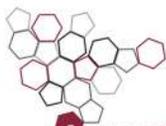




ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



**Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente**

Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico



RAPPORTI



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del 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 343/2021
ISBN 978-88-448-1049-8

Riproduzione autorizzata citando la fonte

A cura dell'Area Comunicazione dell'ISPRA:

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Alessia Marinelli

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

“Poiché a bordo della galera avevo imparato a contar bene le pulci (non soltanto a prenderle, ma a farne delle addizioni e delle sottrazioni, insomma delle statistiche), mestiere delicato che ha l’aria da niente, ma che costituisce una tecnica bella e buona, volevo servirmene. Gli americani se ne può dire quello che si vuole, ma in fatto di tecnica, sono degli esperti. Gli sarebbe piaciuto da matti il mio modo di contare le pulci, ne ero certo in anticipo. Non doveva andare buca secondo me.”

Louis-Ferdinand Céline, *Viaggio al termine della notte*, 1932.

INDICE

Executive summary	6
Introduzione	15
1 Consumi di energia e emissioni di gas a effetto serra	18
1.1 Combustibili fossili e fonti rinnovabili	18
1.2 Energia primaria e finale	21
1.2.1 <i>Elettrificazione dei consumi finali</i>	25
1.3 Emissioni di gas serra	26
1.4 Indicatori energetici e economici	32
1.4.1 <i>Indicatori energetici ed economici a livello settoriale</i>	36
2 Settore elettrico	43
2.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile	43
2.1.1 <i>Potenza installata, produzione di energia elettrica e calore</i>	53
2.1.2 <i>Efficienza del parco termoelettrico</i>	58
2.2 Fattori di emissione dei combustibili	61
2.3 Emissioni di CO ₂ dal settore termoelettrico	62
2.3.1 <i>Emissioni per la produzione elettrica da impianti termoelettrici e industriali</i>	64
2.3.2 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica</i>	68
2.3.3 <i>Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto</i>	72
2.3.4 <i>Emissioni di CO₂ evitate</i>	75
2.3.5 <i>Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri inquinanti</i>	76
2.4 Indicatori energetici ed economici nel settore elettrico	78
3 Analisi della decomposizione	81
3.1 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel bilancio energetico nazionale	83
3.2 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel settore elettrico	86
3.3 Fattori determinanti le emissioni di CO ₂ da consumi elettrici	89
Conclusioni	96
Bibliografia	98

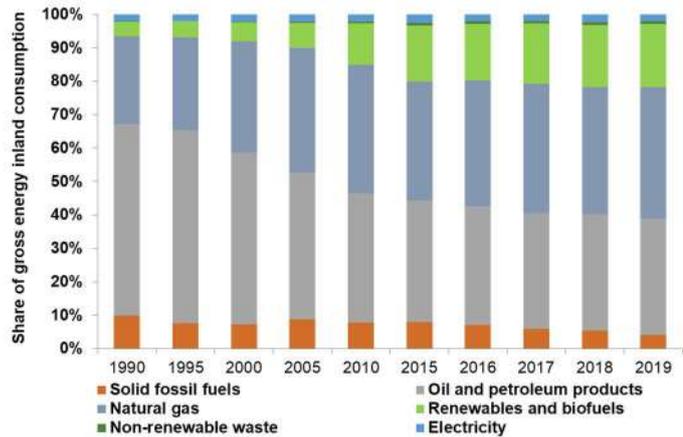
EXECUTIVE SUMMARY

TOTAL ENERGY CONSUMPTION

Energy consumption and GHG emissions

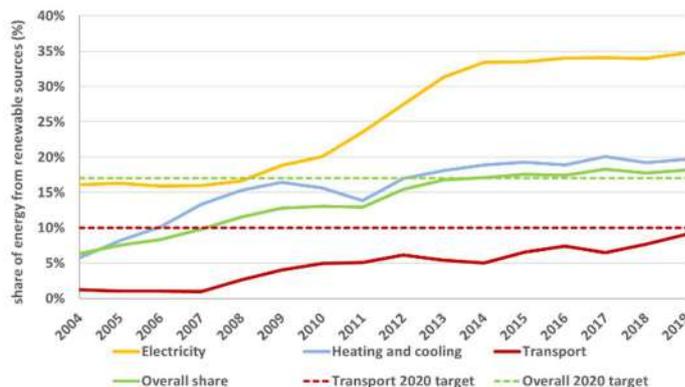
National gross inland energy consumption shows an increasing trend from 1990 until 2005 when it peaked at 189.4 Mtoe, then there was a reduction accelerated by the effects of the economic crisis with the minimum value of 149.8 Mtoe reached in 2014. Gross domestic consumption in 2019 is 4.9% higher than in 1990 and is lower than the previous year.

Fossil fuels are the main vectors in the national energy system. From 1990 to 2007, the average ratio of fossil fuels over the gross domestic consumption was more than 90%, although with a slight decline. Subsequently, the share of fossil energy is severely reduced. From 1990 to 2019 the share of fossil energy decreased from 95.5% to 80.6%. The decline has become particularly steep since 2007. The national fuel mix has changed considerably since the 1990s. Oil products accounted for the predominant component with 57.3% of gross domestic consumption in 1990. The share of oil products has steadily decreased to 34.8% in 2019. In the same period there was a corresponding increase in the share of natural gas, from 26.3% to 39.2%. The share of solid fuels fluctuated around an average value of 8%. Since 2012, the share of such fuels has steadily decreased, accounting for 4.2 % of gross inland consumption in 2019.



The share of energy from renewable sources is complementary to that observed for fossil fuels. From 1990 to 2007 there was a steady increase in the share of renewable sources from 4.4% to 9%. After 2007 the share accelerated to 19% of gross inland consumption in 2019. Renewable gross inland consumption has more than quadrupled from 6.5 Mtoe in 1990 to 29.5 Mtoe in 2019.

In the past the main sources of renewable energy have been geothermal and hydro, which accounted for more than 80% of gross inland consumption of renewable energy from 1990 to 2000. The remaining share was mainly met by biomass and wastes (bioenergy). Since 2000, the bioenergy has shown a considerable growth, and since 2007 it has exceeded 50% of share. In 2019, the share of bioenergy fell to 46.2%. In recent years, solar energy (thermal and photovoltaic) and wind energy have also assumed significant role and together represent 13.6% of total renewable energy consumption. Since 2017 the heat pumps energy has been recorded in the EUROSTAT budget. Such item in 2019 was 8.5% of renewable gross inland consumption.



Directive 2009/28/EC establishes the shares of energy from renewable sources on gross final consumption by 2020 for each country of the European Union; these shares include renewable energy consumption for electricity generation, heat and cooling, and transport. The Italian share of energy from renewable sources in 2019, according to the criteria established by the afore mentioned Directive, is 18.2% compared to gross final consumption, a value higher than

the target of 17% to be achieved by 2020. The share of renewable energy almost tripled compared to 2004 when it accounted for only 6.3% of gross final consumption. In the period 2004-2019 the share of renewable energy grew by an average of 0.8 percentage points per year with a slowdown since

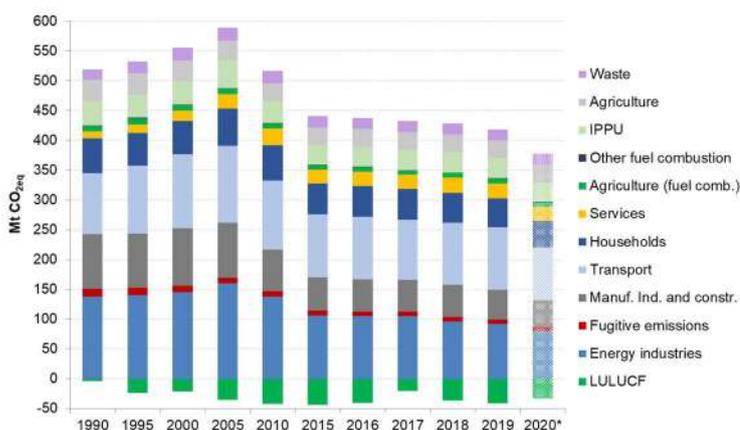
2014. The renewable share increase in the electricity sector is particularly significant, from 2008 to 2019 it rose from 16.6% to 34.8%. In transport, the share increases up to 9% in 2019, near the 10% target to be achieved by 2020. The heating and cooling sector share is 19.9% in 2019.

The final energy consumption per sector shows structural peculiarities for each sector and different sensitivities to the contingency, such as the economic crisis which has mainly affected the productive sectors. Since 1990 until 2019 industry shows a decline of final energy consumption of 29.2%, while the 128.2% increase in services appears to be in sharp contrast. The trend of final consumption in the household sector is quite variable depending upon different climatic conditions that affect the consumption. The residential sector shows an increase in consumption of 21.3% in 2018 compared to 1990 level. The overall trend for transport shows an increase of 8.8% but with a decrease in recent years.

Since the 1990s, the structure of sectors in terms of energy consumption has changed considerably. Services account for an increasingly share of final consumption from 7.8% in 1990 to 16.5% in 2019, while industry is constantly reducing its share of energy consumption from 32.6% to 21.3% over the same period. Consumption in the household sector shows a growing trend until 2010 followed by slight decrease with large fluctuations mainly related to the average temperature. The sector does not appear to have been affected by the contraction due to the economic crisis in the other sectors. The average share of consumption in other sectors (mainly agriculture and fisheries) is under 3%.

The electrification of final consumption is an important strategy for the mitigation of atmospheric greenhouse gas emissions if pursued in parallel with the spread of renewable energy for electricity production. The share of electricity in final energy consumption increase constantly since 1990 and in 2019 is 22.1%. The sectoral electrification level of final consumptions is quite different. Services have the highest share of electricity consumption, with a significant increase from 2008 reaching more than 50% of the final consumption of this sector. In the last years the share decreased (41.8% in 2019) essentially because of the considerable increase in final consumption of ambient heat from heat pumps that did not appear in energy balances until 2017. Without such consumptions, the electrification of the sector in 2019 would be 48%. The rate of electrification of final consumption in industry has been steadily increasing since 1990, with the rate clearly accelerating since 2005. In this sector, electricity consumption in 2019 is 41.8% of final consumption. The levels of electrification of consumption in the household and transport sectors show no significant increases and in 2019 were 17.8% and 2.8% respectively.

Total GHG emissions show an increasing trend until 2005. In the next years there has been a decline which, as a result of the effects of the economic crisis, has further accelerated. In 2019, GHG emissions fell by 19.4% compared to 1990 and by 29% compared to 2005. All sectors reduced the emissions, albeit at different rates. In parallel with the declining energy consumption the emissions associated with industrial activities (energy, manufacturing, construction and industrial processes) have decreased particularly steeply since 2005. Emissions from manufacturing and construction decreased of 46.1% from 2005 to 2019. Transport sector show steady growth with a reversal of the trend only after 2007. The sector has 3.2% more emissions than in 1990. The civil sector (household and services) increase the emissions since 1990 (+4.8%), with a significant difference between household and services, while the former sector reduced by 16.7% the latter increase of 108.4%. ISPRA's preliminary estimates for 2020 show a 9.8% reduction in total emissions compared to the previous year (377.3 Mt CO₂eq) as a result of the lockdown of economic activities due to the SARS-CoV2 pandemic.



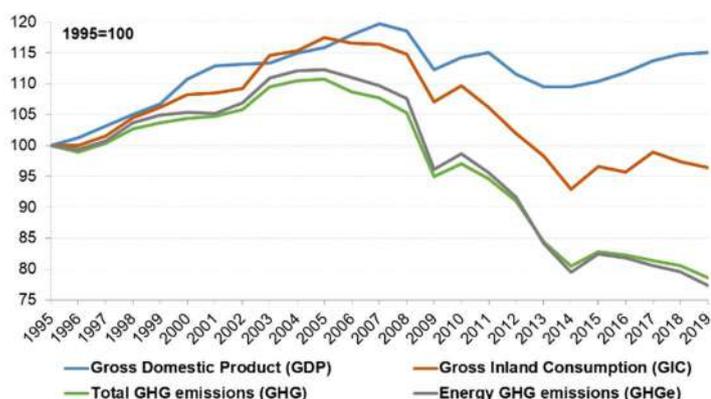
Energy industries, together with fugitive emissions, have 23.7% of the emissive share in 2019, preceded by the transport sector (25.2%) and followed by the civil sector (17.5%). The sectors

mentioned, together with the manufacturing and construction industries and the combustion emissions from agriculture and fisheries, account in 2019 for 80.5% of total GHG emissions. The energy emissions share increased from 1990 to 2008 followed by a steady contraction mainly due to the emissions reduction from the energy industries.

GHG emissions per capita increased from 9.1 t CO_{2eq} in 1990 to 10.2 t CO_{2eq} in 2004, in the following years there was a rapid decline up to 7 t CO_{2eq} in 2019, due to the concomitant increase of the resident population and emissions reduction. The average annual rate from 2005 to 2019 is -2.8%, while since 1990 is -0.9%.

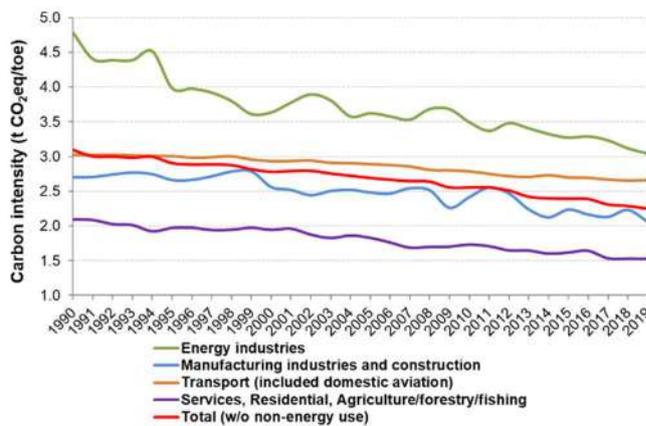
Energy and economic indicators

In order to assess the relationship between energy consumption, economy and GHG emissions the trends of gross inland energy consumption (GIC), gross domestic product and GHG emissions are analyzed. GDP and GIC have parallel trends up to 2005. Then the two parameters begin to diverge showing an increasingly decoupling. GHG emissions growth was slower than that of GDP until 2005, highlighting a relative decoupling. After 2005, the divergence between the two parameters becomes increasingly marked by showing absolute decoupling in recent years.



Decoupling is also evident from the decreasing trend in the ratio of GIC to GDP since 2005. The decreasing trend in energy GHG emissions per unit of primary energy consumption is mainly due to the replacement of higher carbon fuels with natural gas, mostly in power sector and industry, and to the increase of renewable share. The same decreasing trends are confirmed for final energy consumption (net of non-energy uses) per unit of GDP and for GHG emissions per unit of final energy consumed.

In the period 1995-2019 the GIC per unit of GDP decreased from 107.7 toe/M€ to 90.1 toe/M€. Over the same period, GHG emissions per unit of GDP fell by 29.5%, from 353.1 t CO_{2eq}/M€ to 248.8 t CO_{2eq}/M€, while energy emissions per primary energy unit goes from 2.8 t CO_{2eq}/toe to 2.2 t CO_{2eq}/toe, with a reduction of 21.1%. All declining trends of these energy efficiency and decarbonization indicators are statistically significant to Mann-Kendall test. Since 2005 there has been an acceleration in energy efficiency and decarbonization of the national economy, once again highlighting the growing decoupling of economic activity, energy consumption and GHG emissions. The decoupling between energy consumption and GDP leads to a decreasing energy intensity of the national economic system. The causes can be manifold and among the main ones is the contraction of industrial activities, which are more energetic intensive as compared to services characterized by lower energy intensity and higher value added. With regard to GHG emissions per unit of energy consumed (primary and final), there has been an accelerated rate of decrease since 2005 mainly due to the increase in the share of energy from renewable sources since 2007.



Decarbonization at sectoral level can be assessed by energy emissions and energy consumption by sector. The carbon intensity is the ratio of GHG emissions to energy consumption in the relevant sectors. In particular, the energy industries show a decrease in emissive intensity of 36.4% in 2019 compared to 1990 from 4.8 t CO_{2eq}/toe to 3 t CO_{2eq}/toe. The carbon intensity of manufacturing industry in 2019 is 2.1 t CO_{2eq}/toe with decrease of 23.6% compared to 1990. For transport the carbon intensity is 2.7 t CO_{2eq}/toe (-11.9% compared with

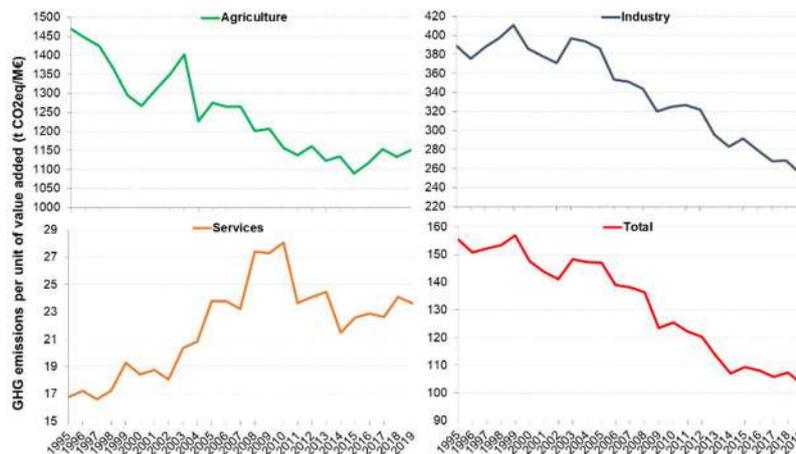
1990), while in the civil sector, together with agriculture and fisheries, the value is 1.5 t CO_{2eq}/toe, 26.9% down compared to 1990 value. All declining trends of these indicators are statistically significant to Mann-Kendall test. The average value of emissive intensities by sector shows notable differences between sectors depending upon the different deployment of renewable sources. Overall, the emissive intensity for the energy consumption considered – 95%±1.2% of GIC from 1990 to 2019 – is 2.2 tCO_{2eq}/toe (-27.4% compared to 1990 level).

Energy and economic indicators at sectoral level

Matching the sectoral GHG emissions with respective energy consumption and sector value added it is possible to elaborate sectoral carbon or energy intensity indicators in terms of value added produced. Sectoral emissions include only direct and self-consumption emissions from electricity (for industry). Emissions due to electricity consumption from the grid are not considered. With regard to GHG emissions and final energy consumption, only energy emissions were considered, while process emissions for the industrial and agricultural sectors were also considered in comparison with value added.

For the agriculture sector, which includes fisheries and forestry, it is possible to establish a direct correspondence between final energy consumption, value added produced by the sector and atmospheric greenhouse gas emissions. For the services sector, value added was considered without the transport item, in order to compare value added, energy consumption and greenhouse gas emissions. As far as industry is concerned, value added relates to the activities of manufacturing and construction, net of the contribution of the manufacture of coke and oil-petroleum products and the contribution of the electricity sector. The whole considered is comparable with the final energy consumption and emissions of the industrial sector, attributable only to the activities of the manufacturing and construction industries.

Overall, emissions from the economic activities considered fell by 22.1% in 2019 compared to 1995. Combustion emissions are reduced by 27.1%, while process emissions are reduced by 14.3%. GHG emissions from considered sectors represent on average 21±1% and 34.6±0.8% of total GHG emissions, respectively for comparison with the final energy consumption and for comparison with the value added of sectors. The energy intensity of services (toe/M€) is increasing, while the other sectors are decreasing, particularly steeply in industry. Aggregate energy intensity shows a 16.6% reduction over the period 1995-2019 as a result of the reduction in industry (-28.6%) and agriculture (-15.5%). The reduction is also due to the contraction of the share of industry value added and corresponding increase of services, which have significantly lower energy intensity than industry. On the other hand, the energy intensity of services is the opposite of what has been observed for industry and agriculture, with an increase of 55.2% with a significant increase in the last two years due to the accounting of ambient heat from heat pumps, a renewable energy source, which in the services sector leads to a significant increase in final consumption.



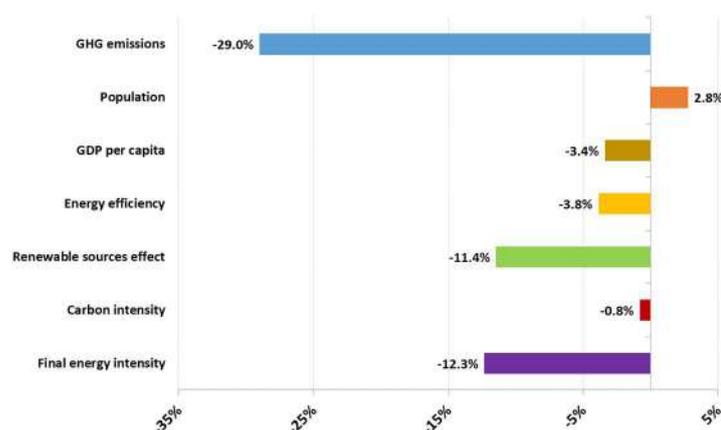
Carbon intensity, in terms of GHG emissions per unit of final energy consumed and value added produced, decreases as a result of the increase in the renewable energy share and the increasing share of fuels with lower carbon content, such as natural gas. GHG emissions per unit of value added are very different in quantity between sectors. Agriculture sector has the highest values, while in the services are recorded the lowest

values. Both sectors show a reduction in emissions per unit of value added but the indicator in services increased until 2010, then also in this sector there is a relative decarbonization of the wealth produced.

Kaya identity and decomposition analysis

Decomposition analysis is a technique for studying the variation of an indicator in a given time interval in relation to the variation of its determinants. In other words, the variation of a parameter is decomposed in the variation of the parameters that determine it. The starting point of the analysis is the construction of an identity equation, where the variable whose variation over time is to be studied is represented as the product of components considered as the causes of the observed variation. For the identity, the components must be reports, where the denominator of a component is the numerator of the next one. This identity is provided *a priori* and have to be realized according to a conceptual model consistent with the physical constraints of the studied variable, in addition to the considerations related to the availability of data and the objectives of the analysis.

The GHG emissions are decomposed in six driving factors: 1) population; 2) economic growth per capita; 3) efficiency; 4) renewable energy deployment; 5) carbon intensity from fossil fuels; 6) final energy intensity. The decomposition analysis shows that the effect of the factors that led to a reduction of emissions in the period 2005-2019 prevailed over the effect of the factors that led to an increase of emissions. The population is the only driving factor that have contributed to the growth of emissions (+2.8%). The remaining factors have led to a reduction of emissions. Among these, the final energy intensity (final energy consumption / GDP) and the share of renewable energy (fossil energy consumption / primary energy consumption) played a significant role (-12.3% and -11.4% respectively). GDP per capita and efficiency factor (final energy consumption / gross inland consumption) contributed respectively with -3.4% and -3.8%, while carbon intensity (GHG emissions / fossil fuels energy consumption) had a marginal role (-0.8%). The overall contribution of each factor leads to -29% of GHG emissions over the period 2005-2019.

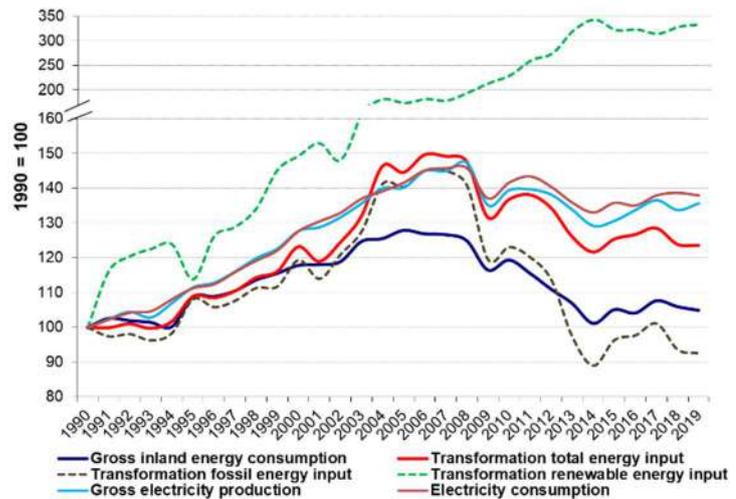


The improvement of efficiency cannot be separated from the assessment of the variability margins of the energy system and its costs, as well as from assessments of the economy structure, especially as regards the relative ratio between services and industry sectors.

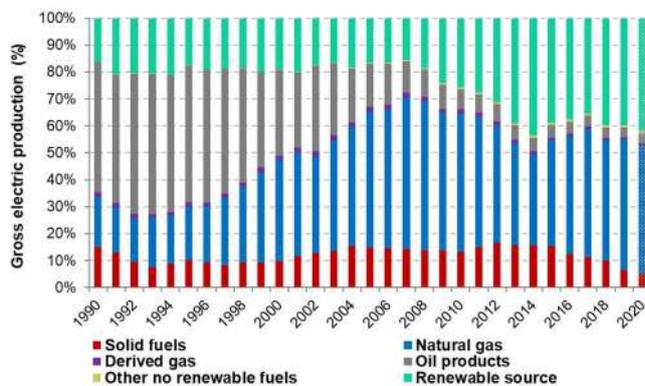
POWER SECTOR

Thermoelectric and renewable electricity production

Electricity generation sector accounts for more than a third of gross inland energy consumption (34.2% in 2019 including renewable energy and 28.3% considering energy only fossil fuels). The growth of electricity consumption in the final energy consumptions makes this sector one of the main players in the national energy system. Since 2001 the transformation energy consumption for electricity generation has increased at higher rates than gross inland energy consumption. The growth of consumption of renewable energy corresponds to the decrease of fossil energy.



Gross electricity production rose from 216.6 TWh to 293.9 TWh from 1990 to 2019 (+35.7%). Electricity consumption increased from 218.8 TWh to 301.8 TWh over the same period (37.9%). After a constant growth of gross electricity production and consumption, since 2007 there has been a downward trend due to the effects of the economic crisis. In recent years, consumption has increased again. The average share of net import of electricity is about 15% of electricity consumption with wide fluctuations and a sensible reduction in the last years.



As regards the energy mix in power sector, natural gas increased steadily in 1990 at the expense of oil products (48.2% of electricity production in 2019 originated from natural gas and about 3.5% from petroleum products, while in 1990 the two percentages were 18.3% and 47.4%, respectively). The share of solid fuels showed fluctuations around the average of 12% with a sharp reduction in the last years (6.4% in 2019). Preliminary estimates for 2020 show that the share of solid fuels decreases further compared to the previous

year, while the share of natural gas and renewable sources increases.

In 2005 the share of electricity from renewable sources compared to total production accounted for only 16% of national production. After 2007, renewable sources share increased significantly up to the top of 2014, when the share reached 43.1%. In 2019 the share of renewable sources to electricity production is 39.5%. According to Directive 2009/28/EC methodology for the monitoring of European targets to 2020, the share of electricity from renewable sources compared to final gross consumption of electricity represents 34.9% which is higher than the indicative target for 2020 set to 26.4% by the National Renewable Energy Action Plan (2010).

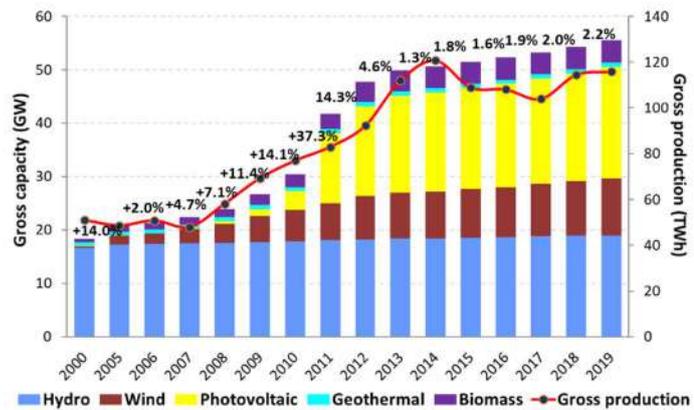
Power capacity

Total thermal power in 2019 is 63.9 GW with a sharp contraction since 2012, when the installed capacity reached the peak of 80.2 GW. Combined cycle plants, regardless of cogeneration or non-cogeneration production, show a significant increase in gross efficient power, from 7.9 GW in 2000 to a maximum of 43.4 GW in 2011-2012. Subsequently, these plants show a steady reduction in efficient power up to 40.6 GW in 2019. The efficiency of the thermoelectric plants has increased since 2005 mainly due to the contribution of cogeneration plants characterized by greater efficiency than non-cogeneration plants. In 2019 the electricity efficiency of non-cogeneration plants was 45.5% while for cogeneration plants there was a total efficiency of 64% and an equivalent electrical efficiency of

55.3%. The total efficiency of the national thermoelectric plants is 56.2% with an increasing trend since 2005.

As for renewable power, there has been a significant increase in installed capacity by 2000. In 2019 the renewable gross efficient power was 55.5 GW. The highest annual growth rate was recorded in 2011 when the new power compared to the previous year was 11.3 GW, of which 9.5 GW of PV plants and 1.1 GW of wind plants. After 2014 the additional new power per year was around 1 GW.

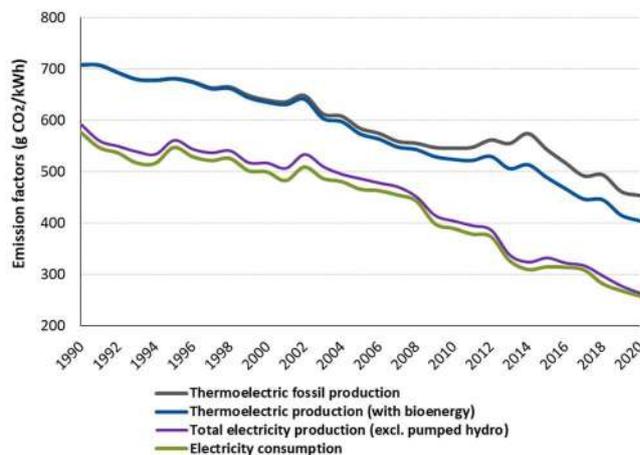
With regard to plants powered by bioenergy, it should be emphasized the rapid increase from 2008 to 2013 and the subsequent stabilization of gross efficient power with new installations of about 150 MW per year. In particular, biogas fueled plants went from 0.37 GW in 2008 to 1.46 GW in 2019. The growth plants fed with liquid biofuels in the period 2008-2013 is particularly rapid, from 0.12 GW to 1.04 GW, then it is reduced to 0.98 GW in 2019. Plants fueled by solid biomass and waste increased from 1.07 GW in 2008 to 1.73 GW in 2018 but in 2019 the power is 1.68 GW. These trends can be explained by the reduction in incentives for this type of plant. The future development of such plants does not seem independent of some forms of incentives.



CO₂ emissions and emission factors

The amount of CO₂ emitted from power sector in 2019 was 93.8 Mt (of which 81.1 Mt for electricity generation and 12.8 Mt for heat production) equal to 23.9% of national GHG emissions.

Until the first half of the 1990s, CO₂ emissions from oil & oil products accounted for a significant share of total emissions from thermal power sector. In 1995, the share of emissions from oil & oil products amounted to 61% of emissions from the thermoelectric sector. Subsequently, the share of CO₂ from these sources has steadily decreased to 8% in 2019. It should be noted, however, such sources also include synthetic gases from gasification processes, which have been increasing since 2000. Taking fuel oil alone, the emissive share of electricity emissions decreased from 61% to 1% in the period 1995-2019. The share of natural gas emissions increased from 18.5% in 1995 to 65.2% in 2019. The share of emissions from solid fuels, mainly coal, was constantly increasing up to 2014 when the peak of 37.6% was reached but in the following years was recorded a sharp reduction up to 18.5% in 2019.



The emission factor for national gross thermoelectric production decreases steadily from 1990 to 2018 from 709.1 g CO₂/kWh to 415.5 g CO₂/kWh. The decrease is mainly due to the increasing share of natural gas and the continuous reduction of the specific emission factor of this fuel, which in turn is due to the increase in the electrical conversion efficiency of plants. The use of bioenergy with zero emissive balance among other fuels that contribute 10.1% of thermoelectric production in 2019 also plays an important role. The difference between the emission factors of the thermoelectric plants with or

without the contribution of bioenergy shows the role of such sources in reducing the emission factor. The difference becomes significant after 2000 as a result of the increase in the amount of solid biomass and municipal or similar solid waste used for electricity production and the even greater increase in bioliquids and biogas observed after 2008.

A relevant decoupling is recorded between electricity production and CO₂ emissions for natural gas while for solid fuels, petroleum products and derived gases, there is substantial covariation of the two parameters. Such decoupling is due to the increasing efficiency of power plants fueled with natural gas and increasing share of bioenergy.

CO₂ emissions for electricity generation reached their highest point in 2002, with an increase of 17.4% over 1990, while thermoelectric production showed an increase of 30.1% over the same period. Emissions fell slightly from 2002 to 2007. After 2007 as a result of the contraction of the economy triggered by the economic and financial crisis, there has been a significant reduction of electricity production and CO₂ emissions. After 2014 is observed a recovery in electricity production. Since 1990 emissions from the power sector decreased by 35.4% in 2019, compared with an increase in electricity production of 9.8%.

The production of electricity from renewable sources leads to a reduction in the emission factor for total electricity production since these sources have not CO₂ emissions. The emission factor for electricity consumption is further reduced due to the share of electricity imported from abroad whose emissions originate outside the national territory. Along with an increase of electricity production from 1990 to 2019 of 77.3 TWh, there was a decrease of CO₂ emissions of 45.4 Mt. The reduction of emission factors for electricity generation from 2007 to 2014 was mainly due to the increase or renewable electricity production, while the decrease recorded since 2015 is essentially due to the decrease of solid fuels and the corresponding increase of natural gas.

From 1990 to 2007, the impact of renewable sources in terms of emission reduction varied around an average value of 30.7 Mt CO₂ in parallel with the variability observed for hydroelectric production. Subsequently, the development of non-traditional sources led to a surge of the impact with a peak in emission reductions recorded in 2014 when 69.4 Mt CO₂ were not emitted thanks to renewable production. In the following years there was a decrease in avoided emissions in parallel with the decrease in electricity production from renewable. In 2019, as a result of the increase in electricity production from renewable sources, the avoided emissions are 53.6 Mt CO₂.

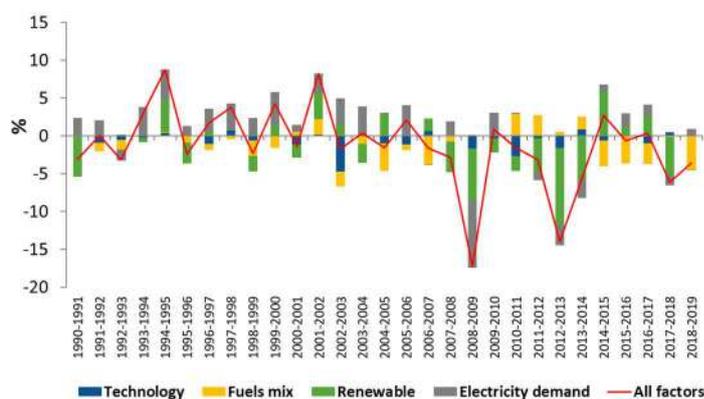
The atmospheric emissions from power sector also involves other gases such as methane (CH₄) and nitrous oxide (N₂O) and other air pollutants. Although methane and nitrous oxide are emitted in extremely limited quantities compared to carbon dioxide, these gases are characterized by high global warming potentials (25 for methane and 298 for nitrous oxide). Methane and nitrous oxide emissions account for 0.4% to 0.7% of total greenhouse gas emissions from the power sector. Combustion in the power sector is also responsible for emissions of pollutants that alter air quality such as nitrogen oxides (NO_x), sulphur oxides (SO_x), non-methane volatile organic compounds (NMVOC), carbon monoxide (CO), ammonia (NH₃) and particulate matter (PM₁₀). All pollutants considered have decreased the emissions in 2019, from -42.5% for NO_x to -90.8% for SO_x compared to 2005 levels. Only for NMVOC has been registered the increase of emissions (+72% in 2019 compared to 2005).

Of particular importance for air quality, is the reduction in the emission factor of sulphur oxides. The emission of sulphur oxides is basically due to solid fuels which in recent years have been used by high-efficiency plants equipped with emission abatement systems. Abatement systems have also contributed to a significant reduction of PM₁₀ emissions, -84.2% compared to 2005.

Decomposition analysis

The factors considered in the analysis (technology, type of fuel, renewable sources, total electricity production) contribute to CO₂ emissions reduction where the increase in electricity production has the opposite effect. The results of the analysis show that technological, renewable sources, and fuel mix factors contribute to the reduction of CO₂ emissions from 1990 to 2019 respectively for 20.4%, 26.7% and 14.7%, while the increase in electricity production leads to an increase in emissions of 26%. The cumulative effect of the four factors led to a reduction in atmospheric CO₂ emissions in 2019 of 35.9% compared to emissions observed in 1990 (-45.4 MtCO₂). In other words, the reduction due to the change in the technological factor (decrease in the specific emission factors of fossil fuels) over the period 1990-2019 would have been 25.8 Mt CO₂ if the other factors remained unchanged. The reduction due to the fuels mix change would have been 18.6 Mt CO₂, while the increasing renewable share would have led to a reduction in emissions of 32.8 Mt CO₂. These effects are offset by a net increase in electricity production which would have resulted in an increase in emissions of 32.8 Mt CO₂ without the contribution of the other factors. As for fuels mix effect, the reduction of petroleum

products is by far the largest contribution to the reduction of atmospheric emissions. As concerns the



technological factor the largest reduction in atmospheric emissions was recorded since 2000 when several combined cycle plants powered by synthesis gases and natural gas entered into operation. Such plants are characterized by greater efficiency than traditional steam cycles. With regard to the contribution of the fossil fuels shift over the whole period examined, the increase of natural gas and the corresponding decrease of petroleum products, leads to reduction in emissions. Of particular importance is

the development of the contribution to the reduction of atmospheric emissions by renewable sources. The values for this factor show an oscillation reflecting the variability of electricity production, especially in relation to the hydroelectric component which in turn depends on weather conditions. Since 2007 the role of renewable sources becomes more relevant than the other components. Moreover, it should be underlined that since 2007 the economic crisis has significantly reduced the consumption of fossil fuels while increasing the share of renewable sources as result of the priority of dispatching electricity produced from such sources. In any case, each unit of electricity produced from renewable sources contributes far more to the reduction of atmospheric emissions than any other factor, if an equivalent amount of electricity produced from any fossil source is replaced.

Energy and economy indicators for electricity consumption

National electricity production and its consumption are closely related to the country's economic activities. There is a sensible decoupling among electricity production, gross domestic product and CO₂ emissions from power sector. This decoupling is due both to the increasing efficiency and to the growing share of renewable sources, associated to the increase of electricity in final consumption.

