalizzata da fonti rinnovabili e consumo interno lordo, è pari al 26,4% e che dal 2012 fino al 2016 tale obiettivo è di gran lunga superato.

1.1.1 *Potenza installata e produzione di energia elettrica e calore*

L'andamento della produzione di energia elettrica rispetto alla potenza installata fornisce indicazioni circa l'effettiva attività di generazione elettrica dalle diverse tipologie di impianti. In questa esposizione si distinguono il settore termoelettrico, ovvero impianti cogenerativi e non cogenerativi alimentati prevalentemente da combustibili fossili, e il settore delle fonti rinnovabili. E' necessario sottolineare che la produzione elettrica non è direttamente correlata alla potenza efficiente, poiché la produzione è influenzata anche da fattori di mercato e dalla competizione tra le risorse che rendono la produzione e la potenza parzialmente indipendenti. Inoltre per quanto riguarda alcune fonti rinnovabili la produzione elettrica è intrinsecamente aleatoria poiché dipende dalla disponibilità delle rispettive risorse: vento, sole, pioggia. Ad ogni modo il rapporto tra produzione lorda e potenza efficiente installata fornisce una indicazione delle ore di funzionamento di una certa tipologia di impianti.

Nelle tabelle 1.7 e 1.8 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000 al 2016. La rappresentazione grafica della potenza e della produzione, distinta per impianti cogenerativi e non cogenerativi, mostra che a fronte di un generale incremento della potenza installata fino al 2012 la produzione degli impianti che producono solo energia elettrica subisce un drastico calo a partire dal 2008. Dopo il 2012 si osserva una diminuzione della potenza efficiente corrispondentemente alla diminuzione della produzione elettrica. Anche gli impianti cogenerativi mostrano un andamento decrescente della produzione di energia elettrica ma con una potenza installata piuttosto stabile nel periodo 2010-2014 e una crescita significativa della potenza nel 2015 e 2016. (Figura 1.10-1.11).

Gli impianti a ciclo combinato, indipendentemente dalla produzione cogenerativa o non cogenerativa, mostrano un notevole incremento della potenza efficiente lorda, da 7,9 GW nel 2000 fino al massimo di 43,4 GW nel biennio 2011-2012. Successivamente tali impianti mostrano una costante riduzione della potenza efficiente fino a 40,8 GW nel 2016. La quota della potenza di tali impianti rispetto alla potenza efficiente totale è in costante aumento dal 2000 e nel 2016 rappresenta il 62,9% del settore termoelettrico. La produzione elettrica da impianti a ciclo combinato passa da 43,8 TWh nel 2000 a 124,1 TWh nel 2016. Il contributo relativo dei cicli combinati alla produzione

termoelettrica è cresciuto notevolmente dal 2000, quando era del 20%, raggiungendo un picco del 68% nel 2010. La quota diminuisce negli anni successivi per arrivare al 52,6% nel 2014. Nei due anni successivi la quota di energia elettrica da cicli combinati torna a crescere per raggiungere il 62,4% nel 2016.

Tabella 1.7 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	GW								
Impianti non cogenerativi	44,1	46,3	54,0	55,9	57,1	55,3	51,5	42,0	38,7
<i>a combustione interna (CI)</i>	0,4	0,5	0,9	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
<i>a turbine a gas (TG)</i>	4,5	3,0	2,5	2,5	2,5	2,1	1,5	2,1	2,7
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	37,5	24,1	21,8	21,6	21,6	20,9	17,9	13,5	12,6
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	1,6	12,8	23,1	25,1	25,9	25,2	25,1	22,6	21,8
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	5,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	2,2	0,0
<i>turbo espansione (TE)</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>altro genere (V)</i>	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Impianti cogenerativi	12,2	18,3	24,4	23,8	23,5	23,2	23,5	26,6	26,2
<i>a combustione interna (CIC)</i>	0,4	0,6	1,4	1,8	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	6,3	12,6	18,9	18,3	17,5	16,9	16,9	19,2	19,0
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	2,0	1,9	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,7
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	2,5	2,2	1,8	1,5	1,5	1,7	1,7	2,2	2,2
TOTALE	56,3	64,6	78,3	79,7	80,6	78,5	75,0	68,6	64,9

Tabella 1.8 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	TWh								
Impianti non cogenerativi	159,6	157,5	119,0	126,2	116,0	100,9	90,4	95,6	93,6
<i>a combustione interna (CI)</i>	1,2	1,6	3,0	3,7	4,0	5,5	5,5	5,0	4,9
<i>a turbine a gas (TG)</i>	12,4	0,9	0,4	0,3	0,2	2,4	2,5	3,6	0,4
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	139,1	78,3	52,1	55,9	59,2	54,2	52,5	51,0	42,0
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	6,9	58,7	62,6	66,0	52,2	38,8	29,8	36,1	46,2
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	18,1	0,9	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0
Impianti cogenerativi	60,1	94,4	111,5	101,5	100,8	91,3	85,2	95,9	105,1
<i>a combustione interna (CIC)</i>	1,4	2,3	5,6	7,0	8,2	10,6	12,4	14,4	15,2
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	5,0	6,1	3,8	4,2	3,9	3,8	4,2	4,7	4,9
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	37,0	72,7	94,3	82,9	82,4	70,9	62,5	69,4	77,9
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	6,1	5,3	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,6	1,5
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	10,7	8,1	5,4	5,2	4,3	4,3	4,5	5,9	5,7
TOTALE	219,7	252,0	230,5	227,7	216,8	192,2	175,5	191,5	198,7

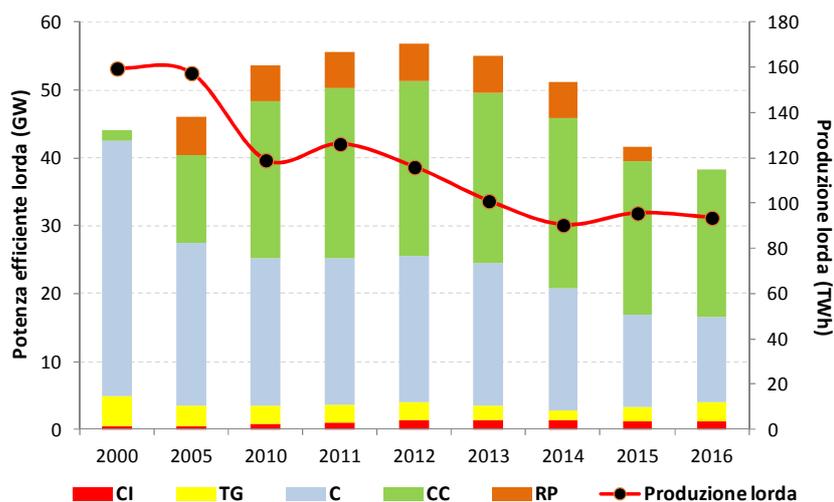


Figura 1.10 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

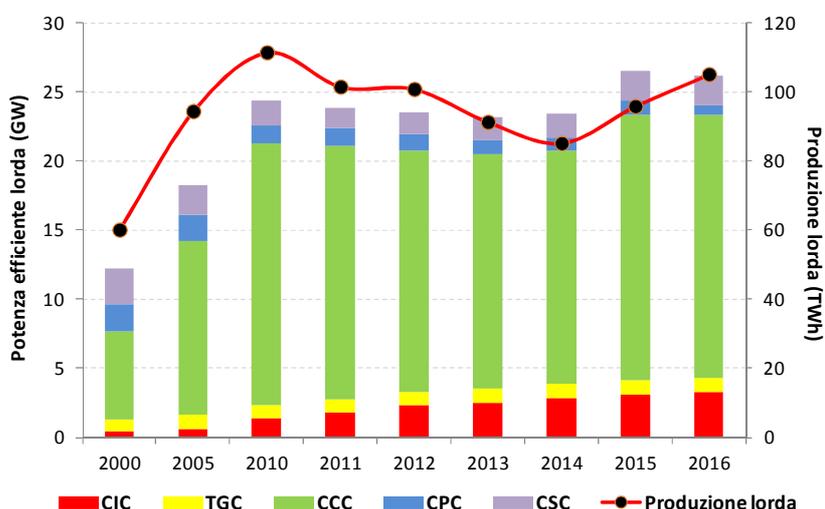


Figura 1.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a controcompressione; CSC = a vapore a condensazione con spillamento.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le quantità di calore prodotto per tipologia di impianto e per l'anno 2016 la produzione di calore per tipologia di impianto e di combustibile, secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da Terna.

Tabella 1.9 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo.

Tipologia di impianto	2005	2010	2015	2016
	ktep			
a combustione interna (CIC)	156,2	412,7	928,7	981,5
a turbine a gas (TGC)	655,1	481,7	578,7	587,2
a ciclo combinato (CCC)	1,467,9	2,465,7	2,379,7	2,495,6
a vapore a controcompressione (CPC)	1,405,1	640,3	426,5	415,4
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	927,1	836,3	782,8	769,6
TOTALE	4,611.4	4,836.7	5,096.4	5,249.3

I dati mostrano un costante incremento della produzione di calore da parte degli impianti cogenerativi a partire dal 2005 prevalentemente a carico degli impianti a ciclo combinato.

Tabella 1.10 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile per l'anno 2016.

	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
ktep							
<i>a combustione interna (CIC)</i>	-	573,5	6,8	1,6	205,2	194,4	981,5
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	-	519,8	-	62,2	4,8	0,4	587,2
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	37,2	1.936,9	90,5	241,8	187,9	1,3	2.495,6
<i>a vapore a controcompressione (CPC)</i>	7,9	212,4	-	89,0	106,0	0,1	415,4
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	-	69,1	31,8	76,7	591,0	1,0	769,6
Totale	45,1	3.311,7	129,1	471,3	1.094,9	197,2	5.249,3

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonti rinnovabili si osserva come i diversi meccanismi di incentivazione della produzione elettrica da tali fonti abbiano determinato una notevole crescita del settore. Dal 2000 si osserva un significativo e costante incremento della capacità installata (Tabella 1.11). Nel 2016 la potenza efficiente lorda è stata di 52,3 GW. Il tasso di incremento interannuale più elevato è stato nel 2011 quando la nuova potenza rispetto all'anno precedente è stata di 11,3 GW, di cui 9,5 GW da fonte fotovoltaica e 1,1 GW da fonte eolica. Negli anni successivi gli incrementi interannuali sono diminuiti e nel 2016 si hanno 0,8 GW di nuova potenza, di cui 0,4 GW da fonte fotovoltaica e 0,2 GW da fonte eolica.

Tabella 1.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile.

Fonte energetica	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MW									
Idroelettrica	16.641	17.326	17.876	18.092	18.232	18.366	18.418	18.543	18.641
<i>0 - 1 MW</i>	373	419	523	568	591	645	678	723	769
<i>1 - 10 MW</i>	1.824	1.986	2.210	2.328	2.396	2.476	2.494	2.575	2.626
<i>> 10 MW</i>	14.444	14.920	15.142	15.196	15.245	15.245	15.245	15.245	15.246
Eolica	363	1.639	5.814	6.936	8.119	8.561	8.703	9.162	9.410
Fotovoltaica	19	34	3.592	13.131	16.758	18.185	18.594	18.892	19.283
Geotermica	627	711	772	772	772	773	821	821	815
Bioenergie	685	1.195	2.352	2.825	3.802	4.033	4.044	4.057	4.124
Solo prod. en. elettrica	286	576	1.427	1.661	2.048	2.097	2.038	2.017	2.021
<i>Solidi</i>	133	352	678	741	781	831	807	808	826
<i>Biogas</i>	153	224	342	418	636	635	610	575	572
<i>Bioliquidi</i>	-	-	407	502	631	632	620	634	623
Prod. comb. en. elettrica e calore	399	619	924	1.164	1.753	1.936	2.006	2040	2103
<i>Solidi</i>	372	559	565	547	651	773	803	804	845
<i>Biogas</i>	27	60	166	355	706	754	796	831	851
<i>Bioliquidi</i>	-	-	194	261	396	410	407	404	406
TOTALE	18.335	20.905	30.406	41.756	47.683	49.919	50.580	51.475	52.273

La potenza idroelettrica è al netto degli impianti da pompaggio puro

In merito agli impianti alimentati da bioenergie è da sottolineare il rapido incremento dal 2008 al 2013 e la successiva stabilizzazione della potenza efficiente lorda. In particolare gli impianti alimentati a biogas passano da 0,37 GW nel 2008 a 1,39 GW nel 2013, mentre negli anni successivi si osserva solo un lieve incremento della potenza efficiente fino a 1,42 GW nel 2016. La crescita degli impianti a bioliquidi nel periodo 2008-2013 appare ancora più rapida, da 0,12 GW a 1,04 GW, per mantenersi piuttosto stabile fino al 2016. Tali andamenti sono spiegabili con la diminuzione degli incentivi per questo tipo di impianti il cui sviluppo in futuro non sembra indipendente dalla presenza di forme di incentivazione.

Nella figura 1.12 è evidente come la produzione elettrica mostri un andamento correlato alla potenza installata.

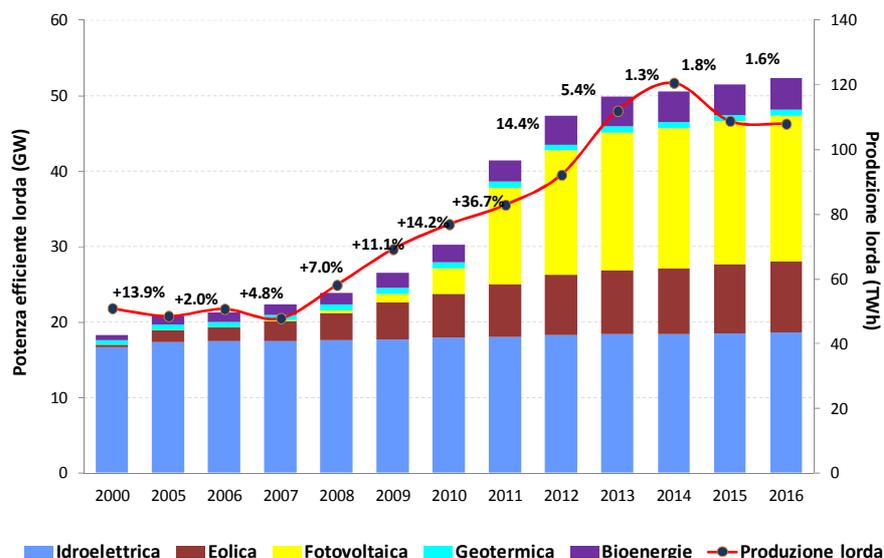


Figura 1.12 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. E' inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

Di particolare rilievo appare l'incremento del numero medio di ore di utilizzazione equivalenti degli impianti fotovoltaici dal 2010 (Figura 1.13). Le ore di utilizzazione equivalenti sono il numero di ore annue durante le quali un impianto genera elettricità e sono pari al rapporto tra la produzione lorda generata in un anno e la potenza efficiente lorda installata. A fine 2016 le ore equivalenti per gli impianti fotovoltaici sono state 1.146 delle 8.760 disponibili nell'arco dell'anno (fattore di capacità 13,1%), in diminuzione rispetto all'anno precedente (fattore di capacità 13,9%), mentre gli impianti eolici hanno fatto registrare 1.880 ore equivalenti (fattore di capacità 21,5%) con un sensibile incremento del fattore di capacità rispetto al 2015 (fattore di capacità 18,5%). Complessivamente le ore equivalenti degli impianti a fonti rinnovabili sono state 2.067 (23,6%), in calo da due anni.

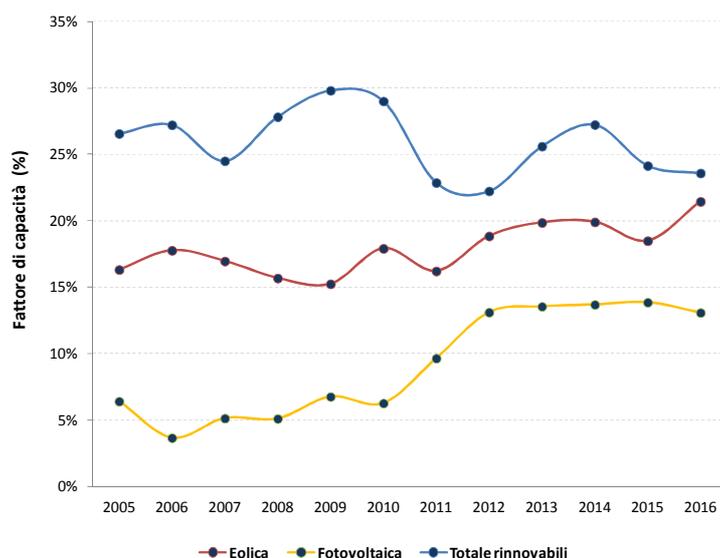


Figura 1.13 – Coefficiente di utilizzazione degli impianti fotovoltaici e eolici.

1.1.2 Efficienza del parco termoelettrico

I dati pubblicati annualmente da Terna dei consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di elaborare i parametri

dell'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

Nella seguente tabella sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e all'efficienza degli impianti. I dati mostrano che l'efficienza del parco termoelettrico è aumentata dal 2005 soprattutto per il contributo delle centrali cogenerative caratterizzate da efficienza elettrica superiore a quella delle centrali non cogenerative. Nel 2016 l'efficienza elettrica di queste ultime risulta del 43%, mentre per le centrali cogenerative si registra un valore del 55,6%. Inoltre le centrali cogenerative mostrano un costante incremento dell'efficienza elettrica laddove l'efficienza delle centrali non cogenerative non mostra significativi incrementi dal 2005. Considerando anche la produzione di calore gli impianti cogenerativi fanno registrare un'efficienza del 64,5% nel 2016. Complessivamente l'efficienza del parco termoelettrico nazionale è del 54,6% e mostra un andamento crescente negli ultimi anni.

Tabella 1.12 – Consumi energetici ed efficienza del parco termoelettrico.

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumi specifici - centrali non cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	2,048	1,997	1,993	2,028	2,085	2,131	2,060	2,001
Consumi specifici - centrali cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	1,703	1,667	1,643	1,664	1,561	1,598	1,553	1,546
Consumo di energia - parco termoelettrico (ktep)	53.468	47.764	47.671	45.666	41.099	38.300	40.343	40.886
- centrali cogenerative	21.206	23.999	22.521	22.147	20.052	19.045	20.654	22.164
- per produzione elettrica	16.078	18.577	16.678	16.780	14.251	13.607	14.889	16.256
- per produzione di calore	5.127	5.422	5.843	5.367	5.801	5.438	5.765	5.908
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	25.150	23.519	21.046	19.256	19.688	18.722
Consumo di energia per la produzione elettrica	48.339	42.342	41.830	40.300	35.295	32.856	34.578	34.978
Efficienza elettrica parco termoelettrico	0,448	0,468	0,468	0,463	0,468	0,459	0,476	0,488
Efficienza totale centrali cogenerative	0,600	0,601	0,616	0,611	0,645	0,638	0,646	0,645
Efficienza elettrica centrali cogenerative	0,505	0,516	0,523	0,517	0,551	0,538	0,554	0,556
Efficienza elettrica centrali non cogenerative	0,420	0,431	0,431	0,424	0,412	0,403	0,417	0,430
Efficienza totale parco termoelettrico	0,491	0,516	0,519	0,515	0,526	0,520	0,534	0,546

Nel seguente grafico è riportato l'andamento dell'efficienza del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. Di particolare rilievo appare l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative tra il 2012 e il 2013 dovuto al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione di dimensioni significative e maggiore efficienza.

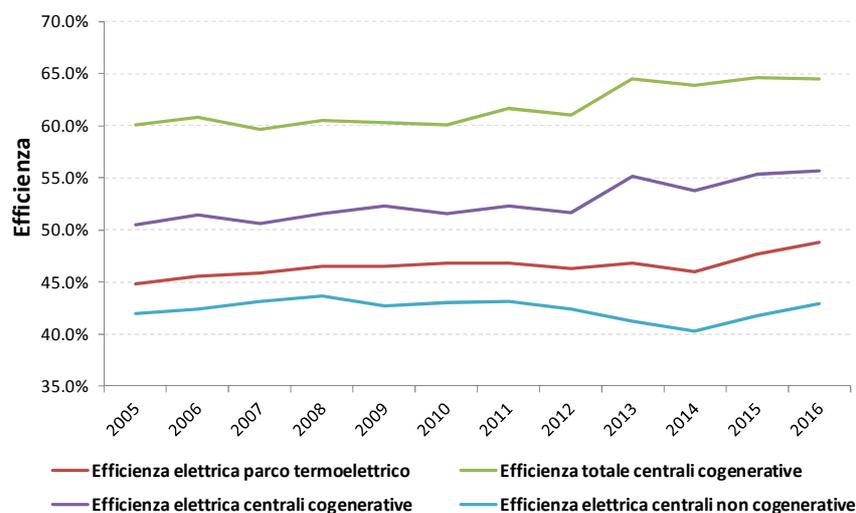


Figura 1.14 – Efficienza del parco termoelettrico nazionale.

I dati pubblicati da Terna consentono inoltre di elaborare l'efficienza degli impianti con maggiore dettaglio, ovvero per tipologia di impianti e di combustibili. Nelle successive tabelle sono riportate le efficienze elettriche e le efficienze totali degli impianti secondo la classe di combustibili utilizzati per l'anno 2016 e 2005. I dati mostrano che le efficienze di conversione registrate nel 2016 sono superiori a quelle registrate nel 2005. L'incremento di efficienza è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo 2005-2016 a fronte di un incremento dell'efficienza elettrica media dell'intero parco termoelettrico del 4% gli impianti cogenerativi mostrano un incremento del 5,1%, mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento dell'efficienza dell' 1% nello stesso periodo.

Per quanto riguarda l'efficienza totale gli impianti cogenerativi mostrano un miglioramento delle prestazioni del 4,4% con un ruolo particolarmente pronunciato per gli impianti a ciclo combinato che fanno registrare un incremento del 7,3% dell'efficienza totale.

Tabella 1.13 – Efficienza elettrica e totale per tipologia di impianto e di combustibili negli anni 2005 e 2016. Classificazione dei combustibili secondo Terna.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2016							
Efficienza elettrica							
Impianti non cogenerativi	0,382	0,528	0,403	0,349	0,316	0,365	0,430
a combustione interna (CI)		0,362	0,403	0,373	0,403	0,366	0,375
a turbine a gas (TG)		0,315		0,238	0,267	0,317	0,312
a vapore a condensazione (C)	0,382	0,378		0,346	0,260	0,399	0,362
a ciclo combinato (CC) ripotenziato (RP)		0,534		0,449	0,474	0,399	0,531
Impianti cogenerativi	0,810	0,588	0,421	0,577	0,450	0,511	0,556
a combustione interna (CIC)		0,644	0,465	0,533	0,476	0,512	0,569
a turbine a gas (TGC)		0,595	0,739	0,718	0,412	0,429	0,603
a ciclo combinato (CCC)	0,819	0,583	0,441	0,554	0,581	0,470	0,579
a vapore a contropressione (CPC)	0,717	0,728		0,694	0,617	0,723	0,673
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,413	0,397	0,472	0,288	0,351	0,323
TOTALE	0,382	0,565	0,420	0,443	0,389	0,444	0,488
Efficienza totale							
Impianti cogenerativi	0,873	0,661	0,517	0,775	0,589	0,580	0,645
a combustione interna (CIC)		0,737	0,568	0,638	0,666	0,580	0,674
a turbine a gas (TGC)		0,738		0,825	0,722	0,579	0,745
a ciclo combinato (CCC)	0,880	0,638	0,565	0,739	0,618	0,565	0,639
a vapore a contropressione (CPC)	0,836	0,852		0,873	0,775	0,686	0,831
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,586	0,454	0,792	0,519	0,680	0,530
2005							
Efficienza elettrica							
Impianti non cogenerativi	0,368	0,494	0,354	0,376	0,195	0,336	0,420
a combustione interna (CI)		0,364	0,398	0,366	0,106	0,339	0,332
a turbine a gas (TG)		0,294		0,228		0,273	0,284
a vapore a condensazione (C)	0,368	0,380	0,354	0,374	0,198		0,362
a ciclo combinato (CC) ripotenziato (RP)		0,547		0,207	0,242		0,547
		0,411		0,417			0,411
Impianti cogenerativi	0,509	0,524	0,419	0,454	0,478	0,449	0,505
a combustione interna (CIC)		0,555	0,399	0,472	0,533	0,425	0,527
a turbine a gas (TGC)		0,540		0,554	0,690	0,312	0,542
a ciclo combinato (CCC)		0,520	0,438	0,459	0,576	0,280	0,521
a vapore a contropressione (CPC)	0,509	0,669	0,531	0,690	0,405	0,381	0,565
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,437	0,279	0,402	0,280	0,506	0,358
TOTALE	0,369	0,508	0,393	0,391	0,405	0,352	0,448
Efficienza totale							
Impianti cogenerativi	0,690	0,609	0,456	0,666	0,527	0,629	0,600
a combustione interna (CIC)		0,682	0,406	0,550	0,603	0,543	0,646
a turbine a gas (TGC)		0,691		0,731	0,798	0,458	0,696
a ciclo combinato (CCC)		0,566	0,479	0,630	0,581	0,788	0,566
a vapore a contropressione (CPC)	0,690	0,844	0,553	0,847	0,545	0,641	0,785
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,657	0,279	0,600	0,418	0,703	0,546

2 FATTORI DI EMISSIONE DEI COMBUSTIBILI

I fattori di emissione per la produzione e consumo di energia elettrica considerati nel presente lavoro sono stati calcolati in base al consumo di combustibili comunicati a ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) da TERNA¹ a partire dal 2005. Per gli anni precedenti sono stati utilizzati i dati Eurostat che a sua volta utilizza i dati riportati nei *OECD/Eurostat Joint Questionnaire* compilati da TERNA per il settore elettrico. Inoltre sono state elaborate stime preliminari per il 2017 in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da Terna a dicembre 2017 (aggiornato a dicembre 2017) e ai fattori di emissione elaborati per il 2016.

I fattori di emissione dei combustibili utilizzati nella generazione elettrica sono stati calcolati a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico dei rispettivi combustibili. Per ognuno dei principali combustibili, quali gas naturale, carbone e olio combustibile sono state adottate specifiche procedure. Di seguito si riporta una sintesi delle metodologie adottate. Per maggiori dettagli si rimanda all'*Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2015 - National Inventory Report 2017*².

Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). La composizione chimica e il potere calorifico del gas importato e di quello prodotto sul territorio nazionale sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas o comunicati ad ISPRA. 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 e i risultati delle analisi condotte da ENEL³ 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 trimestrale). Il contenuto di carbonio nel combustibile presenta una relazione con il contenuto di idrogeno e con il potere calorifico inferiore. Il potere calorifico del combustibile solido presenta una elevata eterogeneità in relazione all'umidità e al 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 e il contenuto di carbonio alle caratteristiche medie del carbone calcolate a partire da dati di letteratura (EMEP/CORINAIR, 2007);

- per ogni anno è possibile calcolare la media pesata del potere calorifico inferiore e 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 2005 la disponibilità di dati sul contenuto di carbonio presente nei combustibili utilizzati dai singoli impianti per ogni anno consente di affinare la stima.

A partire dal 2005 i fattori di emissione di una serie di combustibili (carbone da vapore, coke di petrolio, gas derivati, gas di raffineria, gas di sintesi, gas residui da processi chimici) sono stati calcolati in base ai dati comunicati al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE dagli impianti che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS). Tali dati sono soggetti ad un processo di verifica che “*accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio,*

¹ Principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione.

² Allegato 6, *National emission factors*.

³ ENEL, comunicazione dei dati ad ISPRA.

dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto.” (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216, 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. Precedentemente al 2005 sono stati utilizzati fattori di emissione disponibili in letteratura o da raccolte dati presso gli impianti industriali.

In tale studio i fattori di emissione di CO₂ da combustione di biomasse (biodiesel, biogas, biomasse, oli vegetali e componente biodegradabile dei rifiuti) sono stati considerati pari a zero, in accordo con quanto definito nell'ambito della convenzione UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) per la contabilizzazione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica. In tale contesto la biomassa è una sorgente neutra rispetto alle emissioni di CO₂, in quanto la CO₂ emessa durante la combustione è pari a quella assorbita nel corso della vita della pianta con il processo di fotosintesi.

I fattori di emissione dei principali combustibili di origine fossile utilizzati per la produzione elettrica utilizzati in questo lavoro sono pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2015, National Inventory Report 2017*, (Allegato 6).

I coefficienti di ossidazione dei combustibili sono stati aggiornati secondo le indicazioni delle linee guida IPCC 2006 per la realizzazione degli inventari nazionali (IPCC, 2006). Tali linee guida considerano il fattore di ossidazione dei combustibili pari a 1 se non sono disponibili informazioni più dettagliate. In altre parole si considera interamente convertito in anidride carbonica il contenuto di carbonio del combustibile durante il processo di combustione in assenza di dati analitici sulla combustione.

Le emissioni del settore elettrico sono elaborate separatamente in relazione alla produzione di elettricità e di calore. Sebbene le emissioni per la produzione cogenerativa di energia elettrica ed energia termica non sono eventi indipendenti, appare opportuno separare le due entità considerando l'uso selettivo delle due tipologie di energia da parte degli utenti finali.

2.1 Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

La quantità CO₂ atmosferica emessa nel 2015 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 106,4 Mt (di cui 93,4 Mt per la generazione elettrica e 12,9 Mt per la produzione di calore), pari al 30% delle emissioni nazionali di anidride carbonica (357,2 Mt CO₂) e 25% delle emissioni di gas serra, pari a 433 Mt CO_{2eq} (ISPRA, 2017). Nel 2016 le emissioni dal settore elettrico subiscono una lieve diminuzione attestandosi a 105,9 Mt CO₂, di cui 92,5 Mt per la generazione elettrica e 13,4 Mt per la generazione di calore.

Nella seguente tabella sono riportate le emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica e calore.

Tabella 2.1 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile. Stime preliminari per il 2017.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Mt CO ₂											
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,3	42,5	39,9	38,3	39,1	32,1	33,5
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	66,6	67,5	63,3	57,7	48,5	42,8	49,1	55,3	57,7
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	9,0	8,2	5,9	6,0	4,5	5,7	6,0
Prodotti petrol.	70,2	81,4	61,2	36,2	19,9	17,0	15,2	12,4	11,0	10,2	9,2	8,4
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,1	3,2	3,5	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,8
Totale	126,2	133,2	139,2	156,8	134,2	132,1	127,0	110,1	101,5	106,4	105,9	109,3

Come visto in precedenza la produzione di energia elettrica da fonti fossili rappresenta il 61,8% della generazione elettrica nazionale nel 2016. Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla combustione di prodotti petroliferi hanno rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una quota rilevante delle emissioni totali del settore termoelettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 61,1% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 8,7% nel 2016. Va tuttavia considerato che tra i prodotti petroliferi sono annoverati anche i gas di sintesi da processi di

gassificazione che a partire dal 2000 rappresentano una quota crescente dei prodotti petroliferi. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa da 61,1% a 1,5% nel periodo 1995-2016. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,3% nel 1995 a 52,2% nel 2016.