As concerns electricity consumption and the relative emissions for industry, services, and agriculture, the sectors show rather heterogeneous contributions to the emissions reductions. The contribution of the industrial sector is quite substantial with the decrease both of electricity consumption per unit of value added (energy intensity) and carbon intensity. On the contrary services energy intensity shows a significant increase. In addition, the increasing role of services in the national economy leads to a further positive contribution to atmospheric emissions. However, these factors are more than offset by the lower emissive intensity of the services sector compared with industry and agriculture sectors. In the latter sector, the increase of electricity consumption per value added would lead to an increase in atmospheric emissions for electricity consumption if not more than offset by the reduction of carbon intensity. The overall effect (energy intensity, carbon intensity, sector value added share) led to emission reduction by electricity consumption for all sectors mainly due to the carbon intensity factor. Also in the household sector the increase of electricity consumption is more than offset by the reduction of the emission factors for electricity consumption, resulting in a reduction of emissions.

INTRODUZIONE

Le emissioni atmosferiche di gas a effetto serra di un Paese dipendono da molteplici fattori riconducibili alle attività produttive dei vari settori economici. Le emissioni di origine energetica (combustione e fuggitive) rappresentano oltre l'80% delle emissioni totali nazionali. Il sistema energetico alla base delle attività produttive rappresenta pertanto il dominio d'indagine principale al fine di caratterizzare i fattori determinanti sottesi alle emissioni atmosferiche. Il settore elettrico costituisce una quota rilevante del settore energetico, rappresentando in termini emissivi circa il 30% delle emissioni nazionali di origine energetica. In Italia più di due terzi dell'energia elettrica è stata prodotta fino al 2008 da combustibili fossili. Nell'ultimo decennio, sotto l'impulso della normativa europea per la riduzione delle emissioni di gas serra, sono diventate prioritarie le iniziative di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Da questo punto di vista il settore elettrico è particolarmente interessante poiché è responsabile di una quota rilevante delle emissioni nazionali di gas serra. La domanda elettrica mostra un andamento di lungo termine in crescita e il settore è caratterizzato da sorgenti emissive puntuali. Tali caratteristiche rendono il settore elettrico particolarmente importante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni di gas serra.

La quota relativa delle diverse fonti energetiche, così come l'efficienza energetica, in termini di trasformazione delle risorse primarie e di produzione di ricchezza economica, rappresentano fattori rilevanti per analizzare gli andamenti delle emissioni atmosferiche. Le stesse attività produttive, determinate a loro volta dalla domanda di prodotti e servizi, rappresentano un fattore determinante delle emissioni atmosferiche e una riduzione di tali attività comporta inevitabilmente una riduzione delle emissioni di gas serra. Se i primi fattori possono essere considerati determinanti intrinseci del sistema energetico, la domanda di beni e servizi può essere considerata un fattore economico di natura estrinseca, sebbene il sistema energetico e quello economico siano interconnessi e difficilmente trattabili come sistemi separati. La crisi economica che ha colpito le principali economie mondiali e il nostro Paese dal 2007-2008 ha reso ancora più complicato il compito di discernere il ruolo dei fattori che determinano le emissioni di gas serra. A più di dieci anni di distanza è possibile dire che l'Italia, dopo la Grecia, è tra i Paesi dell'Unione Europea che hanno avuto gli effetti più rilevanti della crisi economica e che dal 2015 sono evidenti segni di ripresa che in altri Paesi hanno colmato la perdita di ricchezza dal 2007. La recente pandemia di SARS-CoV-2 ha determinato una ulteriore frenata dell'economia nel biennio 2020-2021 con conseguentemente riduzione delle emissioni atmosferiche in seguito al *lockdown* delle attività dai primi giorni di marzo 2020. Per il 2020 sono state elaborate stime preliminari delle emissioni di gas serra nazionali e dei fattori di emissione per il settore elettrico in base ai preconsuntivi pubblicati da Terna e dal Ministero dello Sviluppo economico.

Le politiche su clima ed energia stanno attraversando una fase di profonda e rapida revisione a seguito di quanto concordato nell'ambito della Cop21, svoltasi a Parigi nel 2015 (c.d. Accordo di Parigi), in cui si è deciso di contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e di fare il possibile per limitare l'aumento a 1.5°C rispetto ai livelli preindustriali. La portata storica dell'Accordo è dovuta al fatto che, per la prima volta, praticamente tutti gli Stati del mondo si sono impegnati a ridurre le loro emissioni entro il 2030, attraverso i piani di mitigazione. Nel contesto delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra l'Unione Europea ha avuto un ruolo rilevante già a partire dalla ratifica del protocollo di Kyoto nel 1993 e dagli obiettivi definiti dal Consiglio Europeo nel 2007. Il Consiglio aveva stabilito obiettivi vincolanti da raggiungere entro il 2020 come la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, la produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici dell'Unione Europea, l'uso dei biocombustibili per il 10% della quantità di combustibile utilizzato nel settore dei trasporti e l'obiettivo indicativo di riduzione dei consumi energetici del 20% rispetto allo scenario energetico di riferimento. A seguito delle conclusioni del Consiglio, è stato approvato il cosiddetto "Pacchetto clima-energia", ossia un insieme di provvedimenti legislativi finalizzati all'attuazione degli impegni assunti.

Dopo gli obiettivi previsti per il 2020, la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030 (*Clean Energy Package*): riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto ai livelli del 1990, aumento

dell'energia da fonti rinnovabili al 32% del consumo finale lordo e riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 da conseguire attraverso l'aumento dell'efficienza energetica. Un altro obiettivo che riguarda direttamente il sistema elettrico è il raggiungimento del 15% per le interconnessioni elettriche nel 2030.

Per raggiungere gli obiettivi al 2030 l'Unione Europea ha adottato il Regolamento UE 2018/1999 che istituisce un sistema di *Governance* dell'Unione dell'Energia con il principale obiettivo di pianificare le politiche e misure messe in atto dagli Stati Membri. Nell'ambito di questo quadro l'Italia ha predisposto e trasmesso alla Commissione il proprio Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) con orizzonte al 2030, il cui obiettivo è quello di realizzare una politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica e accompagni la transizione.

Nel *European Green Deal*, la Commissione Europea ha proposto di portare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra nel 2030 almeno al 50% e verso il 55% rispetto alle emissioni del 1990 (EC, 2019). Il 4 marzo 2020 è stata presentata la proposta di Regolamento per una "Legge europea per il clima" che prevede di rivedere l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030, esplorando opzioni per un target di 50-55% rispetto ai livelli del 1990. In particolare, è stabilito che, entro giugno 2021, la Commissione valuti come rivedere la legislazione europea per dare attuazione all'incremento del livello di ambizione. La stessa proposta di Regolamento conferisce forza di legge all'obiettivo della neutralità emissiva entro il 2050 (EC, 2018[a, b]) prevedendo la definizione di una traiettoria, a livello europeo, per il periodo successivo al 2030. La strategia a lungo termine esamina diversi scenari di sviluppo fino al 2050 e mette in evidenza che l'elettricità diventerà il principale vettore energetico, dal 22% dei consumi di energia finale nel 2015 al 41%-53% nel 2050 a seconda dei diversi scenari. La strategia europea mostra il ruolo determinante che avranno le fonti rinnovabili al fine di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. In tale contesto si collocano dunque le Strategie nazionali di decarbonizzazione al 2050 che gli Stati Membri devono adottare ai sensi del Regolamento UE 2018/1999. L'Italia ha adottato la propria Strategia nazionale di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra nel gennaio 2021, in continuità con il PNIEC.

I processi negoziali che saranno avviati non possono prescindere dalla conoscenza delle caratteristiche dei sistemi energetici dei singoli paesi e dalle rispettive potenzialità, non solo economiche, di modificare i sistemi produttivi. Quando si parla dell'assetto produttivo di un Paese non sono coinvolti solo gli aspetti tecnologici ma anche gli aspetti economici e sociali che riguardano la vita quotidiana di milioni di persone. Intervenire sugli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra significa avere contezza dei punti nevralgici da toccare e dei possibili effetti, non solo a livello ambientale. La definizione degli obiettivi di riduzione deve quindi considerare molteplici fattori. Se il PIL è un fattore essenziale, come espressione della capacità di investimento di un Paese, è altrettanto essenziale considerare le proprietà dei sistemi energetici e produttivi, gli assetti industriali, le risorse energetiche utilizzate da ogni Paese congiuntamente alle potenzialità di modificare tali sistemi. In altre parole non si può prescindere dalle proprietà inerziali dei sistemi complessi e dai rendimenti decrescenti degli investimenti indirizzati a modificare particolari stati di equilibrio. Questo non significa affermare che una data realtà non possa essere modificata ma assumere consapevolezza delle risorse necessarie per farlo e delle conseguenze. In particolare significa ragionare sui margini di riduzione delle emissioni di gas serra avendo chiaro che, almeno per quanto concerne le risorse energetiche, ci sono differenti potenzialità di riduzione per un Paese che ha nel mix combustibile una quota rilevante di combustibili solidi ad alto contenuto di carbonio e un Paese che ha come strada obbligata il passaggio alle energie rinnovabili perché il mix fossile ha già una quota ridotta di carbonio. Si tratta quindi di considerare non solo il PIL di un Paese come capacità di investimento bensì anche le proprietà del sistema energetico-produttivo e la suscettibilità di modificare quel sistema.

L'obiettivo dell'analisi proposta nel presente studio è l'esame a livello macroscopico i principali indicatori di decarbonizzazione e di efficienza energetica per il consumo energetico totale e nel settore elettrico. Se la prima famiglia di indicatori fornisce informazioni sulla riduzione delle emissioni atmosferiche di gas climalteranti per unità di energia utilizzata o per unità di ricchezza prodotta, la seconda fornisce informazioni su quanto efficientemente viene utilizzata l'energia per produrre ricchezza. Gli indicatori delle due famiglie sono fortemente interconnessi poiché se la produzione di ricchezza non può prescindere dal consumo di energia, il consumo di energia da fonti fossili determina a sua volta le emissioni di gas climalteranti. La decarbonizzazione dell'economia può essere

perseguita agendo sia sulle fonti di energia utilizzate per produrre beni e servizi sia sull'efficientamento di utilizzo dell'energia, agire su entrambi i fronti è ovviamente la strada più virtuosa che si possa intraprendere. Sul versante delle fonti di energia utilizzate le strategie utili sono lo spostamento verso un mix di combustibili a minore contenuto di carbonio, quindi prevalentemente costituito da gas naturale, oppure l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili che non hanno emissioni climalteranti ma che pure sono caratterizzate da altre problematiche se pensiamo alla combustione delle biomasse e all'emissione sostanze nocive per la qualità dell'aria oppure al consumo di suolo per le fonti eolica e fotovoltaica. Sul versante dell'efficienza dell'utilizzo dell'energia l'obiettivo è ovviamente l'ottimizzazione, ovvero ottenere di più con meno. In altre parole ridurre al massimo possibile le perdite e le inefficienze dei processi produttivi di beni e servizi, siano essi il riscaldamento di un immobile, la copertura di una distanza con un veicolo o la produzione di acciaio, cemento, carta, tessuti e altro.

In un sistema altamente interconnesso l'individuazione dei nessi causali di un determinato fenomeno, come le emissioni atmosferiche di gas serra, è un tema spinoso, tuttavia è possibile valutare il ruolo dei diversi fattori determinanti secondo un modello concettuale che stabilisce relazioni coerenti tra i diversi fattori e il fenomeno studiato. La molteplicità di fattori coinvolti nella dinamica delle emissioni di gas serra rende quindi necessario un approccio analitico idoneo a discernere il ruolo dei vari fattori determinanti. Per valutare il ruolo dei fattori sottesi alla variazione delle emissioni di gas serra è stata applicata la *Kaya analysis* e l'analisi della decomposizione che consente di studiare la variazione di un parametro in un intervallo temporale in relazione alla variazione dei suoi fattori determinanti.

1 CONSUMI DI ENERGIA E EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA

I dati relativi ai consumi energetici esaminati nel presente rapporto sono di fonte EUROSTAT (Database). In particolare la quota di energia da fonti rinnovabili richiesta ai fini del target europeo al 2020 è di fonte EUROSTAT (*Data Shares renewables*) come comunicati dai Paesi Membri ai sensi della Direttiva 2009/28/UE. I consumi di energia delle fonti rinnovabili sono elaborati da GSE. Le emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC (2020) così come comunicati dai paesi dell'Allegato I della Convenzione per i Cambiamenti Climatici e per l'Italia da ISPRA, secondo il mandato sancito dal Decreto legislativo 51/2008.

1.1 Combustibili fossili e fonti rinnovabili

Il consumo interno lordo nazionale¹ mostra un andamento crescente dal 1990 fino al 2005 quando raggiunge il picco di 189,4 Mtep, successivamente si osserva una riduzione dei consumi accelerata dagli effetti della crisi economica con il valore minimo di 149,8 Mtep raggiunto nel 2014. Il consumo interno lordo del 2019 è più alto di quello del 1990 del 4,9% ed è in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente.

Tabella 1.1 – Consumo interno lordo nazionale per fonte energetica (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	14.631	12.280	12.560	16.469	13.674	12.300	10.983	9.342	8.538	6.480
Prodotti petroliferi	84.885	93.159	89.855	83.319	68.411	56.723	54.830	55.420	54.749	54.029
Gas naturale	39.001	44.652	57.940	70.651	68.057	55.302	58.080	61.549	59.513	60.949
Energia rinnovabile	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512
Energia elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775	3.280
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133	1.182
Totale	148.134	161.191	174.540	189.445	176.845	155.730	154.278	159.513	156.990	155.433

I combustibili di origine fossile rappresentano il principale vettore del sistema energetico nazionale. Dal 1990 al 2007 la percentuale media di tali combustibili rispetto al consumo interno lordo è stata superiore al 90%, sebbene con un andamento in leggera decrescita. Successivamente la quota di energia di origine fossile subisce una forte contrazione. Dal 1990 al 2019 la componente fossile passa da 95,5% a 80,6%. Il declino del contributo fossile al consumo interno lordo è diventato particolarmente ripido dal 2007. La Figura 1.1 mostra l'andamento della quota di energia fossile nel periodo considerato.

¹Gross Inland Energy consumption in Eurostat

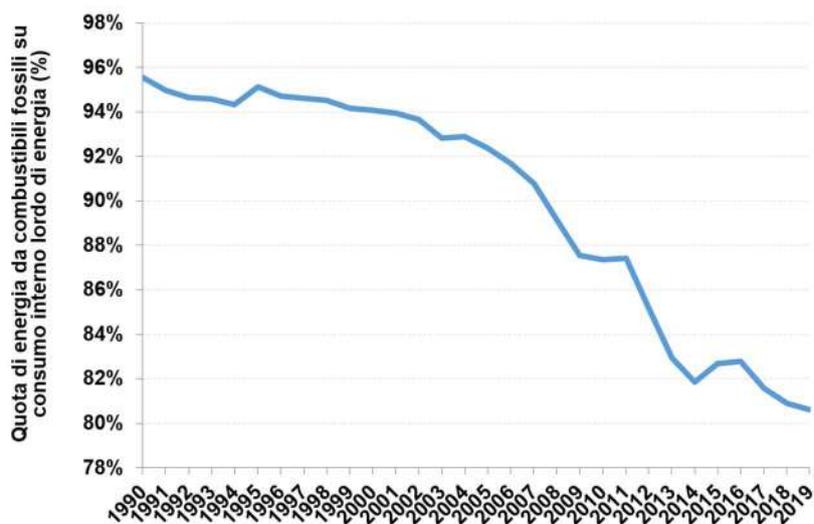


Figura 1.1 – Andamento della quota di energia da fonti fossili sul consumo interno lordo.

Il dettaglio dei diversi vettori energetici mostra che la composizione del mix combustibile nazionale è notevolmente cambiata dagli anni '90. I prodotti petroliferi hanno rappresentato la componente prevalente con il 57,3% del consumo interno lordo nel 1990. La quota di prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino al 34,8% nel 2019. Nello stesso periodo si osserva un incremento della quota di gas naturale, dal 26,3% al 39,2%. La quota di combustibili solidi ha mostrato fino al 2012 un andamento oscillante intorno ad un valore medio di 8%. Dal 2012 si osserva una rapida diminuzione della quota di tale fonte energetica che nel 2019 rappresenta il 4,2% del consumo interno lordo, anche in conseguenza del previsto *phase out* di tale fonte nel settore termoelettrico entro il 2025.

La quota di energia da fonti rinnovabili ha un andamento complementare a quanto osservato per le fonti fossili. Dal 1990 al 2007 si osserva un incremento costante ma contenuto della quota di fonti rinnovabili, da 4,4% a 9%. Successivamente si osserva una accelerazione della quota fino al 19% del consumo interno lordo nel 2019.

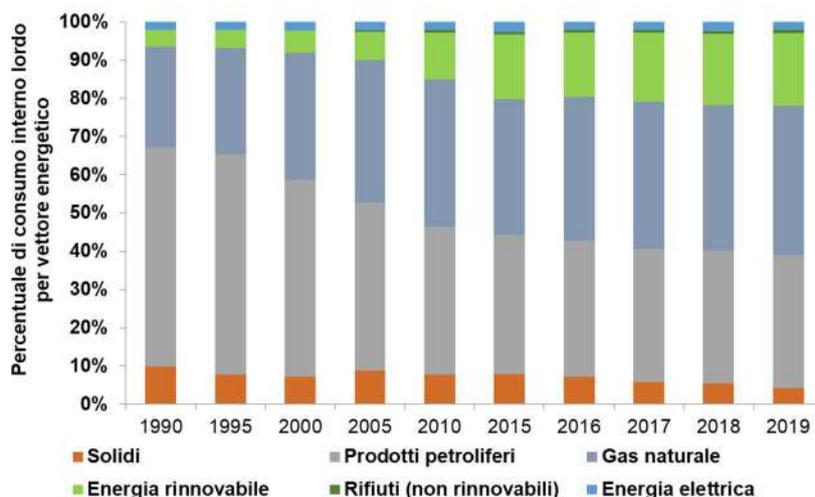


Figura 1.2 – Quota relativa di vettori energetici nel consumo interno lordo nazionale.

Dal 1990 al 2019 il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili è più che quadruplicato passando da 6,5 a 29,5 Mtep. Dal 2017 nel bilancio EUROSTAT si rilevano anche i consumi delle pompe di calore.

Tabella 1.2 - Consumo interno lordo per fonte di energia rinnovabile (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Idroelettrica	2.719	3.249	3.800	3.101	4.395	3.916	3.648	3.113	4.195	3.983
Eolica	0	1	48	201	785	1.276	1.521	1.526	1.523	1.737
Solare termico	5	7	11	27	134	190	200	209	219	228
Solare fotovoltaico	0	1	2	3	164	1.973	1.901	2.096	1.948	2.037
Biomasse e rifiuti	777	1.294	1.993	5.983	11.611	13.445	13.177	13.727	13.381	13.633
Geotermica	2.971	3.167	4.259	4.791	4.776	5.469	5.571	5.501	5.420	5.396
Pompe di calore	-	-	-	-	-	-	-	2.650	2.596	2.498
Totale	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512

Le fonti di energia rinnovabile prevalenti sono state storicamente quella geotermica e idroelettrica che dal 1990 al 2000 rappresentavano più dell'80% del consumo interno lordo di energia rinnovabile. La restante quota era soddisfatta principalmente da energia proveniente da biomasse e rifiuti. Dopo il 2000 quest'ultima fonte mostra un tasso di crescita considerevole, e dal 2007 ha superato in diversi anni la quota del 50%. Nel 2019 la quota di energia da biomasse e rifiuti rinnovabili è scesa al 46,2%. Negli ultimi anni anche l'energia solare (termica e fotovoltaica) e l'energia eolica assumono valori significativi e insieme rappresentano nel 2019 il 13,6% del consumo di energia rinnovabile. Dal 2017 EUROSTAT registra l'apporto delle pompe di calore che nel 2019 è stato del 8,5% del consumo interno lordo. Le statistiche nazionali riportano tali consumi anche negli anni precedenti (GSE, 2019) ma nel bilancio EUROSTAT figurano dal 2017.

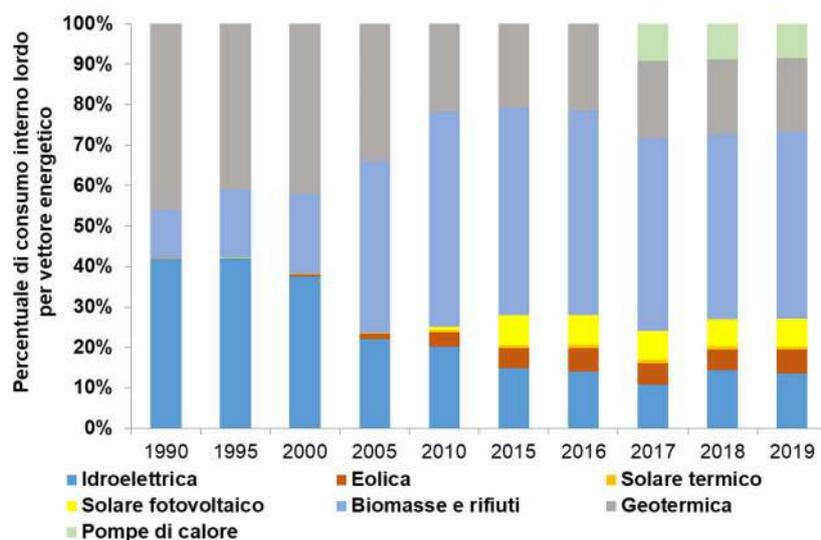


Figura 1.3 – Quota relativa di energia rinnovabile per fonte nel consumo interno lordo nazionale.

La mancanza di disponibilità di fonti energetiche interne rende l'Italia un paese a elevata dipendenza energetica. La dipendenza è calcolata dal rapporto tra importazioni nette e disponibilità al netto delle scorte. Nel periodo 1990-2019 il Paese mostra ampie oscillazioni con un valore medio di 81,4%. A partire dal 2007 si osserva una notevole riduzione della dipendenza energetica, passata da 83% al minimo di 75,8% del 2014. Negli ultimi anni la dipendenza energetica mostra oscillazioni e nel 2019 fa registrare il 77,5%.

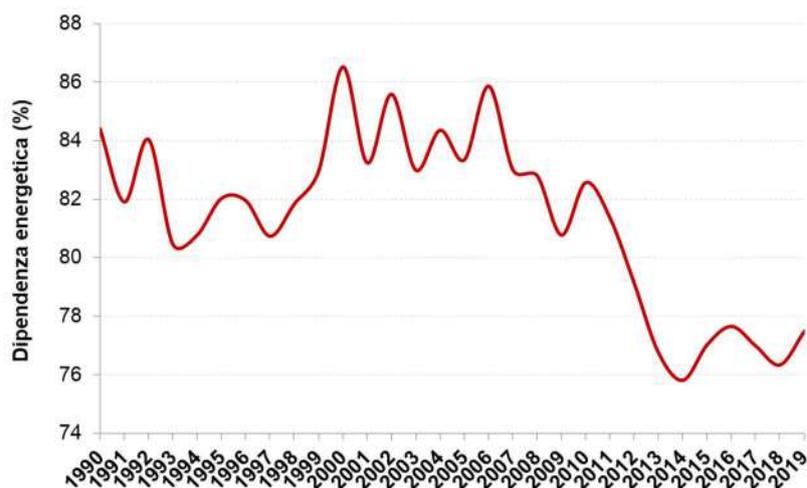


Figura 1.4 – Dipendenza energetica nazionale (Fonte EUROSTAT).

1.2 Energia primaria e finale

L'energia primaria rappresenta il consumo interno lordo al netto dei consumi non energetici. I consumi non energetici del periodo 1990-2019 rappresentano mediamente il 5,3% del consumo interno lordo e mostrano un andamento decrescente passando da 7% nel 1990 a 4,5% nel 2018.

I consumi finali di energia, al netto delle trasformazioni e delle perdite, costituiscono mediamente il 79,8% dell'energia primaria. Il consumo di energia primaria e finale, compresi usi non energetici, raggiunge il picco nel 2005 e declina successivamente con valori più elevati del 7,8% e del 4,7% rispettivamente in confronto al 1990. In seguito alla crisi economica dal 2008 si osserva una netta riduzione dei consumi. Il declino dal 2005 al valore minimo del 2014 è stato del 21,1% per l'energia primaria e 17,2% per l'energia finale. Dopo il 2014 si registra un incremento dei consumi finali seppure caratterizzato da ampie oscillazioni.

Tabella 1.3 – Consumo di energia primaria per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	14.631	12.126	12.394	16.305	13.544	12.233	10.918	9.280	8.489	6.439
Prodotti petroliferi	76.139	84.487	82.570	75.864	59.548	50.756	49.241	48.222	48.261	47.673
Gas naturale	37.324	43.691	56.963	69.659	67.491	54.729	57.427	60.894	58.897	60.306
Energia rinnovabile	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512
Energia elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775	3.280
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133	1.182
Totale	137.710	151.404	166.111	180.834	167.284	149.124	147.971	151.598	149.836	148.393

Tabella 1.4 - Consumi finali di energia per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	2.678	1.959	1.546	1.333	623	539	688	489	623	595
Prodotti petroliferi	52.704	52.102	55.011	56.008	45.566	41.172	40.532	38.265	39.398	38.920
Gas derivati	892	837	301	19	-	209	235	159	132	109
Gas naturale	28.725	33.657	37.611	40.590	38.499	32.984	33.237	33.921	33.629	33.043
Energia rinnovabile*	930	1.362	1.740	4.543	9.073	8.365	8.043	11.313	10.960	10.912
Energia elettrica	18.455	20.488	23.472	25.871	25.736	24.719	24.594	25.104	25.200	25.102
Calore	-	-	-	3.082	3.332	3.851	3.950	4.114	4.221	4.296
Rifiuti (non rinnovabili)	139	83	62	62	223	269	276	245	252	284
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.415	113.260
Usi non energetici	10.424	9.787	8.429	8.611	9.560	6.605	6.306	7.915	7.153	7.040

* È considerata l'energia delle sole fonti termiche

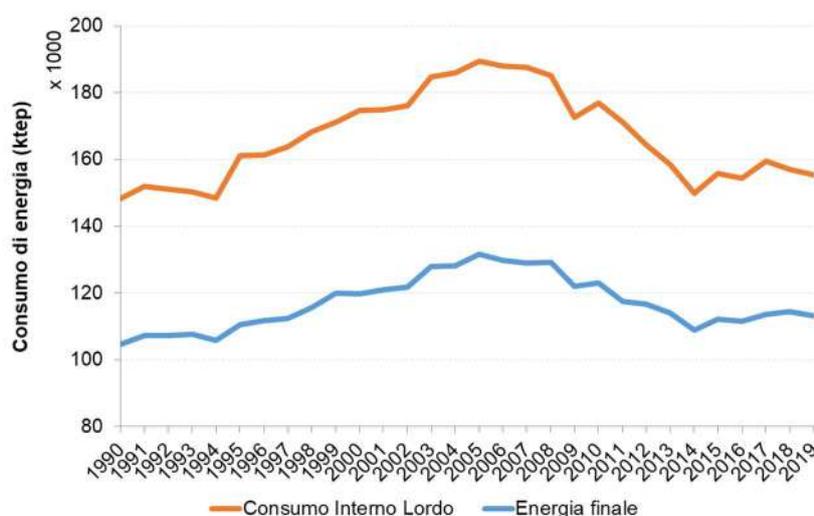


Figura 1.5 – Andamento dei consumi di energia primaria e finale.

La Direttiva 2009/28/CE stabilisce le quote di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo al 2020 per ciascun Paese dell'Unione Europea; tali quote comprendono sia i consumi di energia da fonte rinnovabile per la produzione di elettricità, sia quelli per usi termici e nei trasporti. Il D.Lgs. 28/2011 per l'attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili stabilisce i criteri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili fondamentalmente attraverso l'incentivazione e la semplificazione delle procedure di autorizzazione. In Italia, la quota di energia rinnovabile nel 2019 secondo i criteri stabiliti dalla citata Direttiva è pari al 18,2% rispetto al consumo finale lordo, un valore superiore all'obiettivo del 17% fissato per il 2020. La quota di energia rinnovabile è quasi triplicata rispetto al 2004 quando rappresentava il 6,3% del consumo finale lordo di energia. In Italia, nel periodo 2004-2019 la quota di energia rinnovabile è cresciuta mediamente di 0,8 punti percentuali all'anno con un marcato rallentamento dal 2014.

Nel seguente grafico è illustrato l'andamento della quota di consumi di energia da fonte rinnovabile totale, per la produzione di elettricità, per usi termici e nei trasporti. È evidente l'incremento della quota per i diversi comparti e particolarmente rilevante è la crescita della quota nel settore elettrico, dove dal 2008 a 2019 si passa dal 16,6% al 34,8%. Nei trasporti la quota mostra un incremento fino al 9% nel 2019, prossimo all'obiettivo del 10% fissato per il 2020. Nel settore del riscaldamento e raffrescamento (*Heating & Cooling*) si osserva un andamento parallelo alla quota totale con un valore del 19,7% nel 2019.

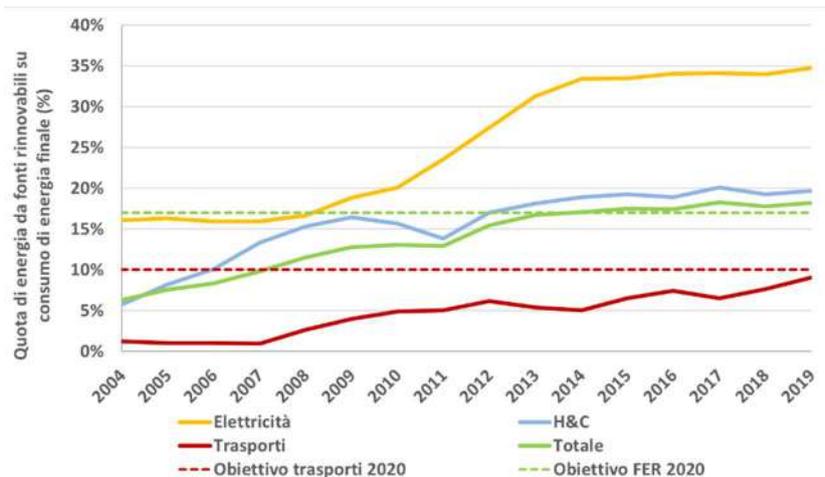


Figura 1.6 – *Andamento della quota dei consumi di energia da fonti rinnovabili su consumi finali lordi secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE (fonte EUROSTAT).*

L'andamento del consumo finale di energia per settore (Tabella 1.5) mostra peculiarità strutturali nei diversi settori e differente sensibilità alle condizioni che determinano i consumi di energia, quali la crisi economica che ha colpito essenzialmente i settori produttivi. Tra i settori con maggiori richieste di energia l'industria e i trasporti mostrano nel 2019 una riduzione dei consumi finali rispetto al 2007 del 32,8% e 15,3% rispettivamente. Nello stesso periodo i settori dell'agricoltura e della pesca mostrano riduzioni dei consumi finali pari al 5,7% e 28,7% rispettivamente. Il settore residenziale mostra una riduzione del 2,2%, con ampie oscillazioni che non consentono di individuare una correlazione con la crisi economica. Il settore dei servizi dopo la contrazione registrata fino al 2014 e la successiva crescita mostra nel 2019 un incremento netto dei consumi finali del 22,7% rispetto al 2007 ed in diminuzione del 3,5% rispetto all'anno precedente. Di particolare rilievo appare in questo settore l'impennata dei consumi negli ultimi anni dovuta essenzialmente al conteggio del calore ambientale prodotto da pompe di calore che negli anni precedenti non compariva nel bilancio energetico EUROSTAT. Anche i consumi finali del settore residenziale comprendono una quota di calore ambientale da pompe di calore nel 2019 (96 ktep su 2.498 ktep totali).

Tabella 1.5 – *Consumi finali di energia per settore (ktep).*

Settore	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Industria	34.093	33.888	37.585	37.212	29.015	24.853	25.089	24.926	24.296	24.131
Trasporti	32.707	36.615	39.692	41.839	38.566	36.374	35.815	34.525	35.579	35.861
Residenziale	26.061	26.324	27.592	33.922	35.393	32.494	32.185	32.899	32.056	31.612
Servizi	8.174	9.817	11.542	15.053	16.979	15.391	15.440	18.242	19.338	18.657
Agricoltura	2.908	3.022	2.905	3.009	2.716	2.663	2.650	2.696	2.798	2.719
Pesca	200	230	259	313	224	188	221	222	234	209
Altro	379	593	166	162	160	143	155	102	113	70
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.415	113.260

I consumi di energia finale del 2019 mostrano una riduzione rispetto all'anno precedente del 1%. A livello settoriale nell'arco del periodo considerato l'industria mostra un declino dei consumi finali del 29,2%, mentre appare in decisa controtendenza l'incremento del 128,2% dei servizi che dopo i segni di frenata dei consumi dal 2011 mostra una impennata dopo il 2014 fino al 2018. L'andamento dei consumi finali nel settore residenziale è piuttosto variabile in relazione alle differenti condizioni climatiche che influenzano i consumi. Il settore residenziale mostra un incremento dei consumi del 21,3% nel 2019 rispetto al 1990, mentre per i trasporti l'incremento è del 8,8% con un andamento decrescente negli ultimi anni.

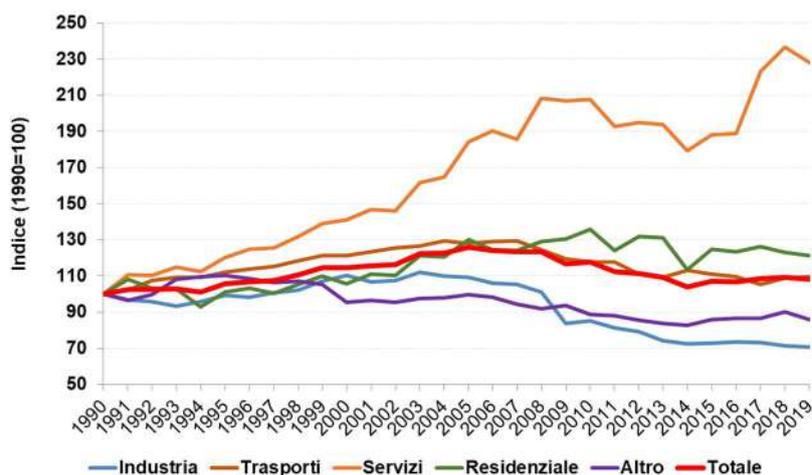


Figura 1.7 – Variazione annuale dei consumi finali di energia per settore.

Dagli anni '90 la struttura dei settori in termini di consumi energetici è notevolmente cambiata, come si evince dalla Figura 1.8.

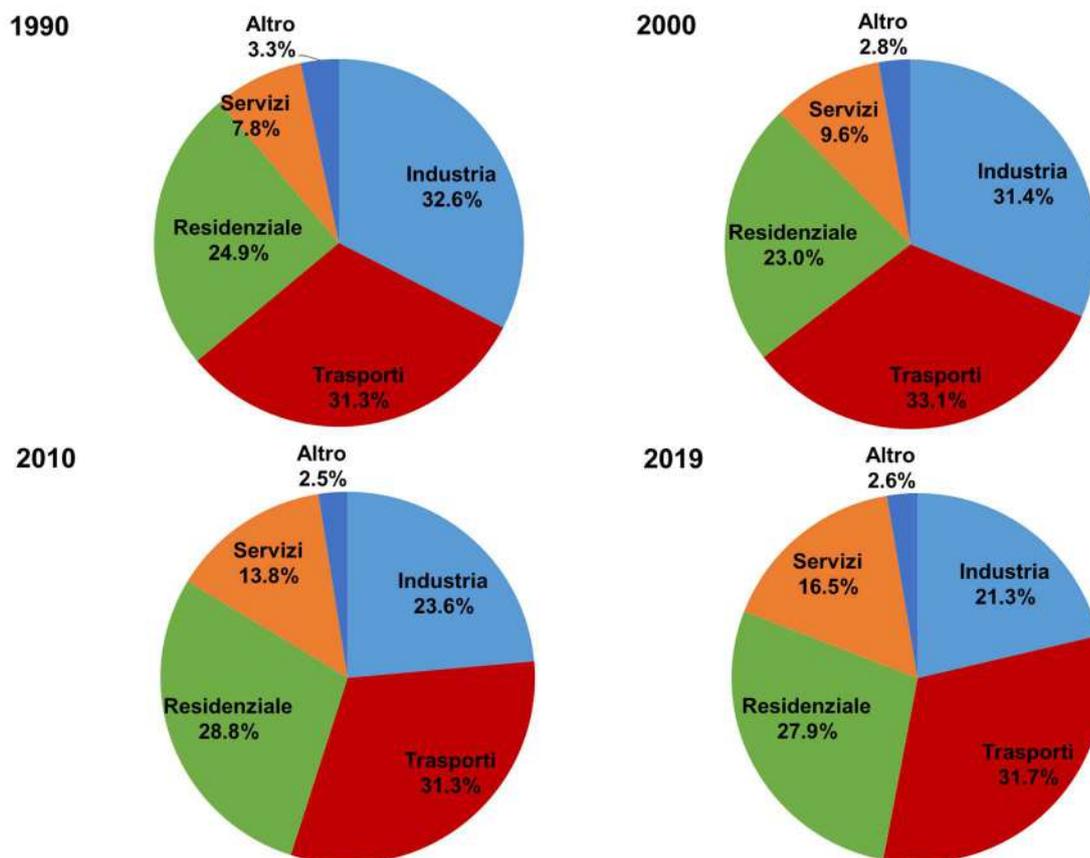


Figura 1.8 – Quota dei consumi finali di energia per settore.

I servizi rappresentano una quota sempre più rilevante dei consumi finali dal 7,8% nel 1990 al 16,5% nel 2019, mentre l'industria fa registrare una costante contrazione della quota di consumi di energia che nello stesso periodo si riduce dal 32,6% al 21,3%. I consumi del settore residenziale hanno un andamento crescente fino al 2010 seguito da una lieve diminuzione con ampie oscillazioni legate soprattutto alla temperatura atmosferica media. Il settore non sembra avere risentito della contrazione dovuta alla crisi economica che ha interessato gli altri settori. La quota media dei consumi degli altri settori (principalmente agricoltura e pesca) è poco inferiore al 3%.

1.2.1 *Elettrificazione dei consumi finali*

In questo paragrafo sarà considerata esclusivamente l'elettrificazione dei consumi finali in base ai dati EUROSTAT. Una analisi di maggiore dettaglio per il settore elettrico è condotta nel successivo capitolo. In merito all'elettrificazione dei consumi finali di energia elettrica EUROSTAT, a differenza di TERNA, scorpora dai consumi finali i consumi elettrici destinati al settore energetico (estrazione di idrocarburi, raffinerie, cokerie, ecc.) che rappresentano mediamente il 3,4% dei consumi elettrici nazionali dal 2010 al 2019.