In tabella 2.2 sono riportate le sole emissioni di CO₂ dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 2.2 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile. Stime preliminari per il 2017.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Mt CO₂											
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	39,1	42,4	39,8	38,1	38,9	31,9	33,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	55,1	49,6	40,2	34,9	40,4	46,4	48,4
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	8,8	7,4	5,4	5,5	3,6	4,6	4,8
Prodotti petrol.	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	12,3	11,8	8,8	8,3	7,6	6,7	6,1
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,2	3,1	3,0	3,1	3,3	3,0	3,2
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	118,5	114,3	97,2	89,9	93,4	92,5	95,7

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale per la sola produzione elettrica mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa fossile. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti dal 16,7% nel 1990 al 49,2% nel 2010 e diminuisce fino al 38,8% nel 2014 per risalire al 50,1% nel 2016. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta dal 1990 (22,3%) fino al 1993 (12,2%). Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,3% nel 2014 (Figura 2.1). Nel 2016 le emissioni da combustibili solidi sono diminuite e rappresentano il 34,4% delle emissioni dovute alla produzione elettrica.

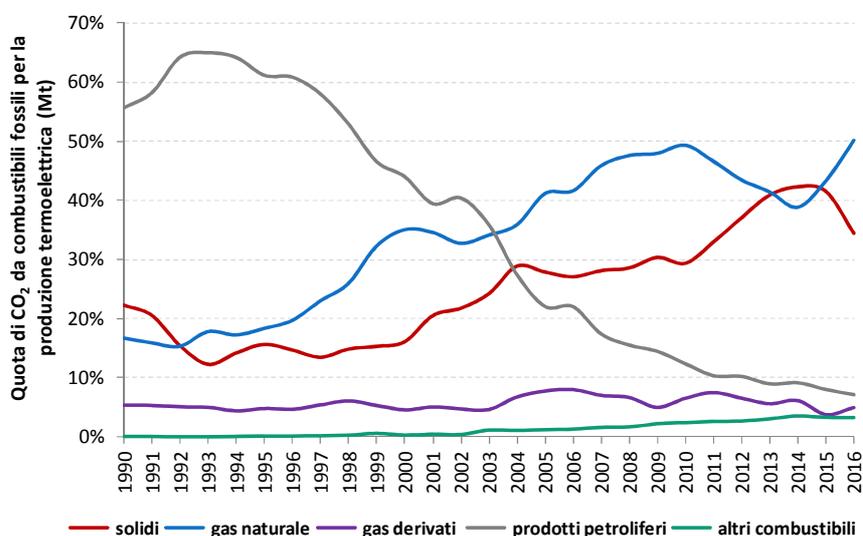


Figura 2.1 – Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile.

Nella Figura 2.2 è rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

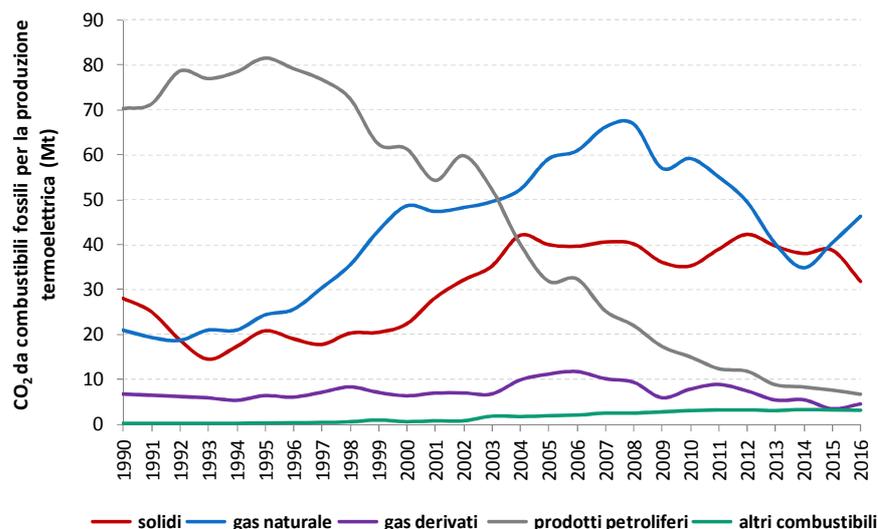


Figura 2.2 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

2.1.1 Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica

In Tabella 2.3 sono riportati i fattori di emissione specifici per le diverse tipologie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. Tra i combustibili fossili i gas derivati presentano i fattori di emissione più elevati, seguiti dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi; il gas naturale mostra i fattori di emissione più bassi. Gli altri combustibili meritano un discorso a parte poiché prevalentemente costituiti da rifiuti e bioenergie. I fattori di emissione di tali combustibili sono tra i più elevati se si considera la produzione elettrica dalla sola componente non biodegradabile dei rifiuti, tra i quali figurano anche i rifiuti industriali.

Tabella 2.3 – Fattori di emissione di anidride carbonica da produzione termoelettrica lorda per combustibile.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	gCO₂/kWh lorda										
Solidi	876,9	863,2	852,0	919,9	889,7	873,7	862,5	882,1	876,7	899,9	895,7
Gas naturale	529,9	518,8	480,4	396,2	387,9	381,5	384,3	369,6	372,8	364,8	367,5
Gas derivati	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.630,0	1.495,9	1.606,0	1.793,9	1.624,8	1.639,5
Prodotti petroliferi	683,5	674,0	713,0	675,1	688,9	620,3	622,8	566,6	585,3	564,7	548,8
Altri combustibili^[1]	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	238,9	209,5	154,9	146,4	136,2	137,6
Altri combustibili^[2]	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.361,7	1.364,0	1.309,4	1.265,0	1.224,0	1.209,6
Totale termoelettrico^[1]	708,0	680,6	633,6	571,4	522,2	520,5	527,0	505,8	512,3	487,9	465,7
Totale termoelettrico^[2]	708,2	681,6	638,0	582,6	544,5	546,5	559,2	555,2	573,5	542,8	516,4

^[1] E' compresa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

^[2] E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale presenta una costante diminuzione dal 1990 al 2016, con valori che vanno da 708 g CO₂/kWh a 466 g CO₂/kWh. La diminuzione del fattore di emissione è dovuta principalmente all'incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico, riduzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da questo combustibile. Un ruolo importante assume anche l'utilizzo di bioenergie con bilancio emissivo zero tra gli altri combustibili che nel 2016 contribuiscono per il 9,8% della produzione termoelettrica dopo un picco del 10,6% raggiunto nel 2014. Si tratta di un notevole incremento considerando che nel 1990 il contributo delle bioenergie alla produzione termoelettrica era dello 0,03% e fino al 2005 era del 1,9%. La differenza tra i fattori di emissione del parco termoelettrico con e senza il contributo delle bioenergie mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione. La differenza diventa rilevante successivamente al 2000 in seguito all'incremento della quantità di biomasse solide e di rifiuti solidi urbani o assimilabili utilizzati per la produzione

elettrica e all'ancora più rilevante incremento di bioliquidi e biogas osservato successivamente al 2008.

In figura 2.3 si osserva la variazione percentuale di energia termoelettrica prodotta e delle relative emissioni atmosferiche di CO₂ rispetto al 1990 per tipologia di combustibile. Per i combustibili solidi, prodotti petroliferi e gas derivati si osserva una sostanziale covariazione dei due parametri, mentre per il gas naturale e gli altri combustibili si osserva un incremento maggiore della produzione elettrica rispetto all'incremento osservato per le emissioni di CO₂. In altre parole per gas naturale e altri combustibili si ha un incremento della produzione elettrica a parità di emissioni di anidride carbonica, ovvero un disaccoppiamento tra i due parametri. Tale configurazione trova spiegazione in diversi fattori, come l'incremento di efficienza della produzione elettrica o la variazione della composizione di combustibili con utilizzo di risorse caratterizzate da minori emissioni specifiche.

Il fattore di disaccoppiamento tra i due parametri può essere considerato in termini di rapporto tra i rispettivi incrementi. Per gli 'altri combustibili' l'incremento di energia elettrica nel 2016 è 8,75 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale il fattore di disaccoppiamento è 1,44. Anche per i prodotti petroliferi si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,25 essenzialmente dovuto alla crescente quota dei gas di sintesi a elevata efficienza di conversione elettrica. Il fattore di disaccoppiamento dei gas derivati è 1,11 mentre il combustibile solido presenta un disaccoppiamento negativo (0,98), sintomo di un fattore emissivo specifico che supera gli effetti dell'efficienza di conversione elettrica. Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,52 con un andamento crescente che ricalca quello del gas naturale.

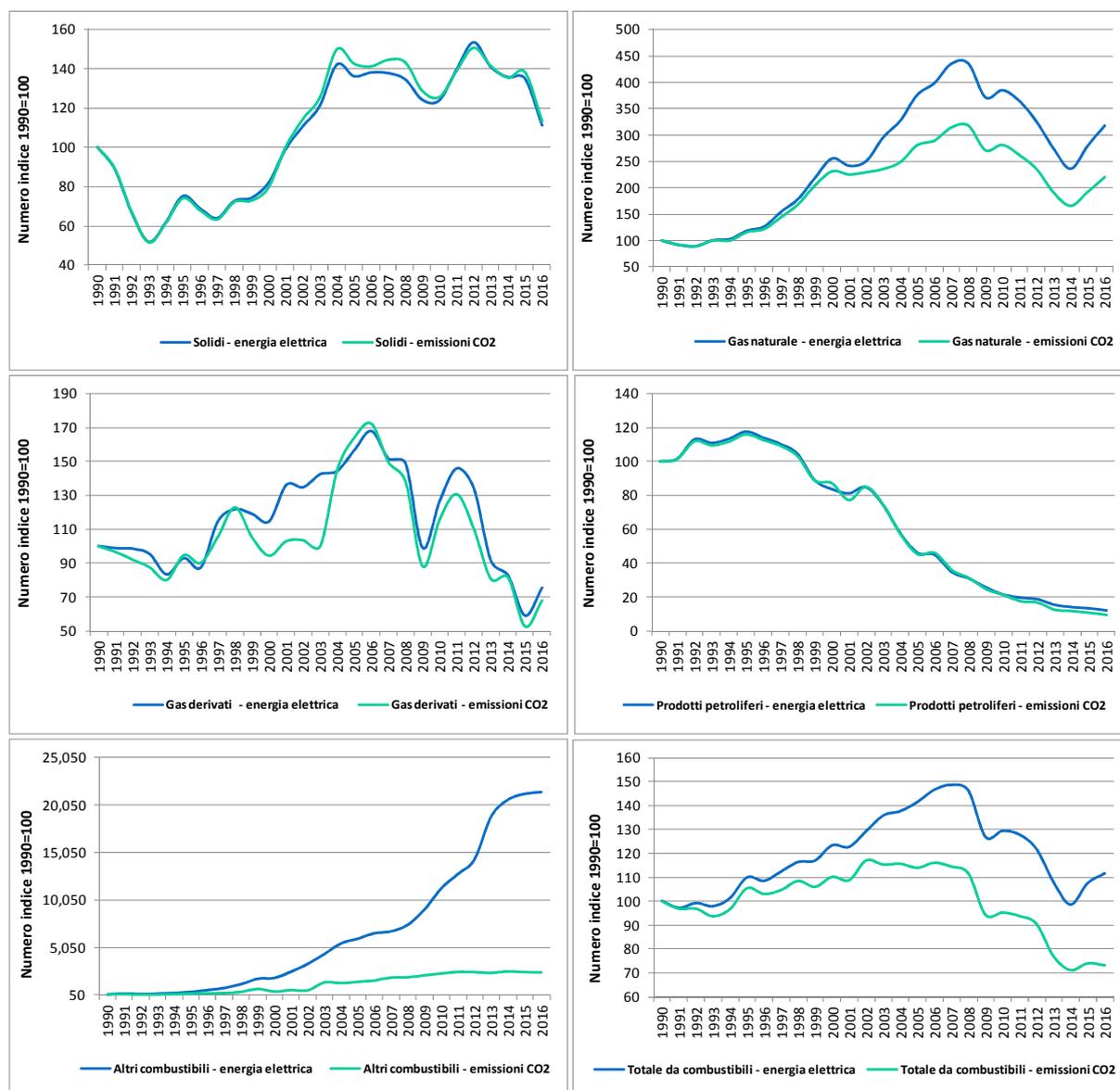


Figura 2.3 - Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).

Da quanto esposto emerge che il parco termoelettrico nazionale presenta, a partire dal 1990, un incremento della produzione elettrica cui non è corrisposto un proporzionale incremento delle emissioni atmosferiche di CO₂ per via del miglioramento tecnologico e per l'incremento della quota di combustibili con fattori di emissione inferiori. Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2002 con un incremento del 17,1% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso periodo un incremento del 29,6%. Dal 2002 al 2007 le emissioni hanno subito una lieve diminuzione e nel 2007 si osservava un incremento delle emissioni rispetto al 1990 del 14,6% e una produzione termoelettrica cresciuta del 49,1%. Successivamente al 2007, in seguito alla contrazione del sistema economico innescata dalla crisi economico-finanziaria, si è osservata una riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. I dati mostrano che il 2014 rappresenta l'anno in cui si è raggiunto il minimo di produzione elettrica dall'inizio della crisi economica. Negli anni successivi si osserva una decisa ripresa della produzione elettrica e, parallelamente, della produzione termoelettrica. Le emissioni del settore termoelettrico nel 2016 sono diminuite del 26,6% rispetto al 1990, a fronte di un incremento della produzione termoelettrica del 11,9% nello stesso periodo.

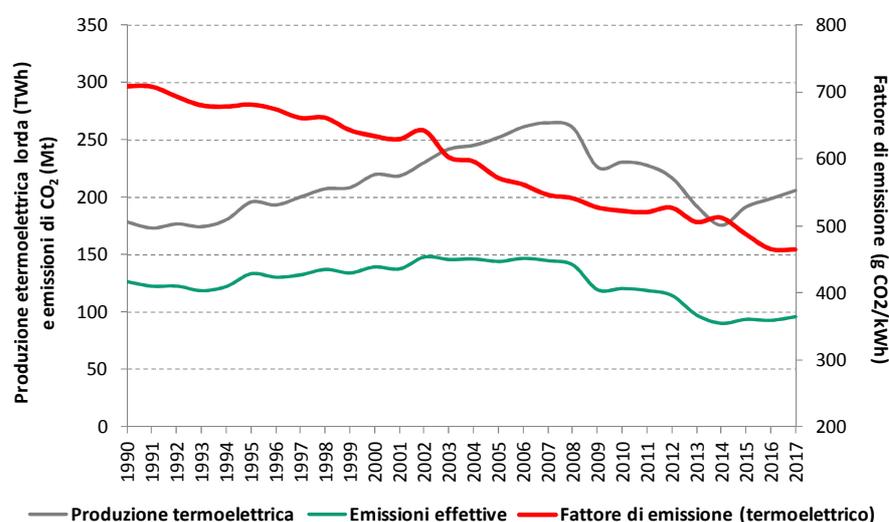


Figura 2.4 - Andamento della produzione termoelettrica, delle emissioni di CO₂ e del corrispondente fattore di emissione. Per il 2017 stime preliminari.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 per la produzione elettrica lorda di origine fossile, per la produzione elettrica lorda totale, comprensiva quindi dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. E' inoltre riportato il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica a livello di utenza. I fattori di emissione relativi alla produzione elettrica considerano la produzione lorda, misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Per il calcolo dei fattori di emissione dei consumi va considerata la produzione netta di energia elettrica, ovvero l'energia elettrica misurata in uscita dagli impianti al netto dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione, la quota di energia elettrica importata e le perdite di rete. Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla produzione dell'energia elettrica importata dall'estero non entrano nel novero delle emissioni nazionali. La quota del saldo import/export rispetto ai consumi elettrici nazionali è stata piuttosto stabile dal 1990 fino al 2015, con una media del 15,4% dei consumi elettrici, mentre negli ultimi mostra una sensibile riduzione arrivando nel 2016 al 12,5% dei consumi. Le perdite di rete passano da 7,4% a 6,2% dei consumi nazionali dal 1990 al 2016.