L'elettrificazione dei consumi finali costituisce una importante strategia per la mitigazione delle emissioni atmosferiche di gas serra se perseguita parallelamente alla diffusione delle energie rinnovabili per la produzione elettrica. I consumi totali di energia finale sono aumentati del 8,4% nel 2019 rispetto al 1990, mentre i consumi da fonti fossili diminuiscono del 1,2%. Nello stesso periodo i consumi di energia da fonti rinnovabili aumentano di un fattore 11,7 e i consumi di energia elettrica aumentano del 36%.

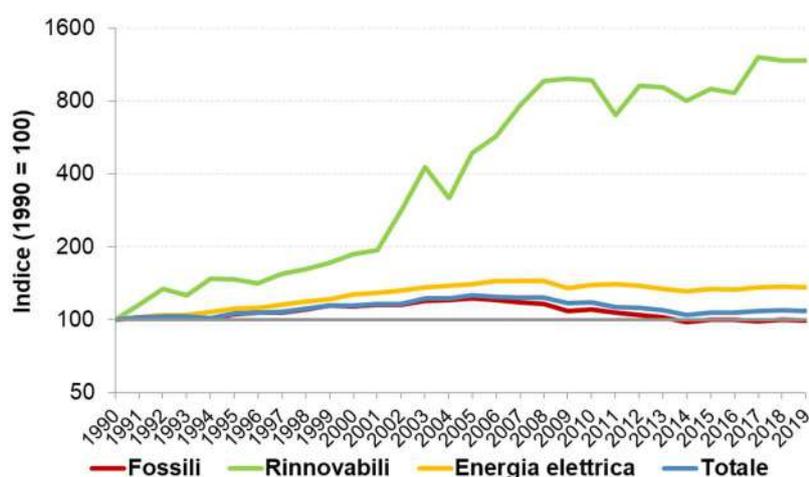


Figura 1.9 – *Variazione annuale dei consumi di energia finale, totali e per tipologia di vettore energetico. Indice riportato su scala logaritmica in base 2.*

La quota di energia elettrica sui consumi di energia finale mostra un costante incremento dal 1990 fino al 2014 per stabilizzarsi negli anni successivi intorno al 22,1% (22,2% nel 2019).

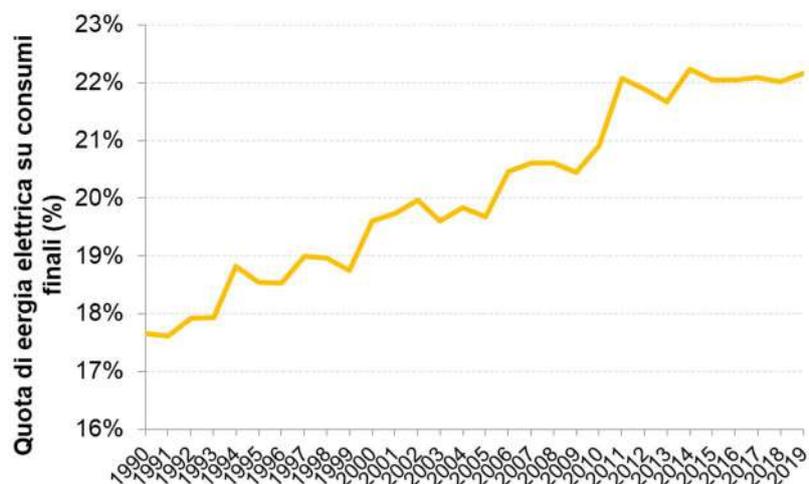


Figura 1.10 – *Andamento della quota di consumi di energia elettrica sui consumi finali di energia.*

I consumi di energia elettrica per settore mostrano che i servizi hanno la quota di consumi elettrici più elevata, con un significativo incremento a partire dal 2008 e che dal 2014 al 2016 porta la quota di consumi elettrici oltre il 50% dei consumi finali di tale settore. Nel 2019 l'elettrificazione dei consumi finali dei servizi scende al 41,8%, tale diminuzione è essenzialmente dovuta al considerevole incremento di consumi finali di calore ambientale da pompe di calore che negli anni precedenti al 2017 non comparivano nel bilancio. Al netto di tali consumi l'elettrificazione del settore nel 2019 è del 48%. L'industria mostra un tasso di elettrificazione dei consumi finali in costante crescita dal 1990, con una evidente accelerazione dal 2005. In questo settore i consumi di energia elettrica nel 2019 sono il 41,8% dei consumi finali. I livelli di elettrificazione dei settori residenziale e trasporti non mostrano incrementi significativi e nel 2019 sono stati 17,8% nel residenziale e 2,8% nei trasporti.

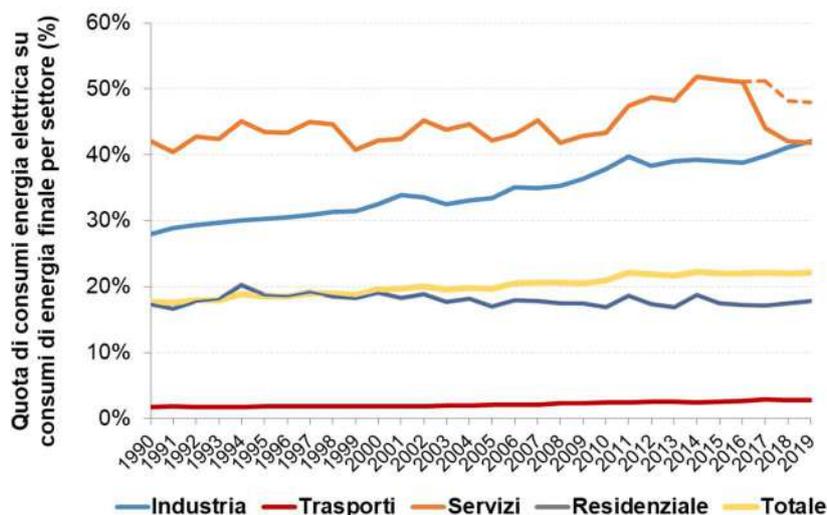


Figura 1.11 – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore. Per i servizi è riportata anche la quota al netto dei consumi finali per calore ambientale da pompe di calore (linea tratteggiata dal 2017).

1.3 Emissioni di gas serra

Le emissioni atmosferiche di gas ad effetto serra sono comunicate annualmente da ISPRA a UNFCCC con la pubblicazione del *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019* (ISPRA, 2021[a]). Le emissioni atmosferiche di gas climalteranti mostrano un andamento crescente fino al 2005, successivamente si osserva un declino che in seguito agli effetti della crisi economica ha subito una ulteriore accelerazione. Nel 2009 si osserva un declino particolarmente ripido rispetto all'anno precedente (-9,8%).

Nel 2019 le emissioni nazionali di CO_{2eq} hanno subito una riduzione del 19,4% rispetto a quanto registrato nel 1990 e del 29% rispetto al 2005, quando è stato raggiunto il picco delle emissioni. La diminuzione dal 2005 ha riguardato tutti i settori, sebbene con tassi differenti. Parallelamente all'andamento dei consumi energetici è possibile osservare come le emissioni associate alle attività industriali (industrie energetiche, manifatturiere, costruzioni e processi industriali) abbiano subito un declino particolarmente ripido dal 2005. Le emissioni dell'industria manifatturiera e costruzioni mostrano una contrazione del 46,1% dal 2005 al 2019. Le emissioni del settore trasporti mostrano una costante crescita con inversione di tendenza solo dopo il 2007. Nel 2019 le emissioni del settore sono diminuite del 17,7% rispetto al 2005 portando il settore ad avere il 3,2% in più delle emissioni del 1990. Il settore civile (residenziale e servizi) mostra un incremento delle emissioni dal 1990 (+4,8%), con una differenza notevole tra residenziale e servizi, mentre le emissioni del settore residenziale si riducono del 16,7%, nel settore dei servizi si ha un incremento del 108,4%. Le stime preliminari di ISPRA (2021[b]) per il 2020 mostrano una riduzione delle emissioni totali del 9,8% rispetto all'anno precedente (377,3 Mt CO_{2eq}) in seguito al *lockdown* delle attività economiche a causa della pandemia di SARS-CoV2.

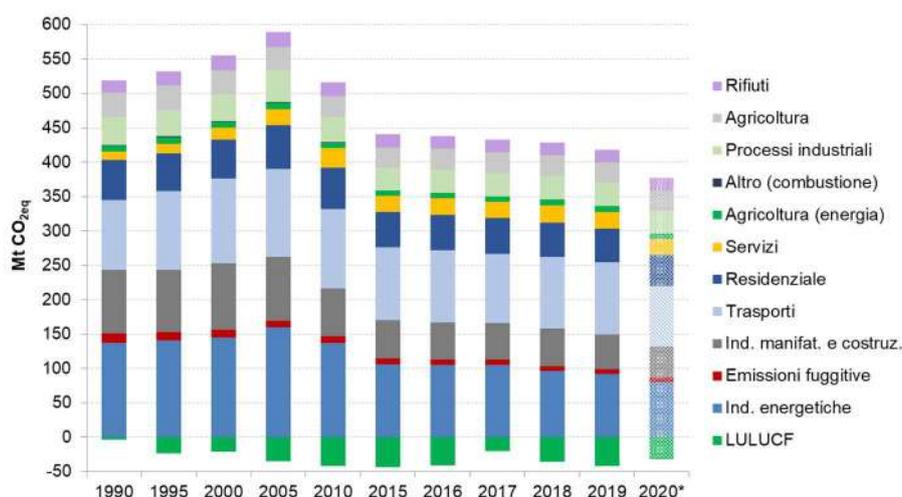


Figura 1.12 – Emissioni di gas ad effetto serra per settore. Il settore agricoltura e pesca è riportato come agricoltura e le emissioni sono distinte da combustione (energia) e da processo. Per il 2020 sono riportate le stime preliminari elaborate da ISPRA.

Le industrie energetiche, insieme alle emissioni fuggitive, rappresentano il 23,7% delle emissioni totali nel 2019, precedute dal settore dei trasporti (25,2%) e seguite dal settore civile (17,5%). I settori menzionati, insieme alle industrie manifatturiere e costruzioni e alle emissioni da combustione dell'agricoltura e pesca, rappresentano le emissioni di origine energetica che nel 2019 costituiscono l'80,5% delle emissioni di gas ad effetto serra nazionali. Dal 1990 tale quota ha mostrato un andamento crescente sebbene con ampie oscillazioni fino a raggiungere l'83,3% nel 2008. Successivamente la quota di emissioni energetiche mostra una continua contrazione dovuta principalmente alla diminuzione delle emissioni dalle industrie energetiche.

Tabella 1.6 – Emissioni di gas ad effetto serra per settore (Mt CO_{2eq}).

Settori	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	Δ% 1990-2019
Industrie energetiche	137,6	140,6	144,9	159,9	137,5	106,1	105,0	105,1	96,1	91,8	-33,3%
Emissioni fuggitive	13,1	12,4	11,1	9,8	9,0	8,1	7,6	7,7	7,4	7,5	-42,8%
Ind. manifatturiere e costruzioni	92,3	90,3	96,4	92,4	70,2	55,6	54,4	53,2	54,3	49,9	-46,0%
Trasporti	102,2	114,3	123,8	128,3	115,6	106,3	104,8	100,9	104,3	105,5	3,2%
Residenziale	57,8	55,0	56,1	62,9	59,3	51,5	51,8	51,6	49,9	48,1	-16,7%
Servizi	12,0	14,2	17,5	23,8	28,7	23,2	23,7	23,7	25,4	25,0	108,4%
Agricoltura (energia)	9,1	9,6	8,9	9,3	8,1	7,7	7,8	7,8	8,2	8,3	-8,8%
Altro (combustione)	1,1	1,6	0,9	1,3	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4	0,5	-59,1%
Processi industriali	40,4	38,3	39,1	47,2	37,0	33,2	33,4	33,8	34,6	33,9	-16,0%
Agricoltura	35,7	35,8	34,8	32,3	30,0	29,6	30,4	30,1	29,7	29,5	-17,3%
Rifiuti	17,3	20,0	21,9	21,9	20,4	18,6	18,3	18,3	18,3	18,2	5,1%
LULUCF	-3,5	-23,7	-20,9	-35,0	-41,9	-43,7	-40,7	-20,3	-36,0	-41,6	1.090,5%
Totale senza LULUCF	518,7	532,0	555,5	589,1	516,5	440,4	437,7	432,7	428,5	418,3	-19,4%

Dai seguenti grafici emerge chiaramente come la struttura emissiva dei settori sia cambiata. A fronte di una quota relativa delle emissioni dalle industrie energetiche piuttosto costante e in lieve diminuzione dal 2012, è evidente un incremento del contributo delle emissioni dal settore dei servizi e dei trasporti, bilanciato da una contrazione della quota di emissioni dall'industria manifatturiera e costruzioni. I restanti settori, emissioni fuggitive e da processo (comprendente delle emissioni da processi industriali, agricoltura e rifiuti), rappresentano mediamente un quinto delle emissioni totali. La quota delle emissioni dal settore dell'agricoltura e pesca (agricoltura nei grafici) mostra una variabilità piuttosto contenuta.

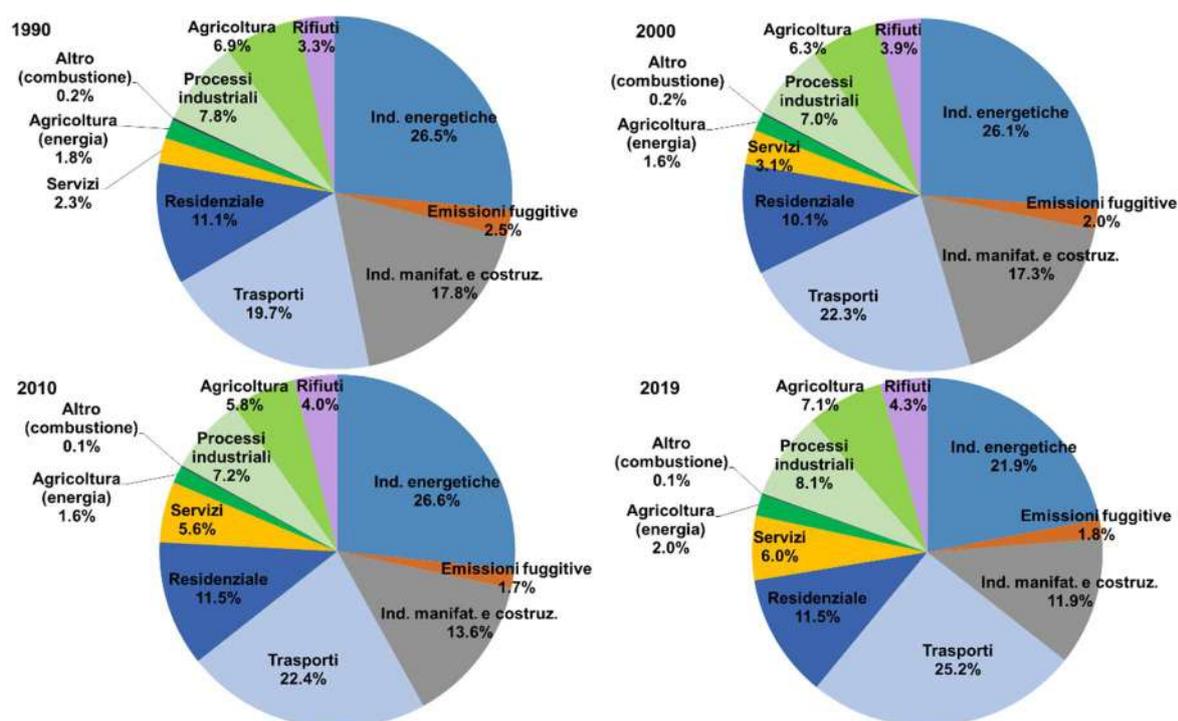


Figura 1.13 – Distribuzione delle emissioni di gas a effetto serra per settore.

Le emissioni settoriali si riferiscono alle emissioni dirette. Non sono considerate le emissioni indirette dovute alla quota di consumi di energia elettrica proveniente dalla rete. Tali emissioni sono in capo al settore elettrico (settore 1.A.1.a delle industrie energetiche nei CRF, *Common Reporting Format*, trasmessi annualmente da ISPRA al segretariato UNFCCC). Le emissioni dell'industria manifatturiera comprendono anche le emissioni dovute all'autoproduzione di energia elettrica. Esula dallo scopo del presente lavoro l'attribuzione delle emissioni indirette ai settori produttivi, tuttavia per fornire indicazioni dell'incidenza delle emissioni indirette sono state calcolate a livello nazionale le emissioni da consumi elettrici settoriali in base ai fattori di emissione nazionali presentati nel successivo capitolo. Gli autoconsumi sono stati elaborati a partire dal dato di autoproduzione nazionale pubblicato da TERNA. L'energia utilizzata per i servizi ausiliari e destinata ai pompaggi è stata calcolata con la stessa quota della produzione lorda nazionale. Per l'autoconsumo, attribuito interamente al settore industria, non è stato considerato alcun contributo del saldo import/export o perdita di rete.

Di seguito sono riportate le emissioni stimate da consumo elettrico nei vari settori:

Tabella 1.7 – Emissioni di gas ad effetto serra da consumi elettrici per settore ($Mt CO_{2eq}$).

Settori	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Agricoltura e pesca	2,5	2,2	1,8	1,8	1,9	1,7	1,6
Industria	72,0	54,3	38,8	38,9	39,1	35,9	34,9
di cui da autoconsumo	8,6	8,9	5,8	5,6	5,9	6,2	5,8
Servizi	39,3	37,7	32,7	32,6	32,6	30,1	27,4
di cui trasporti	4,6	4,2	3,4	3,5	3,5	3,3	3,2
Residenziale	31,4	27,3	21,0	20,4	20,4	18,5	17,8
Totale	145,2	121,5	94,3	93,5	94,0	86,3	81,7

A fronte della riduzione delle emissioni di gas serra da consumi elettrici registrata in tutti i settori, si osserva che la quota emissiva del settore industria è passata dal 49,6% nel 2005 al 42,7% nel 2019. Nello stesso periodo la quota dei servizi è cresciuta dal 23,8% al 29,7%. Agricoltura e trasporti mostrano un lieve incremento delle rispettive quote. Il settore residenziale mostra oscillazioni intorno a un valore medio del 21,9% senza un particolare andamento.

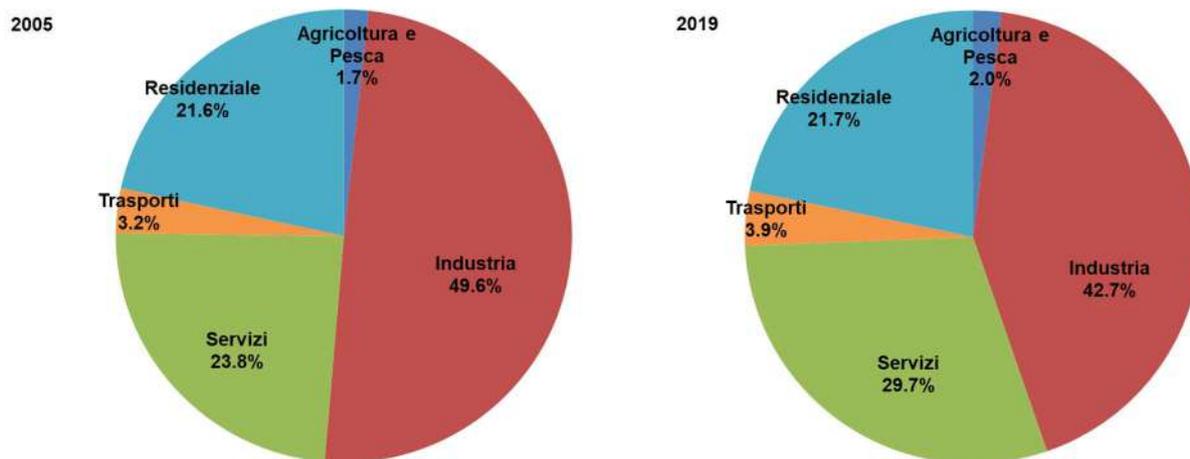


Figura 1.14 – Quota delle emissioni da consumo di energia elettrica per settore.

Complessivamente nel 2005 le emissioni di gas serra dovute alla produzione di energia elettrica rappresentavano il 24,4% delle emissioni nazionali, mentre nel 2019 la quota scende al 22,4%.

Dal 1990 al 2019 le emissioni nazionali di gas serra pro capite passano da 9,1 t CO_{2eq} a 7 t CO_{2eq} con una riduzione del 23,6% e un tasso medio annuo di -0,9%. Il picco di emissioni pro capite è stato raggiunto nel 2004 con 10,2 t di CO_{2eq} per abitante, successivamente si osserva un rapido declino, dovuto al concomitante incremento della popolazione residente e alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Le emissioni pro capite dal 2005 al 2019 si riducono con un tasso medio annuo del -2,8%.

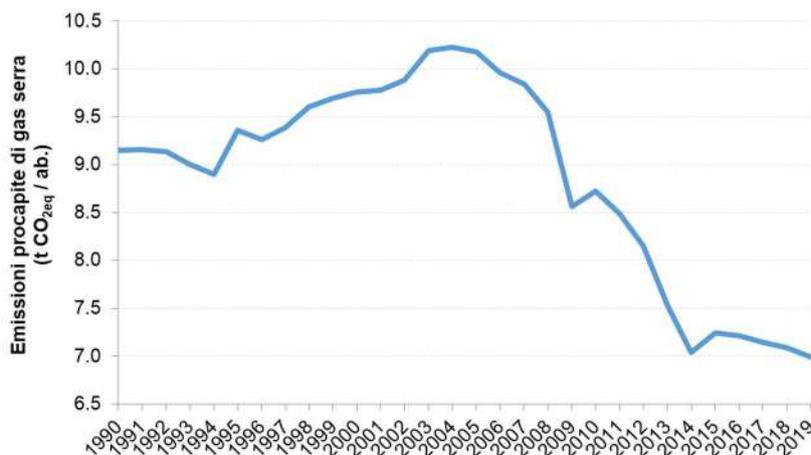


Figura 1.15 – Andamento delle emissioni pro capite di gas a effetto serra.

L'inversione di tendenza delle emissioni atmosferiche nazionali è evidente già pochi anni prima del periodo in cui la crisi economica ha fatto sentire i suoi effetti. L'andamento del prodotto interno lordo (Figura 1.16) e del valore aggiunto dei principali settori produttivi (Figura 1.17) mostrano che il 2008 è il primo anno con una significativa contrazione della ricchezza prodotta.

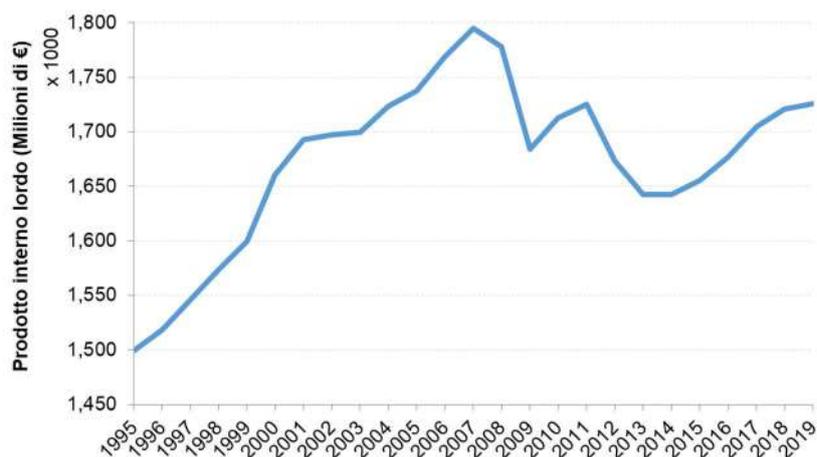


Figura 1.16 - *Andamento del prodotto interno lordo, valori concatenati al 2015.*

Nel seguente grafico si nota come il settore industria sia stato particolarmente colpito dalla crisi economica. In tale settore si registra una riduzione del valore aggiunto nel periodo 2007-2014 del 21% con una ripresa negli ultimi anni (+8,6% dal 2014 al 2019; percentuali calcolate per il settore industria al netto del contributo del settore energetico). I servizi mostrano un andamento analogo sebbene abbia risentito meno degli effetti della crisi. La contrazione nel periodo 2007-2014 è stata del 1,5% e fino al 2019 ha recuperato il 4,2% rispetto al valore aggiunto del 2014. Il settore delle costruzioni mostra una netta caduta del valore aggiunto e deboli segni di ripresa negli ultimi anni. (+1,9% nel 2019 rispetto al 2014). Nel 2019 il settore ha perso il 36,3% del valore aggiunto che aveva nel 2007 quando ha raggiunto il picco dal 1995. Il settore dell'agricoltura mostra oscillazioni che non appaiono direttamente correlate con gli effetti della crisi economica.

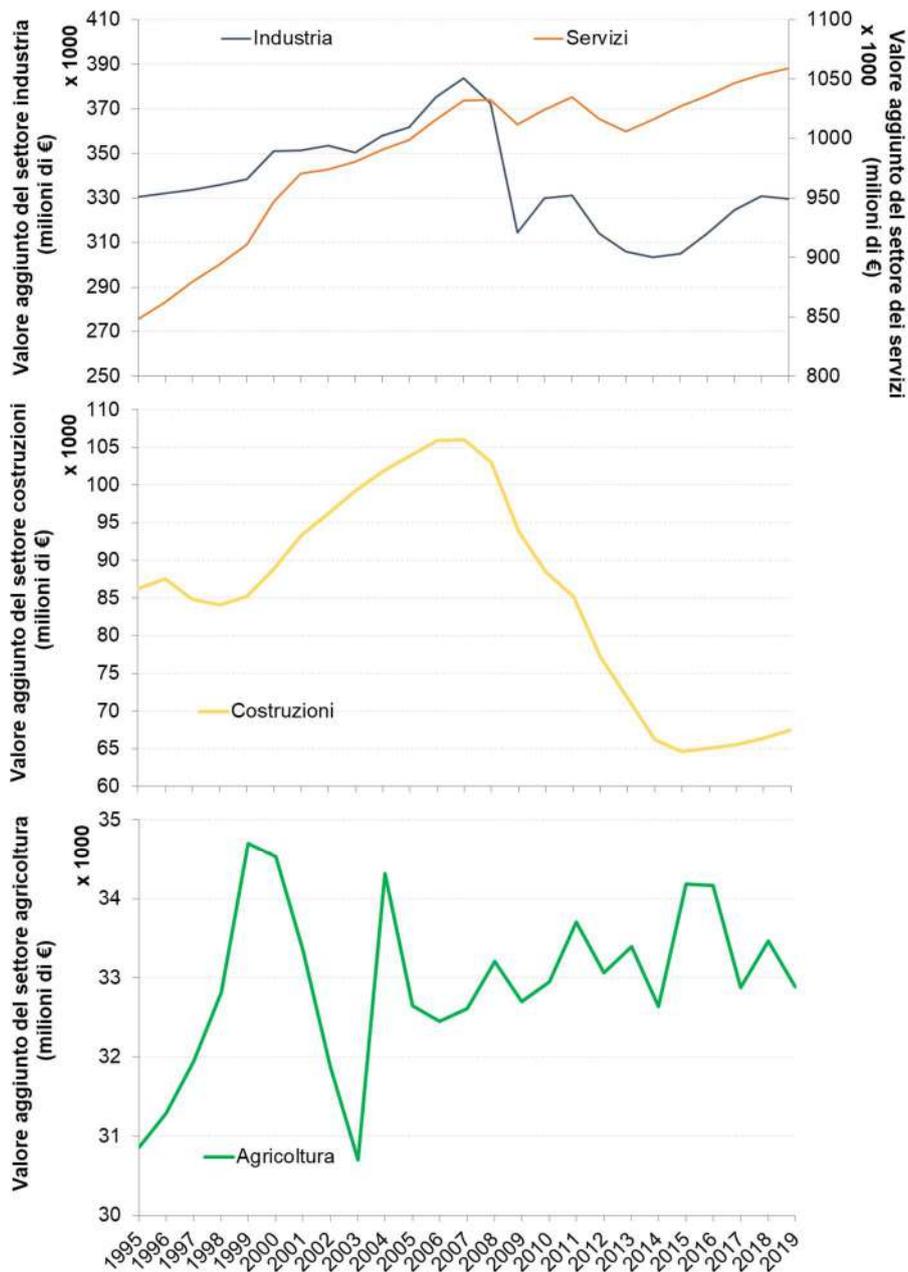


Figura 1.17 – *Andamento del valore aggiunto dei settori industria, servizi, costruzioni e agricoltura, valori concatenati al 2015.*

Di seguito sono riportati i tassi di variazione media annua delle emissioni per i diversi settori. Dal confronto dei tassi a cavallo del 2005 è evidente l'inversione di tendenza delle emissioni per tutti i settori, fatte salve le emissioni fuggitive che mostrano un costante declino fin dal 1990. Lo stesso può dirsi delle emissioni da processo dell'agricoltura sebbene i tassi di riduzione siano molto contenuti.

Tabella 1.8 – Tasso di variazione media annuale delle emissioni di gas serra per settore nei periodi indicati.

Settori	Tasso medio annuo		
	1990-2005	2005-2019	1990-2019
Industrie energetiche	1,0%	-3,9%	-1,4%
Emissioni fuggitive	-2,0%	-1,9%	-1,9%
Industria manifatturiera e costruzioni	0,0%	-4,3%	-2,1%
Trasporti	1,5%	-1,4%	0,1%
Residenziale	0,6%	-1,9%	-0,6%
Servizi	4,7%	0,4%	2,6%
Agricoltura e pesca (energia)	0,1%	-0,8%	-0,3%
Altro (combustione)	1,0%	-7,2%	-3,0%
Processi industriali	1,0%	-2,3%	-0,6%
Agricoltura	-0,7%	-0,6%	-0,7%
Rifiuti	1,6%	-1,3%	0,2%
LULUCF	16,6%	1,2%	8,9%
Totale senza LULUCF	0,9%	-2,4%	-0,7%

In concomitanza con la riduzione del prodotto interno lordo a partire dal 2008 si registra l'accelerazione del tasso medio annuale di riduzione delle emissioni soprattutto a carico dei settori delle industrie energetiche, manifattura e costruzioni.

1.4 Indicatori energetici e economici

Per valutare la relazione tra consumi energetici, attività produttive ed emissioni atmosferiche di gas a effetto serra è possibile analizzare gli andamenti del consumo interno lordo di energia, del prodotto interno lordo e delle emissioni atmosferiche di CO_{2eq}.

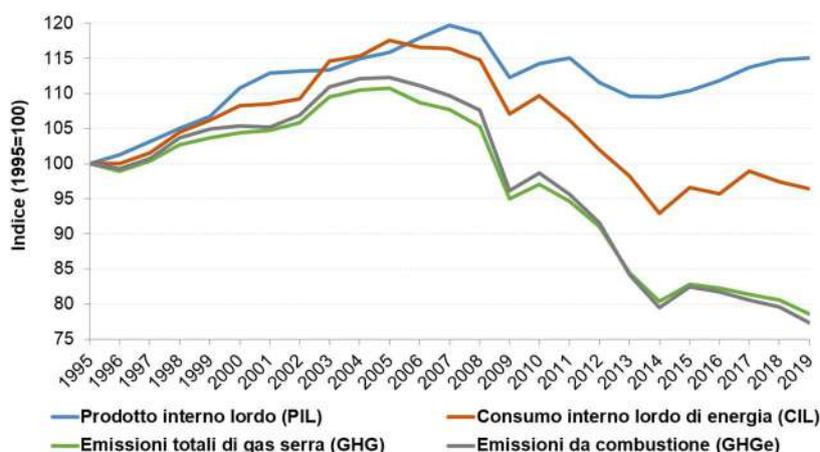


Figura 1.18 – Variazione percentuale rispetto al 1995 del prodotto interno lordo (prezzi di mercato - valori concatenati, anno di riferimento 2015), del consumo interno lordo di energia e delle emissioni di gas ad effetto serra totali e da processi energetici.

In Figura 1.18 si nota che il prodotto interno lordo (PIL) e il consumo interno lordo di energia (CIL) hanno un andamento pressoché parallelo fino al 2005. Successivamente le due curve divergono mostrando un disaccoppiamento sempre più accentuato tra i due parametri. Il confronto dell'andamento delle emissioni di gas serra e del PIL mostra che fino al 2005 la crescita delle emissioni è stata più lenta di quella dell'economia, mettendo in evidenza un disaccoppiamento relativo tra le variabili². Dopo il 2005 la divergenza tra i due parametri si fa sempre più accentuata mostrando un disaccoppiamento assoluto negli ultimi anni.

² Se la variabile economica mostra una crescita positiva, si dice che si verifica un "disaccoppiamento assoluto" se il tasso di crescita della variabile ambientale è pari a zero o negativo. Si dice invece che si verifica un "disaccoppiamento relativo" se

Il disaccoppiamento è reso evidente dall'andamento decrescente del rapporto tra consumo interno lordo e prodotto interno lordo dal 2005 (Figura 1.19). L'andamento decrescente delle emissioni di gas serra di origine energetica per unità di consumo di energia primaria è dovuto principalmente alla sostituzione di combustibili a più alto contenuto di carbonio con il gas naturale, principalmente nel settore della produzione di energia elettrica e nell'industria, e all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili negli ultimi anni.

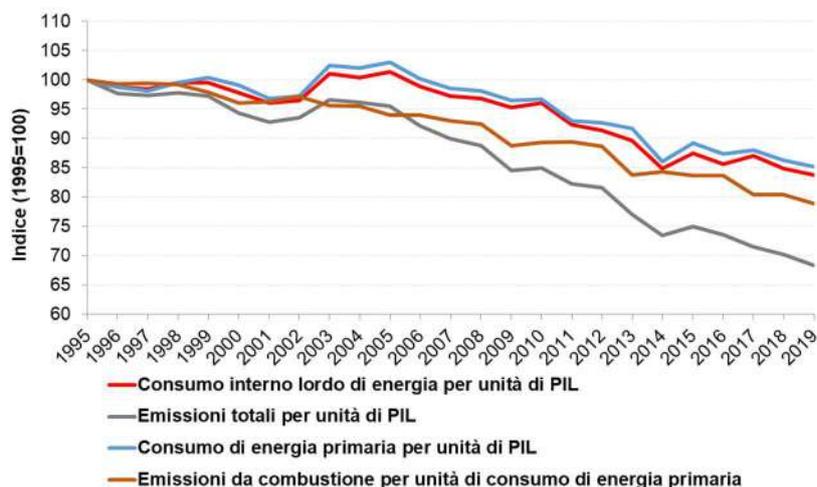


Figura 1.19 – *Variazione rispetto al 1995 del consumo interno lordo e del consumo di energia primaria per unità di PIL, delle emissioni totali di gas serra per unità di PIL e delle emissioni da processi energetici per unità di consumo di energia primaria.*

Gli andamenti osservati per il consumo di energia primaria sono confermati anche per il consumo di energia finale (al netto degli usi non energetici) per unità di PIL e dalle emissioni per unità di energia finale consumata (Figura 1.20).

Dal 2002 al 2003 è evidente un rilevante incremento del consumo di energia primaria e finale per unità di PIL. I consumi primari aumentano del 5,3% a fronte di un incremento del PIL di appena il 0,1%. I fattori che concorrono a tale andamento sono diversi tra cui un incremento dei consumi finali del 9,9% nel settore residenziale, non caratterizzato da attività economiche che contribuiscono al PIL. Inoltre, i consumi finali del settore industria aumentano del 4,4%, tale incremento è dovuto principalmente alle attività con maggiore intensità energetica come siderurgia e minerali non metallici.

Dopo il periodo 2003-2005 si registra una continua diminuzione dell'intensità energetica primaria e finale per unità di ricchezza prodotta e dell'intensità di carbonio per unità di energia primaria e finale consumata.

il tasso di crescita della variabile ambientale è positivo, ma inferiore al tasso di crescita della variabile economica (OECD, 2002)

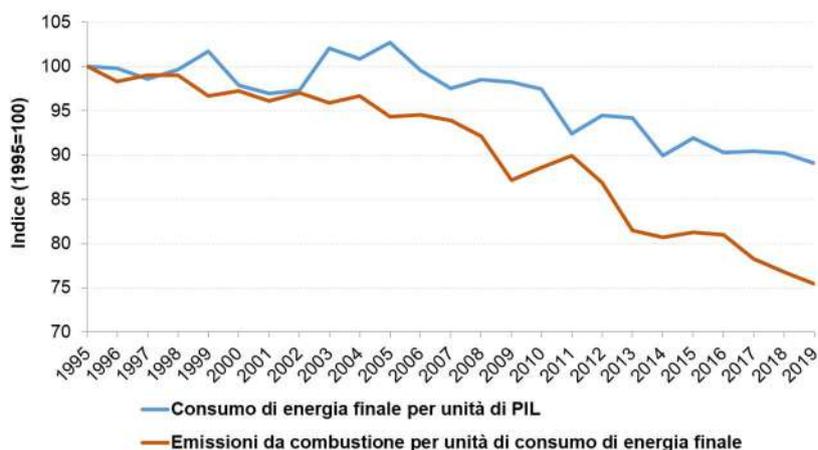


Figura 1.20 - Variazione rispetto al 1995 del consumo di energia finale per unità di PIL e delle emissioni di gas serra da processi energetici per unità di consumo energetico finale.

Nel periodo 1995-2019 il consumo interno lordo di energia per unità di PIL passa da 107,5 tep/M€ a 90,1 tep/M€, con una riduzione del 16,2%. Nello stesso periodo le emissioni totali di gas serra per unità di PIL si riducono del 31,7%, passando da 354,8 t CO_{2eq}/M€ a 242,4 t CO_{2eq}/M€, mentre le emissioni da processi energetici per unità di energia primaria passano da 2,8 t CO_{2eq}/tep a 2,2 t CO_{2eq}/tep, con una riduzione del 21,1%. Tutti gli andamenti esaminati mostrano una riduzione altamente significativa al test di Mann-Kendall ($p < 0,001$).

Tabella 1.9 – Indicatori di efficienza energetica e di decarbonizzazione: intensità energetica totale, primaria e finale (tep/M€) e intensità carbonica per ricchezza prodotta (t CO_{2eq}/M€) e per consumi di energia primaria e finale (t CO_{2eq}/tep). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * $p < 0,001$.