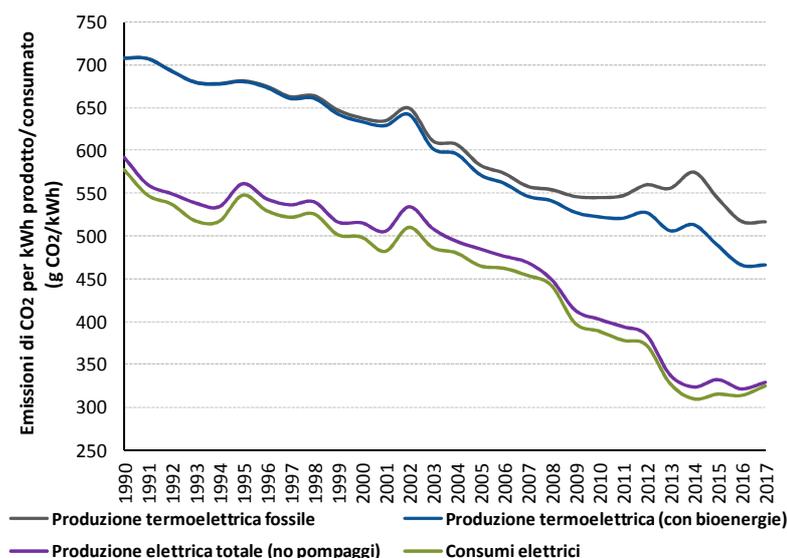


Figura 2.5 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/kWh). Per il 2017 stime preliminari.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero (Tabella 2.4). Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce ulteriormente in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale.

I dati relativi alle emissioni dal parco termoelettrico e della produzione elettrica nazionale mostrano che a fronte di un incremento della produzione elettrica dal 1990 al 2016 pari a 73,2 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica di 33,7 Mt.

Tabella 2.4 – Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici.

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossile)	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Produzione di calore ³	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,3}	Consumi elettrici
	g CO ₂ /kWh					
1990	708,2	708,0	592,2	-	592,2	576,9
1995	681,6	680,6	561,3	-	561,3	547,2
2000	638,0	633,6	515,6	-	515,6	498,3
2005	582,6	571,4	485,0	239,0	447,4	464,7
2006	573,2	561,6	476,6	248,8	440,5	461,8
2007	557,7	546,2	469,2	248,3	434,8	453,4
2008	553,8	541,1	449,5	250,6	419,7	441,7
2009	545,8	527,5	413,5	259,2	390,6	397,6
2010	544,5	522,2	402,8	245,6	377,9	388,4
2011	546,5	520,5	394,2	226,4	366,3	377,7
2012	559,2	527,0	384,4	225,1	358,9	371,9
2013	555,2	505,8	337,8	217,3	317,2	327,1
2014	573,5	512,3	323,3	205,8	303,5	308,9
2015	542,8	487,9	331,7	218,5	312,0	314,3
2016	516,4	465,7	321,3	219,3	303,5	313,1
2017	512,9	464,8	325,2	219,6	306,8	318,2

¹ comprensiva della quota di elettricità prodotta da bioenergie

² al netto degli apporti da pompaggio

³ considerate anche le emissioni di CO₂ per la produzione di calore (calore convertito in kWh)

La sensibile diminuzione del fattore di emissione per la produzione di energia elettrica del 2016 rispetto al valore registrato nel 2015 è essenzialmente dovuta alla diminuzione dei combustibili solidi e al corrispondente incremento di gas naturale nel mix fossile. La quota di energia elettrica da

combustibili solidi passa da 15,3% nel 2015 a 12,3% nel 2016, mentre la produzione elettrica da gas naturale passa da 39,2% nel 2015 a 43,5% nel 2016.

2.1.2 Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto

I dati di produzione elettrica e i consumi specifici per tipologia di impianto e per tipologia di combustibile pubblicati annualmente da Terna sono stati utilizzati per elaborare i relativi consumi energetici, le emissioni di CO₂ e i fattori di emissione per unità di energia elettrica e calore prodotti.

Tali informazioni a livello di tipologia di impianto possono essere utili anche ai fini di procedure autorizzative condizionate a eventuali soglie emissive. I dati illustrati nelle seguenti tabella riportano i fattori di emissione riferiti alla produzione elettrica per gli anni 2005, 2010 e 2016, senza il contributo emissivo dovuto alla produzione di calore. E' evidente come le centrali termoelettriche che producono solo energia elettrica siano caratterizzate dai fattori di emissione più elevati in ragione della loro minore efficienza. In particolare si osserva che i fattori di emissione più alti sono dovuti alla combustione di gas derivati, prodotti petroliferi e combustibili solidi. In merito agli altri combustibili gassosi, prevalentemente costituiti da biogas, si registrano i fattori di emissione più bassi. Gli altri combustibili solidi comprendono biomasse e rifiuti, sia la componente rinnovabile sia la componente non rinnovabile.

Il fattore di emissione per tipo di impianto è costituito dalla media ponderata dei fattori di emissione per quantitativo di combustibile utilizzato e energia elettrica prodotta dalla tipologia di impianto. Il fattore di emissione di una tipologia di impianti è quindi determinato dalle emissioni totali da tali impianti e dalla relativa produzione elettrica. Pertanto il basso fattore di emissione degli impianti a combustione interna con produzione di sola energia elettrica è determinato dal fatto che la produzione elettrica da tali impianti avviene prevalentemente per consumo di altri combustibili costituiti da risorse rinnovabili con impatto emissivo pari a zero.

Tabella 2.5 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2016). Classificazione dei combustibili secondo Terna.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2016	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	897,6	393,6	1.694,1	717,7	412,7	10,6	580,5
a combustione interna (CI)	-	573,0	1.694,1	670,8	323,8	10,6	167,1
a turbine a gas (TG)	-	660,2	-	1.053,6	489,8	12,2	600,3
a vapore a condensazione (C)	897,6	549,9	-	724,5	503,1	9,7	845,1
a ciclo combinato (CC)	-	389,2	-	558,0	275,2	9,7	383,7
ripotenziato (RP)	-	-	-	-	-	-	-
Impianti cogenerativi	423,0	353,0	1.624,5	434,4	290,3	7,6	363,4
a combustione interna (CIC)	-	322,5	1.470,6	469,8	274,3	7,5	220,1
a turbine a gas (TGC)	-	349,1	924,9	349,1	317,1	9,0	348,7
a ciclo combinato (CCC)	418,2	356,2	1.549,6	452,2	224,8	8,2	366,5
a vapore a contropressione (CPC)	477,9	285,4	-	360,8	211,6	5,3	260,6
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	502,9	1.721,8	531,2	454,1	11,0	748,0
TOTALE	895,7	367,5	1.625,4	565,6	335,6	8,7	465,7

Il confronto con i fattori di emissione registrati nel periodo dal 2005 al 2016 mostra come le emissioni per unità di energia elettrica prodotta siano sensibilmente diminuite per tutte le tipologie di impianto e combustibile. La riduzione del fattore di emissione medio di tutti gli impianti è pari al 18,5%. A guidare l'andamento sono soprattutto gli impianti cogenerativi che fanno registrare una riduzione del 22,7%. Gli impianti non cogenerativi mostrano una riduzione del 8,2%. I dati relativi agli impianti a ciclo combinato sono di particolare importanza per la prevalenza che tali impianti hanno in termini di produzione elettrica; i cicli combinati cogenerativi fanno registrare una riduzione

del fattore di emissione del 18,8% dal 2005 al 2016, mentre i cicli combinati non cogenerativi mostrano un aumento del fattore di emissione 4,4% nello stesso periodo. Anche per quanto riguarda le diverse tipologie di combustibili si osserva una sensibile riduzione dei fattori emissivi come conseguenza di un consistente incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti e dell'incremento della quota di bioenergie con emissioni zero.

Tabella 2.6 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2010). Classificazione dei combustibili secondo Terna.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2010	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	890,7	405,8	1.795,0	782,2	671,1	30,7	602,4
a combustione interna (CI)	-	590,6	1.653,4	711,9	464,6	30,7	290,2
a turbine a gas (TG)	-	734,1	-	1.279,7	690,7	33,5	758,3
a vapore a condensazione (C)	890,7	567,0	1.800,4	782,6	826,4	-	869,4
a ciclo combinato (CC)	-	392,3	1.794,3	2.114,3	390,0	-	394,2
ripotenziato (RP)	-	580,1	-	768,9	-	-	611,7
Impianti cogenerativi	581,4	374,4	1.622,2	569,7	468,3	25,0	436,5
a combustione interna (CIC)	-	373,8	1.669,5	474,0	376,4	23,2	378,2
a turbine a gas (TGC)	-	351,6	891,8	488,0	-	19,3	370,4
a ciclo combinato (CCC)	600,7	373,1	1.586,7	498,9	380,1	62,9	422,3
a vapore a contropressione (CPC)	451,1	439,3	-	612,3	328,2	21,0	442,0
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	512,2	3.195,7	645,6	951,2	36,3	792,8
TOTALE	889,7	387,9	1.657,0	676,3	524,8	29,1	522,2

Tabella 2.7 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2005). Classificazione dei combustibili secondo Terna.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2005	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	923,0	406,8	2.111,6	722,1	1.116,9	63,3	632,3
a combustione interna (CI)	-	552,0	1.877,8	741,2	2.050,9	62,8	324,9
a turbine a gas (TG)	-	684,9	-	1.191,8	-	78,0	715,0
a vapore a condensazione (C)	923,0	529,6	2.114,3	725,8	1.102,9	-	865,0
a ciclo combinato (CC)	-	367,5	-	1.310,8	901,4	-	367,7
ripotenziato (RP)	-	489,8	-	651,0	-	-	507,8
Impianti cogenerativi	667,2	383,5	1.785,6	598,0	456,3	47,3	469,9
a combustione interna (CIC)	-	362,6	1.875,2	574,3	408,9	50,1	465,7
a turbine a gas (TGC)	-	372,4	-	490,0	315,8	68,3	382,7
a ciclo combinato (CCC)	-	386,9	1.707,3	591,7	378,4	75,9	451,6
a vapore a contropressione (CPC)	667,2	300,8	1.407,2	393,5	538,4	55,8	418,6
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	459,9	2.684,9	675,6	779,2	42,0	735,4
TOTALE	919,9	396,2	1.900,6	693,7	538,6	60,4	571,4

Nella seguente tabella sono riportati i fattori di emissione per la produzione di calore dagli impianti cogenerativi per tipologia di combustibile per gli anni 2005, 2010, 2015 e 2016 secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da Terna.

Tabella 2.8 – Emissioni di CO₂ e fattori di emissione per la produzione di calore per tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione dei combustibili secondo Terna.

		Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2016	Mt CO ₂	0,2	9,0	1,1	1,3	1,8	0,0	13,5
	g CO ₂ /kWh	384,2	232,7	747,8	245,1	137,9	0,3	219,3
2015	Mt CO ₂	0,2	8,7	0,9	1,5	1,7	0,0	13,1
	g CO ₂ /kWh	383,5	230,8	780,8	249,7	143,3	0,5	218,5
2010	Mt CO ₂	0,1	8,3	0,2	3,9	1,4	-	13,8
	g CO ₂ /kWh	383,5	231,4	625,8	287,1	224,1	-	245,6
2005	Mt CO ₂	0,3	7,5	0,3	4,2	0,5	-	12,8
	g CO ₂ /kWh	377,2	223,5	474,3	282,9	144,5	-	238,8

Per gli impianti cogenerativi è possibile elaborare il fattore di emissione per la produzione di energia elettrica e calore. La riduzione dei fattori di emissione medi dal 2005 al 2016 è pari a 19,5% con una variabilità che va da -5,9% per gli impianti a vapore a condensazione con spillamento a -39,6% per gli impianti a combustione interna. Gli impianti a ciclo combinato mostrano una riduzione del 20,5%. In merito ai fattori emissivi per tipologia di combustibile le riduzioni più consistenti si osservano per gli altri combustibili solidi e gassosi (-44,2% e -74,0% rispettivamente) poiché in tali categorie rientrano le bioenergie rinnovabili il cui contributo aumenta in maniera considerevole. Il dato più interessante è tuttavia quello relativo al gas naturale che è il combustibile di gran lunga prevalente negli impianti cogenerativi e che fa registrare una riduzione del fattore di emissione del 4,9% dal 2005 al 2016.

Tabella 2.9 – Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica e calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione dei combustibili secondo Terna.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2016	g CO₂/kWh						
Impianti cogenerativi	392,3	314,3	1.318,2	299,6	219,8	5,3	311,0
a combustione interna (CIC)		282,0	1.196,8	381,8	199,4	5,3	220,3
a turbine a gas (TGC)		282,1	924,9	282,6	177,0	4,4	274,0
a ciclo combinato (CCC)	391,9	325,2	1.204,1	317,4	206,9	5,3	326,9
a vapore a contropressione (CPC)	394,4	244,9		256,3	167,7	0,9	230,2
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		355,9	1.503,0	288,1	249,7	2,7	424,8
2010							
Impianti cogenerativi	436,2	332,6	1.555,7	363,1	398,4	17,0	372,5
a combustione interna (CIC)		301,2	1.572,7	413,6	324,1	16,9	317,0
a turbine a gas (TGC)		280,9	891,8	363,2		6,9	296,3
a ciclo combinato (CCC)	458,5	341,6	1.528,5	354,2	354,2	25,7	381,1
a vapore a contropressione (CPC)	390,6	283,8		337,9	266,5	7,1	293,7
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		332,0	2.546,5	378,9	590,1	20,0	440,0
2005							
Impianti cogenerativi	492,3	330,4	1.586,6	395,5	393,7	20,5	386,2
a combustione interna (CIC)		295,1	1.835,5	487,8	332,5	29,5	364,6
a turbine a gas (TGC)		290,9		359,4	223,0	38,5	302,7
a ciclo combinato (CCC)		355,2	1.500,8	420,3	372,7	7,1	411,1
a vapore a contropressione (CPC)	492,3	238,2	1.277,5	305,8	354,8	16,6	283,1
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		306,2	2.684,9	441,1	474,0	15,3	451,5

2.1.3 Emissioni di CO₂ evitate

La diffusione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto delle fonti rinnovabili sulla riduzione di gas a effetto serra sono state calcolate le emissioni di CO₂ evitate ogni anno. Tale statistica viene elaborata con cadenza biennale dal GSE per la pubblicazione della relazione nazionale sui progressi del Paese ai sensi della direttiva 2009/28/CE (GSE, 2015). La metodologia adottata da GSE prevede che ciascuna fonte rinnovabile sostituisca la quota di produzione fossile che risulta marginale nel periodo di produzione (festivo, lavorativo di picco e non di picco). La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con la metodologia realizzata da EEA (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia realizzata con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di energia elettrica deve essere prodotta dal mix fossile.

La metodologia adottata in questo lavoro fornisce valori differenti di emissioni evitate rispetto alla metodologia adottata da GSE ma non è scopo del presente lavoro confrontare le due metodologie bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico indipendente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'energia elettrica.

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO₂ parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO₂.

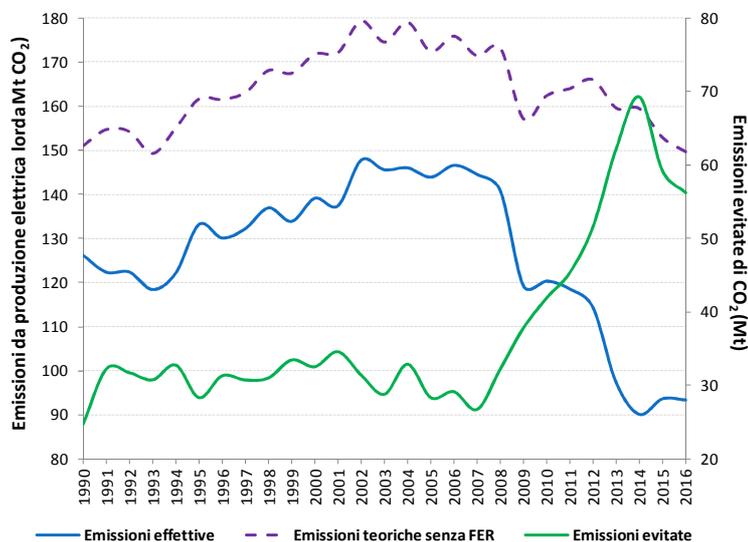


Figura 2.6 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

Considerando l'impatto delle fonti rinnovabili registrato in passato diventa utile osservare l'andamento delle emissioni evitate a partire dall'anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l'emissione di 28,3 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 2.10 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,0	23,3	33,9	40,9	30,8	27,5

E' evidente che negli ultimi anni l'impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si stia riducendo rispetto al picco raggiunto nel 2014 in seguito alla riduzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili e per la concomitante diminuzione del fattore di emissione dal mix fossile.

2.1.4 Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri contaminanti

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri contaminanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Di seguito sono riportate le emissioni dei gas climalteranti in termini di CO₂ equivalente per intervalli quinquennali a partire dal 2005 con i relativi fattori di emissione, a valle della considerazione dei rispettivi potenziali di riscaldamento globale dei due gas stimate da ISPRA nel contesto dell'Inventario delle emissioni nazionali elaborato da ISPRA (2017).

Tabella 2.11 – Gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore.

Gas serra	2005	2010	2015	2016
	Mt CO _{2eq}			
Anidride carbonica - CO₂	156,8	134,2	106,4	105,9
Metano - CH₄	0,16	0,17	0,22	0,22
Protossido di azoto - N₂O	0,49	0,49	0,53	0,53
GHG	157,44	134,82	107,11	106,66

Tabella 2.12 – Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore.

Gas serra	2005	2010	2015	2016
	g CO _{2eq} /kWh*			
Anidride carbonica - CO₂	447,4	377,9	312,0	303,5
Metano - CH₄	0,5	0,5	0,7	0,6
Protossido di azoto - N₂O	1,4	1,4	1,6	1,5
GHG	449,2	379,8	314,3	305,6

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Le emissioni di metano e protossido di azoto incidono da 0,4% a 0,7% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore. La quota emissiva dovuta alla sola produzione elettrica può essere stimata considerando la ripartizione di energia utilizzata negli impianti del settore. Nella seguente tabella è riportato il contenuto energetico dei combustibili utilizzati nell'intero settore elettrico dal 2005 per la produzione di energia elettrica e calore.

Tabella 2.13 – Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico.

Energia dei combustibili	2005	2010	2015	2016
	PJ			
Settore elettrico	2.239	2.000	1.689	1.712
<i>per produzione di energia elettrica</i>	2.024	1.773	1.448	1.464
<i>per produzione di calore</i>	215	227	241	247

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di contaminanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei

principali contaminanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Tabella 2.14 – *Contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore.*

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016
	kt			
Ossidi di azoto - NO _x	129,0	102,3	86,3	82,9
Ossidi di zolfo - SO _x	183,9	79,0	32,5	25,0
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,1	25,2	26,7	28,8
Monossido di carbonio - CO	37,2	34,8	32,0	33,4
Ammoniaca - NH ₃	0,2	0,2	0,2	0,2
Materiale particolato - PM ₁₀	5,9	3,4	2,0	2,0

Le emissioni dei contaminanti considerati sono diminuite dal 2005 eccetto per i composti organici volatili, i soli a mostrare un incremento delle emissioni e dei relativi fattori di emissione per unità di energia prodotta (+61,1% nel 2016 rispetto al 2005).

Tabella 2.15 – *Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore.*

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016
	g/kWh*			
Ossidi di azoto - NO _x	368,2	288,1	253,1	237,6
Ossidi di zolfo - SO _x	524,7	222,5	95,4	71,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	51,6	71,0	78,3	82,7
Monossido di carbonio - CO	106,2	98,1	94,0	95,7
Ammoniaca - NH ₃	0,6	0,5	0,6	0,5
Materiale particolato - PM ₁₀	16,9	9,6	6,0	5,7

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Di particolare rilievo, anche ai fini della qualità dell'aria, è la riduzione del fattore di emissione degli ossidi di zolfo che nel 2016 diminuisce del 86,4 % rispetto al 2005. L'emissione degli ossidi di zolfo è fondamentalmente dovuta ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza che si sono dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno contribuito inoltre alla significativa riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di materiale particolato.

3 ANALISI DELLA DECOMPOSIZIONE

L'analisi della decomposizione è una tecnica che consente di studiare la variazione di un indicatore in un determinato intervallo temporale in relazione alla variazione dei suoi determinanti. In altre parole la variazione di un parametro viene decomposta nella variazione dei parametri che lo determinano.

Il punto di partenza dell'analisi è la costruzione di un'identità, dove la variabile di cui si vuole osservare la variazione nel tempo è indicata come il prodotto di componenti considerati come cause della variazione osservata. Perché l'identità sia rispettata è necessario che le componenti siano dei rapporti, dove il denominatore di una componente è anche il numeratore della componente successiva. Questa identità è fornita a priori e dovrà essere realizzata secondo un modello concettuale coerente con i vincoli fisici della variabile studiata, oltre alle considerazioni inerenti la disponibilità dei dati e gli obiettivi dell'analisi.

Questo tipo di analisi ha avuto sviluppo nella letteratura economica con l'obiettivo di studiare l'impatto di variazioni della struttura produttiva sulla domanda energetica dell'industria poiché l'analisi consente di avere una migliore comprensione dei fattori che determinano le variazioni degli usi energetici in un determinato settore. Recentemente questo tipo di analisi è stata estesa anche in campo ambientale, nell'ambito dell'analisi delle emissioni atmosferiche, al fine di comprendere le cause alla base delle variazioni.

In letteratura sono disponibili due principali tecniche di decomposizione: *Structural decomposition analysis* (SDA) e *Index decomposition analysis* (IDA), (Hoekstra, van der Bergh, 2003). Le due metodologie sono state sviluppate indipendentemente e presentano caratteristiche differenti sia in relazione all'ambito di applicazione sia in relazione ai dati di cui necessitano. La principale differenza tra le due tecniche consiste nel modello di dati utilizzato. IDA può essere applicata solo a dati aggregati a livello settoriale in forma vettoriale e consente di valutare solo gli effetti diretti della variazione dei parametri determinanti, mentre SDA consente sia l'utilizzo delle matrici *input-output* e la valutazione degli effetti indiretti sia l'utilizzo dei dati settoriali. IDA è stata applicata alle emissioni di CO₂ da produzione elettrica (Zhang *et al.*, 2012, Malla, 2009). Tra le diverse metodologie IDA disponibili la *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) ha un'ampia applicazione negli studi energetici ed ambientali (Ang, Zhang, 2000).

Ai fini del presente studio il modello di dati aggregati a livello settoriale non consente di stabilire preferenze tra le due metodologie. Tuttavia a fronte di risultati comparabili tra le due metodologie di analisi, la LMDI è un metodo di calcolo meno esigente e di più rapida applicazione. La SDA è stata applicata ai dati aggregati secondo l'approccio presentato da Siebel (2003), che riprende la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998), mentre la IDA è stata applicata secondo il modello LMDI proposto da Ang (2005).

3.1 Structural Decomposition Analysis (SDA)

Per spiegare i presupposti analitici della *Structural decomposition analysis* proposta da Dietzenbacher e Los, supponiamo di decomporre la variabile V nelle sue *driving force* sottostanti, ad esempio le componenti A e B :

$$V = A \times B$$

dove il prodotto dei fattori A e B è uguale alla variabile V . Le variabili V , A e B possono essere scalari, vettori e/o matrici. Sia

$$\Delta V = V^t - V^0$$

la variazione nella variabile V nell'intervallo temporale $(0, t)$. La decomposizione della variazione della variabile V può essere derivata come segue:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 \quad (1)$$

aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^t \times B^0$ si ottiene:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 + A^t \times B^0 - A^t \times B^0 \quad (2)$$

$$= \Delta A \times B^0 + \Delta B \times A^t \quad (2a)$$

mentre,aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^0 \times B^t$ si ottiene:

$$\Delta V = \Delta A \times B^t + \Delta B \times A^0 \quad (2b)$$

Nell'equazione (2b) i pesi sono opposti a quelli nell'equazione (2a): partendo dal tempo 0 si ottiene la prospettiva dell'indice di Laspeyres, mentre partendo dal tempo t si perviene alla prospettiva dell'indice di Paasche. Inoltre, le equazioni (2a) e (2b) sono le uniche decomposizioni complete – senza termini residui – nel caso di due fattori: esistono solo due modalità in cui gli effetti $\Delta A \times B$ e $\Delta B \times A$ possono manifestarsi.

ΔV può essere scritto:

$$\Delta V = \frac{1}{2}(A^t + A^0)\Delta B + \frac{1}{2}(B^t + B^0)\Delta A$$

In questo modo la variazione di V può essere decomposta nella somma delle variazioni dei fattori A e B , dove $\Delta A = A^t - A^0$ e $\Delta B = B^t - B^0$.

In generale, in presenza di n fattori, si avrà:

$$V = F_1 \times F_2 \times \dots \times F_n$$

che è possibile decomporre nelle seguenti due decomposizioni polari:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^t \dots F_{n-1}^t \times F_n^t + F_1^0 \times \Delta F_2 \dots F_{n-1}^t \times F_n^t + \\ & + F_1^0 \times F_2^0 \dots \Delta F_{n-1} \times F_n^t + F_1^0 \times F_2^0 \times \dots F_{n-1}^0 \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (3)$$

e, ordinando i fattori secondo la prospettiva temporale opposta, si ottiene:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^0 \dots F_{n-1}^0 \times F_n^0 + F_1^t \times \Delta F_2 \dots F_{n-1}^0 \times F_n^0 + \\ & + F_1^t \times F_2^t \dots \Delta F_{n-1} \times F_n^0 + F_1^t \times F_2^t \times \dots F_{n-1}^t \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (4)$$

Tuttavia, in questo caso le espressioni polari non sono uniche, ma sono solo due fra le decomposizioni possibili. Dietzenbacher e Los (1998) dimostrano che nel caso generale in cui siano presenti n fattori, saranno possibili $n!$ espressioni di decomposizione.

Il problema della mancanza di unicità della soluzione può essere superato in due modi. Dietzenbacher e Los suggeriscono di adottare la media di due forme di decomposizione polare per evitare complessità di calcolo soprattutto in presenza di numerosi fattori; la soluzione scelta in questo lavoro utilizza la media di tutte le forme possibili di decomposizione, così come suggerito da de Haan (2001) e Seibel (2003).

Quest'ultima soluzione, peraltro, supera ogni arbitrarietà derivante dal dover scegliere una delle possibili coppie di forme di decomposizione polare.

Siano a, b, c, d i fattori che contribuiscono alla variazione della variabile V in un intervallo temporale tra 0 ed t , allora la decomposizione può essere rappresentata come segue:

$$\Delta V = \frac{[\Delta a \cdot (b \cdot c \cdot d) + \Delta b \cdot (a \cdot c \cdot d) + \Delta c \cdot (a \cdot b \cdot d) + \Delta d \cdot (a \cdot b \cdot c)]}{n!} \quad (5)$$

Poiché non esiste una sola decomposizione della variazione di ΔE nell'intervallo temporale $(0, t)$, la decomposizione viene effettuata per tutte le $n!$ combinazioni possibili di stati temporali dei fattori invariati. Il risultato della decomposizione sarà la media di tutte le decomposizioni calcolate. Nel presente studio è stato quindi applicato il metodo proposto da Dietzenbacher e Los (1998). Per maggiori dettagli sulla metodologia si rimanda a Seibel, 2003 e APAT, 2007.

3.2 Index Decomposition Analysis (IDA)

La *Index decomposition analysis* ha diversi approcci, di seguito sarà presentata una sintetica descrizione della *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) che risulta tra le metodologie più diffuse in letteratura (Ang, 2005).

Sia V una variabile soggetta a variazione temporale nell'intervallo $(0, t)$. La variazioni di V da V^0 a V^t siano determinate da n fattori (X_1, X_2, \dots, X_n) . Siano i le sottocategorie che definiscono le variazioni strutturali di V per ogni fattore, in modo che a livello di sottocategoria sia rispettata la relazione:

$$V_i = X_{1,i} \times X_{2,i} \times \dots \times X_{n,i}$$

L'obiettivo è derivare il contributo degli n fattori nella variazione di V che può essere espressa sia in termini additivi, sia in termini moltiplicativi:

$$\Delta V = V^t - V^0 = \Delta V_{X1} + \Delta V_{X2} + \dots + \Delta V_{Xn} \quad \text{forma additiva}$$

$$\Delta V = V^t / V^0 = D_{X1} \times D_{X2} \times \dots \times D_{Xn} \quad \text{forma moltiplicativa}$$

Le formule generali per l'applicazione della LMDI sono le seguenti:

$$\Delta V_{xk} = \sum_i L(V_i^t, V_i^0) \ln \left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0} \right)$$

$$D_{xk} = \exp \left(\sum_i \frac{L(V_i^t, V_i^0)}{L(V^t, V^0)} \ln \left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0} \right) \right)$$

dove $L(a, b) = (a - b) / (\ln a - \ln b)$ e $L(a, a) = a$

3.3 Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione elettrica del parco termoelettrico nazionale é dovuta a diversi fattori come la tecnologia di generazione elettrica, il combustibile fossile utilizzato, il contributo delle fonti rinnovabili e la domanda elettrica. Al fine di valutare il contributo relativo di tali componenti è stata effettuata una analisi della decomposizione. Tale tecnica trova ampia applicazione nell'analisi dei dati ambientali. L'Istituto di Statistica della Germania ha adottato l'analisi della decomposizione per valutare la variazione delle emissioni di anidride carbonica (Seibel, 2003).

Il punto di partenza dell'analisi di decomposizione è la costruzione di un'identità in cui la variabile esaminata è indicata come prodotto delle componenti considerate cause determinanti (APAT, 2007). Affinché l'identità sia rispettata le componenti devono essere definite come rapporti, dove il denominatore di una componente è il numeratore della componente successiva. L'identità è fornita a priori in relazione ai dati disponibili ed all'obiettivo dell'analisi considerando il modello concettuale che spieghi i fattori che ragionevolmente possono influenzare la variabile considerata. L'identità individuata nel presente studio è la seguente:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CO_{2i}}{E.E.i} \times \frac{E.E.i}{E.E.F} \times \frac{E.E.F}{E.E.T} \times E.E.T$$

CO_{2i} è l'anidride carbonica emessa dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.i$ è l'energia elettrica prodotta dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.F$ è l'energia elettrica prodotta dai combustibili fossili;

$E.E.T$ è l'energia elettrica totale prodotta, comprese le fonti rinnovabili.