Indicatori	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Consumo interno lordo per unità di PIL (tep/M€)	107,5	105,1	109,0	103,3	94,1	92,0	93,6	91,2	90,1	*
Consumo di en. primaria per unità di PIL (tep/M€)	101,0	100,0	104,1	97,7	90,1	88,2	88,9	87,1	86,0	*
Consumo di en. finale per unità di PIL (tep/M€)	73,7	72,1	75,7	71,8	67,7	66,5	66,6	66,5	65,6	*
Emissioni totali per unità di PIL (t CO _{2eq} /M€)	354,8	334,6	339,0	301,5	266,1	261,0	253,8	249,0	242,4	*
Emis. da comb. per unità di PIL (t CO _{2eq} /M€)	283,8	270,1	275,0	245,2	212,0	207,6	201,1	196,8	190,7	*
Emis. da comb. per unità di en. primaria (t CO _{2eq} /tep)	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	*
Emis. da comb. per unità di en. finale (t CO _{2eq} /tep)	3,9	3,7	3,6	3,4	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	*

I tassi medi annuali di variazione degli indicatori individuati (Tabella 1.10) mostrano che dal 2005 c'è una accelerazione dell'efficienza energetica e della decarbonizzazione dell'economia nazionale, mettendo ancora una volta in evidenza il crescente disaccoppiamento tra attività economica, consumo energetico ed emissioni atmosferiche di gas serra.

Tabella 1.10 – Tassi medi annuali degli indicatori di efficienza energetica e di decarbonizzazione.

Indicatori	1995- 2000	2000- 2005	2005- 2010	2010- 2015	2015- 2019
Consumo interno lordo per unità di PIL (tep/M€)	-0,4%	0,7%	-1,1%	-1,8%	-1,1%
Consumo di energia primaria per unità di PIL (tep/M€)	-0,2%	0,8%	-1,3%	-1,6%	-1,2%
Consumo di energia finale per unità di PIL (tep/M€)	-0,4%	1,0%	-1,0%	-1,2%	-0,8%
Emissioni totali per unità di PIL (t CO _{2eq} /M€)	-1,2%	0,3%	-2,3%	-2,5%	-2,3%
Emis. da combustione per unità di PIL (t CO _{2eq} /M€)	-1,0%	0,4%	-2,3%	-2,9%	-2,6%
Emis. da comb. per unità di energia primaria (t CO _{2eq} /tep)	-0,8%	-0,4%	-1,0%	-1,3%	-1,5%
Emis. da comb. per unità di energia finale (t CO _{2eq} /tep)	-0,6%	-0,6%	-1,2%	-1,7%	-1,8%

Il disaccoppiamento tra consumi di energia e prodotto interno lordo determina una diminuzione dell'intensità energetica nazionale. Le cause possono essere molteplici e tra le principali si annovera la contrazione delle attività industriali, maggiormente energivore, a favore delle attività economiche dei servizi, caratterizzati da bassa intensità energetica.

In merito alle emissioni di gas serra per unità di energia consumata (primaria e finale), successivamente al 2005 si osserva un tasso di decremento più elevato dovuto essenzialmente all'aumento della quota di energia da fonti rinnovabili dal 2007.

La decarbonizzazione a livello settoriale può essere valutata a partire dalle emissioni da processi energetici e dai consumi energetici per settore. I consumi energetici settoriali sono coerenti con le emissioni. In particolare le emissioni da industrie energetiche sono state attribuite al settore della trasformazione; le emissioni del settore civile (residenziale e servizi) comprendono le emissioni da agricoltura e pesca. L'intensità emissiva è il rapporto tra le emissioni e i consumi energetici dei relativi settori. Nei consumi energetici totali sono quindi compresi i consumi della trasformazione e dell'aviazione interna e sono esclusi gli usi non energetici e i bunkeraggi. Dal 1990 al 2019 l'indicatore presenta un costante declino nei settori esaminati. In particolare le industrie energetiche mostrano un decremento dell'intensità emissiva del 36,4% nel 2019 rispetto al 1990, passando da 4,8 t CO_{2eq}/tep a 3 t CO_{2eq}/tep; l'industria manifatturiera registra un valore di 2,1 t CO_{2eq}/tep nel 2019, con decremento del 23,6% rispetto al 1990. Nei trasporti si registra il valore di 2,7 t CO_{2eq}/tep (-11,9% rispetto al 1990), mentre nel settore civile insieme ad agricoltura e pesca si registra il valore 1,5 t CO_{2eq}/tep, con un calo del 26,9% rispetto al 1990. Tutti gli andamenti esaminati presentano una riduzione altamente significativa al test di Mann-Kendall ($p < 0,001$).

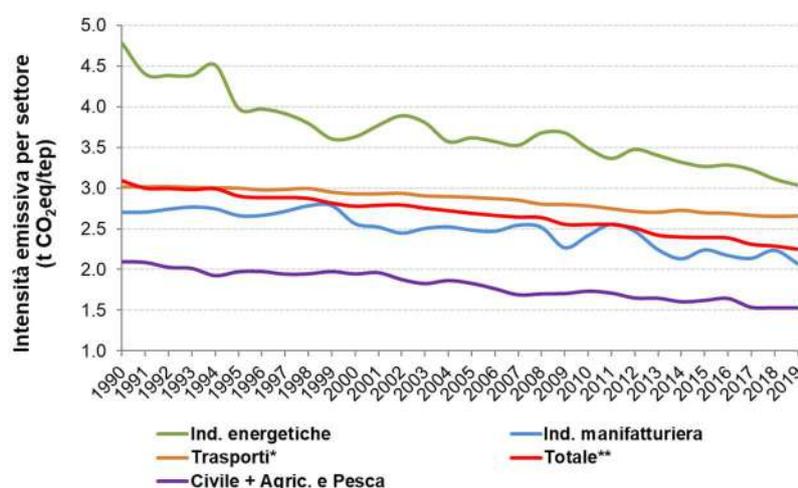


Figura 1.21 – Intensità emissive di gas serra da consumi energetici. * inclusa aviazione interna; ** esclusi usi non energetici.

Il valore medio delle intensità emissive per settore mostra una marcata differenza tra i settori in relazione alla differente diffusione delle fonti rinnovabili. Complessivamente l'intensità emissiva per i consumi considerati – pari al 95%±1,2% del consumo interno lordo dal 1990 al 2019 – è 2,2

tCO₂eq./tep (-27,4% rispetto al 1990).

1.4.1 *Indicatori energetici ed economici a livello settoriale*

La valutazione degli indicatori a livello settoriale necessita di una preliminare definizione dei parametri considerati per rendere comparabili gli stessi indicatori.

La corrispondenza tra emissioni atmosferiche, consumi energetici e valore aggiunto dei vari settori non è immediata e richiede alcune considerazioni in merito all'origine delle emissioni (da combustione, da processo, da autoconsumo di energia elettrica) e alla differente composizione dei parametri relativi al consumo di energia finale e di produzione di valore aggiunto, caratterizzati da diverse nomenclature settoriali. Le emissioni settoriali comprendono esclusivamente le emissioni dirette e da autoconsumo elettrico (per l'industria). Non sono considerate le emissioni dovute ai consumi di energia elettrica proveniente dalla rete. Gli indicatori proposti, al netto delle emissioni dei consumi di energia elettrica proveniente dalla rete, sono comparabili con gli analoghi indicatori elaborati per i diversi Stati dell'Unione Europea.

Nei confronti tra emissioni di gas serra e consumi finali di energia sono state considerate esclusivamente le emissioni di origine energetica, mentre nel confronto con il valore aggiunto sono state considerate anche le emissioni da processo per i settori industria e agricoltura.

Per il settore agricoltura, che comprende la pesca e la silvicoltura, è possibile stabilire una corrispondenza diretta tra consumi di energia finale, valore aggiunto prodotto dal settore ed emissioni atmosferiche di gas serra. Per il settore dei servizi il valore aggiunto è stato considerato al netto del contributo dei trasporti, per rendere comparabili il valore aggiunto, i consumi di energia e le emissioni di gas serra. Per quanto riguarda l'industria il valore aggiunto si riferisce alle attività dell'industria manifatturiera e delle costruzioni al netto del contributo della manifattura di coke e prodotti petroliferi e del contributo del settore elettrico. L'insieme considerato è comparabile con i consumi di energia finale e le emissioni del settore industria, riconducibili alle sole attività dell'industria manifatturiera e delle costruzioni.

Gli andamenti delle emissioni di origine energetica, da processi e da altre fonti per i settori economici considerati, in termini di tasso di variazione rispetto al 1995, sono illustrati nella Figura 1.22. Per il settore industria fino al 2005 si osserva una sostanziale stabilità delle emissioni da origine energetica, mentre quelle da processo continuano ad aumentare. Successivamente al 2005 si nota la riduzione anche per le emissioni da processo. Nel settore agricoltura si osservano la riduzione delle emissioni sebbene con tassi di gran lunga inferiori a quelli osservati per l'industria. L'andamento totale delle emissioni del settore agricolo è largamente determinato dalle emissioni da processo. Nell'agricoltura le emissioni da processo (in gran parte dovute all'uso di fertilizzanti e alle emissioni di metano negli allevamenti) rappresentano il 79±0,7% delle emissioni del settore nel periodo 1995-2019, mentre le emissioni da processi industriali rappresentano il 33,1±3,8% delle emissioni di origine industriale con una quota crescente che va da 29,8% nel 1995 a 40,5% nel 2019 come conseguenza dei differenti tassi di riduzione delle emissioni di diversa origine. Nel settore dei servizi si osserva un rilevante incremento delle emissioni che nel 2010 raggiunge il proprio picco. Successivamente le emissioni mostrano una significativa riduzione fino al 2014 seguita da un incremento.

Complessivamente le emissioni riconducibili alle attività economiche considerate si riducono del 22,1% nel 2019 rispetto al 1995. Le emissioni da combustione si riducono del 27,1%, mentre quelle da processo si riducono del 14,3%. Le emissioni di gas serra considerate per il confronto con i consumi di energia finale dei rispettivi settori economici rappresentano mediamente il 21±1% delle emissioni nazionali e il 26,1±1,1% delle emissioni da combustione nel periodo 1995-2019, mentre le emissioni atmosferiche considerate per il confronto con il valore aggiunto dei settori rappresentano mediamente il 34,6±0,8% delle emissioni nazionali.

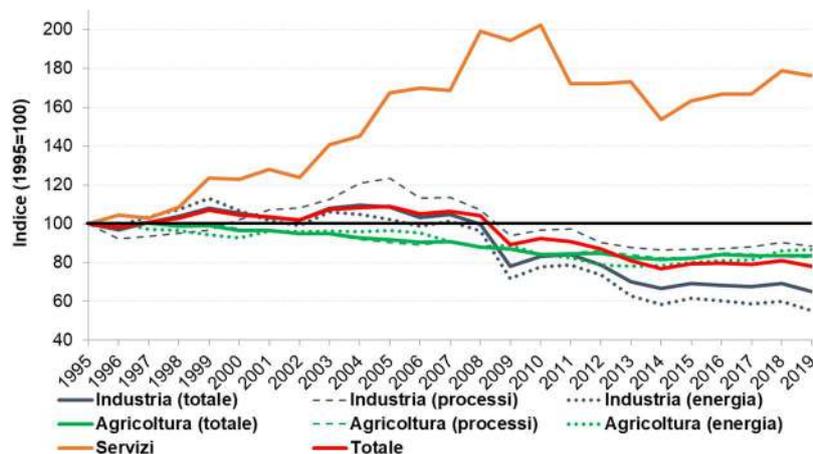


Figura 1.22 – Variazione percentuale rispetto al 1995 delle emissioni di gas serra dai settori economici.

L'intensità energetica mostra andamenti differenti nei vari settori (Figura 1.23). L'intensità dei servizi aumenta, mentre gli altri settori mostrano una diminuzione, particolarmente ripida per l'industria.

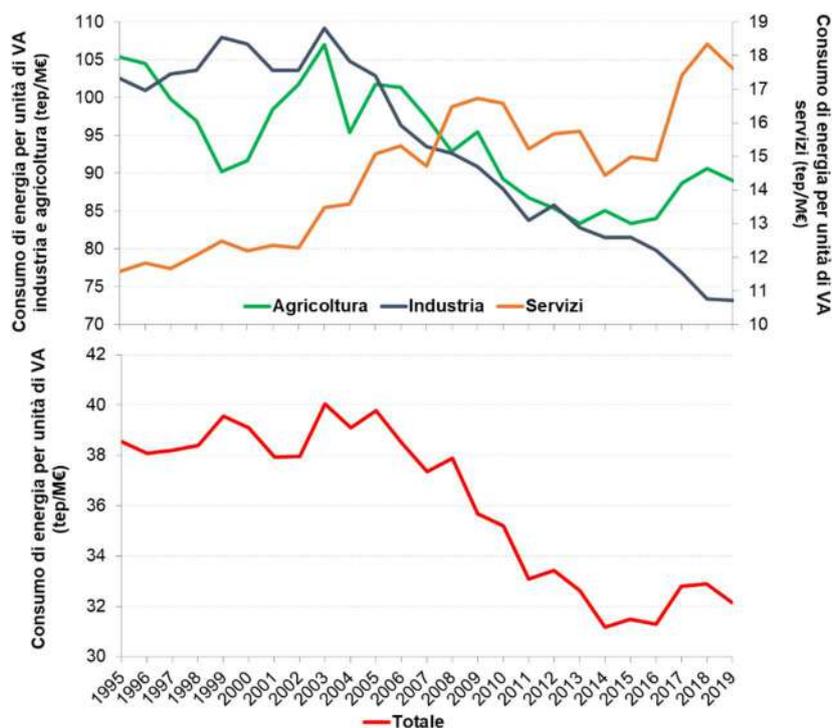


Figura 1.23 – Andamento dell'intensità energetica (energia finale) per i settori economici e dell'intensità energetica totale (consumi di energia finale per unità di valore aggiunto; tep / M€ - valori concatenati, anno di riferimento 2015).

L'intensità energetica aggregata mostra una riduzione del 16,6% nel periodo 1995-2019 quale risultato della riduzione nell'industria (-28,6%) e nell'agricoltura (-15,5%). La riduzione è dovuta anche alla contrazione della quota di valore aggiunto del settore industria con conseguente incremento della quota dei servizi (Figura 1.24), caratterizzati da intensità energetica notevolmente inferiore rispetto all'industria. D'altro canto l'intensità energetica dei servizi presenta un andamento opposto a quanto osservato per industria e agricoltura con un incremento del 55,2%. Negli ultimi anni si registra un rilevante incremento dell'intensità energetica dei servizi che ha contribuito all'aumento dell'intensità energetica totale. È tuttavia da sottolineare che tale incremento è dovuto al conteggio del calore ambientale da pompe di calore, una fonte di energia rinnovabile, che nel settore dei servizi comporta un rilevante aumento dei consumi finali.

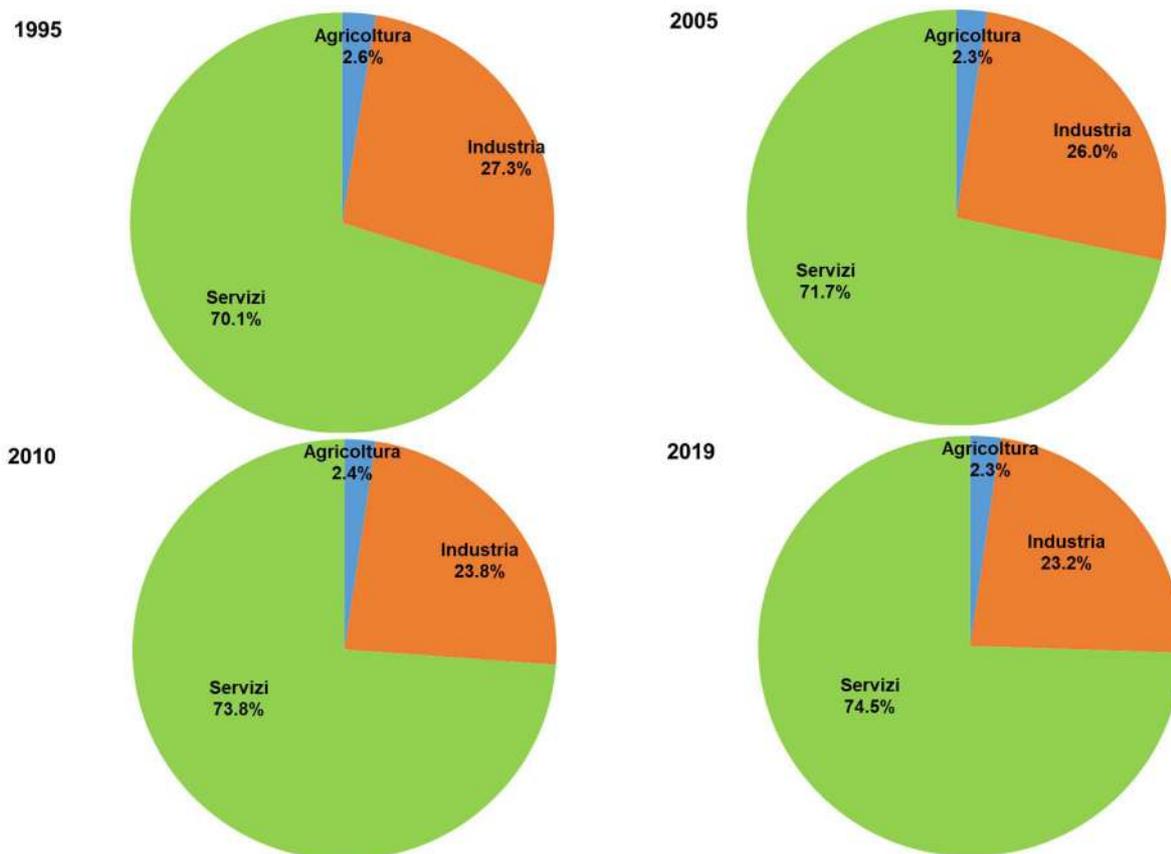


Figura 1.24 – Quota relativa del valore aggiunto per i settori industria, servizi e agricoltura.

Nella seguente tabella sono riportati i valori dell'intensità di energia finale per i settori produttivi dove emerge chiaramente la rapida diminuzione dell'indicatore nell'industria e il basso valore di intensità energetica dei servizi. Tutti gli andamenti esaminati presentano una riduzione altamente significativa al test di Mann-Kendall ($p < 0,001$).

Tabella 1.11 – Intensità energetica (tep/M€) per settore produttivo. Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * $p < 0,001$.

Settori	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Agricoltura	105,4	91,6	101,7	89,2	83,4	84,0	88,9	91,8	89,1	*
Industria	102,5	107,1	102,9	88,0	81,5	79,7	76,6	73,0	73,2	*
Servizi	11,6	12,2	15,1	16,6	15,0	14,9	17,4	18,3	17,6	*
Totale	38,5	39,1	39,8	35,2	31,5	31,3	32,7	32,8	32,2	*

L'intensità energetica nell'industria mostra una riduzione piuttosto consistente dal 2003 con un tasso medio annuo dal 2005 al 2019 di -2,7% (Tabella 1.12). Nello stesso periodo i servizi mostrano un incremento medio annuo dell'intensità energetica del 1,6%. Parte di questo incremento degli ultimi anni è dovuto al consumo di energia delle pompe di calore che fino al 2017 non veniva conteggiato. Il settore mostra un incremento netto dell'intensità dal 1995 interrotto solo nel quinquennio 2010-2015.

Tabella 1.12 – Variazione media annuale dell'intensità energetica (tep/M€) per settore produttivo.

Settori	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2019
Agricoltura	-2,8%	2,1%	-2,6%	-1,3%	1,6%
Industria	0,9%	-0,8%	-3,1%	-1,5%	-2,7%
Servizi	1,0%	4,3%	1,9%	-2,0%	4,1%
Totale	0,3%	0,3%	-2,4%	-2,2%	0,5%

Il reciproco dell'intensità energetica è un indicatore dell'efficienza energetica ed economica del sistema produttivo nazionale, in termini di ricchezza prodotta per unità di energia consumata. L'efficienza energetica mostra un rapido incremento dal 2005 al 2014, passando da 25.144 € annui per ogni tep di energia finale consumata a 32.064 €/tep. Negli anni successivi si osserva una diminuzione dell'indicatore. Il dato per il 2019 è di 31.103 € annui per ogni tep di energia finale consumata nel 2019, superiore del 2,3% rispetto all'anno precedente (Figura 1.25).



Figura 1.25 – Andamento del valore aggiunto per unità di consumi di energia finale (k€/tep; valori concatenati, anno di riferimento 2015).

Il disaccoppiamento tra consumi di energia finale e ricchezza prodotta mostra differenze notevoli tra i settori produttivi. La Figura 1.26 mostra che i consumi nei servizi crescono con un tasso maggiore di quello registrato per il rispettivo valore aggiunto. Nell'industria i tassi di variazione di consumi finali e valore aggiunto prodotto mostrano andamenti sostanzialmente paralleli fino al 2005, successivamente i consumi finali si riducono più rapidamente del valore aggiunto. L'andamento dei consumi e del valore aggiunto nel settore agricoltura mostra un disaccoppiamento fin dal 1995 che indica un tendenziale incremento dell'efficienza energetica del settore, sebbene di entità inferiore all'industria.

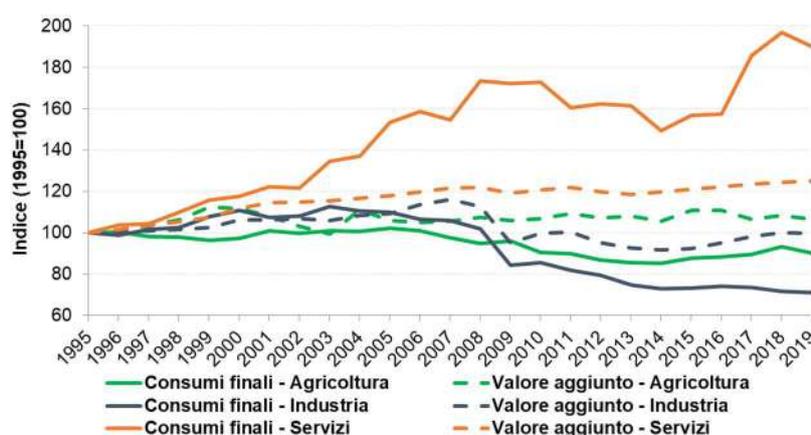


Figura 1.26 – Variazione percentuale rispetto al 1995 del consumo di energia finale e del valore aggiunto (valori concatenati, anno di riferimento 2015) per i settori industria, servizi e agricoltura.

Le intensità di carbonio, in termini di emissioni di gas serra per unità di energia finale consumata e di valore aggiunto prodotto, diminuiscono in seguito all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili e all'incremento della quota di combustibili fossili a minore contenuto di carbonio, come il

gas naturale. Tuttavia anche per tali indicatori è possibile osservare valori e andamenti differenti nei vari settori produttivi.

Le emissioni atmosferiche per unità di ricchezza prodotta sono quantitativamente molto differenti tra i settori. Il settore dell'agricoltura mostra i valori più elevati, mentre nel settore dei servizi si osservano i valori più bassi. L'andamento dell'indicatore nei servizi è stato in controtendenza con quello degli altri settori fino al 2010, successivamente anche in questo settore si osserva una relativa decarbonizzazione della ricchezza prodotta sebbene dal 2014 si registri un incremento dell'indicatore.

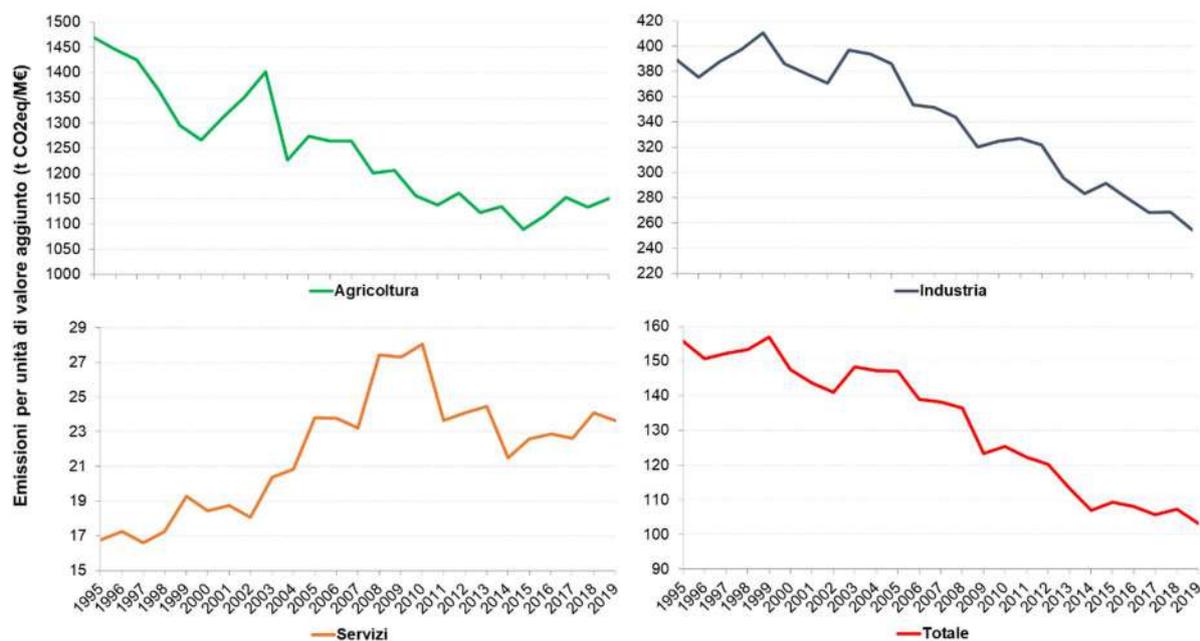


Figura 1.27 – Andamento delle emissioni per unità di valore aggiunto (valori concatenati, anno di riferimento 2015).

Tabella 1.13 – Intensità di carbonio per valore aggiunto dei settori economici (t CO_{2eq}/M€). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * p<0,001.

	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Agricoltura	1.469,4	1.266,7	1.274,4	1.156,2	1.089,6	1.116,4	1.153,2	1.133,6	1.150,7	*
Industria	389,2	386,1	386,1	324,9	291,5	279,5	268,0	268,5	254,3	*
Servizi	16,8	18,4	23,8	28,1	22,6	22,9	22,6	24,1	23,6	*
Totale	155,6	147,7	147,2	125,5	109,3	108,1	105,8	107,3	103,2	*

Tabella 1.14 – Variazione media annuale dell'intensità di carbonio per valore aggiunto dei settori economici (t CO_{2eq}/M€).

	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2019
Agricoltura	-2,9%	0,1%	-1,9%	-1,2%	1,8%
Industria	-0,2%	0,0%	-3,4%	-2,1%	-4,5%
Servizi	1,9%	5,2%	3,4%	-4,2%	1,5%
Totale	-1,0%	-0,1%	-3,1%	-2,7%	-1,9%

Nel seguente grafico è illustrato l'andamento della variazione percentuale del valore aggiunto e delle emissioni di gas serra rispetto al 1995 nei settori produttivi. La riduzione dell'intensità è evidente nel disaccoppiamento dei due parametri per i settori agricoltura e industria, mentre nel settore servizi si osserva un disaccoppiamento crescente di segno contrario fino al 2010. Successivamente la distanza tra i due tassi di variazione si riduce.

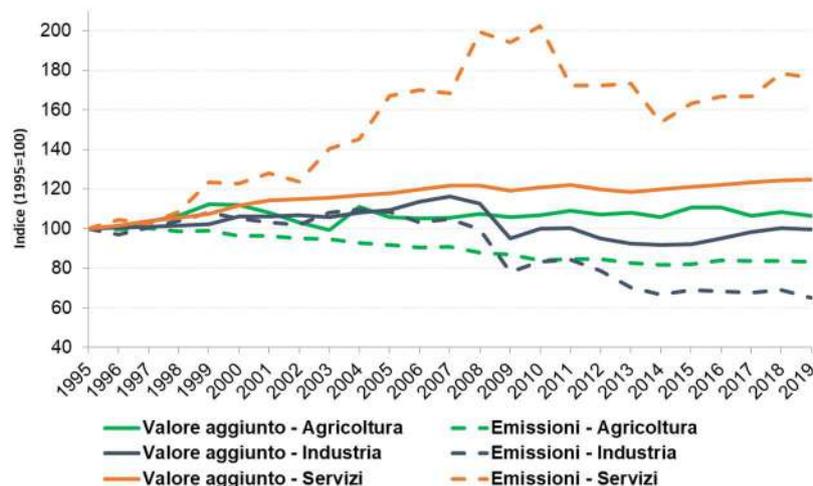


Figura 1.28 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del valore aggiunto prodotto e delle emissioni di gas serra per i settori industria, servizi e agricoltura.*

Nella Figura 1.29 è illustrato l’andamento della variazione percentuale del consumo energetico e delle emissioni di gas serra rispetto al 1995 nei settori produttivi. Dalle serie temporali e dai dati presentati in Tabella 1.15 si osserva una evidente decarbonizzazione dei consumi energetici per industria e agricoltura fino al 2010, seguita successivamente da variazioni meno consistenti. Un disaccoppiamento di segno contrario a quello osservato per gli altri settori si osserva per i servizi che vedono incrementare l’intensità energetica fino al 2010 e ridurla successivamente. Nell’intero periodo i servizi sono il solo settore a non mostrare un andamento significativo al test di Mann-Kendall.

Tabella 1.15 – *Intensità di carbonio energetica ($t\ CO_{2eq}/tep$) per settore produttivo. Nell’ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall * $p < 0,001$; n.s. non significativo.*

	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Agricoltura	3,0	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	*
Industria	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2	2,2	2,1	2,2	2,1	*
Servizi	1,4	1,5	1,6	1,7	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	n.s.
Totale	2,4	2,3	2,3	2,2	2,0	2,0	1,8	1,9	1,8	*

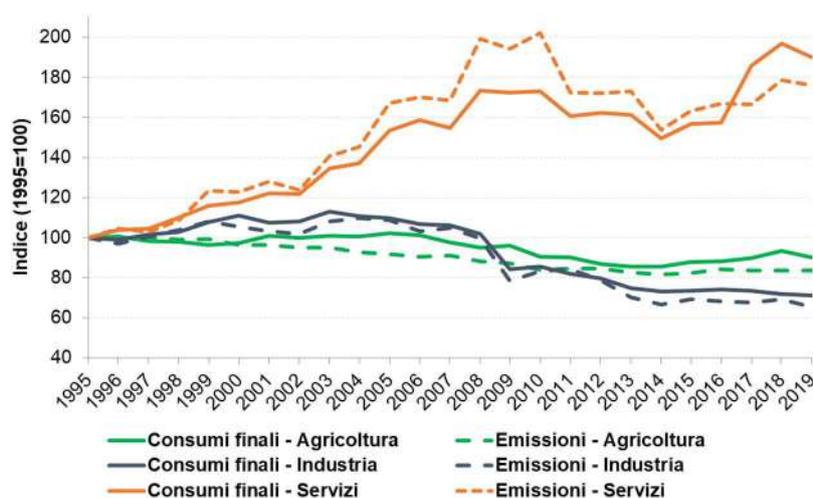


Figura 1.29 – *Variazione percentuale rispetto al 1995 del consumo di energia finale e delle emissioni di gas serra di origine energetica per i settori industria, servizi e agricoltura.*

In Figura 1.30 si nota come le emissioni di gas serra per unità di energia finale consumata diminuiscano dal 1995 per tutti i settori sebbene con dinamiche differenti.

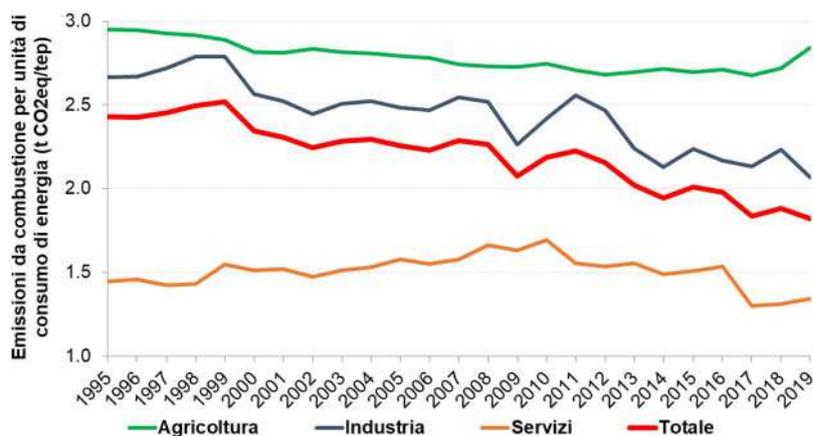


Figura 1.30 – Andamento delle emissioni per unità di energia finale consumata nei settori produttivi.

Tabella 1.16 – Variazione media annuale dell'intensità di carbonio per unità di energia finale consumata nei settori economici (t CO₂eq/tep).

	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2019
Agricoltura	-0,9%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	1,8%
Industria	-0,8%	-0,6%	-0,5%	-1,5%	-2,6%
Servizi	0,9%	0,9%	1,4%	-2,3%	-3,8%
Totale	-0,7%	-0,8%	-0,6%	-1,7%	-3,2%

La riduzione delle emissioni di gas serra per unità di consumo energetico è riconducibile all'incremento della quota di combustibili a minore contenuto di carbonio ed energia rinnovabile.

2 SETTORE ELETTRICO

Il settore della trasformazione elettrica assorbe più di un terzo del consumo interno lordo di energia (34,2% nel 2019 compresi i consumi energetici da fonti rinnovabili e 28,3% considerando le sole fonti fossili). La crescita dei consumi di energia elettrica negli usi finali fa di questo settore uno dei principali attori del sistema energetico nazionale. Nel seguente grafico si osserva che dal 2001 i consumi energetici del settore elettrico aumentano con tassi maggiori di quelli osservati per il consumo interno lordo, indice di una progressiva elettrificazione dei consumi finali. Si nota inoltre la crescita dei consumi di energia rinnovabile e la corrispondente diminuzione dei consumi da fonti fossili.

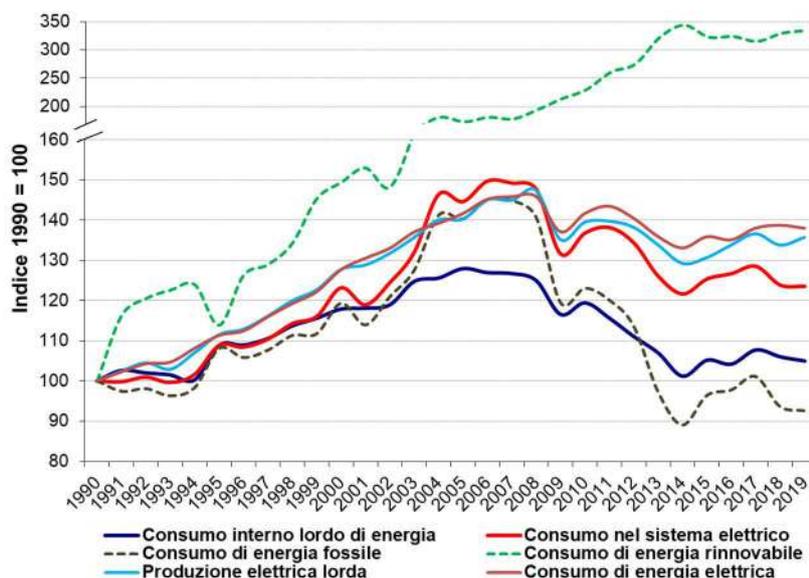


Figura 2.1 – Andamento rispetto al 1990 del consumo interno lordo di energia, dei consumi di energia nel sistema elettrico per la produzione di energia elettrica e calore, della produzione elettrica e dei consumi di energia elettrica.

Di seguito saranno esaminati in dettaglio i principali parametri del settore relativamente all'efficienza e alle emissioni di gas ad effetto serra. Saranno elaborati i fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra quali indicatori di decarbonizzazione del settore.

2.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile

I dati del sistema elettrico (produzione di energia elettrica e calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2019 e le stime preliminari per il 2020 elaborate da ISPRA (2021[c]) in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2021 con dati aggiornati fino a dicembre 2020 e in base ai dati preliminari dei consumi energetici mensili per i principali combustibili pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico fino a febbraio 2021. Le stime preliminari delle emissioni e dei relativi fattori sono soggette a notevole incertezza in ragione della variabilità del mix di combustibili fossili e dell'efficienza di conversione che per le stime sono state considerate uguali a quelle dell'ultimo anno consuntivo.

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 2.1 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 la serie storica pubblicata 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". Gli "altri combustibili" nella classificazione EUROSTAT sono esclusivamente costituiti dalle diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e rifiuti (CDR, 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 (TERNNA, 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 nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2019 è passata da 216,6 TWh a 293,9 TWh con un incremento del 35,7%. I consumi elettrici sono passati da 218,8 TWh a 301,8 TWh nello stesso periodo con un incremento del 37,9%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014, dovuta agli effetti della crisi economica, e una ripresa negli ultimi anni. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e ampie oscillazioni negli ultimi anni con una tendenza alla diminuzione (11,3% nel 2019). I dati preliminari del 2020 mostrano una netta diminuzione del saldo import/export da 43,9 TWh nel 2018 a 38,2 TWh nel 2019.

Tabella 2.1 – 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 biodegradabili		Olio combustibile
	CDR		Orimulsion
	Colture e rifiuti agro industriali		Petrolio grezzo
	Gas di sintesi da processi di gassificazione		
	Gas residui di processi chimici		Altri bioliquidi
	Oli vegetali grezzi		Biodiesel
	Rifiuti generici CER non altrove classificati		Biogas da attività agricole e forestali
	Rifiuti industriali non biodegradabili		Biogas da deiezioni animali
	Rifiuti liquidi biodegradabili		Biogas da fanghi di depurazione
RSU/RSAU	Biogas da FORSU		
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	Altri combustibili	Biogas da rifiuti non RSU
	Biogas da attività agricole e forestali		Biogas da RSU smaltiti in discarica
	Biogas da deiezioni animali		Biomasse da rifiuti biodegradabili
	Biogas da fanghi di depurazione		CDR
	Biogas da FORSU		Colture e rifiuti agro industriali
	Biogas da rifiuti non RSU		Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti
	Biogas da RSU smaltiti in discarica		Oli vegetali grezzi
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti		Rifiuti generici CER non altrove classificati
	Idrogeno		Rifiuti industriali non biodegradabili
			Rifiuti liquidi biodegradabili
	RSU/RSAU		

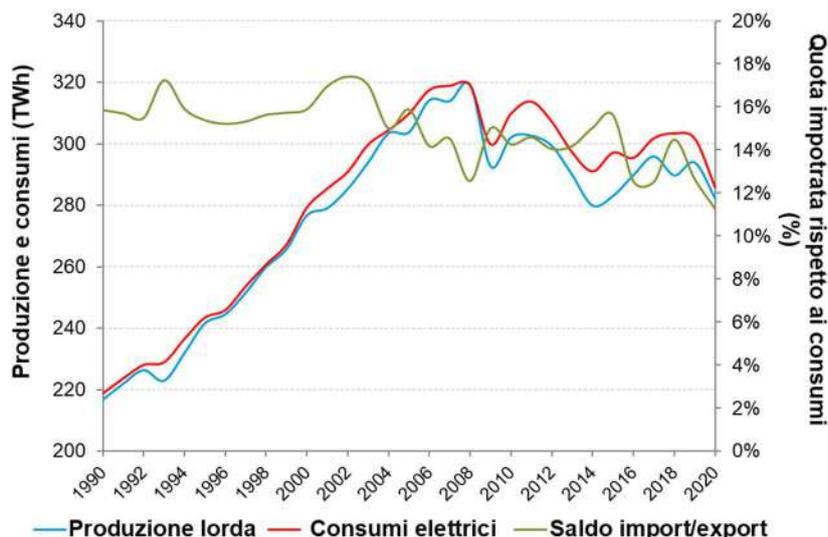


Figura 2.1 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA).

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

Tabella 2.2 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Produzione lorda di energia elettrica	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	293,9	282,3
<i>apporti da pompaggio</i>	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,4	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	59,3	61,0	61,1	59,6	60,2	55,8
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	10,6	10,1	10,6	9,9	9,9	9,2
Produzione netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3	279,8	284,0	273,1
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	1,9	2,5	2,5	2,3	2,5	2,6
Produzione destinata al consumo	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	270,5	277,2	282,9	277,5	281,5	270,6
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8	43,9	38,1	32,2
Energia elettrica richiesta	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6	302,8
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7	18,0	17,8	16,8
Consumi elettrici	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	303,4	301,8	286,0

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Le stime preliminari per il 2020 mostrano il netto calo della produzione elettrica (283,3 TWh; -3,9% rispetto al 2019) e dei consumi (286 TWh; -5,2% rispetto al 2019), in seguito al *lockdown* delle attività economiche a causa della pandemia di SARS-CoV2.

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. La riduzione è dovuta anche allo sviluppo delle fonti rinnovabili caratterizzate da bassi consumi ausiliari specifici. Inoltre, si osserva una diminuzione delle perdite di rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,4% del 2019, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 5,6% nello stesso periodo. (Figura 2.3).

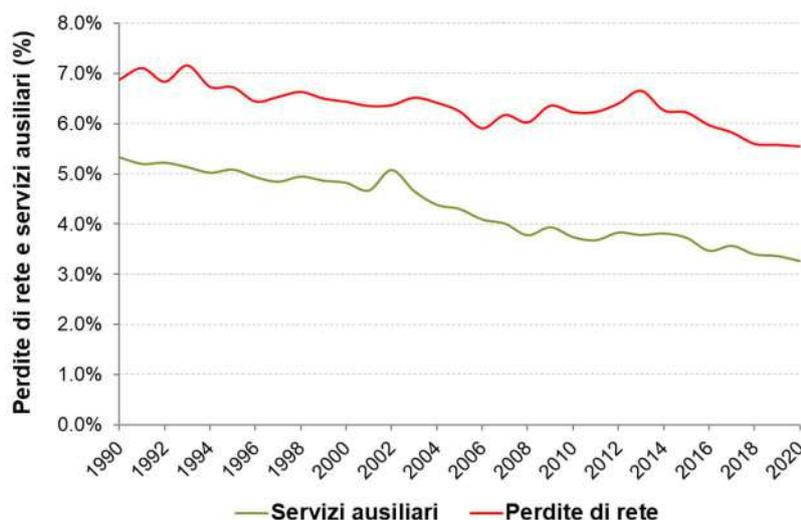


Figura 2.3 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all’energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica. (Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA).

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

Tabella 2.3 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	50,5	48,2	48,5
di cui autoproduttori	5,8	6,6	1,8	0,8	0,9	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	192,7	195,7	183,1
di cui autoproduttori	20,5	33,6	19,4	19,0	22,9	18,5	17,9	19,3	22,3	21,8	21,8
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	37,8	39,8	42,1	40,4	43,9	44,7
TOTALE	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	293,9	282,3

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

L’energia elettrica di origine termica rappresenta, per tutta la serie storica, la quota prevalente della produzione elettrica nazionale ma a partire dal 2007 si osserva un costante declino dell’apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2019 è pari al 76,8% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la produzione elettrica di origine termica ha raggiunto l’84,7%. Successivamente al 2007 si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% nel 2014. Negli ultimi anni si osservano ampie oscillazioni e nel 2019 la quota termoelettrica è del 66,6%. I dati preliminari per il 2020 mostrano una quota termoelettrica di circa 65%. Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco di 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014. Nel 2019 è del 59,7%, invariata rispetto al 2018.

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,2% dal 1990 al 2019. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 2.4) che negli ultimi anni mostra un arresto se non una sensibile riduzione. Il contributo complessivo di tali fonti al 2019 è pari al 21,6%, in lieve aumento rispetto all’anno precedente. La quota geotermica mostra un andamento crescente nel lungo termine fino a un valore pressoché costante negli ultimi anni, poco superiore al 2%. La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 14,9% della produzione nazionale del 2019 (6,9% da eolico e 8,1% 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 nel 2015 raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale,

valori uguali a quelli registrati nel 2019. Le stime per il 2019 mostrano l'incremento della produzione da fonti rinnovabili dovuto all'incremento della produzione fotovoltaica e idroelettrica.

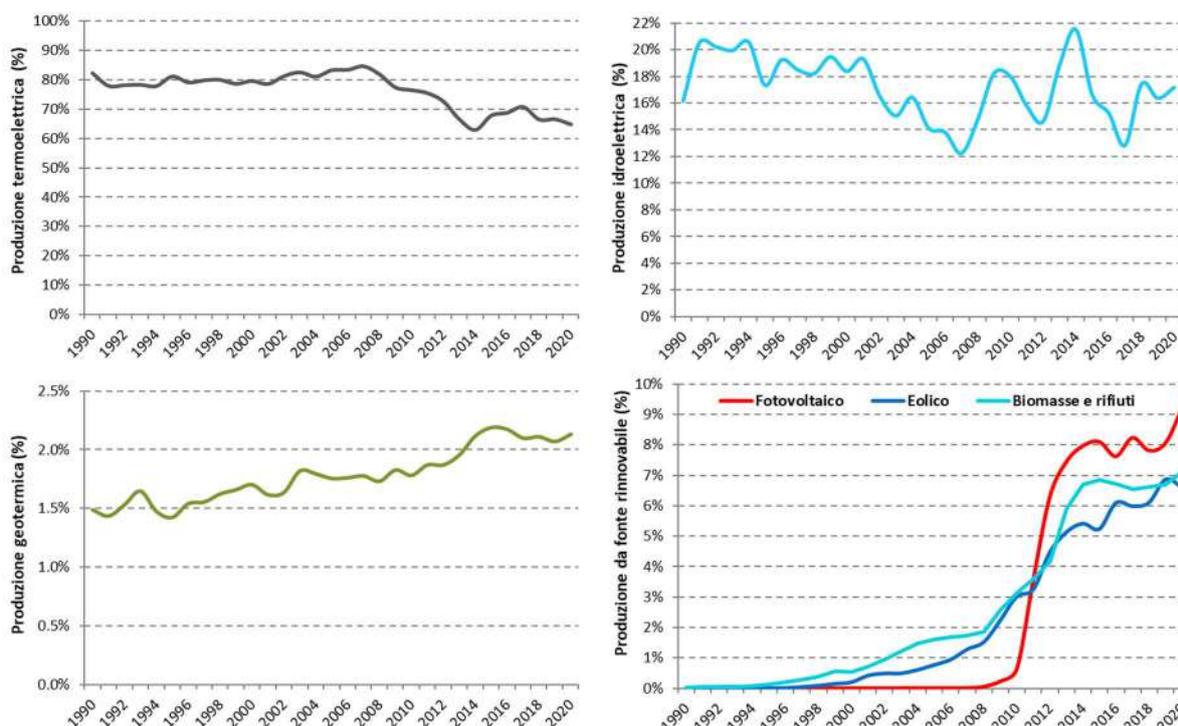


Figura 2.4 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

In Tabella 2.4 è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili.

Tabella 2.4 – Produzione elettrica lorda per combustibile (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019
Solidi	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	43,2	32,6	28,5	18,8
Gas naturale*	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	110,9	140,3	128,5	141,5
Gas derivati	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	2,2	2,5	2,5	2,4
Prodotti petroliferi	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	13,4	11,5	11,0	10,2
Altri combustibili	0,1	0,4	1,9	6,2	11,6	21,8	21,9	21,6	22,1
Totale da combustibili	178,3	195,8	219,7	252,0	230,5	191,5	208,8	192,1	195,1

* Dal 2017 si registra la produzione di energia elettrica da biometano (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018; GSE) compresa nel gas naturale. Per il 2019 sono stimati 152 GWh; stime ISPRA).

La voce ‘altri combustibili’ rappresenta un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente da diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e da rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). È evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,5% nel 2019 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 dei 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 alla produzione elettrica del 12% nel

periodo dal 1990 al 2019 ma con un andamento in netta diminuzione negli ultimi anni (6,4% nel 2019 e 5,1% nel 2020). 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% della produzione elettrica raggiunto nel 2012 (22,7% dell'energia elettrica di origine termica) e un successivo declino fino a 6,4% nel 2019 (9,6% dell'energia elettrica di origine termica). Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. Dal 2017 si registra una quota ancora marginale di produzione elettrica da biometano immesso nella rete del gas naturale (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018 secondo i dati del GSE; nel 2019 è stata stimata una produzione di 152 GWh). L'energia elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano rispetto ai consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE. In Figura 2.5 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. Nel 2019 la quota del gas naturale è stata del 48,2% sulla produzione elettrica totale (72,3% dell'energia elettrica di origine termica).

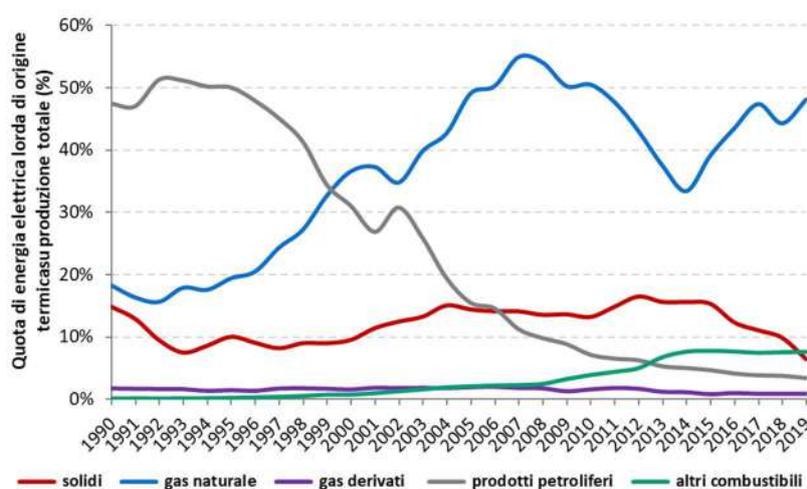


Figura 2.5 – Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile.

I combustibili utilizzati nel settore elettrico sono caratterizzati da diverse potenzialità di conversione elettrica (Tabella 2.5). 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.

Tabella 2.5 – Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile). È riportato inoltre il consumo specifico medio di combustibili per la produzione elettrica lorda.

Combustibile	2000	2005	2010	2011	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	0,390	0,369	0,379	0,385	0,379	0,382	0,388	0,384	0,377
Gas naturale	0,417	0,508	0,533	0,538	0,565	0,565	0,563	0,564	0,563
Gas derivati	0,437	0,393	0,398	0,402	0,414	0,421	0,424	0,389	0,430
Prodotti petroliferi	0,390	0,420	0,417	0,461	0,498	0,516	0,515	0,526	0,518
Altri combustibili	0,375	0,268	0,309	0,292	0,367	0,365	0,371	0,371	0,367
Totale	0,402	0,448	0,468	0,468	0,476	0,488	0,497	0,495	0,429
Consumo specifico medio (MJ/kWh)	8,72	8,03	7,69	7,69	7,56	7,37	7,25	7,27	7,14

Nella Figura 2.6 sono riportati gli andamenti del consumo specifico medio della produzione termoelettrica lorda e netta. È evidente un andamento decrescente dei consumi specifici che dal 1996 al 2019 mostrano riduzioni del 18,4% per la produzione lorda e del 19,7 per la produzione netta.

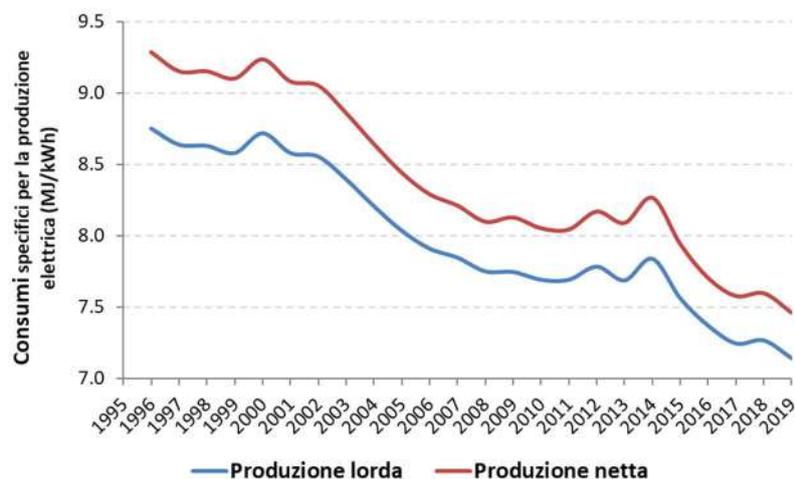


Figura 2.6 – Consumo specifico medio per la produzione termoelettrica lorda e netta.

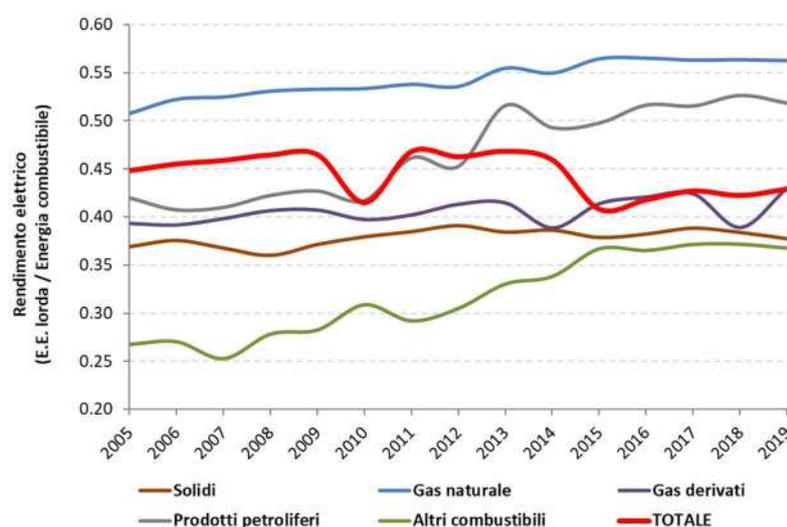


Figura 2.7 – Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.

La Figura 2.7 mostra come i combustibili presentino rendimenti crescenti dal 2005. Il gas naturale raggiunge nel 2019 il rendimento di 0,563. Gli ‘altri combustibili’, costituiti da bioenergie e rifiuti, mostrano l’incremento più rilevante dell’efficienza di conversione elettrica, passando da 0,268 nel 2005 a 0,367 nel 2019. Tale incremento è dovuto al miglioramento tecnologico e all’aumento della quota di biogas 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 elettrica (0,347 nel 2019) e al corrispondente incremento dei gas di sintesi da processi di gassificazione e gas di raffineria con elevata efficienza di conversione (0,573 e 0,585 rispettivamente nel 2019), utilizzati nei cicli combinati.

La quota di produzione elettrica lorda da impianti cogenerativi rispetto alla produzione termoelettrica totale è cresciuta dal 27,4% nel 2000 fino al 55% nel 2019. Nel seguente grafico è possibile osservare che l’incremento di produzione elettrica nazionale è stato sostanzialmente soddisfatto da impianti cogenerativi. Gli impianti che producono solo energia elettrica mostrano infatti un andamento della produzione elettrica pressoché costante dal 1997 al 2008 (Figura 2.8).

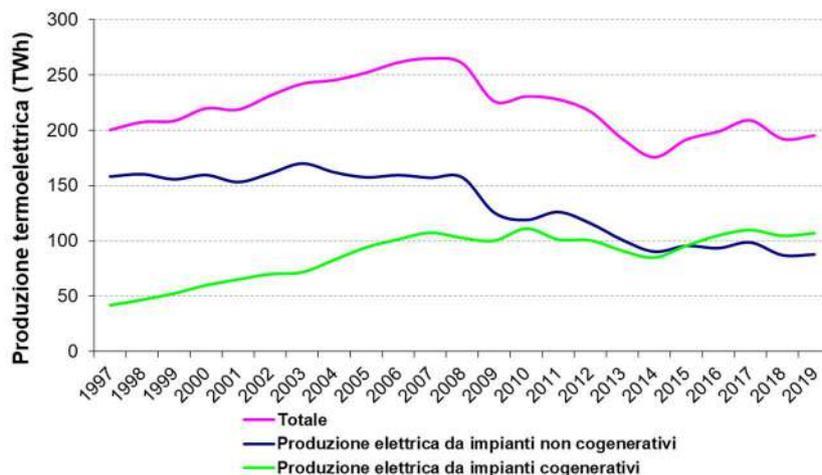


Figura 2.8 – Produzione lorda di energia termoelettrica totale, per impianti non cogenerativi e per impianti cogenerativi.

Dopo il 2008, in seguito alla forte flessione dei consumi elettrici si osserva una corrispondente flessione della produzione da impianti non cogenerativi. Dal 2014 si osserva una crescita della produzione da impianti cogenerativi che supera la produzione elettrica da impianti non cogenerativi.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 39,5% della produzione nazionale nel 2019, un valore simile a quello registrato nel 2018. Le stime preliminari per il 2020 mostrano una quota al 41,6% (Tabella 2.6).

Tabella 2.6 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh).

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Idroelettrica	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	46,6
0 - 1 MW	-	1,4	1,6	1,5	2,2	3,1	2,6	2,7	2,3	3,0	3,0	-
1 - 10 MW	-	6,0	6,6	6,1	8,7	11,0	8,3	8,2	7,0	9,1	8,7	-
> 10 MW	-	30,3	36,1	28,5	40,2	44,4	34,7	31,6	26,9	36,7	34,6	-
Eolica	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,7
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	26,0
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0
Bioenergie	0,1	0,3	1,5	4,8	9,4	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6
Solidi	-	0,2	0,9	3,6	4,3	6,2	6,3	6,5	6,6	6,6	6,6	-
Biogas	-	0,1	0,6	1,2	2,1	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	-
Bioliquidi	-	0,0	0,0	0,0	3,1	4,3	4,9	4,7	4,5	4,3	4,7	-
Biometano#	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,2*	0,5
TOTALE	34,9	41,5	51,0	48,6	77,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,5	116,0	117,4

* Stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La produzione elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano sui consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE.

Dopo un periodo di rapida crescita la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica mostra incrementi più modesti negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie che negli ultimi anni hanno una produzione stabile. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2019 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e soprattutto alla contrazione di energia idroelettrica. Dal 2018 si registra un sensibile incremento della produzione idroelettrica che tradizionalmente è prevalente nel settore delle fonti rinnovabili e che nel 2017 ha toccato uno dei valori più bassi della serie storica. La fonte idrica nel 2019 costituisce il 39,9% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della produzione idroelettrica nel 2020 mostrano che la produzione totale da fonti rinnovabili aumenta di circa 1,4 TWh rispetto al 2019.

In Figura 2.9 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 rallentamento.

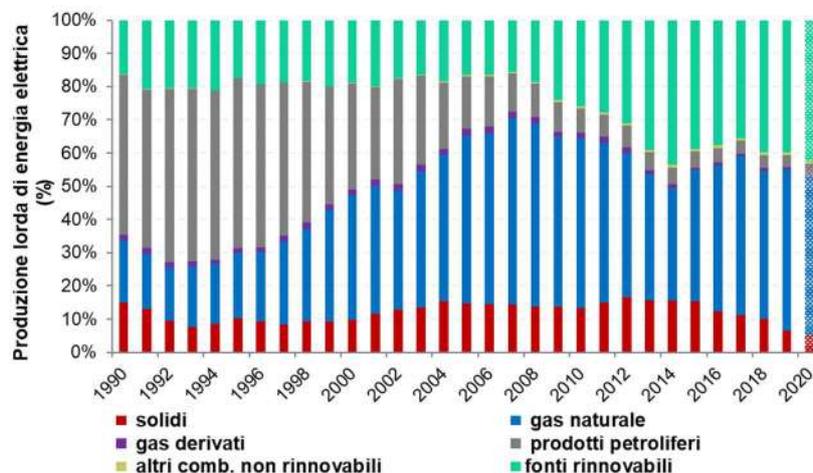


Figura 2.9 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come all’incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguita, per tre anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. È inoltre evidente 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 tre anni successivi è scesa fino al 35,1% del 2017. Nel 2019 si registra un nuovo incremento dovuto proprio al maggiore apporto dell’idroelettrico, confermato nel 2019. Le stime preliminari per il 2020 mostrano che la quota di produzione rinnovabile rispetto alla produzione lorda ha un ulteriore incremento rispetto all’anno precedente.

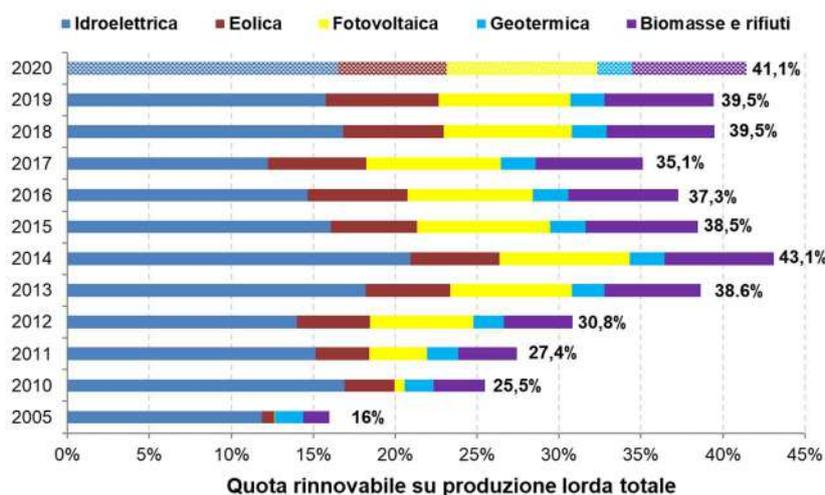


Figura 2.10 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Di seguito si nota come dopo il 2007 la produzione elettrica nazionale fino al 2014 sia stata soddisfatta dalle fonti rinnovabili a scapito di quelle fossili. Dal 1990 al 2019 la produzione da fonti rinnovabili triplica rispetto al 1990, mentre la produzione fossile mostra un andamento che la porta nell’ultimo anno ad un valore inferiore del 2,1% rispetto al 1990.

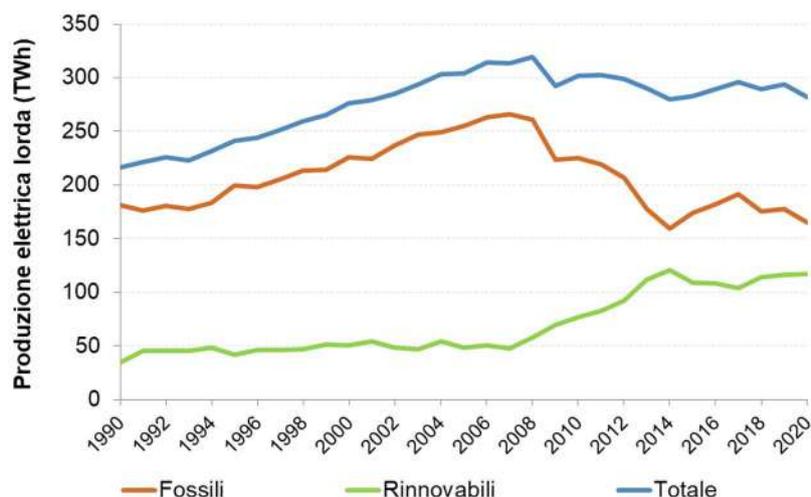


Figura 2.11 – Produzione elettrica lorda totale, da fonti fossili e da fonti rinnovabili. Per il 2020 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 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 la quota mostra lievi variazioni e nel 2019 è pari al 34,9% del consumo interno lordo di energia elettrica (GSE, 2019; Eurostat data shares renewables, 2021).

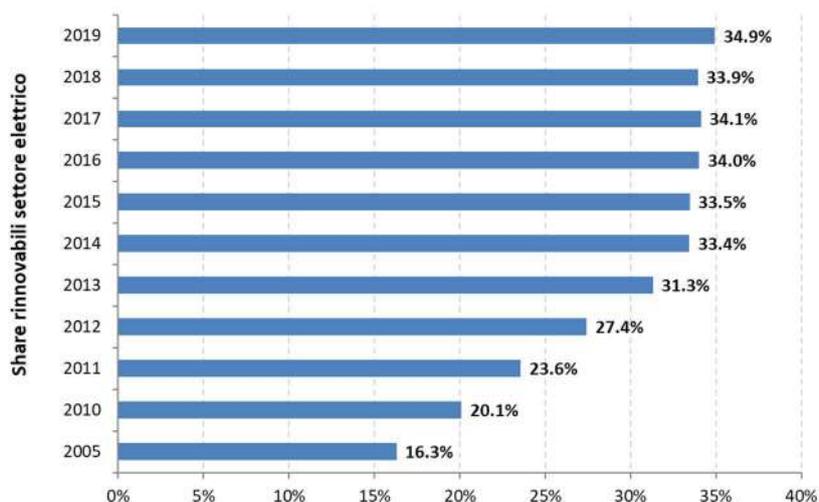


Figura 2.12 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità.

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

2.1.1 Potenza installata, produzione di energia elettrica e calore

L’andamento della produzione di energia elettrica rispetto alla potenza installata fornisce indicazioni sull’effettiva attività di generazione elettrica dalle diverse tipologie di impianti. È 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 2.7-2.8 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000. 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. (Figure 2.13-2.14).

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 40,6 GW nel 2019. La quota della potenza di tali impianti rispetto alla potenza efficiente totale è in costante aumento dal 2000 e nel 2019 rappresenta il 63,4% del settore termoelettrico. La produzione elettrica da impianti a ciclo combinato passa da 43,8 TWh nel 2000 a 134,3 TWh nel 2019. Il contributo relativo dei cicli combinati alla produzione termoelettrica è cresciuto dal 2000, quando era del 20%, raggiungendo il 68% nel 2010. La quota diminuisce negli anni successivi per arrivare al 52,6% nel 2014. Negli anni successivi la quota di energia elettrica da cicli combinati torna a crescere per raggiungere il 68,8% nel 2019.

Tabella 2.7 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto (GW).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti non cogenerativi	44,1	46,3	54,0	55,9	57,1	55,3	51,5	42,0	38,7	37,9	37,9	37,8
<i>a combustione interna (CI)</i>	0,4	0,5	0,9	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	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	2,7	2,7	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	11,7	11,7	11,7
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	1,6	12,8	23,1	25,1	25,9	25,2	25,1	22,6	21,8	21,8	21,8	21,8
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	5,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	2,2	-	-	-	-
<i>turbo espansione (TE)</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	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	0,2	0,2	0,2
<i>celle combustibili (CEL)</i>											0,0	0,0
Impianti cogenerativi	12,2	18,3	24,4	23,8	23,5	23,2	23,5	26,6	26,2	26,2	26,2	26,1
<i>a combustione interna (CIC)</i>	0,4	0,6	1,4	1,8	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
<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	1,0	1,0	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	18,9	18,9	18,7
<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	0,7	0,6	0,6
<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	2,2	2,2	2,1
<i>celle combust. con generaz. (CEC)</i>											0,0	0,0
TOTALE	56,3	64,6	78,3	79,7	80,6	78,5	75,0	68,6	64,9	64,0	64,0	63,9

Tabella 2.8 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto (TWh).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti non cogenerativi	159,6	157,5	119,0	126,2	116,0	100,9	90,4	95,6	93,6	98,7	87,2	87,8
a combustione interna (CI)	1,2	1,6	3,0	3,7	4,0	5,5	5,5	5,0	4,9	4,8	4,7	4,8
a turbine a gas (TG)	12,4	0,9	0,4	0,3	0,2	2,4	2,5	3,6	0,4	0,6	0,3	1,3
a vapore a condensazione (C)	139,1	78,3	52,1	55,9	59,2	54,2	52,5	51,0	42,0	39,0	39,9	24,2
a ciclo combinato (CC)	6,9	58,7	62,6	66,0	52,2	38,8	29,8	36,1	46,2	54,4	48,3	57,6
ripotenziato (RP)	-	18,1	0,9	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	-	-	-	-
celle combustibili (CEL)											0,0	0,0
Impianti cogenerativi	60,1	94,4	111,5	101,5	100,8	91,3	85,2	95,9	105,1	110,1	104,9	107,3
a combustione interna (CIC)	1,4	2,3	5,6	7,0	8,2	10,6	12,4	14,4	15,2	16,3	17,1	18,1
a turbine a gas (TGC)	5,0	6,1	3,8	4,2	3,9	3,8	4,2	4,7	4,9	5,0	5,0	5,3
a ciclo combinato (CCC)	37,0	72,7	94,3	82,9	82,4	70,9	62,5	69,4	77,9	81,6	75,8	76,7
a vapore a contropressione (CPC)	6,1	5,3	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	10,7	8,1	5,4	5,2	4,3	4,3	4,5	5,9	5,7	5,8	5,6	5,8
celle combust. con generaz. (CEC)											0,0	0,0
TOTALE	219,7	252,0	230,5	227,7	216,8	192,2	175,5	191,5	198,7	208,8	192,1	195,1

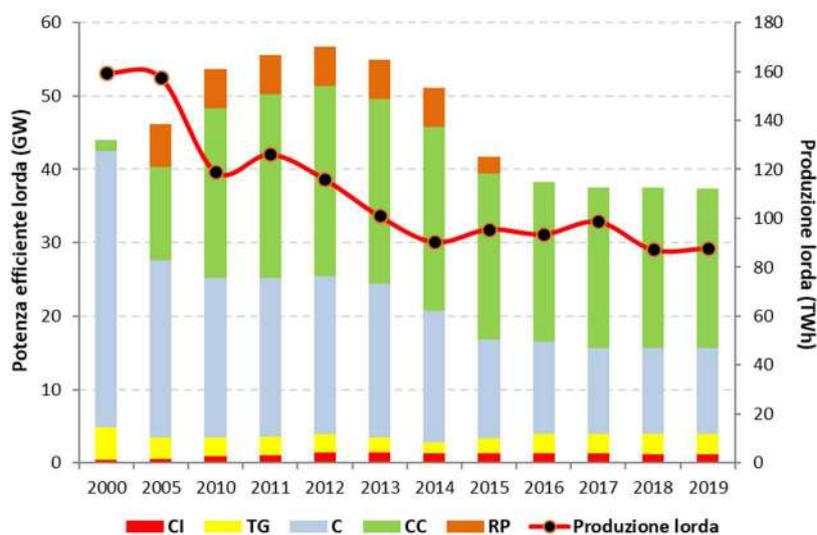


Figura 2.13 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

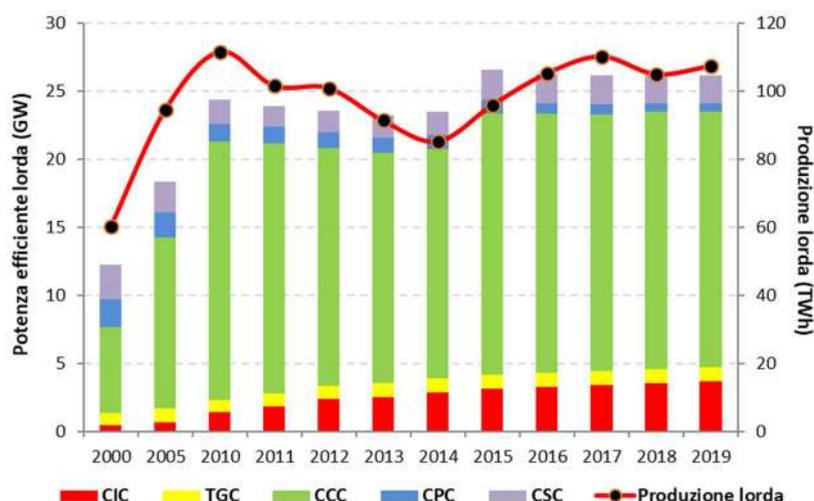


Figura 2.14 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a contropressione; CSC = a vapore a condensazione con spillamento.

In Tabella 2.9 sono riportate le quantità di calore prodotto per tipologia di impianto. Per l'anno 2019 è riportata la produzione di calore per tipologia di impianto e di combustibile, secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA (Tabella 2.10).

Tabella 2.9 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo (ktep).

Tipologia di impianto	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
a combustione interna (CIC)	156,2	412,7	928,7	981,5	1.058,0	1.107,2	1.183,4
a turbine a gas (TGC)	655,1	481,7	578,7	587,2	589,6	577,0	624,2
a ciclo combinato (CCC)	1.467,9	2.465,7	2.379,7	2.495,6	2.456,4	2.352,9	2.260,7
a vapore a contropressione (CPC)	1.405,1	640,3	426,5	415,4	381,5	365,4	375,0
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	927,1	836,3	782,8	769,6	766,5	724,2	736,9
TOTALE	4.611,4	4.836,7	5.096,4	5.249,3	5.252,0	5.126,7	5.180,2

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

Tabella 2.10 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile nel 2019.

	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
ktep							
a combustione interna (CIC)		698,5	9,7	2,0	200,9	272,3	1.183,4
a turbine a gas (TGC)		556,1		58,8	8,9	0,4	624,2
a ciclo combinato (CCC)		1.819,9	75,5	230,3	133,7	1,3	2.260,7
a vapore a contropressione (CPC)	7,9	177,2		72,8	117,1		375,0
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	37,5	61,3	26,3	61,4	549,6	0,8	736,9
Totale	45,4	3.313,0	111,5	425,3	1.010,2	274,8	5.180,2

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonti rinnovabili si osserva la notevole crescita del settore. Dal 2000 si registra il significativo incremento della capacità installata (Tabella 2.11). Nel 2019 la potenza efficiente lorda è stata di 55,5 GW. Il tasso di incremento annuale più elevato è stato registrato 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 annuali sono

diminuiti assestandosi dal 2014 intorno a circa 1 GW di potenza aggiuntiva all'anno. Nel 2019 si ha 1,2 GW di nuova potenza (0,5 GW da fonte eolica, 0,8 GW da fonte.

Tabella 2.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile (GW).

Fonte energetica	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idroelettrica*	16,6	17,3	17,9	18,1	18,2	18,4	18,4	18,5	18,6	18,9	18,9	19,0
0 - 1 MW	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
1 - 10 MW	1,8	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7
> 10 MW	14,4	14,9	15,1	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,4	14,4	15,4
Eolica	0,4	1,6	5,8	6,9	8,1	8,5	8,7	9,2	9,4	9,8	10,3	10,7
Fotovoltaica	0,0	0,0	3,6	13,1	16,8	18,2	18,6	18,9	19,2	19,7	20,1	20,9
Geotermica	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Bioenergie	0,7	1,2	2,4	2,8	3,8	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,1
Solo prod. en. elettrica	0,3	0,6	1,4	1,7	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
Solidi	0,1	0,4	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Biogas	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bioliquidi	-	-	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Prod. comb. en. elettrica e calore	0,4	0,6	0,9	1,2	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2
Solidi	0,4	0,6	0,6	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Biogas	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Bioliquidi	-	-	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTALE	18,3	20,9	30,4	41,8	47,7	49,9	50,6	51,5	52,3	53,3	54,3	55,5

* 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 con nuove installazioni di circa 150 MW per anno. In particolare gli impianti alimentati a biogas passano da 0,37 GW nel 2008 a 1,46 GW nel 2019. La crescita degli impianti alimentati da bioliquidi nel periodo 2008-2013 appare particolarmente rapida, da 0,12 GW a 1,04 GW, successivamente si riduce a 0,98 GW nel 2019. Gli impianti alimentati a biomasse solide e rifiuti passano da 1,07 GW nel 2008 a 1,73 GW nel 2018 ma nel 2019 scendono a 1,68 GW. 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 2.15 è evidente come la produzione elettrica mostri per un certo periodo un andamento correlato alla potenza installata, mentre negli ultimi anni tale correlazione non è più evidente soprattutto a causa dell'aleatorietà della fonte idrica.

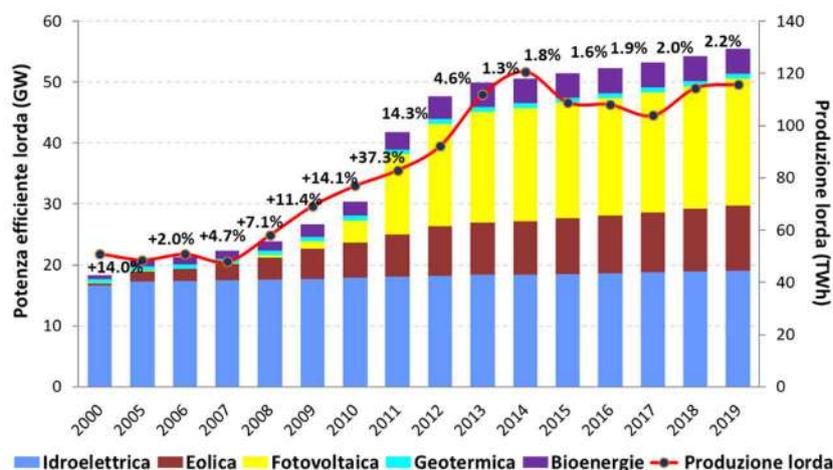


Figura 2.15 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. È inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

Di particolare rilievo appare il fattore di capacità degli impianti, ossia il rapporto tra numero di ore

annue durante le quali un impianto genera elettricità (ore equivalenti) e le ore dell'anno solare (8.760 ore). Le ore equivalenti in un anno sono calcolate dal rapporto tra produzione lorda e potenza efficiente lorda installata. In Figura 2.16 si nota l'incremento del fattore di capacità degli impianti fotovoltaici dal 2005 fino al 2012 per restare su valori stabili successivamente. A fine 2019 le ore equivalenti per gli impianti fotovoltaici sono state 1.135 delle 8.760 disponibili nell'arco dell'anno (fattore di capacità 13%). Gli impianti eolici hanno fatto registrare 1.885 ore equivalenti (fattore di capacità 21,5%). Complessivamente le ore equivalenti degli impianti a fonti rinnovabili sono state 2.088 (23,8%).