Il primo fattore dell'equazione valuta l'effetto tecnologico, in termini di variazione temporale dei fattori di emissione delle diverse tipologie di combustibili fossili; tale variazione è un indicatore dell'incremento di efficienza degli impianti termoelettrici nel processo di trasformazione delle fonti fossili in energia elettrica. In altri termini viene valutato l'effetto della variazione di intensità emissiva nella generazione elettrica. Il secondo fattore prende in considerazione l'effetto della variazione del mix combustibile, ovvero la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili caratterizzati

da differenti fattori di emissione. Il terzo fattore valuta l'effetto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili considerando la variazione del rapporto tra energia elettrica da fonte fossile ed energia elettrica totale. Infine, il quarto fattore considera l'effetto della variazione di energia elettrica totale prodotta.

In base all'equazione riportata l'emissione atmosferica può essere quindi decomposta nei diversi fattori con le due metodologie precedentemente illustrate, valutando l'effetto della variazione di un fattore lasciando invariati gli altri fattori. Nell'analisi di decomposizione effettuata è stato assunto un contributo indipendente dei quattro fattori sulla variazione delle emissioni atmosferiche. L'effetto finale è valutato in termini additivi per i fattori considerati.

3.3.1 Risultati dell'analisi della decomposizione

Considerata la rilevanza della CO₂ tra i gas a effetto serra emessi per la generazione elettrica la seguente analisi è stata effettuata solo sulle emissioni di CO₂.

L'analisi di decomposizione effettuata con la metodologia SDA, consente di caratterizzare il ruolo di diversi fattori nella variazione delle emissioni atmosferiche. I fattori considerati nell'analisi (tecnologia, tipologia di combustibile, fonti rinnovabili, produzione elettrica totale) concorrono alla riduzione delle emissioni atmosferiche laddove l'incremento della produzione elettrica determina un effetto contrario (Figura 3.1).

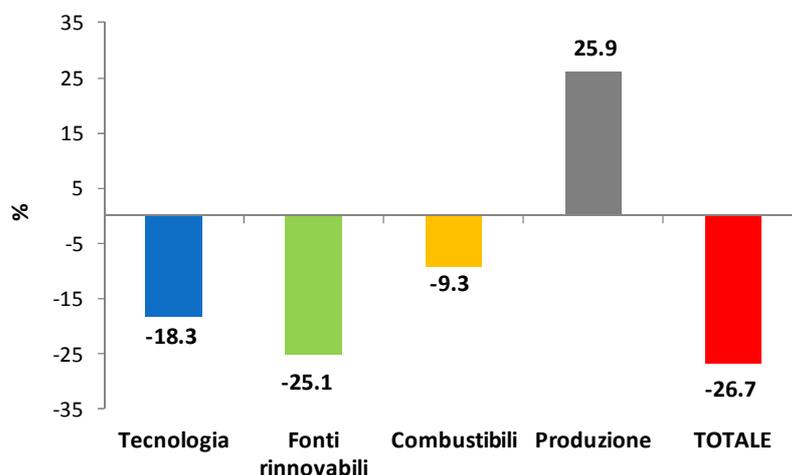


Figura 3.1 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche di CO₂ nel periodo 1990-2016. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 18,3%, 25,1% e 9,3%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 25,9%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel 2016 del 26,7% rispetto alle emissioni osservate nel 1990. In altre parole la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2016 sarebbe stata di 23,1 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla composizione di combustibili sarebbe stata di 11,7 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al 1990 avrebbe determinato una riduzione delle emissioni di 31,7 MtCO₂. Tali effetti di riduzione delle emissioni sono “compensati” da un aumento netto della produzione di energia elettrica che avrebbe comportato un incremento delle emissioni atmosferiche di 32,7 MtCO₂ in assenza del contributo degli altri fattori. Considerando le tipologie di combustibili, la riduzione della quota di prodotti petroliferi rappresenta di gran lunga il maggior contributo alla diminuzione delle emissioni atmosferiche (Tabella 3.1).

Tabella 3.1 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche. E' riportato il contributo percentuale alla variazione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2016 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	0,51	-6,90	2,41	6,99	3,00
Gas naturale	-10,81	-8,40	30,99	8,27	20,06
Gas derivati	-0,46	-1,28	-1,30	1,33	-1,71
Prodotti petroliferi	-6,22	-8,02	-44,98	8,88	-50,35
Altri combustibili ^[1]	-1,28	-0,49	3,61	0,47	2,30
Totale	-18,26	-25,10	-9,28	25,94	-26,70

^[1] E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

In Figura 3.2 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990 al 2016. I dati relativi al fattore tecnologico mostrano che la maggiore riduzione delle emissioni atmosferiche è stata registrata nel periodo dal 2000 al 2001. In questi anni sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati prevalentemente da gas di sintesi da gassificazione di prodotti petroliferi, mentre negli anni successivi sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Tali impianti sono caratterizzati da maggiore efficienza rispetto ai cicli a vapore tradizionali. Il crescente utilizzo dei gas di sintesi e dei rifiuti solidi urbani a partire dal 2000 spiega inoltre l'incremento delle emissioni dovute alla variazione dei combustibili nel periodo 1999-2001, dovuto in parte anche all'incremento della quota di combustibili solidi nel 2001. Per quel che concerne il contributo della variazione dei combustibili fossili nell'intero periodo esaminato è evidente che la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili, con l'aumento del gas naturale a scapito principalmente dei prodotti petroliferi, determina una corrispondente variazione del contributo emissivo con una diminuzione netta delle emissioni. Di particolare rilievo appare l'andamento del contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche da parte delle fonti rinnovabili. I valori relativi a tale fattore mostrano una oscillazione che riflette la variabilità della produzione elettrica, soprattutto in relazione alla componente idroelettrica che dipende a sua volta dalle condizioni meteorologiche. A partire dal periodo 2007-2008 l'apporto delle fonti rinnovabili assume una dimensione rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Di particolare interesse appare il risultato della decomposizione tra 2015 e l'anno precedente. Dal 2015 si nota come la variazione delle fonti rinnovabili, nella fattispecie la riduzione del loro contributo, determini un incremento delle emissioni solo parzialmente compensato dagli altri fattori, soprattutto la variazione del mix combustibile.

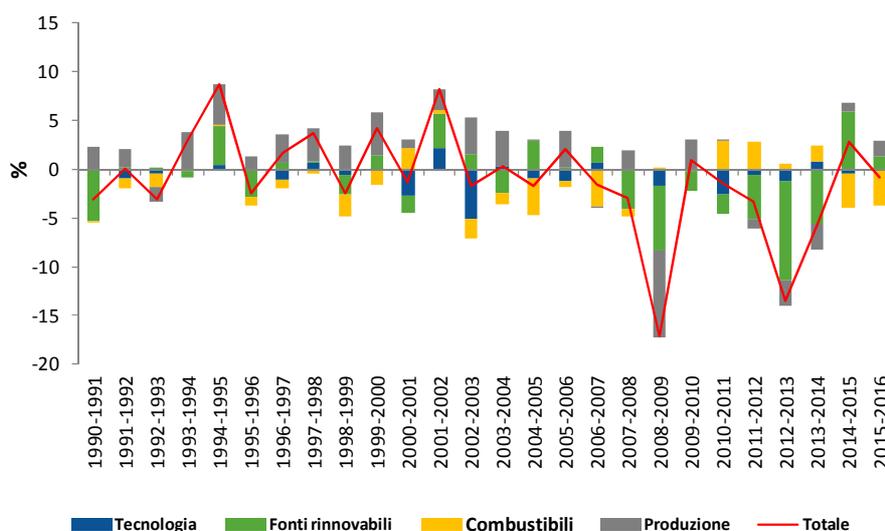


Figura 3.2 - Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali. Per ogni intervallo annuale sono riportati i contributi alla variazione delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rappresenta la variazione totale osservata.

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che a partire dal 2007 la crisi economica ha ridotto drasticamente i consumi di combustibili fossili aumentando nel contempo la quota di fonti rinnovabili in seguito alla priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti. In ogni caso ogni unità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche in maniera di gran lunga superiore a qualsiasi altro fattore, nell'ipotesi di sostituzione di una equivalente quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi fonte fossile.

L'applicazione della *Index decomposition analysis* con la metodologia LMDI proposta da Ang (2005) mostra risultati analoghi a quelli della *Structural decomposition analysis* con la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998).

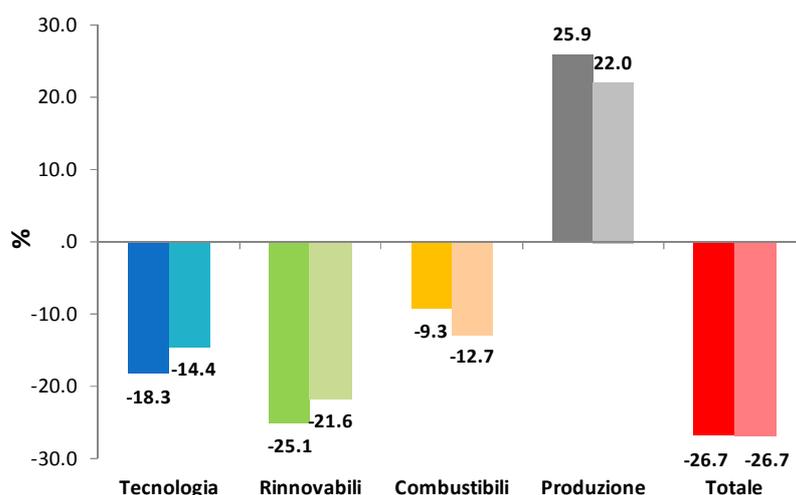


Figura 3.3 – Confronto dei risultati della analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2016 con metodologie SDA e IDA, rispettivamente la prima e la seconda barra per ciascun fattore.

Le due metodologie presentano differenti percentuali del contributo di ciascun fattore alla variazione delle emissioni di CO₂ nel periodo esaminato ma mostrano essenzialmente la stessa struttura (Figura 3.3).

Dai risultati osservati si può concludere che la riduzione delle emissioni atmosferiche nel settore elettrico nel periodo 1990-2016 sia prevalentemente dovuta all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili e all'incremento dell'efficienza della trasformazione elettrica nel settore termoelettrico. Per quanto riguarda il secondo fattore sono stati determinanti l'entrata in esercizio degli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale e l'incremento della quota di rifiuti utilizzati per la generazione elettrica. La produzione elettrica da fonti rinnovabili diventa negli ultimi anni il fattore prevalente di riduzione delle emissioni dal settore elettrico, fatto salvo quanto registrato negli ultimi due anni.

3.4 Energia elettrica e PIL

La produzione di energia elettrica nazionale e i relativi consumi sono strettamente correlati alle attività economiche del paese. Nel seguente grafico è illustrata la correlazione tra prodotto interno lordo pubblicato periodicamente da ISTAT (valori concatenati con anno di riferimento 2010) e produzione elettrica lorda.

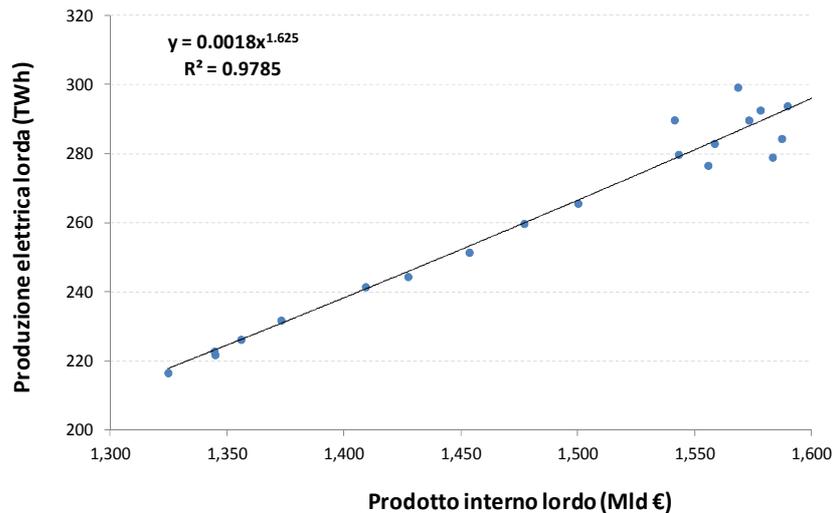


Figura 3.4 – Correlazione tra Prodotto interno lordo (valori concatenati - anno 2010) e produzione elettrica lorda nazionale.

Con alti valori del PIL la correlazione diviene non lineare e mostra un disaccoppiamento tra le due variabili, reso più evidente nel successivo grafico. Il tasso di variazione della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di variazione dei consumi elettrici rispetto all'anno 1990 mostrano una velocità maggiore rispetto al tasso di variazione del prodotto interno lordo (Figura 3.5). E' inoltre evidente il disaccoppiamento tra prodotto interno lordo ed emissioni di CO₂ da produzione elettrica, dovuto sia all'incremento di efficienza del sistema elettrico sia alla crescente quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il disaccoppiamento è particolarmente accentuato negli ultimi anni con il sensibile incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili.

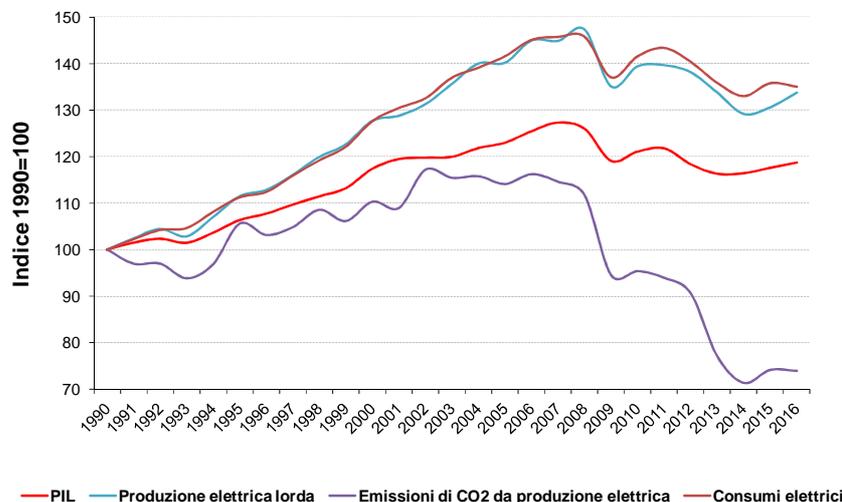


Figura 3.5 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1990 (1990 = 100).

Il disaccoppiamento tra produzione elettrica (o consumi elettrici) e prodotto interno lordo è dovuto all'incremento dei consumi di energia elettrica nel settore domestico, non associato alla produzione economica, e a un forte tasso di crescita dei consumi nel settore terziario, attenuatosi solo negli ultimi anni e caratterizzato da tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica nettamente divergenti (Figura 3.6). Il settore industria, d'altra parte, mostra un andamento parallelo dei tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica e un indice di intensità energetica pressoché costante.