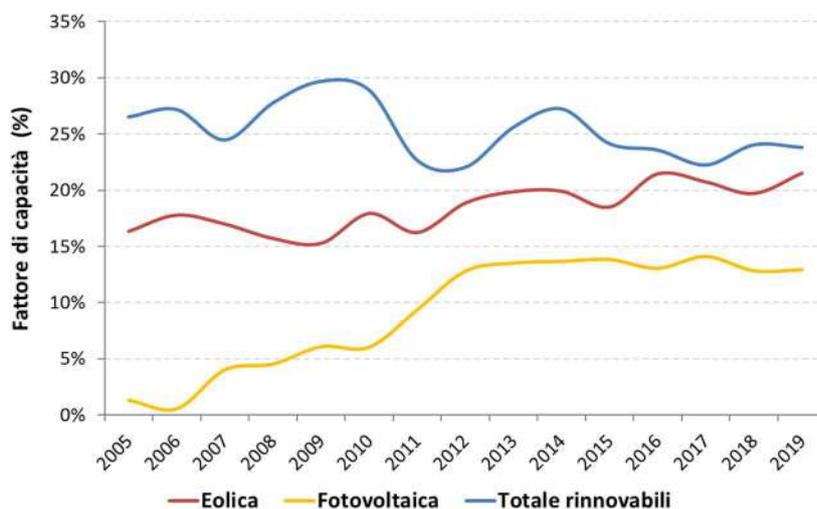


Figura 2.16 – Coefficiente di utilizzazione degli impianti fotovoltaici e eolici.

2.1.2 Efficienza del parco termoelettrico

I dati pubblicati da TERNA relativi ai consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di calcolare l'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

La quantità di combustibile destinato alla generazione di energia elettrica nelle centrali cogenerative può essere calcolata con lo scorporo della quota destinata alla generazione di calore. Lo scorporo dei combustibili è elaborato da TERNA considerando il consumo di una caldaia equivalente che genera calore in modo separato con una efficienza media variabile di anno in anno. Per il parco termoelettrico e per gli impianti cogenerativi è pertanto calcolato il rendimento totale, il rendimento elettrico e il rendimento elettrico equivalente secondo le seguenti equazioni.

Il rendimento totale (ε_t) e il rendimento elettrico (ε_{el}) del parco termoelettrico e del parco cogenerativo sono calcolati con le equazioni:

$$\varepsilon_t = (H + E) / F$$

$$\varepsilon_{el} = E / F$$

dove H è il calore prodotto, E è l'energia elettrica prodotta ed F è il contenuto energetico del combustibile utilizzato.

Il rendimento elettrico equivalente, ε'_{el} , è dato dall'equazione:

$$\varepsilon'_{el} = E / Fe$$

dove Fe è il contenuto energetico del combustibile utilizzato per la produzione elettrica ed è calcolato con la seguente equazione:

$$Fe = F - (Q / \eta_t)$$

dove Q è il calore generato e η_t è il rendimento termico di riferimento tipico di una caldaia. In base ai dati pubblicati da Terna nel 2019 è stato calcolato che il rendimento termico di riferimento medio per tutti i combustibili consumati dalle centrali cogenerative è stato 0,889.

Nella seguente tabella sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e al rendimento 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 maggiore delle centrali non cogenerative. Nel 2019 il rendimento elettrico di queste ultime risulta del 45,5%, mentre per le centrali cogenerative si registra un rendimento totale del 64% e un rendimento elettrico equivalente del 55,3%. Il rendimento totale del parco termoelettrico nazionale è del 56,2% e mostra un andamento crescente negli ultimi anni con un incremento di 7 punti percentuali rispetto al dato registrato nel 2005.

Tabella 2.12 – Consumi energetici e rendimenti del parco termoelettrico. Per i rendimenti sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall (* $p < 0,05$; ** $p < 0,01$; *** $p < 0,001$; n.s. non significativo).

	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	
Consumi specifici - non cogenerative (Mcal/kWh _{el})	2,048	1,997	2,060	2,001	1,937	1,953	1,890	
Consumi specifici - cogenerative (Mcal/kWh _{el})	1,703	1,667	1,553	1,546	1,545	1,554	1,554	
Consumo di energia - totale (ktep)	53.468	47.764	40.343	40.886	42.044	39.108	39.096	
- centrali cogenerative	21.206	23.999	20.654	22.164	22.924	22.075	22.496	
- per produzione elettrica	16.078	18.577	14.889	16.256	17.018	16.308	16.670	
- per produzione di calore	5.127	5.422	5.765	5.908	5.906	5.768	5.826	
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	19.688	18.722	19.120	17.033	16.601	
Consumo di energia per la produzione elettrica	48.339	42.342	34.578	34.978	36.138	33.341	33.270	
								M-K
Rendimento elettrico - cogenerative	0,383	0,399	0,399	0,408	0,413	0,409	0,410	**
Rendimento elettrico equivalente - cogenerative	0,505	0,516	0,554	0,556	0,556	0,553	0,553	***
Rendimento totale - cogenerative	0,600	0,601	0,646	0,645	0,642	0,641	0,640	**
Rendimento elettrico - non cogenerative	0,420	0,431	0,417	0,430	0,444	0,440	0,455	n.s.
Rendimento elettrico	0,405	0,415	0,408	0,418	0,427	0,422	0,429	n.s.
Rendimento elettrico equivalente	0,448	0,468	0,476	0,488	0,497	0,495	0,504	***
Rendimento totale	0,491	0,516	0,534	0,546	0,552	0,554	0,562	***

Nel seguente grafico è riportato l'andamento del rendimento 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, caratterizzate da grandi dimensioni e maggiore efficienza.

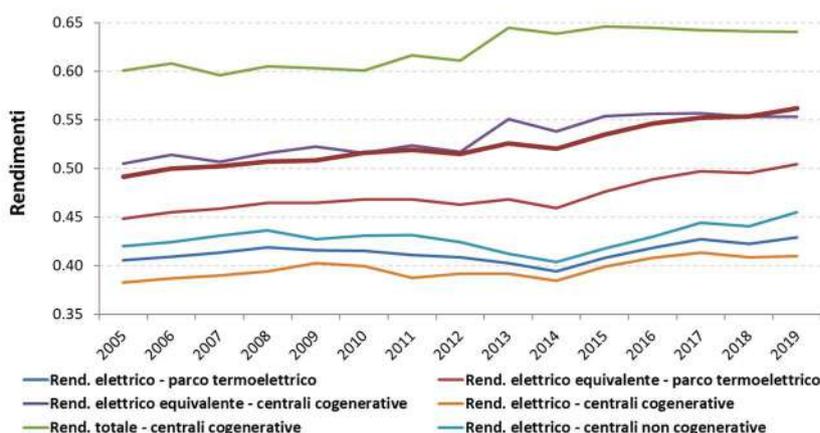


Figura 2.17 – Rendimenti del parco termoelettrico nazionale.

I dati pubblicati da TERNA consentono di elaborare il rendimento degli impianti con maggiore dettaglio, ovvero per tipologia di impianti e di combustibili. Nelle successive tabelle sono riportati i rendimenti totali e i rendimenti elettrici degli impianti per il 2005 e per il 2019 secondo la tipologia di combustibili utilizzati. Per gli impianti cogenerativi è riportato il rendimento elettrico equivalente. I dati mostrano che l'efficienza di conversione registrata nel 2019 è superiore a quella registrata nel 2005. L'incremento è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo 2005-2019 a fronte di un incremento del rendimento elettrico equivalente dell'intero parco termoelettrico di

5,6 punti percentuali, gli impianti cogenerativi mostrano un incremento di 7 punti percentuali, mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento del rendimento elettrico di 2,4 punti percentuali nello stesso periodo.

Per quanto riguarda il rendimento totale gli impianti cogenerativi mostrano un miglioramento delle prestazioni di 4 punti percentuali con un ruolo particolarmente rilevante degli impianti a ciclo combinato che fanno registrare un incremento di 6,6 punti percentuali.

Tabella 2.13 – *Rendimento elettrico e totale per tipologia di impianto e combustibili (2005 e 2019). Per gli impianti cogenerativi e per l'intero parco termoelettrico è riportato il rendimento elettrico equivalente. Classificazione dei combustibili secondo TERNA.*

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2005							
Rendimento elettrico							
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)		0,547		0,207	0,242		0,547
ripotenziato (RP)		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
Rendimento 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
TOTALE	0,373	0,552	0,418	0,468	0,449	0,398	0,491
<hr/>							
	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2019							
Rendimento elettrico							
Impianti non cogenerativi	0,376	0,532	0,401	0,337	0,316	0,363	0,455
a combustione interna (CI)		0,356	0,401	0,380	0,416	0,364	0,378
a turbine a gas (TG)		0,490		0,228	0,275	0,318	0,475
a vapore a condensazione (C)	0,376	0,380		0,331	0,261	0,397	0,347
a ciclo combinato (CC)		0,535		0,440	0,467	0,400	0,532
ripotenziato (RP)							
Impianti cogenerativi	0,810	0,586	0,431	0,578	0,437	0,490	0,553
a combustione interna (CIC)		0,629	0,543	0,537	0,482	0,490	0,561
a turbine a gas (TGC)		0,611		0,650	0,389	0,565	0,613
a ciclo combinato (CCC)		0,581	0,442	0,555	0,572	0,478	0,576
a vapore a contropressione (CPC)	0,717	0,726		0,749	0,597		0,666
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	0,819	0,397	0,395	0,501	0,295	0,355	0,326
TOTALE	0,377	0,563	0,430	0,461	0,384	0,437	0,504
Rendimento totale							
Impianti cogenerativi	0,872	0,657	0,526	0,767	0,572	0,588	0,640
a combustione interna (CIC)		0,724	0,651	0,655	0,636	0,588	0,669
a turbine a gas (TGC)		0,745		0,786	0,736	0,684	0,748
a ciclo combinato (CCC)		0,633	0,543	0,739	0,604	0,576	0,632
a vapore a contropressione (CPC)	0,830	0,851		0,870	0,770		0,824
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	0,880	0,538	0,471	0,784	0,504	0,616	0,525
TOTALE	0,383	0,611	0,525	0,647	0,483	0,508	0,562

2.2 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 da TERNA³ 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 2020 in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da Terna a gennaio 2021 (aggiornato a dicembre 2020), ai consumi dei principali combustibili fossili periodicamente pubblicati dal Ministero dello Sviluppo economico e ai fattori di emissione elaborati per il 2019.

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 1990-2019 - National Inventory Report 2021*⁴.

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 ENEL⁵ 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, dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto.*" (D. Lgs 4

³ Principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione.

⁴ Allegato 6, *National emission factors*.

⁵ ENEL, comunicazione dei dati ad ISPRA.

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 1990-2018, National Inventory Report 2020*, (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.

2.3 Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

La quantità di CO₂ emessa nel 2019 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 93,8 Mt (di cui 81,1 Mt per la generazione elettrica e 12,8 Mt per la produzione di calore), pari al 22,4% delle emissioni nazionali di gas ad effetto serra (ISPRA, 2021[a]).

Tabella 2.14 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,1	32,1	28,6	25,4	17,3	13,2
Gas naturale	21,2	24,6	49,3	67,4	68,1	49,5	55,7	61,1	56,4	61,1	57,6
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,3	4,4
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	20,0	10,1	9,2	8,7	8,4	7,5	7,5
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,5	3,2	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5	3,6
Totale	126,4	133,5	139,8	157,8	134,8	106,6	106,3	106,5	98,1	93,8	86,3

* Stime preliminari ISPRA

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% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 8% nel 2019. 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. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa da 61% a 1% nel periodo 1995-2019. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,5% nel 1995 a 65,2% nel 2019.

In Tabella 2.15 sono riportate le emissioni di CO₂ dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 2.15 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	38,9	31,9	28,4	25,2	17,1	13,1
Gas naturale	21,2	24,6	49,3	59,8	59,7	40,7	46,7	52,0	47,5	52,2	48,9
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	3,6	4,6	3,7	4,1	3,4	3,5
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	7,5	6,7	6,3	6,0	5,4	5,4
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,0	3,0	2,9	2,8	2,9	3,0
Totale	126,4	133,5	139,8	144,6	120,9	93,7	92,9	93,3	85,6	81,1	73,9

* Stime preliminari ISPRA

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. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti da 16,8% nel 1990 a 49,4% nel 2010 e diminuisce fino a 39,1% nel 2014 per risalire a 64,4% nel 2019. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta da 22,2% nel 1990 a 12,2% nel 1993. Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,2% nel 2014. Dopo il 2014 le emissioni da combustibili solidi sono diminuite e rappresentano nel 2019 il 21,1% delle emissioni dovute alla produzione elettrica (Figura 2.18).

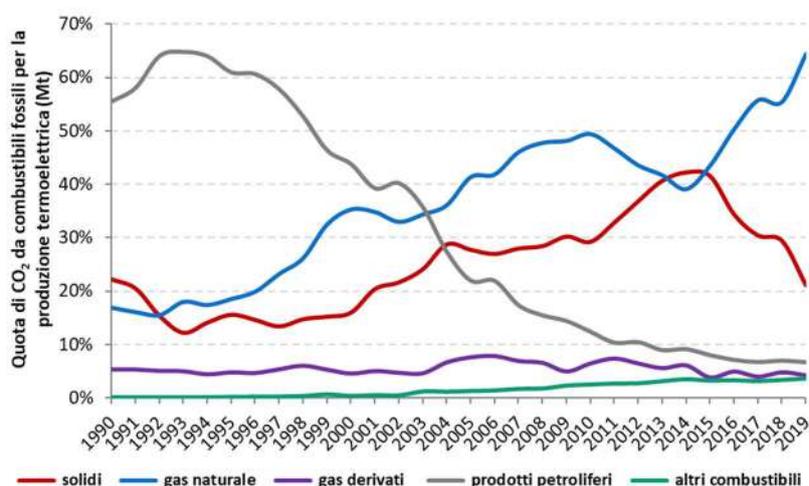


Figura 2.18 – Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile.

Nella Figura 2.19 è rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

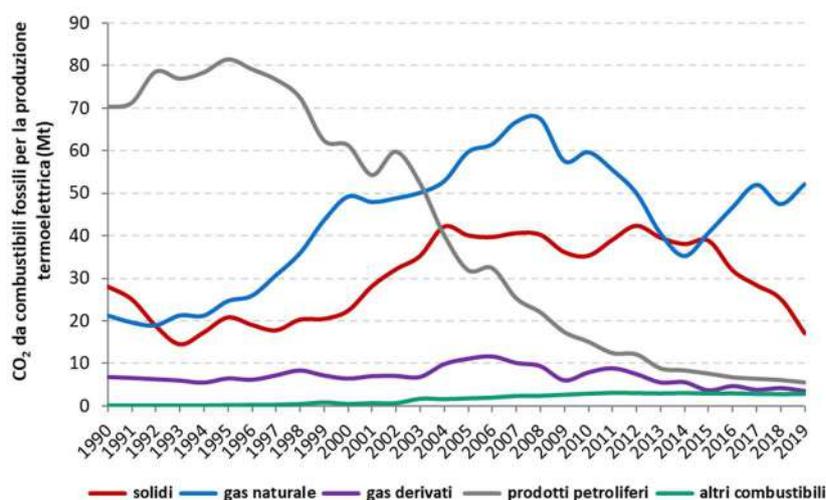


Figura 2.19 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

2.3.1 Emissioni per la produzione elettrica da impianti termoelettrici e industriali

La generazione elettrica avviene in impianti termoelettrici dedicati alla cessione in rete dell'elettricità generata e in sezioni di impianti industriali che producono elettricità per le proprie attività produttive cedendo alla rete la quota eccedente (autoproduttori). Ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 2 un autoproduttore “è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.” (ARERA, 2005).

La disponibilità di informazioni su consumi energetici e produzione elettrica degli impianti soggetti al sistema ETS consente di elaborare la stima delle emissioni per la generazione elettrica negli impianti termoelettrici e nel sottoinsieme di impianti costituito da impianti industriali presenti in ETS (autoproduttori) e impianti non soggetti a ETS che producono elettricità utilizzando bioenergie, cui i rifiuti.

ISPRA ha realizzato, per conto del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per la gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216), il database che raccoglie le informazioni delle Dichiarazioni inviate annualmente al Comitato dai gestori degli impianti. Inoltre ISPRA elabora, laddove non direttamente disponibili nelle Dichiarazioni, i consumi energetici per combustibile a livello di impianto. A tal proposito sono utilizzati i dati forniti dai gestori relativi al potere calorifico dei combustibili e/o al fattore di emissione di anidride carbonica per contenuto energetico. In assenza di tali informazioni si applica il potere calorifico del combustibile disponibile nella letteratura internazionale.

La classificazione settoriale degli impianti (termoelettrici e industriali) è elaborata da ISPRA a partire dalle Dichiarazioni degli operatori relativamente all'attività principale degli impianti e considerando la ripartizione delle emissioni richiesta dal CRF (*Common Reporting Format*) per la comunicazione annuale delle emissioni nazionali di gas serra al segretariato UNFCCC.

In Tabella 2.16 sono riportati i consumi energetici totali per tipologia di combustibile forniti da TERNA per la produzione di energia elettrica e calore, mentre in Tabella 2.17 sono riportati i consumi energetici negli impianti termoelettrici soggetti a ETS. Sottraendo questi ultimi ai consumi totali abbiamo i consumi energetici destinati alla produzione di energia elettrica e calore nel gruppo di impianti industriali soggetti a ETS e impianti alimentati a bioenergie (biomasse solide, liquide, gassose e rifiuti) non soggetti a ETS (di seguito industriali) e riportati in Tabella 2.18.

Come precedentemente riportato la categoria ‘altri combustibili’ è prevalentemente costituita da risorse rinnovabili e la sola componente non rinnovabile è rappresentata dalla quota non rinnovabile dei rifiuti.

Tabella 2.16 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	10.237	9.040	10.038	10.837	10.130	9.715	9.860	8.058	7.273	6.427	4.343
Gas naturale	28.490	28.059	26.535	24.084	20.330	17.960	20.511	22.902	25.166	23.272	25.337
Gas derivati	1.335	1.042	1.190	1.142	774	746	566	715	615	614	605
Prodotti petroliferi	11.131	6.094	5.238	4.785	3.810	3.401	3.239	2.950	2.806	2.676	2.464
Altri combustibili	2.270	3.528	4.674	4.819	6.055	6.474	6.167	6.260	6.183	6.121	6.347
<i>di cui non rinnovabili</i>	611	820	891	860	866	921	934	933	915	905	928
Totale	53.463	47.762	47.675	45.667	41.099	38.296	40.343	40.885	42.044	39.109	39.097
<i>di cui fossili</i>	<i>51.804</i>	<i>45.054</i>	<i>43.892</i>	<i>41.708</i>	<i>35.910</i>	<i>32.743</i>	<i>35.111</i>	<i>35.558</i>	<i>36.776</i>	<i>33.893</i>	<i>33.677</i>

Negli impianti termoelettrici soggetti a ETS dedicati alla cessione in rete dell'elettricità generata i consumi energetici della categoria ‘altri combustibili’ rappresentano una quota marginale dei consumi totali del gruppo (1,9% nel 2019). D'altra parte, come atteso, la quota di ‘altri combustibili’ nel

gruppo di impianti industriali è particolarmente rilevante, 47,3% dei consumi totali del gruppo nel 2019, con un andamento in deciso aumento dal 2005 quando la quota era del 19,3%.

Tabella 2.17 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile negli impianti termoelettrici soggetti a ETS (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	9.803	8.860	9.868	10.760	9.996	9.580	9.648	7.866	7.194	6.313	4.311
Gas naturale	24.221	24.118	22.208	19.533	15.546	13.559	16.027	18.195	20.250	18.460	20.425
Gas derivati	1.335	1.042	1.190	1.142	774	746	566	715	615	614	605
Prodotti petroliferi	8.755	3.020	2.718	2.576	2.032	1.802	1.671	1.348	1.262	1.028	891
Altri combustibili	578	555	570	571	687	1.148	709	898	671	619	499
Totale	44.692	37.596	36.555	34.583	29.035	26.835	28.621	29.022	29.992	27.034	26.731

Tabella 2.18 – Consumi energetici per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS e negli impianti alimentati a bioenergie (non soggetti a ETS) (ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	434	179	170	77	134	135	213	193	79	114	32
Gas naturale	4.269	3.940	4.327	4.551	4.784	4.401	4.484	4.707	4.917	4.812	4.912
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	2.376	3.074	2.520	2.209	1.778	1.599	1.569	1.602	1.544	1.648	1.574
Altri combustibili	1.692	2.972	4.103	4.248	5.368	5.327	5.457	5.362	5.512	5.501	5.849
Totale	8.771	10.166	11.120	11.085	12.064	11.461	11.722	11.863	12.052	12.075	12.366

Le emissioni di CO₂ nei due gruppi di impianti sono state stimate a partire dai fattori di emissione per consumo energetico illustrati nella seguente tabella ed elaborati a partire dai consumi energetici totali.

Tabella 2.19 – Fattori di emissione per consumo energetico (tCO₂/ktep).

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	3,95	3,92	3,92	3,94	3,96	3,98	3,93	3,95	3,99	3,99	3,95
Gas naturale	2,36	2,43	2,41	2,41	2,41	2,43	2,43	2,42	2,41	2,41	2,36
Gas derivati	8,54	7,67	7,63	8,00	7,89	7,98	7,39	7,35	7,12	7,12	8,54
Prodotti petroliferi	3,25	3,28	3,24	3,21	3,13	3,11	3,11	3,13	3,05	3,04	3,25
Altri combustibili	1,09	0,92	0,56	0,54	0,56	0,57	0,56	0,56	0,55	0,55	1,09
Totale	2,95	2,82	2,68	2,66	2,64	2,60	2,53	2,51	2,40	2,35	2,95

La gran parte delle emissioni per la produzione elettrica e calore è dovuta agli impianti termoelettrici (Figura 2.20) che nel 2019 determinano il 78,7% delle emissioni del settore elettrico con un andamento decrescente dal 2005 quando la quota era del 86,5%.

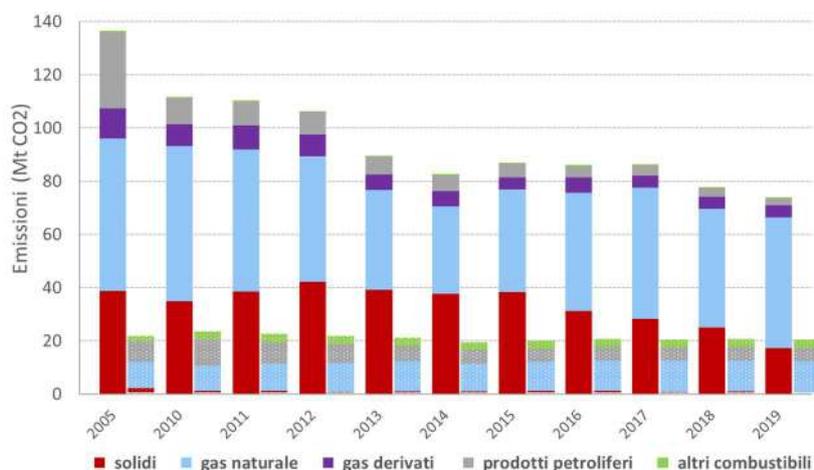


Figura 2.20 – Emissioni di CO₂ da impianti termoelettrici (prima barra a colori pieni) e impianti industriali (seconda barra a colori punteggiati).

Il seguente grafico mostra che la quota di consumi energetici di combustibili solidi si è ridotta notevolmente negli impianti termoelettrici ed è diventata marginale nel gruppo di impianti industriali, dove resta una quota significativa di consumi energetici di prodotti petroliferi, diventati d'altra parte marginali negli impianti termoelettrici. In merito alle emissioni di CO₂ si nota un incremento della quota relativa di emissioni da gas naturale in entrambi i gruppi. A partire dal 2005, quando la quota era maggiore per gli impianti industriali rispetto ai termoelettrici (47,2% vs 42,0%), si è registrato un incremento molto più rapido negli impianti termoelettrici la cui quota raggiunge nel 2019 il 66,8% contro una quota del 59,2% negli impianti industriali. In merito alle emissioni da prodotti petroliferi si osserva un andamento contrario, con una diminuzione molto più consistente nel gruppo di impianti industriali (da 20,9% nel 2005 a 3,7% nel 2019) rispetto agli impianti industriali (da 36,2% a 24,0%). I combustibili solidi determinano nel 2019 il 23,3% delle emissioni negli impianti termoelettrici e lo 0,6% negli impianti industriali. In questi ultimi, come già osservato, gli 'altri combustibili' assumono quote emissive rilevanti e crescenti (da 8,6% nel 2005 a 16,2% nel 2019).

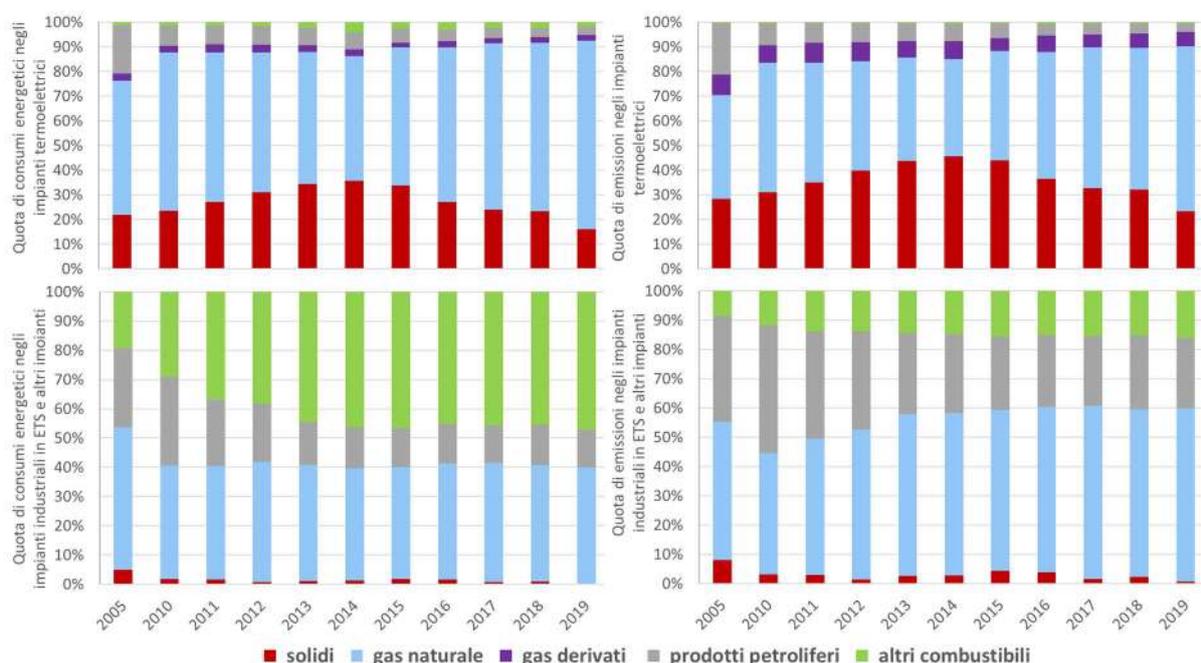


Figura 2.21– Quota di consumi energetici e di emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica e calore negli impianti termoelettrici soggetti a ETS e nel gruppo di impianti industriali.

Nelle seguenti tabelle sono riportate in dettaglio le emissioni per la produzione di energia elettrica e calore per tipologia di combustibile negli impianti termoelettrici e nel gruppo di impianti costituito dagli impianti industriali soggetti a ETS e altri impianti.

Tabella 2.20 – Emissioni di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile negli impianti termoelettrici soggetti a ETS. È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	38,7	34,8	38,6	42,2	39,2	37,7	38,2	31,3	28,3	24,9	17,2
Gas naturale	57	58,5	53,4	47,2	37,4	32,6	38,7	44,3	49,2	44,7	49,3
Gas derivati	11,4	8,0	9,0	8,2	5,9	6,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,3
Prodotti petroliferi	28,5	9,9	8,8	8,4	6,6	5,8	5,2	4,2	3,9	3,2	2,7
Altri combustibili	0,6	0,51	0,43	0,40	0,38	0,62	0,40	0,51	0,38	0,35	0,3
Totale	136,5	111,7	110,3	106,4	89,5	82,7	87,0	86,0	86,3	77,7	73,8
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	3,05	2,97	3,02	3,08	3,08	3,08	3,04	2,96	2,88	2,88	2,76

Tabella 2.21 – Emissioni di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS e negli impianti alimentati a bioenergie (non soggetti a ETS). È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	1,7	0,7	0,7	0,3	0,5	0,5	0,8	0,8	0,3	0,5	0,1
Gas naturale	10,1	9,6	10,4	11,0	11,5	10,6	10,8	11,5	11,9	11,7	11,9
Gas derivati	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prodotti petroliferi	7,7	10,1	8,2	7,2	5,8	5,1	4,9	5,0	4,8	5,2	4,8
Altri combustibili	1,84	2,73	3,08	2,98	2,99	2,86	3,08	3,07	3,1	3,1	3,2
Totale	21,4	23,1	22,3	21,5	20,8	19,1	19,6	20,3	20,2	20,4	20,0
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	2,44	2,27	2,01	1,94	1,72	1,67	1,68	1,71	1,67	1,69	1,62

Negli impianti termoelettrici le emissioni si sono ridotte del 45,9% nel periodo 2005-2019, mentre negli impianti industriali si registra una riduzione delle emissioni del 6,3% nello stesso periodo. I fattori di emissione per unità di consumo energetico mostrano una riduzione del 9,6% negli impianti termoelettrici e del 33,5% negli impianti industriali. La diminuzione del fattore di emissione registrato negli impianti industriali è sovracompensata dall'incremento dei consumi energetici (+41% dal 2005 al 2019), mentre negli impianti termoelettrici si osserva una diminuzione dei consumi (-40,2% dal 2005 al 2019). I consumi energetici dell'intero settore elettrico diminuiscono dal 2005 al 2019 del 18,1% e i fattori di emissione del 18,7%.

L'incremento dei consumi energetici nel gruppo di impianti industriali è dovuto essenzialmente alla categoria degli 'altri combustibili' che dal 2005 al 2019 ha un incremento del 246%. Tale incremento è essenzialmente dovuto agli impianti non soggetti a ETS ed alimentati con bioenergie. Infatti nel 2019 gli impianti industriali soggetti a ETS che producono energia elettrica hanno consumato 337 ktep dei 5.849 ktep complessivi, meno del 6%. Tale consumo è inoltre destinato a tutte le attività dell'impianto di cui la produzione elettrica costituisce solo una quota. Negli anni precedenti i consumi di 'altri combustibili' in questi impianti va dal 5% al 9% dei consumi del gruppo di impianti industriali come definito per le presenti elaborazioni. Questi dati mostrano che l'aumento dei consumi di 'altri combustibili' è dovuto all'entrata in esercizio di impianti non soggetti a ETS alimentati con bioenergie. Infatti scorporando la quota stimata di consumi di 'altri combustibili' negli impianti non soggetti a ETS e supponendo i consumi delle altre categorie di combustibili interamente a carico degli impianti industriali soggetti a ETS i consumi per la produzione di energia elettrica e calore in questi impianti mostra una riduzione del 4,8% dal 2005 al 2019.

Tabella 2.22 – Emissioni stimate di CO₂ (Mt) per la produzione di energia elettrica e calore per categoria di combustibile negli impianti industriali soggetti a ETS. È inoltre riportato il fattore di emissione per consumo energetico.

Combustibili	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi	1,7	0,7	0,7	0,3	0,5	0,5	0,8	0,8	0,3	0,5	0,1
Gas naturale	10,1	9,6	10,4	11,0	11,5	10,6	10,8	11,5	11,9	11,7	11,9
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	7,7	10,1	8,2	7,2	5,8	5,1	4,9	5,0	4,8	5,2	4,8
Altri combustibili	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2
Totale	19,7	20,5	19,5	18,7	18,0	16,5	16,8	17,4	17,3	17,5	17,0
Fattore di emissione (tCO₂/ktep)	2,73	2,78	2,67	2,62	2,57	2,53	2,49	2,53	2,48	2,51	2,48

Il fattore di emissione per consumo energetico per i soli impianti industriali soggetti a ETS si riduce dal 2005 al 2019 del 9,3%. Dal 2005 tale fattore di emissione è stato inferiore a quello registrato negli impianti termoelettrici (da -6,6% nel 2010 a -18% nel 2014 e 2015).

La Figura 2.22 mostra le emissioni dei gruppi di impianti industriali con e senza la quota stimata per gli impianti non soggetti a ETS.

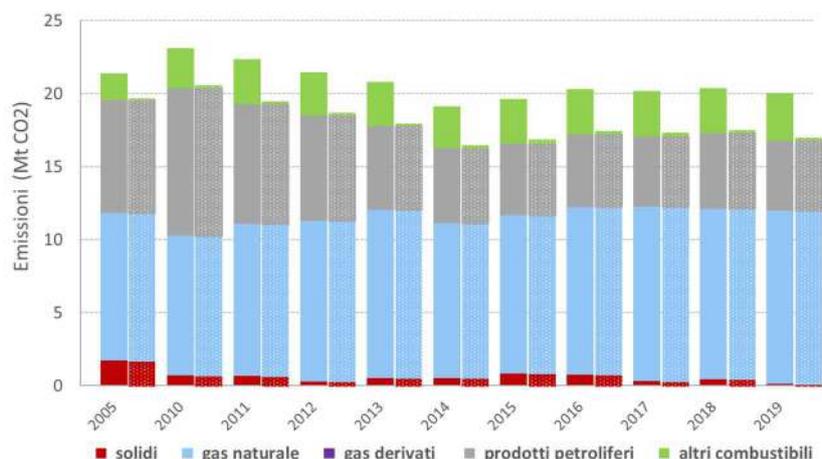


Figura 2.22 – Emissioni di CO₂ da impianti industriali soggetti a ETS e altri impianti (prima barra a colori pieni) e impianti industriali soggetti a ETS (seconda barra a colori punteggiati).

Nella seguente tabella sono riportate le quote di consumi energetici e di emissioni nei gruppi di impianti esaminati.

Tabella 2.23 – Quota di consumi energetici e di emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica e calore negli impianti termoelettrici, negli impianti industriali soggetti a ETS e in altri impianti non soggetti a ETS.

		2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumi energetici	Termoelettrici	83,6%	78,7%	76,7%	75,7%	70,6%	70,1%	70,9%	71,0%	71,3%	69,1%	68,4%
	Industriali ETS	13,5%	15,5%	15,3%	15,6%	17,0%	17,0%	16,8%	16,8%	16,6%	17,8%	17,5%
	Altri impianti	2,9%	5,8%	8,0%	8,6%	12,4%	12,9%	12,3%	12,2%	12,0%	13,1%	14,1%
Emissioni di CO ₂	Termoelettrici	86,5%	82,9%	83,2%	83,2%	81,1%	81,2%	81,6%	80,9%	81,1%	79,2%	78,7%
	Industriali ETS	12,4%	15,2%	14,7%	14,6%	16,3%	16,2%	15,8%	16,4%	16,3%	17,8%	18,1%
	Altri impianti	1,1%	1,9%	2,2%	2,2%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,9%	3,3%

La quota di consumi energetici totali e di emissioni mostra un andamento crescente dal 2005 negli impianti industriali soggetti a ETS e negli altri impianti coerentemente con l'incremento della quota di energia elettrica da autoproduzione rispetto alla produzione totale di origine termica che passa da 7,5% nel 2005 a 11,2% nel 2019 (Tabella 2.3).

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

In Tabella 2.24 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. I fattori di emissione di tutti i combustibili, eccetto quelli solidi, mostrano un andamento decrescente.

Tabella 2.24 – Fattori di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda per combustibile (gCO₂/kWh). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall (* p<0,05; ** p<0,01; *** p<0,001; n.s. non significativo).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Solidi	876,9	863,2	852,0	919,9	889,5	899,8	895,4	870,0	884,5	908,9	n.s.
Gas naturale	535,0	524,1	486,1	400,5	391,0	367,5	370,3	370,8	369,5	368,7	***
Gas derivati	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.624,8	1.639,5	1.498,4	1.651,2	1.414,5	*
Prodotti petroliferi	683,5	674,0	713,0	675,1	691,7	562,3	548,4	547,9	544,4	536,4	**
Altri combustibili^[1]	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	136,2	137,6	132,2	131,2	130,3	***
Altri combustibili^[2]	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.224,0	1.209,6	1.169,3	1.158,0	1.188,2	*
Totale termoelettrico^[1]	709,1	681,8	636,2	574,0	524,5	489,2	467,4	446,9	445,6	415,5	***
Totale termoelettrico^[2]	709,3	682,9	640,6	585,2	546,9	544,4	518,3	492,7	495,0	462,2	***

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

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

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale diminuisce costantemente dal 1990 al 2019, con valori che vanno da 709,1 g CO₂/kWh a 415,5 g CO₂/kWh. La diminuzione è dovuta principalmente all'incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico di questo combustibile, riduzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da gas naturale. Un ruolo importante assume anche l'utilizzo di bioenergie con bilancio emissivo zero tra gli altri combustibili che nel 2019 contribuiscono per il 10,1% della produzione termoelettrica. 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 di 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 2.23 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 2019 è 9,45 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale il fattore di disaccoppiamento è 1,45. Anche per i prodotti petroliferi si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,27 essenzialmente dovuto alla crescente quota dei gas di sintesi con elevata efficienza di conversione elettrica. Il fattore di disaccoppiamento dei gas derivati è 1,28 mentre il combustibile solido presenta un disaccoppiamento quasi nullo (0,96). Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,71 con un andamento crescente che ricalca quello del gas naturale.

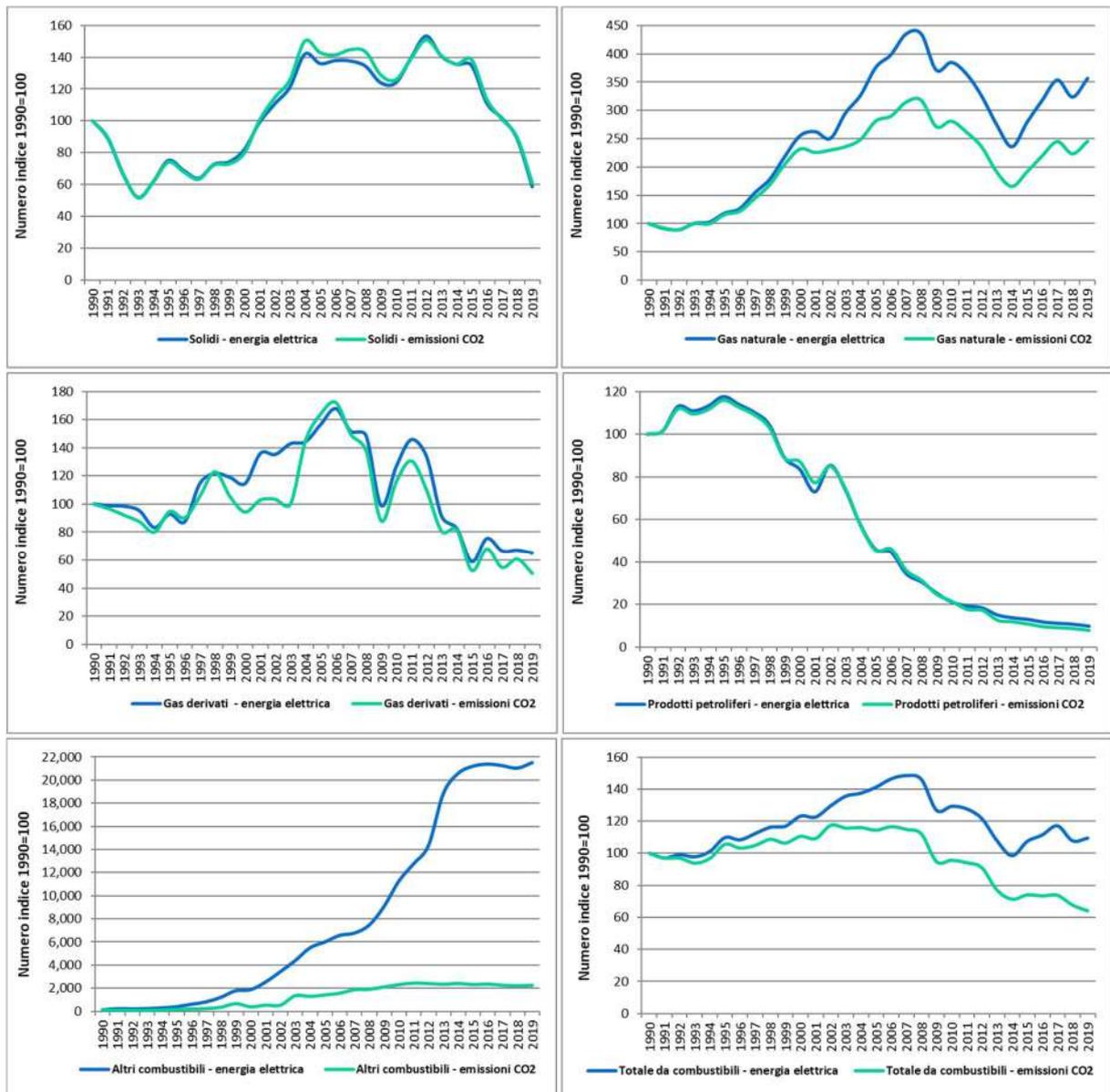


Figura 2.23 - *Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).*

Da quanto esposto emerge che il parco termoelettrico nazionale presenta, a partire dal 1990, un incremento della produzione elettrica cui è corrisposto incremento molto inferiore delle emissioni atmosferiche di CO₂ per via del miglioramento tecnologico e per l'incremento della quota di combustibili a minore contenuto di carbonio. Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2002 con un incremento del 17,4% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso periodo un incremento del 30,1%. Dal 2002 al 2007 le emissioni hanno subito una lieve diminuzione. Complessivamente le emissioni nel 2007 sono maggiori del 14,9% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica è cresciuta del 49,1%. Dopo il 2007, in seguito alla contrazione dell'economia innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una sensibile riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. I dati mostrano che nel 2014 è stato raggiunto il minimo di produzione elettrica dall'inizio della crisi economica. Successivamente si osserva una ripresa della produzione elettrica. Sull'intero periodo esaminato le emissioni del settore termoelettrico nel 2019 sono diminuite del 35,4% rispetto al 1990, a fronte di un incremento della produzione termoelettrica del 9,8%.

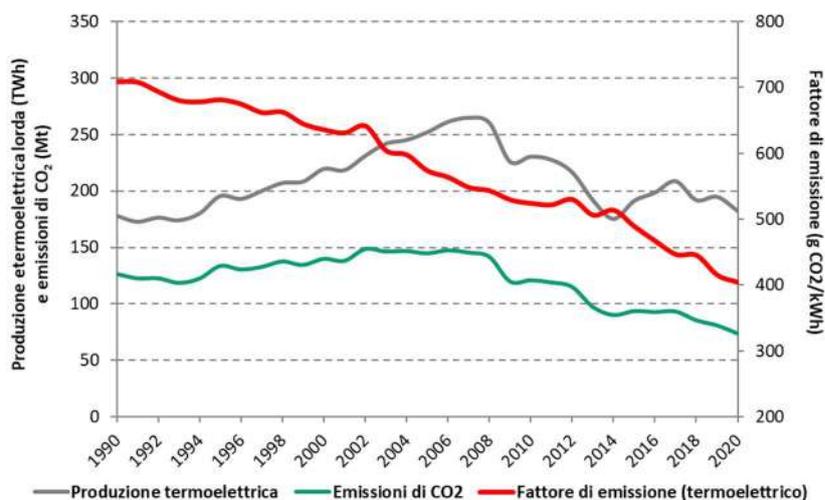


Figura 2.24 - Andamento della produzione termoelettrica, delle emissioni di CO₂ e del fattore di emissione. Per il 2020 stime preliminari.

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. È 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.

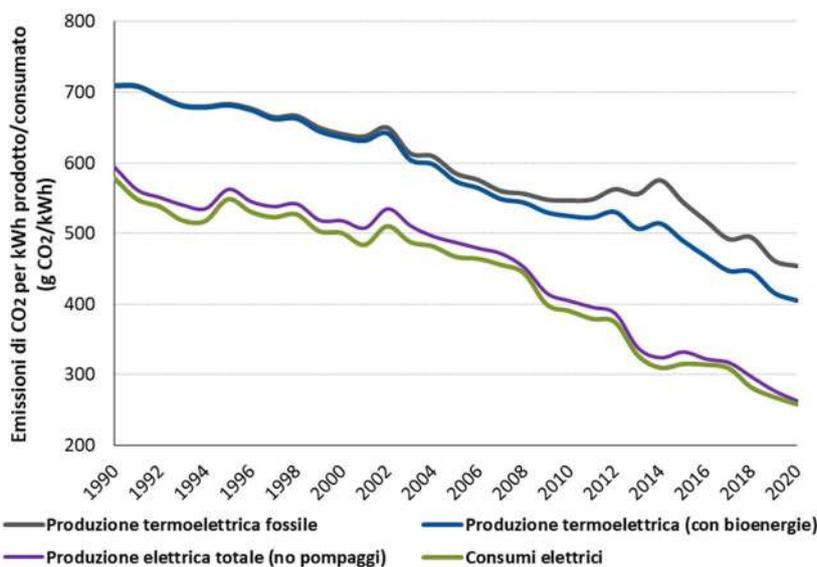


Figura 2.25 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/kWh). Per il 2020 stime preliminari.

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 2.25). 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. Le serie storiche dei fattori di emissione esaminati mostrano

andamenti decrescenti con un elevato livello di significatività statistica (test di Mann-Kendall; $p < 0,001$).

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 2019 di 77,3 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica di 45,4 Mt.

Tabella 2.25 – *Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici (g CO₂/kWh).*

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossile)	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione termoelettrica lorda e calore ^{1,3}	Produzione elettrica lorda ²	Produzione di calore ³	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,3}	Consumi elettrici
1990	709,3	709,1	709,1	593,1	-	593,1	577,9
1995	682,9	681,8	681,8	562,3	-	562,3	548,2
2000	640,6	636,2	636,2	517,7	-	517,7	500,4
2005	585,2	574,0	516,5	487,2	246,7	450,4	466,7
2006	575,8	564,1	508,2	478,8	256,7	443,5	463,9
2007	560,1	548,6	497,0	471,2	256,3	437,8	455,3
2008	556,5	543,7	492,8	451,6	252,0	421,8	443,8
2009	548,2	529,9	480,9	415,4	260,5	392,4	399,3
2010	546,9	524,5	470,1	404,6	247,3	379,7	390,1
2011	548,5	522,4	461,0	395,6	227,8	367,7	379,1
2012	562,8	530,4	467,8	386,8	227,1	361,3	374,3
2013	556,0	506,6	438,8	338,2	218,2	317,8	327,6
2014	575,5	514,0	439,5	324,4	206,9	304,6	309,9
2015	544,4	489,2	425,3	332,7	218,9	312,9	315,2
2016	518,3	467,4	409,3	322,5	220,2	304,6	314,3
2017	492,7	446,9	394,5	317,4	215,3	299,9	309,1
2018	495,0	445,6	389,7	297,2	209,5	282,2	282,1
2019	462,2	415,5	367,4	277,6	211,8	266,3	268,6
2020*	454,6	404,6	361,9	263,4	222,2	256,5	258,3

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)

* stime preliminari

La riduzione dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dal 2007 al 2014 è stata principalmente determinata dall'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, mentre la diminuzione registrata a partire dal 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 6,4% nel 2019, mentre nello stesso periodo la produzione elettrica da gas naturale passa da 39,2% a 48,2%.

2.3.3 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 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 Tabelle 26a-d riportano i fattori di emissione riferiti alla produzione elettrica per gli anni 2005, 2010, 2015 e 2019, senza il contributo emissivo dovuto alla produzione di calore. È evidente come le centrali termoelettriche che producono solo energia elettrica siano caratterizzate dai fattori di emissione più elevati in ragione della loro minore efficienza elettrica rispetto alle centrali cogenerative. In particolare si osserva che i fattori di emissione più elevati 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 2.26a – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2019). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2019	g CO₂/kWh						
Impianti non cogenerativi	912,5	390,0	1.503,6	715,7	385,7	10,7	493,1
a combustione interna (CI)	-	582,8	1.503,6	634,0	292,9	10,6	158,0
a turbine a gas (TG)	-	423,3	-	1.057,8	443,6	12,2	416,0
a vapore a condensazione (C)	912,5	545,0	-	728,6	466,8	9,7	823,3
a ciclo combinato (CC)	-	387,7	-	547,9	260,9	9,7	383,9
ripotenziato (RP)	-	-	-	-	-	-	-
Impianti cogenerativi	423,3	353,5	1.398,3	416,9	278,9	7,9	352,0
a combustione interna (CIC)	-	329,3	1.109,9	448,6	252,8	7,9	231,5
a turbine a gas (TGC)	-	339,1	-	370,5	313,1	6,9	341,2
a ciclo combinato (CCC)	-	357,0	1.363,6	434,1	212,8	8,1	366,2
a vapore a contropressione (CPC)	478,7	285,6	-	321,7	203,8	-	256,0
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	418,8	522,7	1.525,5	480,5	412,7	10,9	576,8
TOTALE	908,9	368,3	1.399,6	522,8	317,2	8,9	415,5

Tabella 2.26b – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2015). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2015	g CO₂/kWh						
Impianti non cogenerativi	901,4	394,4	1.653,9	734,5	398,7	10,2	622,0
a combustione interna (CI)	-	594,5	1.653,9	694,5	313,2	10,2	161,5
a turbine a gas (TG)	-	409,8	-	1.065,1	501,5	11,8	407,2
a vapore a condensazione (C)	901,4	522,4	-	738,1	488,7	9,4	851,6
a ciclo combinato (CC)	-	389,1	-	558,7	271,3	10,7	381,7
ripotenziato (RP)	-	540,9	-	-	-	-	540,9
Impianti cogenerativi	421,0	353,4	1.607,3	462,4	283,8	7,4	356,9
a combustione interna (CIC)	-	324,1	1.319,8	478,3	268,6	7,4	215,2
a turbine a gas (TGC)	-	344,9	866,8	362,6	316,3	8,1	346,1
a ciclo combinato (CCC)	416,1	356,5	1.527,3	467,8	215,1	8,2	358,9
a vapore a contropressione (CPC)	475,5	282,6	-	334,1	210,2	5,0	262,0
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	485,2	1.703,6	621,6	452,4	10,8	713,7
TOTALE	899,8	367,5	1.608,0	617,0	326,8	8,5	489,2

Tabella 2.26c – 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	890,5	409,0	1.795,0	784,6	673,6	30,9	604,4
a combustione interna (CI)	-	595,3	1.653,4	714,1	466,4	30,9	291,4
a turbine a gas (TG)	-	739,9	-	1.283,6	693,3	33,6	763,5
a vapore a condensazione (C)	890,5	571,6	1.800,4	785,0	829,5	-	870,0
a ciclo combinato (CC)	-	395,4	1.794,3	2.120,7	391,5	-	397,3
ripotenziato (RP)	-	584,7	-	771,3	-	-	615,9
Impianti cogenerativi	581,3	377,3	1.622,2	571,5	470,0	25,2	439,2
a combustione interna (CIC)	-	376,8	1.669,5	475,4	377,8	23,3	380,5
a turbine a gas (TGC)	-	354,5	891,8	489,5	-	19,4	373,0
a ciclo combinato (CCC)	600,5	376,0	1.586,8	500,4	381,5	63,3	425,0
a vapore a contropressione (CPC)	451,0	442,8	-	614,1	329,5	21,2	444,4
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	516,3	3.195,7	647,6	954,7	36,5	795,7
TOTALE	889,5	391,0	1.657,1	678,4	526,8	29,3	524,5

Tabella 2.26d – 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	411,2	2.111,6	721,8	1.118,1	63,3	634,6
a combustione interna (CI)	-	558,0	1.877,7	740,9	2.053,2	62,8	325,9
a turbine a gas (TG)	-	692,3	-	1.191,4	-	78,0	721,2
a vapore a condensazione (C)	923,0	535,3	2.114,3	725,5	1.104,1	-	865,4
a ciclo combinato (CC)	-	371,5	-	1.310,3	902,4	-	371,7
ripotenziato (RP)	-	495,1	-	650,7	-	-	512,5
Impianti cogenerativi	667,2	387,7	1.785,6	597,7	456,8	47,3	472,9
a combustione interna (CIC)	-	366,5	1.875,1	574,1	409,3	50,1	468,8
a turbine a gas (TGC)	-	376,4	-	489,9	316,2	68,3	386,4
a ciclo combinato (CCC)	-	391,1	1.707,2	591,4	378,9	75,9	454,9
a vapore a contropressione (CPC)	667,2	304,1	1.407,2	393,3	539,0	55,8	420,1
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	464,9	2.684,8	675,3	780,1	42,1	736,2
TOTALE	919,9	400,5	1.900,6	693,5	539,2	60,5	574,0

Il confronto dei fattori di emissione nel periodo dal 2005 al 2019 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 27,6%. La riduzione si registra sia per gli impianti cogenerativi (-25,6%) sia per gli impianti non cogenerativi (-22,3%). I dati per gli 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 19,5% dal 2005 al 2019, mentre i cicli combinati non cogenerativi mostrano un aumento del fattore di emissione 3,3% nello stesso periodo. Anche per quanto riguarda le diverse tipologie di combustibili si osserva una sensibile riduzione dei fattori di emissione come conseguenza del consistente incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti e dell'incremento della quota di bioenergie con emissioni zero.

Nella seguente tabella sono riportati i fattori di emissione per la produzione di calore dagli impianti cogenerativi per tipologia di combustibile secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA.

Tabella 2.27 – 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
2019	Mt CO ₂	0,2	8,9	0,9	1,2	1,5	0,0	12,8
	g CO ₂ /kWh	385,3	232,2	692,9	236,3	131,0	0,9	211,8
2018	Mt CO ₂	3,9	0,5	0,3	2,3	0,9	0,5	0,6
	g CO ₂ /kWh	0,2	8,9	0,4	1,2	1,8	0,0	12,5
2017	Mt CO ₂	0,2	9,1	0,8	1,3	1,7	0,0	13,1
	g CO ₂ /kWh	379,8	233,8	705,7	244,5	137,2	0,3	215,3
2016	Mt CO ₂	0,2	9,0	1,1	1,3	1,7	0,0	13,4
	g CO ₂ /kWh	384,1	234,5	747,8	245,1	137,0	0,3	220,2
2015	Mt CO ₂	0,2	8,7	0,9	1,5	1,6	0,0	13,0
	g CO ₂ /kWh	383,4	232,6	780,8	249,4	140,3	0,5	218,9
2010	Mt CO ₂	0,1	8,3	0,2	3,9	1,4	-	13,9
	g CO ₂ /kWh	383,5	233,2	625,8	289,1	224,8	-	247,3
2005	Mt CO ₂	0,3	7,6	0,3	4,2	0,8	-	13,2
	g CO ₂ /kWh	377,2	225,9	474,3	283,5	237,7	-	246,7

Per gli impianti cogenerativi è possibile elaborare il fattore di emissione per la produzione congiunta di energia elettrica e calore. La riduzione dei fattori di emissione medi dal 2005 al 2019 è pari a 22,9% con una variabilità che va da -13,8% per gli impianti a turbine a gas a -39,7% per gli impianti a combustione interna. Gli impianti a ciclo combinato mostrano una riduzione del fattore di emissione del 21,3%. In merito ai fattori emissivi per tipologia di combustibile le riduzioni più consistenti si osservano per gli altri combustibili solidi e gassosi (-49,4% e -74,2% 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 5,6% dal 2005 al 2019. Il fattore di emissione per il carbone si riduce del 20,1% nello stesso periodo.

Tabella 2.28 – 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
	g CO ₂ /kWh						
2019							
Impianti cogenerativi	393,2	315,4	1.152,4	292,4	208,7	5,3	301,6
a combustione interna (CIC)		286,7	933,5	357,3	188,9	5,3	223,0
a turbine a gas (TGC)		277,9		287,0	161,2	3,9	266,2
a ciclo combinato (CCC)		327,1	1.116,8	305,5	196,7	5,5	326,7
a vapore a contropressione (CPC)	394,8	244,9		251,2	154,1		222,9
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	392,9	385,9	1.286,6	281,7	237,7	3,7	358,4
2015							
Impianti cogenerativi	391,4	312,2	1.319,2	311,5	216,7	5,2	304,2
a combustione interna (CIC)		281,5	1.120,8	385,0	202,1	5,2	216,8
a turbine a gas (TGC)		279,3	866,8	290,1	171,3	3,3	271,0
a ciclo combinato (CCC)	391,1	322,9	1.290,9	331,4	197,4	5,4	319,0
a vapore a contropressione (CPC)	392,8	245,4		258,5	164,7	1,4	229,2
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		352,9	1.363,0	331,5	251,8	3,1	412,8
2010							
Impianti cogenerativi	436,2	335,2	1.555,8	365,1	399,9	17,1	374,8
a combustione interna (CIC)		303,6	1.572,8	415,3	325,3	17,0	319,0
a turbine a gas (TGC)		283,1	891,8	365,1		7,0	298,4
a ciclo combinato (CCC)	458,5	344,3	1.528,5	356,1	355,5	25,8	383,5
a vapore a contropressione (CPC)	390,5	286,0		339,9	267,5	7,2	295,6
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		334,7	2.546,5	380,9	592,2	20,1	442,1
2005							
Impianti cogenerativi	492,3	334,0	1.586,6	395,8	412,8	20,5	391,0
a combustione interna (CIC)		298,3	1.835,5	487,8	359,7	29,5	369,8
a turbine a gas (TGC)		294,1		359,7	273,7	38,5	308,6
a ciclo combinato (CCC)		359,1	1.500,7	420,5	375,4	7,1	415,3
a vapore a contropressione (CPC)	492,3	240,8	1.277,5	306,2	398,5	16,6	289,4
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		309,5	2.684,8	441,3	519,3	15,3	456,3

2.3.4 Emissioni di CO₂ evitate

La sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti 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, 2019). 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 30,7 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 69,4 Mt di CO₂. Negli anni successivi si osserva una repentina diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili fino al 2017 con 51,2 Mt di CO₂ evitate. Nel 2019 le emissioni evitate sono di 53,6 Mt di CO₂.

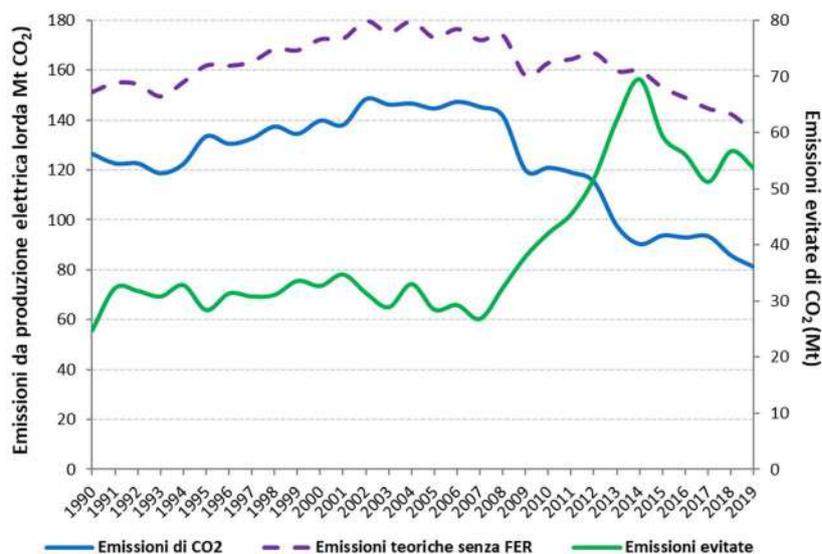


Figura 2.26 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

Considerando l’impatto delle fonti rinnovabili registrato in passato è utile osservare l’andamento delle emissioni evitate a partire dall’anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l’emissione di 28,4 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 2.29 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,1	23,5	33,8	41,0	30,8	27,5	22,7	28,2	25,2

Negli ultimi anni è evidente che l’impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si sia sensibilmente ridotto rispetto al picco del 2014.

2.3.5 Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri inquinanti

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 inquinanti 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 (2021[a]).

Tabella 2.30 – Gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Mt CO_{2eq}).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Anidride carbonica - CO ₂	157,85	134,79	106,64	106,31	106,48	98,09	93,82
Metano - CH ₄	0,16	0,17	0,22	0,23	0,23	0,22	0,23
Protossido di azoto - N ₂ O	0,49	0,51	0,56	0,56	0,53	0,51	0,47
GHG	158,50	135,47	107,43	107,10	107,23	98,82	94,51

Tabella 2.31 – Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g CO_{2eq}/kWh*).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Anidride carbonica - CO ₂	450,39	379,66	312,89	304,62	299,86	282,19	266,33
Metano - CH ₄	0,45	0,49	0,66	0,66	0,65	0,64	0,64
Protossido di azoto - N ₂ O	1,40	1,45	1,65	1,60	1,48	1,45	1,34
GHG	452,24	381,59	315,20	306,88	301,99	284,29	268,30

* 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 2.32 – Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico (ktep).

Energia dei combustibili	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Settore elettrico	53.462	47.763	40.343	40.886	42.044	39.108	39.096
<i>per produzione di energia elettrica</i>	<i>48.339</i>	<i>42.342</i>	<i>34.577</i>	<i>34.978</i>	<i>36.138</i>	<i>33.341</i>	<i>33.270</i>
<i>per produzione di calore</i>	<i>5.123</i>	<i>5.421</i>	<i>5.766</i>	<i>5.909</i>	<i>5.906</i>	<i>5.768</i>	<i>5.826</i>

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di inquinanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali inquinanti 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 2.33 – Inquinanti atmosferici (kt) emessi per la produzione di energia elettrica e calore.

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Ossidi di azoto - NO _x	129,13	102,27	86,27	82,94	80,57	75,92	74,23
Ossidi di zolfo - SO _x	183,91	78,98	32,52	25,03	22,48	20,31	16,94
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,57	26,01	27,84	30,29	30,40	30,08	31,93
Monossido di carbonio - CO	36,97	35,90	32,15	33,60	34,66	32,46	33,37
Ammoniaca - NH ₃	0,22	0,22	0,23	0,20	0,18	0,16	0,12
Materiale particolato - PM ₁₀	5,93	2,85	1,41	1,24	1,17	1,01	0,94

Le emissioni degli inquinanti 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.

Tabella 2.34 – Fattori di emissione (mg/kWh*) degli inquinanti atmosferici emessi per la produzione di energia elettrica e calore.

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Ossidi di azoto - NO _x	368,44	288,07	253,12	237,66	226,91	218,40	210,71
Ossidi di zolfo - SO _x	524,75	222,46	95,41	71,72	63,31	58,42	48,08
Composti organici volatili non metanici - COVNM	52,97	73,26	81,69	86,78	85,62	86,54	90,65
Monossido di carbonio - CO	105,49	101,11	94,31	96,29	97,60	93,38	94,74
Ammoniaca - NH ₃	0,63	0,61	0,67	0,57	0,50	0,46	0,33
Materiale particolato - PM ₁₀	16,91	8,03	4,12	3,54	3,31	2,91	2,66

* 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 2019 diminuisce del 90,8% rispetto al 2005. L'emissione degli ossidi di zolfo è fondamentale dovuta ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza 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, rispettivamente -42,5% e -84,2% rispetto ai valori registrati nel 2005. I relativi fattori di emissione fanno registrare analoghe riduzioni (-42,8% per ossidi di azoto e -84,3% per PM₁₀ rispetto ai valori registrati nel 2005).

2.4 Indicatori energetici ed economici nel settore elettrico

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 2015) e produzione lorda di energia elettrica.

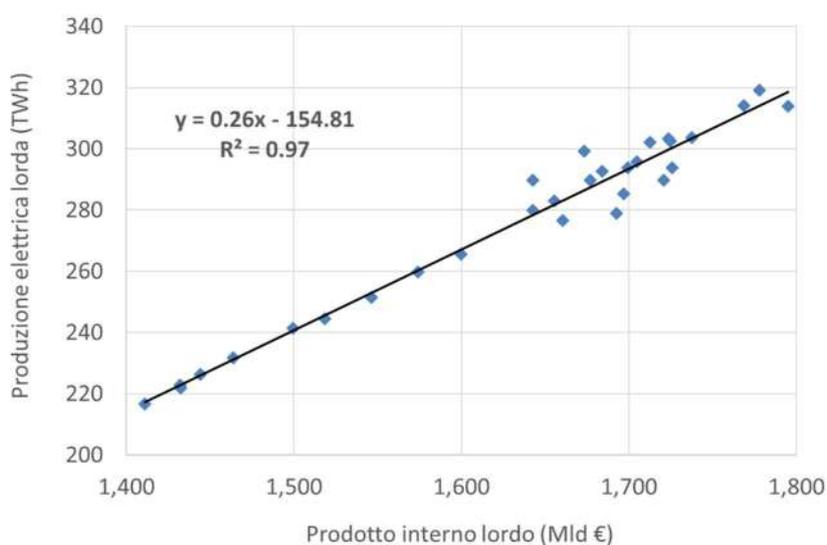


Figura 2.27 – Correlazione tra PIL (valori concatenati - anno 2015) e produzione lorda di energia elettrica.

Il tasso di variazione della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di variazione dei consumi elettrici rispetto all'anno 1995 mostrano una velocità maggiore rispetto al tasso di variazione del prodotto interno lordo (Figura 2.28) con un evidente disaccoppiamento tra prodotto interno lordo ed emissioni di CO₂ da produzione elettrica. Tale disaccoppiamento è dovuto sia all'incremento di efficienza sia alla crescente quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il disaccoppiamento è particolarmente accentuato negli ultimi anni con il sensibile incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili.

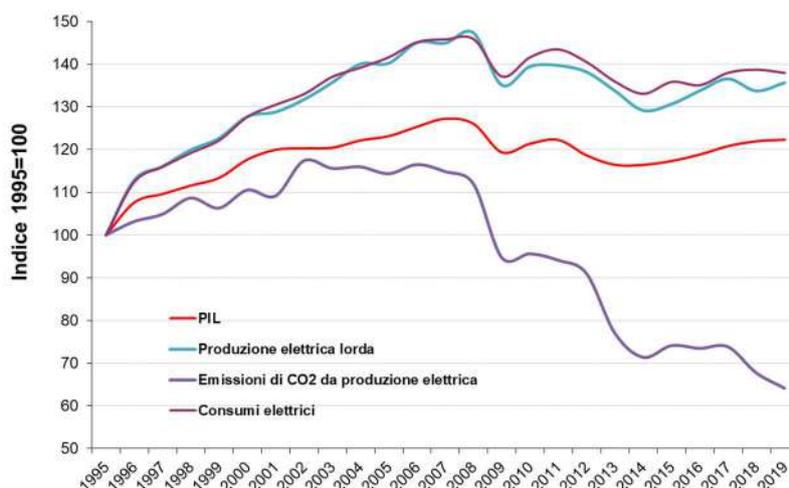


Figura 2.28 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1995.

Il disaccoppiamento tra produzione elettrica (o consumi elettrici) e prodotto interno lordo è dovuto all'incremento dei consumi di energia elettrica nel settore residenziale, non associato alla produzione economica, e a un forte tasso di crescita dei consumi nel settore dei servizi, attenuatosi solo negli ultimi anni e caratterizzato da tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica nettamente divergenti (Figura 2.29). Il settore industria, d'altra parte, mostra un andamento parallelo dei tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica con una intensa diminuzione, come si vedrà in seguito.

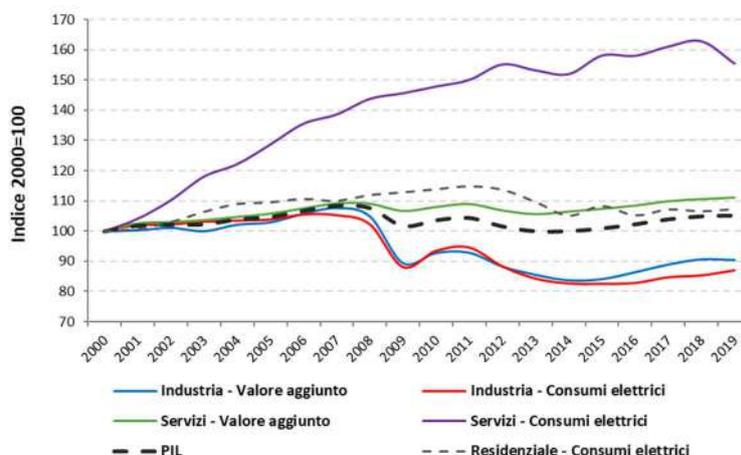


Figura 2.29 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Servizi. È inoltre riportato l'andamento del prodotto interno lordo e dei consumi elettrici per il settore residenziale rispetto all'anno 2000.

L'intensità energetica (consumi di energia elettrica / valore aggiunto con valori concatenati con anno di riferimento 2015) per i servizi e industria mostra andamenti opposti. Nel settore dei servizi il valore passa da 63,1 Wh/€ a 88,2 Wh/€ dal 2000 al 2019 con un decremento del 5% rispetto all'anno precedente ma con un incremento complessivo del 39,8%. Il settore industria è caratterizzato da intensità energetica più elevata rispetto ai servizi e un andamento in netta diminuzione, con una riduzione dei consumi elettrico per unità di valore aggiunto di 3,9%. L'intensità elettrica del settore nel 2019 mostra un incremento del 2,3% rispetto all'anno precedente. Per il settore agricoltura si osservano ampie oscillazioni dell'intensità energetica con un incremento del 29,5% nel periodo considerato (Tabella 2.35). Il residenziale è il solo settore la cui serie storica non presenta un andamento statisticamente significativo.

Tabella 2.35 – Intensità elettrica per unità di valore aggiunto. Per il settore residenziale l'intensità è espressa per unità di prodotto interno lordo. (Wh/€ - valori concatenati con anno di riferimento 2015). Nell'ultima colonna sono riportati i risultati del test di Mann-Kendall (* $p < 0,05$; ** $p < 0,01$; *** $p < 0,001$; n.s. non significativo).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	M-K
Agricoltura	142,1	164,3	170,3	175,2	179,1	170,0	164,6	166,4	162,9	182,2	174,6	184,0	**
Industria	361,6	364,4	363,7	367,7	361,1	355,7	356,6	354,4	346,2	344,0	339,9	347,6	***
Servizi	63,1	76,7	86,4	86,9	91,6	91,5	90,0	92,9	91,9	92,4	92,9	88,2	***
Residenziale	41,5	43,4	45,5	45,6	46,4	45,4	43,6	44,5	42,6	42,7	42,1	42,3	n.s.

Con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nel settore dell'industria (Tabella 2.36). Il settore dei servizi mostra invece un andamento crescente dei consumi nonostante la contrazione del valore aggiunto, con un rallentamento dopo il 2012. I consumi residenziali mostrano una maggiore inerzia rispetto ai consumi dei settori economici, tuttavia anche nel residenziale si osserva una contrazione successivamente al 2012, analogamente a quanto accade per i consumi nel terziario. Nel 2019 si osservano consumi elettrici confrontabili con quelli registrati nei due anni precedenti.

Tabella 2.36 – Consumi di energia elettrica per settore (TWh).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Agricoltura	4,9	5,4	5,6	5,9	5,9	5,7	5,4	5,7	5,6	6,0	5,8	6,1
Industria	148,2	153,7	138,4	140,0	130,8	124,9	122,5	122,4	122,7	125,5	126,4	128,9
Servizi	65,1	83,8	96,3	97,7	101,0	99,8	99,0	102,9	102,9	104,9	106,0	101,2
<i>di cui trasporti</i>	8,5	9,9	10,7	10,7	10,8	10,8	10,5	10,9	11,2	11,4	11,5	11,7
Residenziale	61,1	66,9	69,6	70,1	69,5	67,0	64,3	66,2	64,3	65,5	65,1	65,6
Totale	279,3	309,8	309,9	313,8	307,2	297,3	291,1	297,2	295,5	301,9	303,4	301,8

I trasporti mostrano un incremento costante dei consumi assoluti e della quota rispetto ai consumi totali, passando da 3% nel 2000 a 3,9% nel 2019.

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 fattori 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'equazione di 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. L'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 alla 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 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 metodologia 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 metodologia IDA è stata applicata secondo il modello LMDI proposto da Ang (2005).

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:

$$\Delta V = 0.5(A^t + A^0)\Delta B + 0.5(B^t + B^0)\Delta A$$

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:

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

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

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

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 e 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.

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 variazione di V da V^0 a V^t sia determinata 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 $L(a, a) = a$

3.1 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel bilancio energetico nazionale

I fattori determinanti le emissioni di gas serra considerati nel presente lavoro sono stati mutuati dal rapporto pubblicato nel 2014 dall'Agenzia Ambientale Europea che aveva tra i suoi obiettivi la valutazione del ruolo della crisi economica nella riduzione delle emissioni atmosferiche di gas serra (EEA, 2014).

Il punto di partenza dell'analisi è la costruzione di un'equazione di identità (*Kaya Identity*), che scompone nei diversi fattori la variazione temporale delle emissioni di gas serra. Nello studio EEA la decomposizione riguardava le emissioni energetiche, ovvero direttamente associate ai consumi di energia primaria, nel presente studio sono considerate le emissioni totali, comprensive delle emissioni da processo.

Nella formulazione più semplice, a 4 fattori, la *Kaya Identity* è:

$$E = P \cdot g \cdot e \cdot f$$

dove:

E = emissioni di CO₂

P = Popolazione

g = PIL pro capite (PIL / P)

e = Intensità energetica dell'economia (Energia consumata / PIL)

f = Intensità carbonica dell'energia (Emissioni / Energia consumata)

È un'espressione utile perché le politiche di mitigazione tendono ad agire direttamente sull'intensità energetica e sull'intensità carbonica dell'energia.

È possibile elaborare una versione a 6 parametri in cui il termine f (intensità carbonica dell'energia) è diviso in termini che tengano conto:

- dell'efficienza nella produzione dell'energia (a partire dal combustibile)
- di quanti combustibili non fossili si utilizzano

- di quali combustibili fossili si utilizzano (contenuto di carbonio)

la *Kaya Identity* a 6 parametri è quindi:

$$E = P \cdot g \cdot e \cdot k \cdot c \cdot s$$

dove:

e = Intensità energetica dell'economia (consumo finale di energia / PIL)

k = Indice di efficienza energetica (consumo interno lordo di energia / consumo finale di energia)

c = Consumo di combustibili fossili (consumo combustibili fossili / consumo interno lordo di energia)

s = Fattore di emissione medio dall'uso dei combustibili fossili (emissioni / consumo combustibili fossili)

L'andamento dei parametri della *Kaya Identity* per l'Italia nel periodo 1995-2019 è mostrato nella seguente figura, con valori normalizzati al 2005. I parametri considerati costituiscono *driver* che spiegano la variazione delle emissioni. La riduzione delle emissioni dal 2005 è determinata dai fattori quali intensità energetica, fonti rinnovabili, PIL pro capite, efficienza. L'intensità di carbonio ha un ruolo meno incisivo e la popolazione è il solo fattore che determina un aumento delle emissioni.

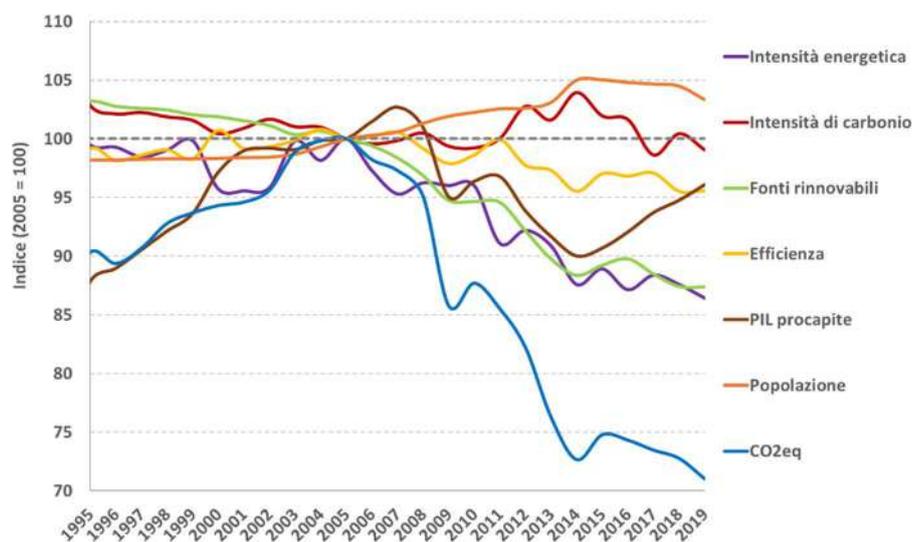


Figura 3.1 – Andamento dei parametri nazionali della *Kaya Identity*. Valori normalizzati al 2005.