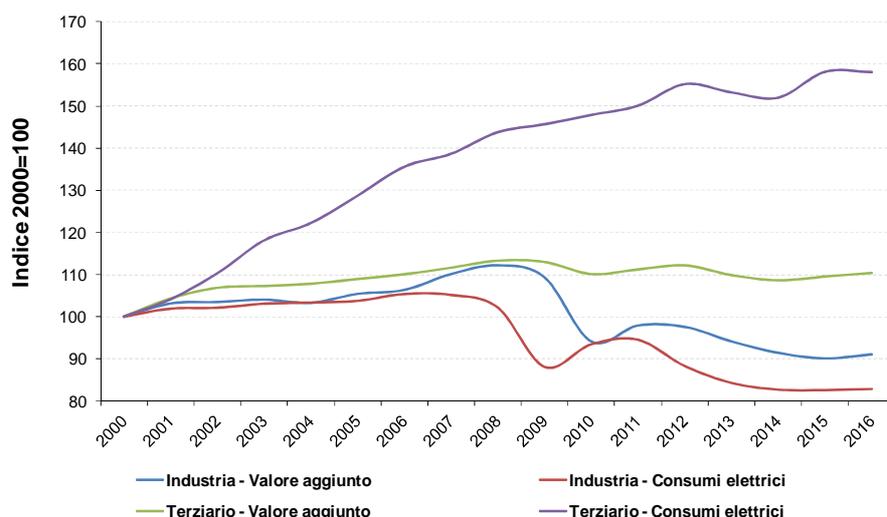


Figura 3.6 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Terziario (2000 = 100).

L'intensità energetica (consumi di energia elettrica / valore aggiunto con valori concatenati con anno di riferimento 2010) per i settori terziario e industria mostra andamenti opposti. Nel settore terziario il valore passa da 68 Wh/€ a 98 Wh/€ dal 2000 al 2016 con un incremento del 43,1% nel periodo. Il settore industria, d'altra parte, è caratterizzato da intensità energetica più elevata rispetto al settore dei servizi e un andamento in netta diminuzione con una riduzione dei consumi elettrico del settore per unità di valore aggiunto del 7,3%. Per il settore agricoltura si osservano ampie oscillazioni dell'intensità energetica con un incremento del 17% nel periodo considerato (Tabella 3.2).

Tabella 3.2 – Intensità elettrica per valore aggiunto (valori concatenati con anno di riferimento 2010).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Wh / €								
Agricoltura	163	188	197	204	210	198	192	195	191
Industria	400	402	394	399	387	380	379	374	370
Terziario	68	80	91	92	94	95	95	98	98

In sintesi, con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nel settore dell'industria, mentre nel settore domestico si osservano oscillazioni dei consumi elettrici con cenni di ripresa. Il settore terziario mostra invece un andamento crescente dei consumi nonostante la contrazione del valore aggiunto. Nel 2016 i settori agricoltura, terziario e domestico mostrano una lieve flessione dei consumi rispetto all'anno precedente, mentre per l'industria si osserva un lieve incremento dei consumi. Data l'importanza della penetrazione elettrica nei trasporti, i consumi elettrici di tale settore sono stati esplicitati in Tabella 3.3.

Tabella 3.3 – Consumi di energia elettrica per settore.

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	GWh								
Agricoltura	4.907	5.364	5.610	5.907	5.924	5.677	5.372	5.690	5.568
Industria	148.192	153.727	138.439	140.040	130.801	124.871	122.505	122.362	122.738
Terziario	65.109	83.793	96.285	97.705	101.038	99.757	98.951	102.941	102.899
<i>di cui trasporti</i>	8.514	9.918	10.219	10.404	10.839	10.535	10.666	10.720	10.759
Domestico	61.112	66.933	69.551	70.140	69.457	66.983	64.255	66.187	64.304
Totale	279.320	309.817	309.885	313.792	307.220	297.288	291.084	297.180	295.508

I trasporti mostrano un incremento costante dei consumi assoluti e della quota rispetto ai consumi totali, passando da 3% nel 2000 a 3,8% nel 2016. Un andamento di segno opposto si osserva per la quota di consumi rispetto al settore terziario (da 13,1% a 10,8% nel periodo 2000-2016).

3.5 Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici

Una ulteriore analisi della decomposizione è stata effettuata per analizzare il contributo dei settori produttivi alla variazione delle emissioni di CO₂ dal 2000 al 2015 utilizzando la metodologia LMDI. A tale scopo sono considerati i settori industria, terziario e agricoltura con i relativi valori aggiunti (valori concatenati con anno di riferimento 2010) e la CO₂ emessa in relazione all'energia elettrica consumata come il risultato della seguente equazione:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CE_i}{VA_i} \times \frac{CO_{2i}}{CE_i} \times \frac{VA_i}{PIL} \times PIL$$

- CE_i è il consumo elettrico del settore i (industria, terziario e agricoltura);
- CO_{2i} è l'emissione atmosferica di anidride carbonica in seguito al consumo elettrico nel settore i ;
- VA_i è il valore aggiunto del settore i ;
- PIL è il prodotto interno lordo.

Il primo fattore è indicativo dell'efficienza dei consumi elettrici (Consumi/Valore Aggiunto), il secondo dell'intensità emissiva dell'elettricità consumata (CO₂/Consumi), il terzo della struttura produttiva (Valore Aggiunto/PIL) e il quarto fattore rappresenta la crescita economica (PIL) dovuta all'apporto dei tre settori produttivi.

Si consideri che la valutazione del secondo fattore risente di una forte approssimazione dovuta all'impossibilità di determinare un fattore emissivo dei consumi elettrici per i singoli settori. I fattori di emissione dei tre settori saranno quindi simili nello stesso anno, pertanto è possibile valutare la variazione dell'intensità emissiva in un periodo ma non le differenze tra i settori.

I risultati dell'analisi della decomposizione, illustrati nella Figura 3.7, mettono in evidenza come, in termini generali, la variazione del PIL nel periodo 2000-2016 sia stata affiancata da un peggioramento dell'efficienza dei consumi elettrici come mostra l'incremento del rapporto tra consumi elettrici e valore aggiunto per tutti i settori eccetto l'industria, da una riduzione dell'intensità emissiva per tutti i settori e da una variazione della struttura produttiva in cui l'industria subisce un drastico ridimensionamento cui corrisponde uno sviluppo del settore terziario. L'efficienza dei consumi determina un incremento delle emissioni atmosferiche di CO₂ pari all'8,3% più che compensato dalla riduzione del 37,9% dovuta all'intensità emissiva e del 5,2% dovuta alla variazione della struttura produttiva. La crescita economica determina un incremento delle emissioni del 1,4%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel periodo esaminato del 33,4%.

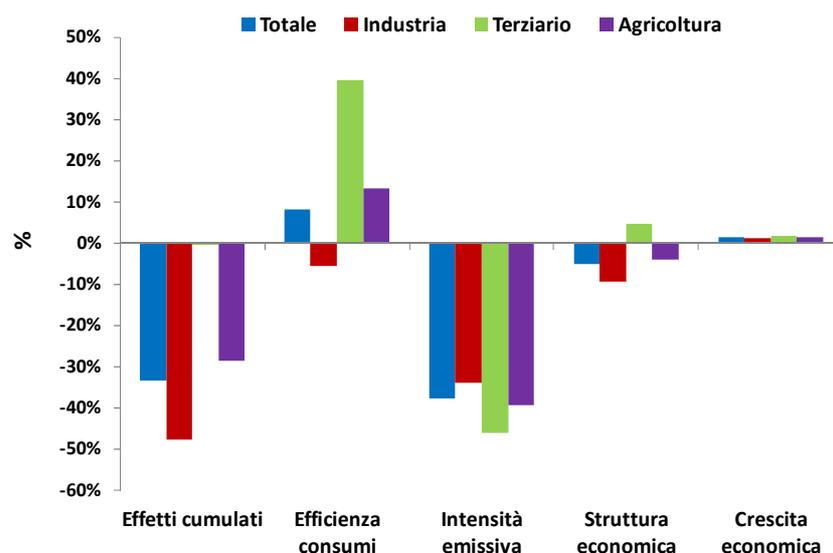


Figura 3.7 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi nel periodo 2000-2016. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Uno schema piuttosto eterogeneo emerge considerando il contributo di ciascun settore (Tabella 3.4). L'industria mostra uno schema coerente con quello generale, con l'efficienza dei consumi, l'intensità emissiva e il contributo alla struttura produttiva che determinano una riduzione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici, in particolare la struttura economica rappresenta il contributo del settore industria al PIL e risente della crisi che dal 2008 ha contratto in maniera drammatica l'attività del settore (Figura 3.8).

Tabella 3.4 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi. E' riportato il contributo alla variazione di emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2016 per i fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Settore	Effetti cumulati	Efficienza consumi	Intensità emissiva	Struttura economica	Crescita economica
Industria	-47,9%	-5,6%	-34,1%	-9,5%	1,2%
Terziario	-0,7%	39,4%	-46,3%	4,5%	1,7%
Agricoltura	-28,7%	13,3%	-39,4%	-4,0%	1,4%
Totale	-33,4%	8,3%	-37,9%	-5,2%	1,4%

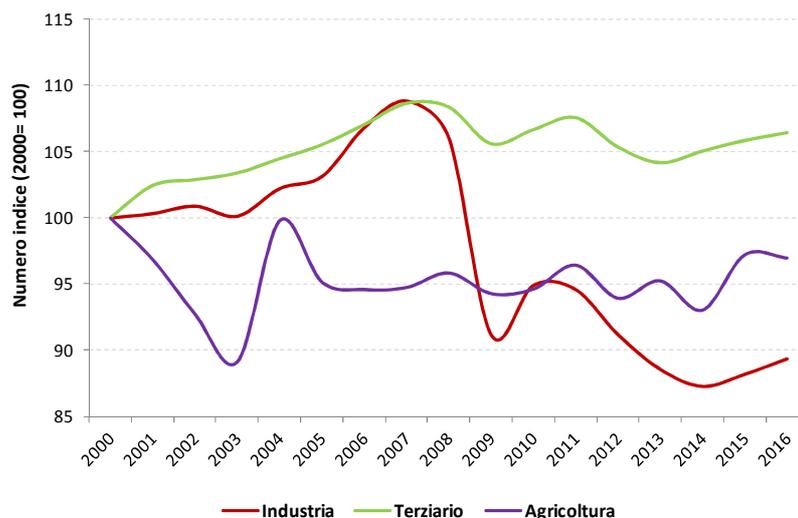


Figura 3.8 – *Variazione annuale del valore aggiunto a valori concatenati con anno di riferimento 2010 per i settori industria, terziario e agricoltura (2000=100).*

Il contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche dovuto alla riduzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto prodotto nel settore industriale è piuttosto consistente. E' ragionevole pensare che tale andamento corrisponda a un aumento strutturale dell'efficienza dei consumi elettrici e non risenta della contingente contrazione dei consumi dovuta alla crisi economica poiché i termini costitutivi dell'indicatore (Consumi elettrici / Valore aggiunto) covariano e sono quindi entrambi influenzati dalla crisi economica (Figura 3.9). E' tuttavia utile considerare che la crisi economica ha coinvolto in maniera differente i vari settori industriali, caratterizzati da differente efficienza dei consumi elettrici. Nel settore industria diminuiscono i consumi elettrici del comparto manifatturiero di base (siderurgica, chimica, cartaria, ecc.), maggiormente energivori, la cui quota relativa passa dal 49% del 2000 al 46,2% del 2007 e 43% del 2016. La quota di consumi del comparto energia e acqua passa da 7,9% a 12,7% dal 2000 al 2016. La quota dei consumi elettrici del comparto manifatturiero non di base (alimentare, meccanica, mezzi di trasporto, ecc.) nel periodo 2000-2016 rimane piuttosto costante con modeste oscillazioni intorno al valore medio del 42,3%. In maniera simile non si osservano variazioni di rilievo per la quota dei consumi nel comparto delle costruzioni che nel periodo 2000-2016 oscillano intorno alla media del 1,1% del settore industria.

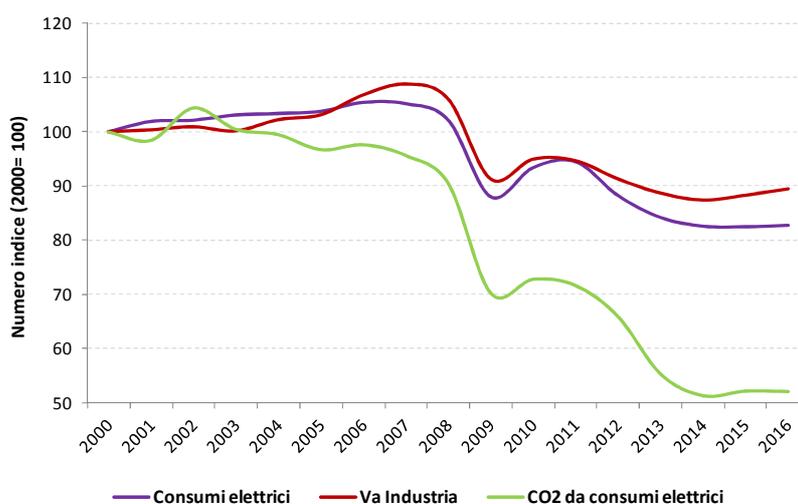


Figura 3.9 – *Variazione annuale dei consumi elettrici dell'industria e del valore aggiunto in prezzi concatenati con anno di riferimento 2010. E' inoltre riportato l'andamento delle emissioni di CO₂ da consumo di energia elettrica (2000=100).*

In Figura 3.10 è riportata la serie storica del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto. Dal 2000 al 2003 si osserva un incremento dei consumi per unità di valore aggiunto, seguito da una diminuzione dell'indicatore fino al 2007. Nel periodo della crisi economica i cui effetti perdurano per il settore industria fino al 2014 si osserva una notevole oscillazione dell'indicatore con una impennata seguita da un miglioramento dell'efficienza degli ultimi anni.

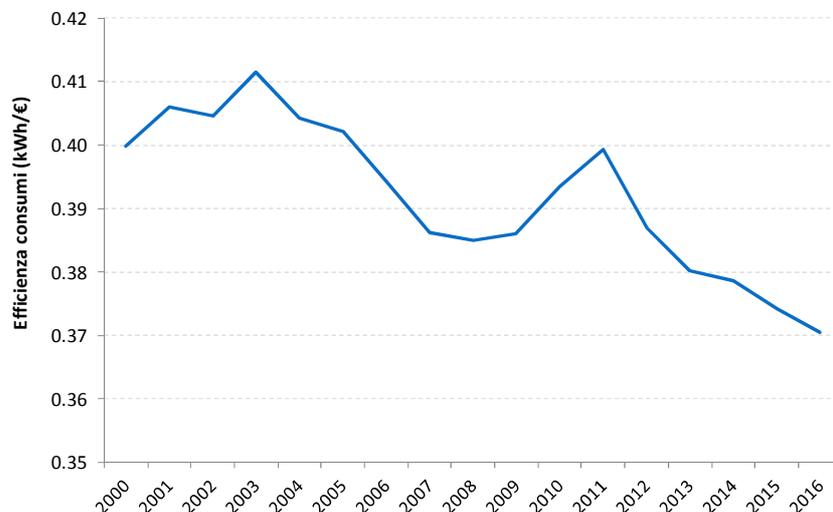


Figura 3.10 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto (ai prezzi concatenati al 2010).

Nella figura successiva sono illustrate le efficienze per i tre comparti del settore industriale: manifatturiero, costruzioni, energia e acqua. Ad eccezione di una lieve oscillazione dal 2008 al 2010, il comparto manifatturiero mostra una costante diminuzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto dal 2003, mentre i restanti comparti mostrano un andamento opposto con un incremento dell'indicatore pressoché costante fino agli anni 2010-2011. Successivamente si osservano oscillazioni erratiche dell'indicatore.

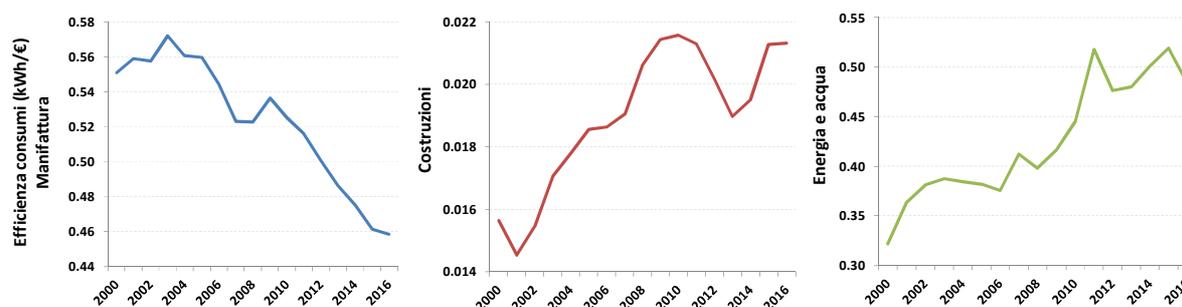


Figura 3.11 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nei tre comparti del settore industria e valore aggiunto (ai prezzi concatenati al 2010).

La serie storica dell'efficienza dei consumi elettrici nel comparto manifatturiero suggerisce un miglioramento strutturale dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto sebbene il differente impatto della crisi economica sui diversi comparti abbia reso meno evidente il fenomeno a livello dell'intero settore industria.

La variazione della struttura produttiva, con un minore apporto di valore aggiunto da parte del settore industriale caratterizzato da maggiori emissioni, contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Tale riduzione è dovuta sia a dinamiche strutturali quali la terziarizzazione dell'economia ma risente anche della contingente crisi economica che dal 2008 ha investito il settore industriale in misura rilevante.

Il contributo del settore terziario alla variazione delle emissioni atmosferiche mostra uno schema decisamente differente da quello mostrato dal settore industriale. I consumi elettrici per valore aggiunto prodotto mostrano un notevole incremento, il fattore efficienza determina quindi un incremento netto delle emissioni atmosferiche. Inoltre l'aumento del peso relativo del settore terziario nella struttura produttiva determina un ulteriore contributo positivo alle emissioni atmosferiche. Tali fattori sono più che compensati dalla minore intensità emissiva del settore terziario rispetto agli altri settori produttivi.

Nel settore agricoltura la diminuzione dell'efficienza dei consumi elettrici in rapporto al valore aggiunto, determina un incremento delle emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2016, mentre la riduzione della quota di valore aggiunto del settore rispetto al PIL determina una riduzione delle emissioni.

Per i tre settori economici il fattore dell'intensità emissiva, ovvero la quantità di CO₂ emessa per unità di consumo elettrico, determina una riduzione delle emissioni atmosferiche. L'intensità emissiva dipende essenzialmente dalla diminuzione del fattore di emissione per la produzione elettrica i cui motivi determinanti sono stati esaminati nel precedente paragrafo. In sintesi si può affermare che la riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ per il consumo elettrico nei comparti produttivi tra il 2000 e il 2016 è essenzialmente dovuta ai fenomeni che hanno coinvolto in diversa misura industria e agricoltura, mentre il settore terziario non mostra un contributo netto alla riduzione delle emissioni.

L'analisi della decomposizione discussa in questo paragrafo non considera il consumo elettrico nel settore domestico poiché lo stesso non è connesso all'attività economica e non contribuisce formalmente alla variazione del PIL. Tuttavia dall'andamento delle emissioni atmosferiche da consumo di energia elettrica nel settore residenziale è possibile inferire alcune considerazioni riguardo l'efficienza e l'intensità emissiva. Come illustrato nel seguente grafico dal 2000 al 2008 le emissioni atmosferiche dovute al consumo di elettricità nel settore residenziale sono diminuite solo del 0,7%, mentre dal 2008 si osserva una drastica diminuzione delle emissioni (-33,3% nel 2016 rispetto al 2008). A tale andamento corrisponde un incremento pressoché costante del consumo elettrico interrotto solo dopo il 2011. La covariazione dei due parametri dopo il 2011 è caratterizzata da differenti velocità: i consumi elettrici si riducono del 8,3% nel periodo 2011-2016, mentre la riduzione osservata per le emissioni atmosferiche è del 24%.

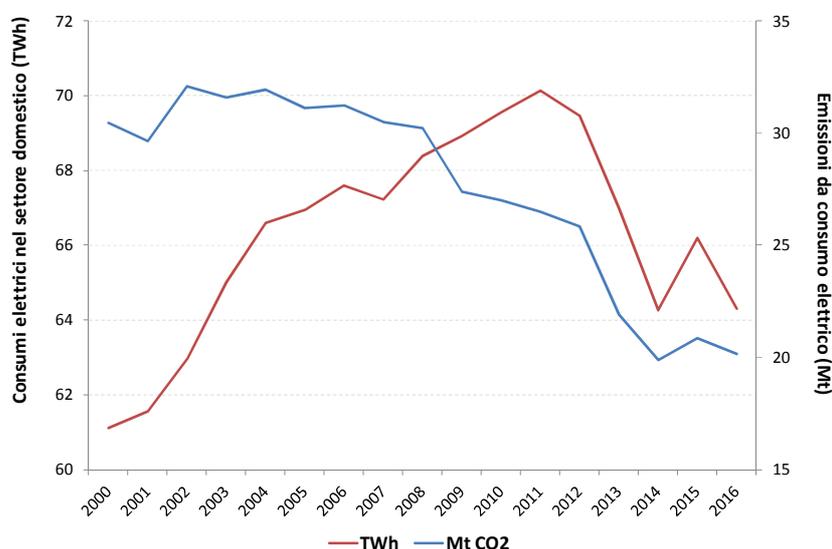


Figura 3.12 – Consumi elettrici e fattore di emissione da consumi elettrici nel settore residenziale.

Le emissioni atmosferiche procapite per consumo di energia elettrica nelle abitazioni mostrano una costante diminuzione dal 2002 al 2014 con una lieve ripresa dal 2015. D'altra parte il consumo procapite di energia elettrica mostra un rapido incremento fino al 2004 seguito da una fase di stabilità con lieve crescita fino al 2011. Dal 2012 si osserva una drastica riduzione dei consumi procapite fino al 2014 seguita da una oscillazione negli ultimi due anni.

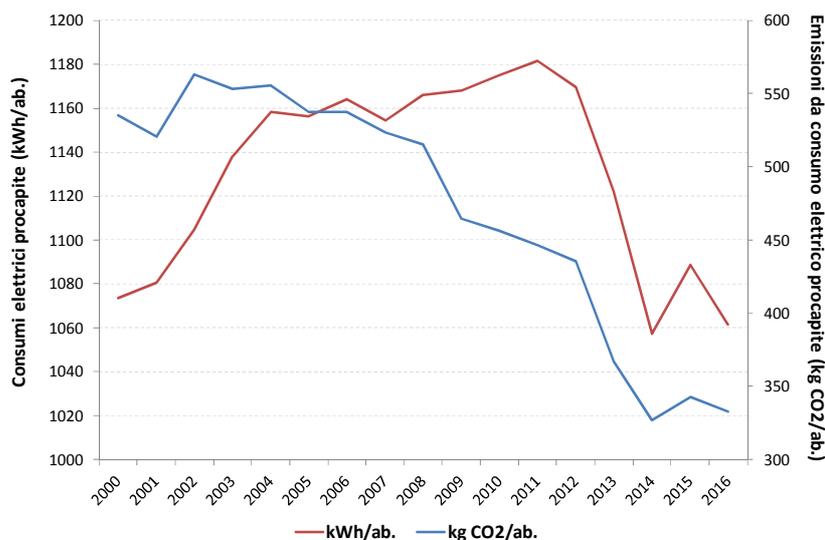


Figura 3.13 – Consumi elettrici procapite e emissioni procapite da consumi elettrici nel settore residenziale.

In base a tali dati è possibile concludere che l'incremento dei consumi elettrici è più che compensato dalla riduzione del fattore di emissione per il consumo elettrico nel settore domestico determinando una riduzione netta delle emissioni atmosferiche, come mostra la forte divergenza tra l'andamento dei consumi e delle emissioni nel seguente grafico. Inoltre, il crescente disaccoppiamento tra consumi procapite e consumi totali è compatibile con l'ipotesi di un incremento dell'efficienza elettrica nel settore residenziale. Negli ultimi anni prevalgono fattori che determinano una forte riduzione dei consumi elettrici procapite con una lieve ripresa nel 2015. E' verosimile quindi che l'aumento di efficienza dei consumi sia affiancato dal risparmio.

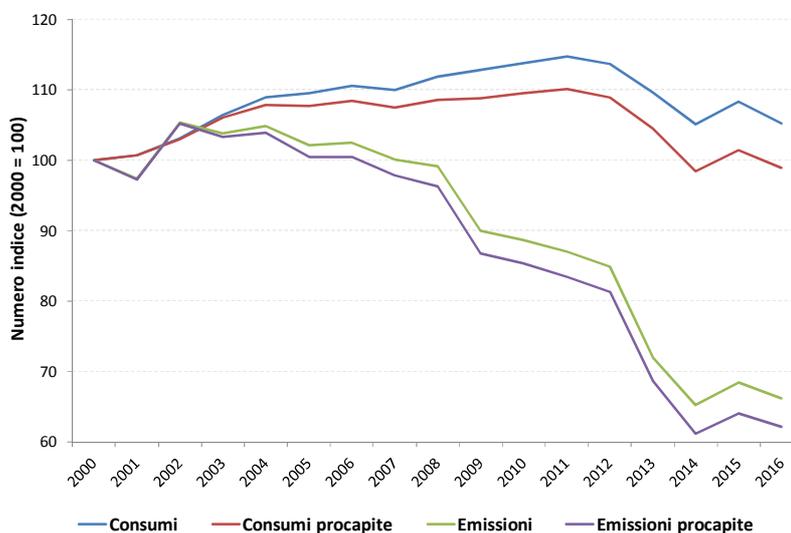


Figura 3.14 – Variazione annuale dei consumi elettrici (totali e procapite) e delle emissioni atmosferiche dovute al consumo elettrico (totali e procapite) nel settore domestico (2000=100).

CONCLUSIONI

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha subito un rilevante impulso negli ultimi anni nonostante l'arresto dell'andamento positivo osservato per il 2015 e per il 2016 e confermato dai dati preliminari per il 2017. La quota di energia elettrica rinnovabile rispetto alla produzione totale lorda è passata da 15,3% nel 2007 a 43,1% nel 2014 per scendere fino a 37,3% nel 2016. Lo sviluppo dell'energia elettrica rinnovabile consegue le politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e di incremento delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali. Tale incremento è stato possibile attraverso diverse misure quali incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Pertanto a partire dal 2007 la crisi economica ha ridotto drasticamente i consumi totali aumentando nel contempo la quota delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda le emissioni atmosferiche del settore elettrico si osserva una rapida diminuzione dei fattori di emissione di CO₂ per la generazione elettrica. I risultati dell'analisi della decomposizione possono essere sintetizzati come segue:

- le emissioni di CO₂ sono diminuite da 126,2 Mt nel 1990 a 92,5 Mt nel 2016, mentre la produzione lorda di energia elettrica è passata nello stesso periodo da 216,6 TWh a 289,8 TWh; i fattori di emissione di CO₂ per la generazione di energia elettrica mostrano quindi una rapida diminuzione nel periodo 1990-2016. Considerando anche la quota di emissioni dovute alla produzione di calore nel 2016 le emissioni di CO₂ del settore elettrico ammontano a 105,9 Mt;
- le emissioni di CH₄ e N₂O incidono da 0,4% a 0,7% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore;
- i fattori di emissione dei principali contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico mostrano una costante diminuzione. In particolare si registrano significative riduzioni dei fattori di emissione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e materiale particolato.
- l'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il connesso incremento della quota di gas naturale hanno avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂, mentre negli ultimi anni il significativo incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili assume un ruolo prevalente rispetto agli altri fattori considerati;
- l'analisi della decomposizione dei consumi elettrici mostra che l'efficienza contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche solo nel settore industriale che rivela una struttura piuttosto eterogenea per i diversi comparti, mentre nel settore terziario la diminuzione dei fattori di emissione è compensata dall'incremento dei consumi elettrici. Nel settore domestico si ha un forte disaccoppiamento tra consumi elettrici e corrispondenti emissioni atmosferiche.

I fattori di emissione nel settore della generazione e del consumo di energia elettrica sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgano il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello locale. Il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra può essere valutato solo attraverso la conoscenza dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dalle diverse fonti energetiche e la quantificazione del contributo dei fattori determinanti la variazione delle emissioni atmosferiche.

I fattori di emissione forniti nel presente studio consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate in seguito al contributo di diverse componenti e l'analisi della decomposizione fornisce una quantificazione del relativo contributo. In termini pratici, utilizzando i fattori di emissione per i consumi elettrici stimati per il 2016, il risparmio di un kWh a livello di utenza consente di evitare l'emissione in atmosfera di un quantitativo di CO₂ pari al rispettivo fattore di emissione nazionale, ovvero 313,1 g, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 516,4 g CO₂. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

BIBLIOGRAFIA

- Ang B.W., 2005. *The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide*. Energy Policy 33, 867–871.
- Ang B.W., Zhang F.Q., 2000. *A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies*. Energy 25, 1149–1176.
- APAT, 2007. *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica e degli acidificanti potenziali applicata ai dati della NAMEA italiana*.
- de Haan M. 2001. *A structural decomposition analysis of pollution in the Netherlands*. Economic Systems Research, 13, 181-196.
- Dietzenbacher E., Los B., 1998. *Structural decomposition techniques: sense and sensitivity*. Economic System Research 10, 307-323.
- EEA, 2015. *Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects*. Technical report No 1/2015.
- EMEP/CORINAIR, 2007. *Emission Inventory Guidebook – 2007*. Technical report No 16/2007.
- ENEL, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- European Commission, 2011. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. COM(2011) 112.
- EUROSTAT, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- GSE, 2015. *Terza relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*.
- GSE, 2017. *Rapporto statistico – Energia da fonti rinnovabili. Anno 2016*.
- Hoekstra R., van der Bergh J.J.C.J.M., 2003. *Comparing structural and index decomposition analysis*. Energy Economics 25, 39–64.
- IPCC 2006, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.
- IPCC, 2013. *Technical Summary*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- ISPRA, 2017. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2015. National Inventory Report 2015 (in preparazione)*.
- ISTAT, *Conti economici nazionali*. <http://dati.istat.it/>
- Malla S., 2009. *CO₂ emissions from electricity generation in seven Asia-Pacific and North American countries: A decomposition analysis*. Energy Policy 37, 1–9.
- MSE, 2010. *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009)*.
- Seibel S., 2003. *Decomposition analysis of carbon dioxide-emission changes in Germany - Conceptual frame work and empirical results*. Federal Statistical Office of Germany Environmental Economic accounting division.
- SNAM Rete Gas, *Bilancio di Sostenibilità*, vari anni.
- TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- TERNA, *Elenco dei combustibili utilizzabili in centrali termoelettriche, comunicazione personale*.
- TERNA, 2016. *Rapporto mensile sul sistema elettrico*, dicembre 2017.

Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. *Energy policy* 52, 159-165.