L'analisi della decomposizione consente di valutare il contributo di ciascun fattore determinante. L'identità viene espressa in forma logaritmica:

$$\ln(CO_{2eq}) = \ln(POP) \times \ln\left(\frac{PIL}{POP}\right) \times \ln\left(\frac{CIL}{FEC}\right) \times \ln\left(\frac{FFC}{CIL}\right) \times \ln\left(\frac{CO_{2eq}}{FFC}\right) \times \ln\left(\frac{FEC}{PIL}\right)$$

dove

CO_{2eq}: emissioni di gas serra;

POP: popolazione (effetto della popolazione);

PIL/POP: Prodotto interno lordo pro capite (effetto della crescita economica);

CIL/FEC: consumo interno lordo di energia su consumo di energia finale, compresa quella per usi non energetici (effetto dell'efficienza);

FFC/CIL: consumo di energia fossile su consumo di energia (effetto delle fonti rinnovabili);

CO_{2eq}/FFC: emissioni totali di CO_{2eq} su consumo di energia da combustibili fossili (effetto dell'intensità di carbonio da combustibili fossili);

FEC/PIL: intensità di energia finale su prodotto interno lordo (effetto dell'intensità energetica).

I singoli termini dell'equazione consentono quindi di considerare l'effetto della popolazione, della crescita economica, dell'efficienza, delle fonti rinnovabili, dell'intensità di carbonio da combustibili fossili e dell'intensità energetica.

Di seguito sono riportati i valori dei parametri e dei fattori determinanti le emissioni atmosferiche per gli anni considerati nell'analisi della decomposizione.

Tabella 3.1 – Valori dei parametri utilizzati per l'analisi della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra negli anni 2005 e 2019.

Parametri	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
PIL (Miliardi di €, concatenati al 2015)	1.499,4	1.660,3	1.737,6	1.712,8	1.655,4	1.676,8	1.704,7	1.720,8	1.725,7
Consumo interno lordo - CIL (Mtep)	161,2	174,5	189,4	176,8	155,7	154,3	159,5	157,0	155,4
Cons. di energia finale - FEC (Mtep)	120,3	128,2	140,1	132,6	118,7	117,9	121,5	121,6	120,3
Cons. di energia fossile - FFE (Mtep)	150,3	160,6	171,1	151,2	125,5	125,1	127,4	123,9	122,6
Popolazione - POP (Milioni)	56,8	56,9	57,9	59,2	60,8	60,7	60,6	60,5	59,8
CO _{2eq} - GHG (Mt CO _{2eq})	532,0	555,5	589,1	516,5	440,4	437,7	432,7	428,5	418,3

Tabella 3.2 – Valori dei fattori determinanti nell'analisi della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra negli anni 2005 e 2019.

Parametri	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
En. finale / PIL (intensità energetica)	0,080	0,077	0,081	0,077	0,072	0,070	0,071	0,071	0,070
CO _{2eq} / En. fossile (intensità di carbonio)	3,54	3,46	3,44	3,42	3,51	3,50	3,40	3,46	3,41
En. fossile / En. primaria (rinnovabili)	0,93	0,92	0,90	0,85	0,81	0,81	0,80	0,79	0,79
En. totale / En. finale (efficienza)	1,34	1,36	1,35	1,33	1,31	1,31	1,31	1,29	1,29
PIL procapite	26,4	29,2	30,0	28,9	27,2	27,6	28,1	28,5	28,9
Popolazione - (Milioni)	56,8	56,9	57,9	59,2	60,8	60,7	60,6	60,5	59,8
CO _{2eq} - GHG (Mt CO _{2eq})	532,0	555,5	589,1	516,5	440,4	437,7	432,7	428,5	418,3

Nel seguente grafico sono riportati i risultati della decomposizione della variazione delle emissioni di gas serra dal 2005 al 2019 per l'Italia e per la media europea (EU28).

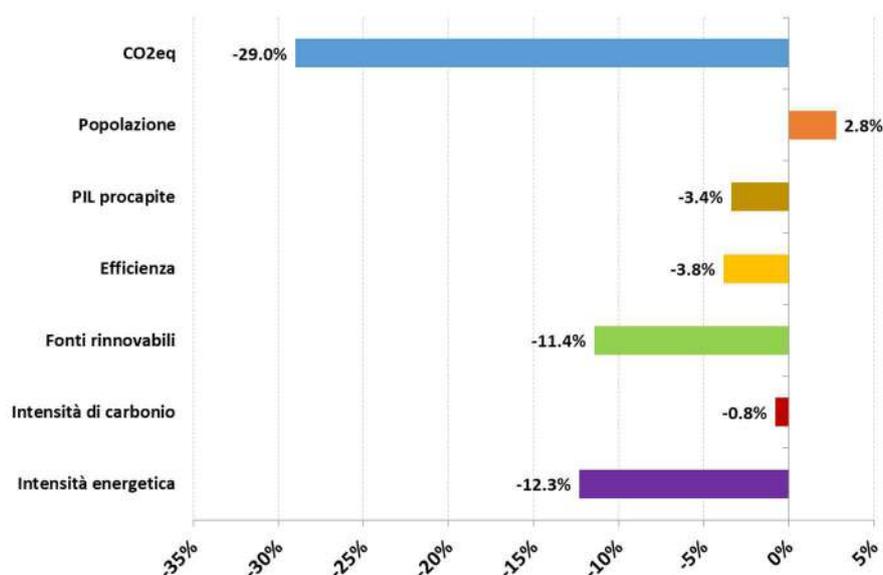


Figura 3.2 – Decomposizione della variazione delle emissioni di CO_{2eq} dal 2005 al 2019.

L'analisi della decomposizione mostra il ruolo di ciascun fattore nella riduzione delle emissioni nel periodo 2005-2019. L'aumento della popolazione è il solo fattore determinante che ha contribuito alla

crescita delle emissioni (+2,8%). I restanti fattori hanno determinato la riduzione delle emissioni. Tra questi l'intensità energetica finale (consumo di energia finale / PIL) e le fonti rinnovabili (consumo di energia fossile / consumo di energia primaria) hanno avuto un ruolo prevalente (-12,3% e -11,4% rispettivamente). La contrazione del PIL pro capite e l'efficienza (consumo di energia finale / consumo interno lordo) hanno contribuito rispettivamente al 3,4% e 3,8% della riduzione, mentre l'intensità di carbonio (emissioni di GHG / consumo di combustibili fossili) ha contribuito alla riduzione per 0,8%. Il contributo di tutti i fattori determina la riduzione delle emissioni di CO_{2eq} di origine energetica nel periodo 2005-2019, pari a -29%.

I risultati mostrano che la riduzione delle emissioni di gas serra nel periodo 2005-2019 è solo in parte dovuta alla riduzione delle attività economiche, mentre un ruolo decisivo è giocato dai fattori che dipendono dall'adozione di politiche ambientali volte alla promozione di fonti rinnovabili e all'incremento dell'efficienza. È necessario sottolineare che l'analisi della decomposizione si concentra sulle variazioni relative dei parametri senza assegnare alcun peso ai rispettivi punti di partenza degli stessi. L'efficienza economica ed energetica del sistema energetico nazionale è tra le più elevate in Europa. Il rapporto *The 2018 International Energy Efficiency Scorecard*, elaborato dall'*American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE), assegna la prima posizione all'Italia, insieme alla Germania tra 25 nazioni a livello globale, con punteggi attribuiti secondo parametri quantitativi e qualitativi, tra cui indicatori di efficienza e di politiche indirizzate alla riduzione dei consumi.

3.2 Fattori determinanti le emissioni di gas serra nel settore elettrico

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione termoelettrica è dovuta a diversi fattori come la tecnologia di generazione elettrica, il combustibile fossile utilizzato, il contributo delle fonti rinnovabili e la domanda elettrica. L'analisi della decomposizione è stata applicata per valutare il contributo relativo di tali componenti. 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 e all'obiettivo dell'analisi considerando un 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 diverso contenuto di carbonio e quindi diversi 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 le emissioni possono essere decomposte nei diversi fattori con le due metodologie precedentemente illustrate, al fine di valutare 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.

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

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 3.3).

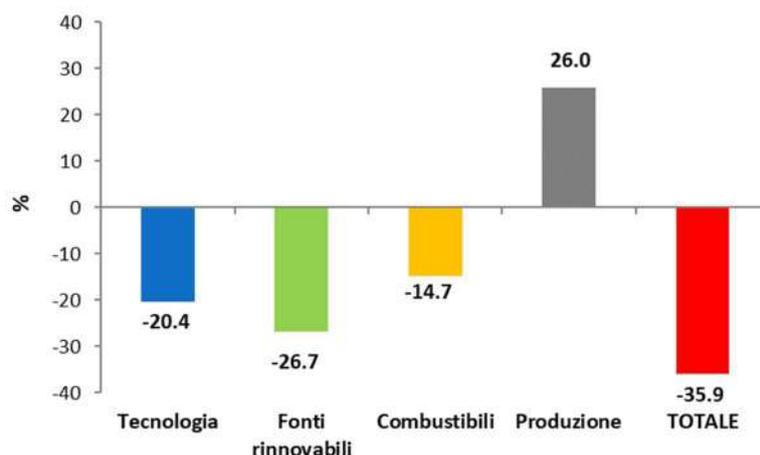


Figura 3.3 – Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di CO₂ nel periodo 1990-2019. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 20,4%, 26,7% e 14,7%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 26%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ nel 2019 del 35,9% rispetto alle emissioni osservate nel 1990 (-45,4 MtCO₂). In altre parole la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2019 sarebbe stata di 25,8 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla variazione del mix combustibile sarebbe stata di 18,6 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili avrebbe determinato una riduzione delle emissioni di 33,8 MtCO₂. Gli 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 32,8 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 3.3).

Tabella 3.3 – *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche. È riportato il contributo percentuale alla variazione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2019 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.*

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	0,65	-5,78	-9,18	5,62	-8,68
Gas naturale	-12,15	-10,46	37,55	9,54	24,48
Gas derivati	-0,99	-1,27	-1,63	1,24	-2,64
Prodotti petroliferi	-6,64	-8,70	-44,96	9,08	-51,22
Altri combustibili^[1]	-1,28	-0,54	3,52	0,48	2,18
Totale	-20,40	-26,74	-14,70	25,96	-35,89

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

In Figura 3.4 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990. I dati relativi al fattore tecnologico mostrano che la maggiore riduzione delle emissioni atmosferiche è stata registrata nel periodo dal 2000 al 2003. Dal 2000 al 2001 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 un ruolo rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Nel periodo 2008-2009 è evidente anche la riduzione della produzione elettrica in seguito alla crisi economica. Di particolare interesse appare il risultato della decomposizione dopo il 2014. Dal 2015 si nota che la riduzione delle fonti rinnovabili determina un incremento delle emissioni solo parzialmente compensato dagli altri fattori, soprattutto la variazione del mix combustibile. Le fonti rinnovabili tornano a contribuire positivamente alla riduzione delle emissioni dal 2017 al 2018 con la ripresa della produzione idroelettrica. Nel 2019 il fattore di gran lunga più rilevante è il mix combustibile, ovvero l'incremento della quota di gas naturale.

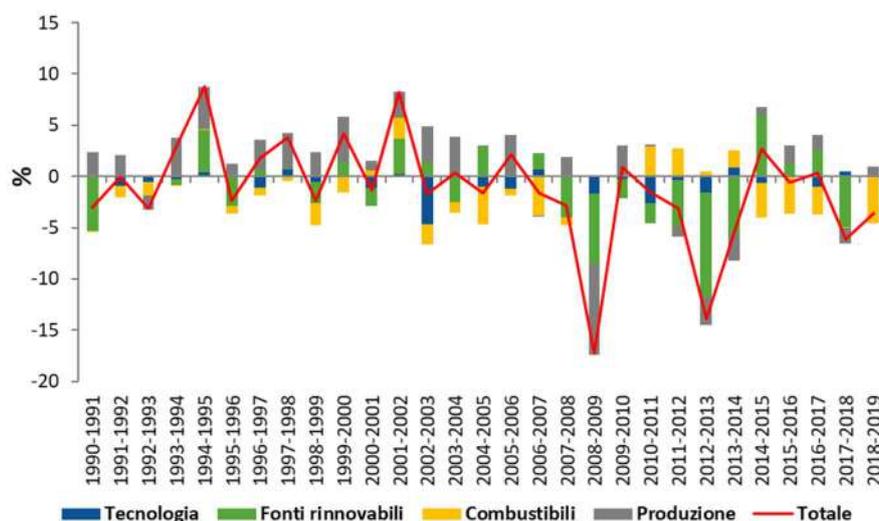


Figura 3.4 - *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali. Per ogni intervallo annuale sono riportati i contributi percentuali alla variazione delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rossa rappresenta la variazione totale osservata.*

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che dal 2007 la crisi economica ha ridotto sensibilmente 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).

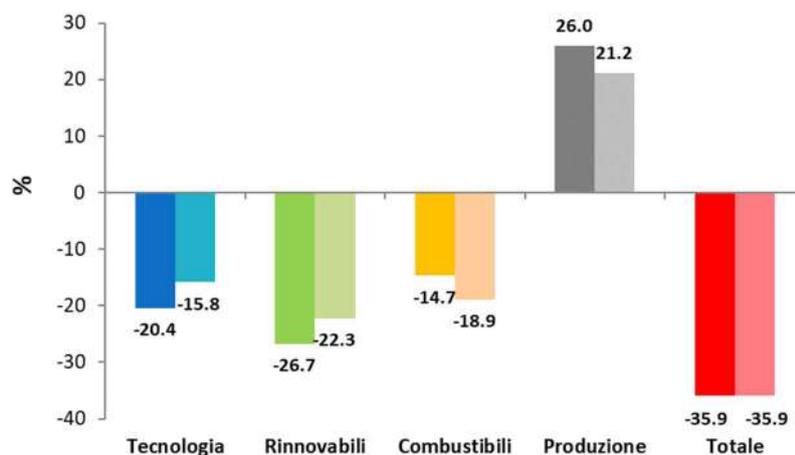


Figura 3.5 – Confronto dei risultati della analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2019 con metodologie SDA e IDA, rispettivamente la prima e la seconda barra per ciascun fattore.

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 per i ruoli dei vari fattori (Figura 3.5).

3.3 Fattori determinanti le emissioni di CO₂ da consumi elettrici

Una ulteriore analisi della decomposizione è stata effettuata per analizzare il contributo dei settori produttivi alla variazione delle emissioni di CO₂ utilizzando la metodologia LMDI. A tale scopo sono considerati i settori industria, servizi e agricoltura con i relativi valori aggiunti (valori concatenati con anno di riferimento 2015) 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, servizi 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 3.6, mettono in evidenza che in termini generali la variazione lievemente positiva del PIL nel periodo 2000-2019 è stata affiancata dal 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. Si nota inoltre la riduzione dell'intensità emissiva per tutti i settori e la una variazione della struttura produttiva in cui l'industria subisce un drastico ridimensionamento cui corrisponde uno sviluppo dei servizi. L'efficienza dei consumi, senza il contributo degli altri fattori, determinerebbe un incremento delle emissioni atmosferiche di CO₂ del 7,7% più che compensato dalla riduzione del 47,7% dovuta all'intensità emissiva e del 4,9% dovuta alla variazione della struttura produttiva. La crescita economica determina un incremento delle emissioni del 3%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel periodo esaminato del 41,9%.

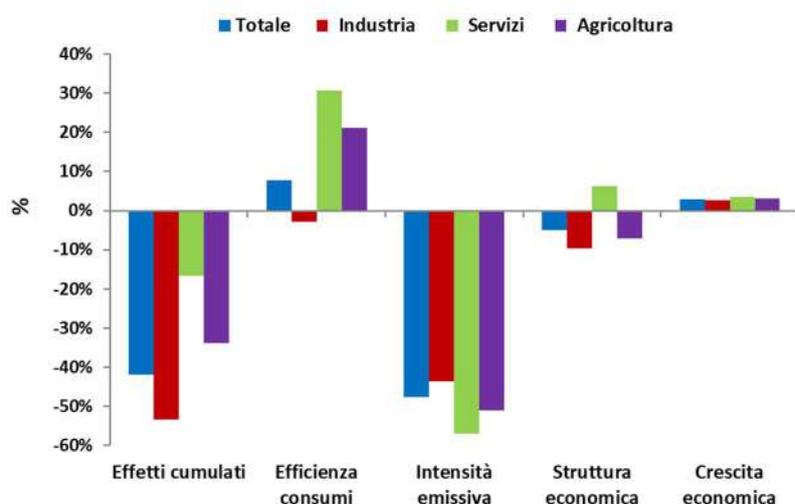


Figura 3.6 – Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi nel periodo 2000-2019. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I settori forniscono contributi piuttosto eterogenei in relazione ai fattori esaminati (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 drastica l'attività del settore (Figura 3.7).

Tabella 3.4 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi. È riportato il contributo alla variazione di emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2019 per i fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Settore	Efficienza consumi	Intensità emissiva	Struttura economica	Crescita economica	Effetti cumulati
Industria	-2,8%	-43,6%	-9,7%	2,7%	-53,3%
Servizi	30,6%	-56,9%	6,2%	3,5%	-16,5%
Agricoltura	21,2%	-51,0%	-7,2%	3,2%	-33,8%
Totale	7,7%	-47,7%	-4,9%	3,0%	-41,9%

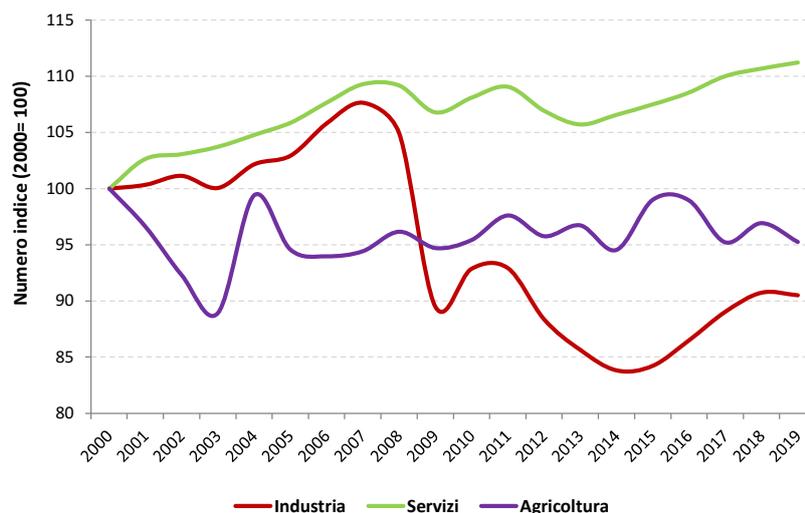


Figura 3.7 – *Variazione annuale del valore aggiunto per i settori industria, servizi e agricoltura (2000=100).*

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. È 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 3.8).

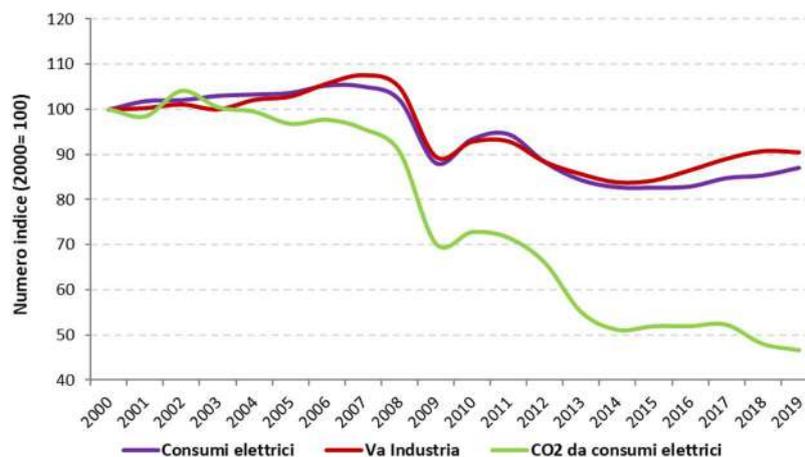


Figura 3.8 – *Variazione annuale dei consumi elettrici dell'industria e del valore aggiunto. È inoltre riportato l'andamento delle emissioni di CO₂ da consumo di energia elettrica.*

In Figura 3.9 è riportata la serie storica del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto (intensità elettrica). 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 si osserva una notevole oscillazione dell'indicatore, con una impennata fino al 2011 seguita da un continuo miglioramento dell'efficienza fino al 2018. Nel 2019, come già osservato, si registra un incremento dell'intensità elettrica del settore.

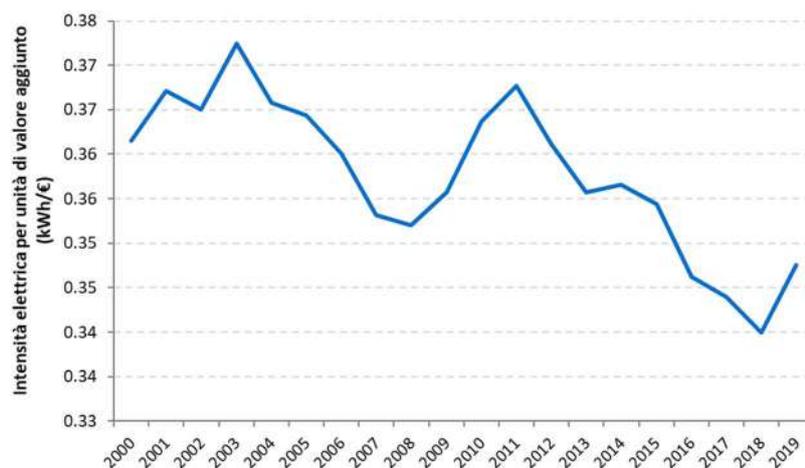


Figura 3.9 – *Andamento dell'intensità elettrica nel settore industria.*

L'andamento del valore aggiunto dei comparti industriali rispetto al 2000 (Figura 3.10) mostra che i comparti hanno subito in maniera differente gli effetti della crisi economica e hanno avuto diverse dinamiche di recupero. In particolare il valore aggiunto dell'industria manifatturiera ha subito dopo il 2007 un repentino collasso seguito da un recupero che rallenta negli ultimi anni. Il settore delle costruzioni invece mostra un costante declino fermatosi al 2014 con un lento recupero.

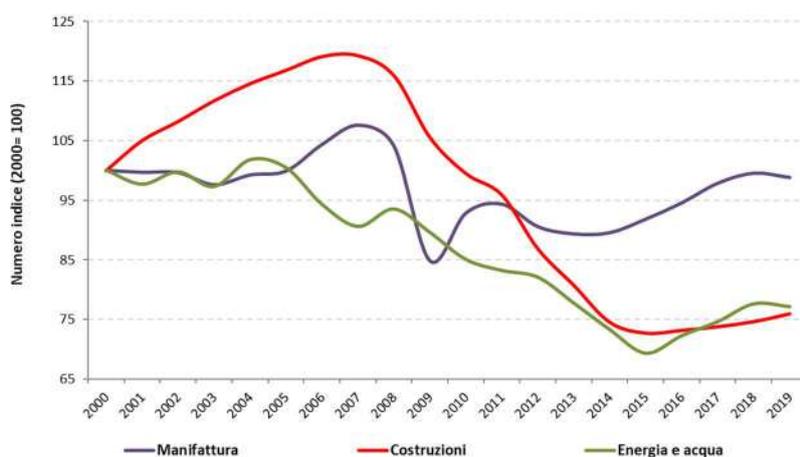


Figura 3.10 – *Variazione annuale del valore aggiunto nei comparti del settore industria.*

Nella figura successiva sono illustrate le efficienze per i comparti del settore industriale fino al 2018: manifatturiero, costruzioni, energia e acqua. Le modifiche della nomenclatura settoriale per i consumi elettrici apportate da TERN a partire dal 2019 non consentono di avere una serie storica coerente con i dati del 2019. Il settore manifatturiero è diviso nei due comparti, di base (siderurgica, materiali non ferrosi, chimica, materiali da costruzione, cartaria) e non di base (alimentare, tessile, meccanica, lavorazione di plastica e gomma, legno e mobilio, altre manifatturiere). Ad eccezione della lieve oscillazione dal 2008 al 2010, i comparti manifatturieri mostrano la costante diminuzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto, dal 2000 per la manifatturiera di base e dal 2003 per la manifatturiera non di base. Gli altri comparti mostrano un andamento opposto con un incremento dell'indicatore pressoché costante fino agli anni 2010-2011. Successivamente si osservano oscillazioni erratiche ma la tendenza resta in aumento.

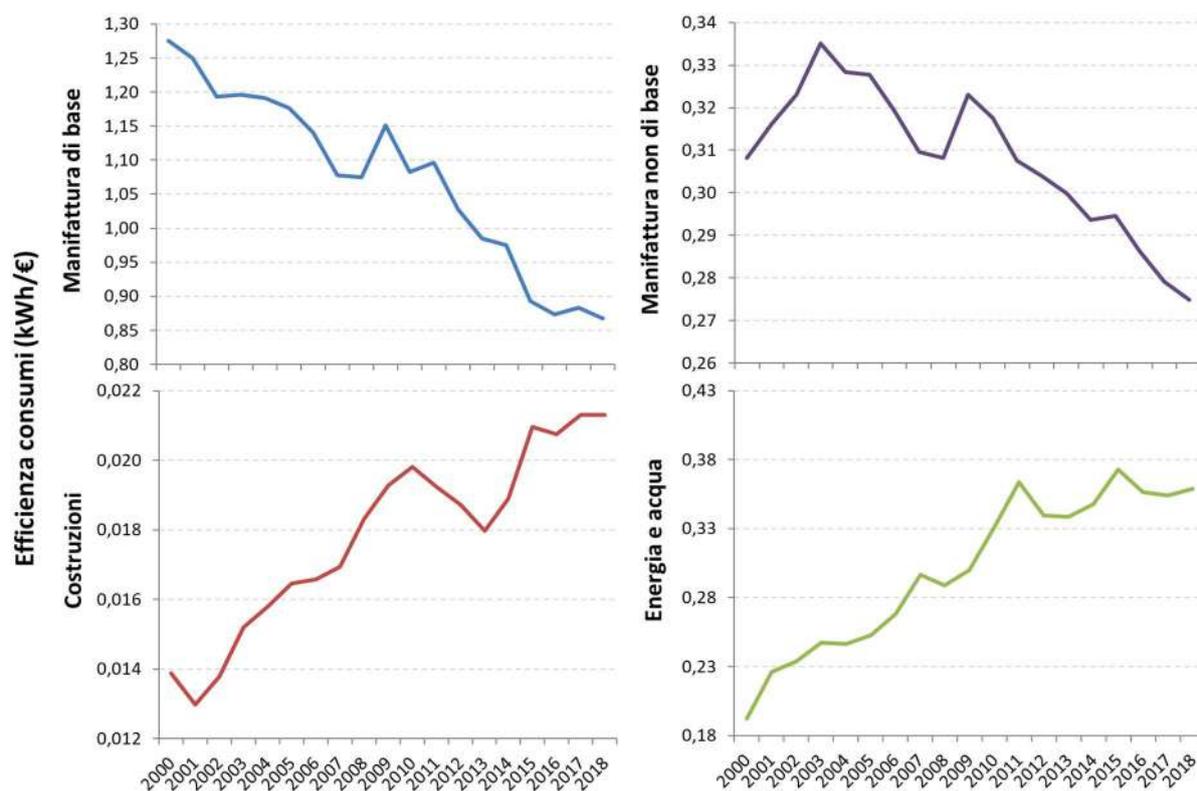


Figura 3.11 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nei comparti del settore industria e valore aggiunto.

La serie storica dell'efficienza dei consumi elettrici nell'industria manifatturiera suggerisce un miglioramento strutturale del settore che si riflette sui minori consumi elettrici per unità di valore aggiunto.

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 crisi economica che dal 2008 ha investito il settore industriale in misura rilevante.

Il contributo dei servizi 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 nel settore dei servizi determina quindi un incremento netto delle emissioni atmosferiche. Inoltre l'aumento del peso relativo del settore nella struttura produttiva determina un ulteriore contributo positivo alle emissioni atmosferiche. Tali fattori sono più che compensati dalla minore intensità emissiva dei servizi rispetto agli altri settori produttivi.

Nel settore agricoltura l'efficienza dei consumi elettrici determinerebbe un incremento delle emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2019 ma l'intensità emissiva determina la loro riduzione.

Per i tre settori economici la riduzione dell'intensità emissiva, ovvero la quantità di CO₂ emessa per unità di consumo elettrico, è decisiva per la riduzione delle emissioni atmosferiche. L'intensità emissiva dipende essenzialmente dalla diminuzione del fattore di emissione per la produzione elettrica i cui fattori determinanti sono stati esaminati precedentemente. In sintesi si può affermare che la riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ per il consumo elettrico nei comparti produttivi è essenzialmente dovuta ai fenomeni che hanno coinvolto in diversa misura industria e agricoltura, mentre i servizi mostrano un limitato contributo netto alla riduzione delle emissioni se non per l'incremento della loro quota sul prodotto interno lordo.

L'analisi della decomposizione discussa in questo paragrafo non considera il consumo elettrico nel settore residenziale poiché tale settore 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 è possibile inferire alcune considerazioni riguardo l'efficienza e l'intensità emissiva. Le emissioni atmosferiche dovute al consumo di elettricità nel settore residenziale sono diminuite dal 2000 al 2008 del 0,7%, mentre dal 2008 si osserva una drastica diminuzione delle emissioni (-42% nel 2019 rispetto al 2008). A tale andamento corrisponde un incremento pressoché costante del consumo elettrico interrotto solo dopo il 2011. Dopo un periodo di sostanziale covariazione negli ultimi anni l'andamento dei due parametri torna a divergere.

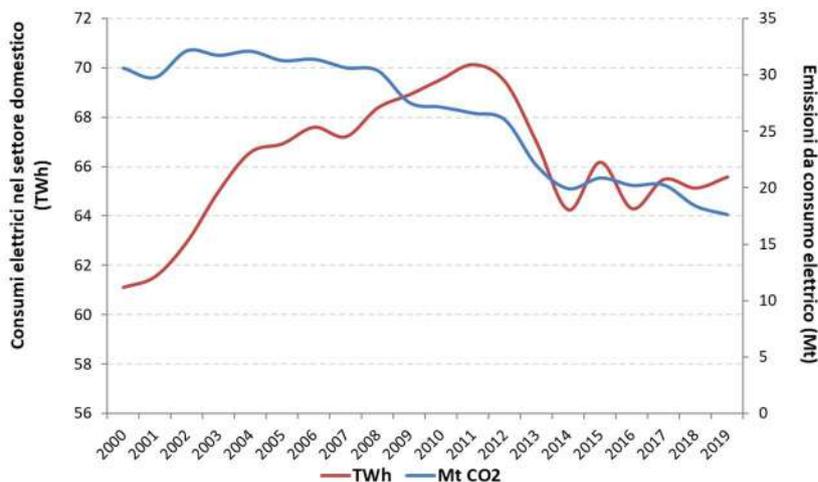


Figura 3.12 – Consumi elettrici e fattore di emissione da consumi elettrici nel settore residenziale.

Le emissioni atmosferiche pro capite per consumo di energia elettrica nelle abitazioni mostrano una costante diminuzione dal 2002 al 2014 seguite da una relativa stabilità fino al 2017. Negli ultimi anni le emissioni pro capite tornano a diminuire. D'altra parte il consumo pro capite di energia elettrica mostra un rapido incremento fino al 2004 seguito da una fase di stabilità fino al 2007 e dalla crescita fino al 2011. Successivamente si osserva una drastica riduzione dei consumi pro capite fino al 2014 cui seguono forti oscillazioni con un tendenziale incremento dei consumi. In termini di emissioni pro capite le oscillazioni sono smorzate dalla diminuzione del fattore di emissione.

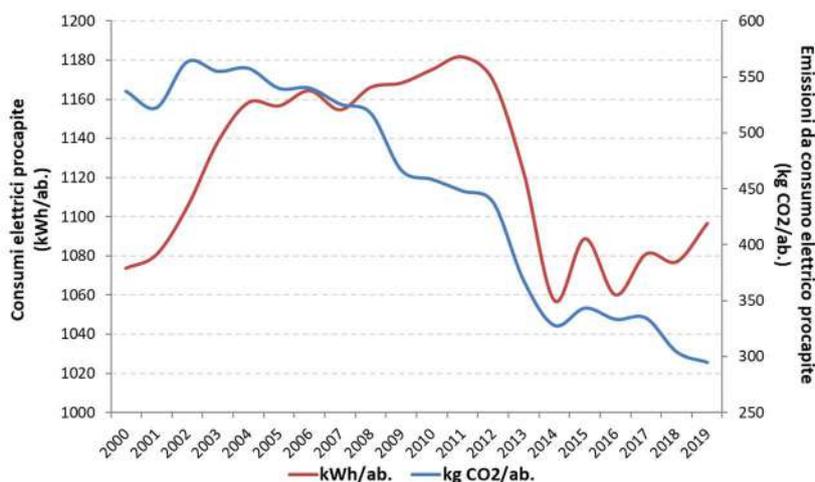


Figura 3.13 – Consumi elettrici e emissioni pro capite da consumi elettrici nel settore residenziale.

In base a tali dati è possibile concludere che l'aumento dei consumi elettrici è sovracompensato dalla riduzione del fattore di emissione nel settore domestico con conseguente riduzione delle emissioni atmosferiche, come mostra la forte divergenza tra l'andamento dei consumi e quello delle emissioni nel seguente grafico. Inoltre, il crescente disaccoppiamento tra consumi pro capite 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 pro capite.

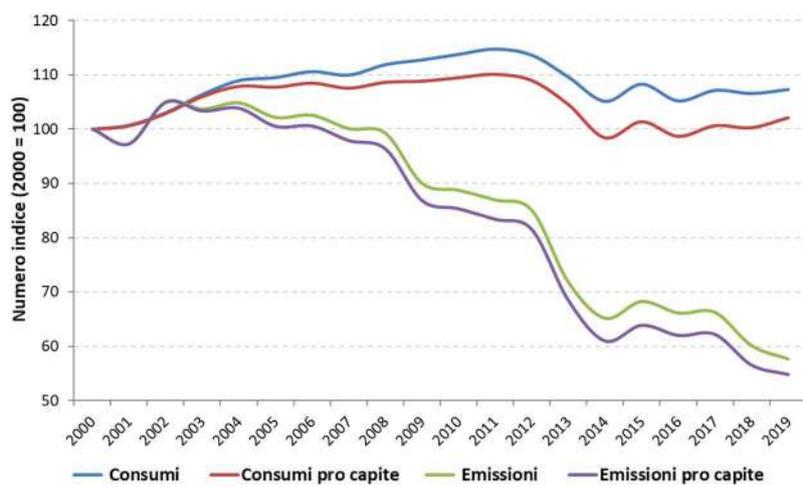


Figura 3.14 – *Variazione annuale dei consumi elettrici (totali e pro capite) e delle relative emissioni atmosferiche nel settore residenziale rispetto al 2000.*

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro è stata effettuata l'analisi degli indicatori di decarbonizzazione e di efficienza energetica ed economica in relazione ai consumi energetici nazionali e per il settore elettrico. Inoltre è stata condotta l'analisi della decomposizione per individuare i principali fattori determinanti la variazione delle emissioni di gas serra. I principali risultati possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

Consumi energetici totali

- Le emissioni totali di gas a effetto serra mostrano un andamento crescente fino al 2005, successivamente si osserva un declino delle emissioni che in seguito agli effetti della crisi economica del 2008 ha subito una ulteriore accelerazione. Nel 2019 le emissioni totali si sono ridotte del 19,4% rispetto al 1990 e del 29% rispetto al 2005. Si registra un analogo andamento per il consumo di energia primaria e finale. Dal 2014, anno di minimo consumo, si registra la ripresa dei consumi;
- il confronto dell'andamento delle emissioni di gas serra con il PIL mostra che dal 1990 la crescita delle emissioni è stata più lenta di quella dell'economia, mettendo in evidenza un disaccoppiamento relativo tra le due variabili che negli ultimi anni diventa assoluto. Un analogo disaccoppiamento si osserva tra emissioni e consumo energetico dovuto principalmente alla sostituzione di combustibili a più alto tenore di carbonio con il gas naturale, principalmente nel settore della produzione di energia elettrica e nell'industria, e all'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili;
- gli indicatori di intensità energetica e di intensità carbonica mostrano un incremento dell'efficienza e della decarbonizzazione dell'economia nazionale dal 2005. Il consumo di energia per unità di PIL si riduce del 17,4% dal 2005 al 2019, mentre le emissioni di gas serra per unità di PIL si riducono del 28,5%. Analogamente diminuiscono dal 2005 le emissioni di gas serra per unità di energia consumata in tutti i principali settori: da -7,9% per i trasporti a -16,8% per l'industria manifatturiera;
- la diminuzione dell'intensità energetica nazionale è in parte dovuta all'incremento dell'efficienza nel settore industria e alla contrazione della quota di valore aggiunto di tale settore con conseguente incremento della quota dei servizi, caratterizzati da intensità energetica notevolmente inferiore. I servizi sono il solo settore produttivo che registra un incremento dei consumi energetici per unità di valore aggiunto prodotto (16,9% dal 2005);
- l'analisi della decomposizione mostra che tra i fattori determinanti per la riduzione delle emissioni nazionali dal 2005 la diminuzione dell'intensità energetica e l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili hanno un ruolo prevalente, mentre la riduzione delle attività economiche ha avuto un ruolo minoritario sull'intero periodo considerato.

Settore elettrico

- Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico nazionale ha avuto un rilevante impulso dal 2007. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico è una conseguenza delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e degli obiettivi di incremento della quota di energia rinnovabile nei consumi finali. Tale incremento nel settore elettrico è stato possibile attraverso diverse misure quali incentivazione e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- il settore elettrico mostra una rapida diminuzione dei fattori di emissione di CO₂ con un forte disaccoppiamento delle dinamiche di generazione elettrica e relative emissioni. La produzione di

energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è passata dal 16% nel 2005 al 39,5% nel 2019 con un incremento particolarmente rilevante delle fonti eolica e fotovoltaica. L'apporto di energia idroelettrica resta determinante anche in relazione alla intrinseca variabilità di tale fonte. I fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia elettrica sono diminuiti rispettivamente del 43% e del 42,5% dal 2005 al 2019;

- le emissioni di gas serra diversi dalla CO₂ incidono in maniera marginale nel settore elettrico (meno dell'1% delle emissioni di gas serra totali). I fattori di emissione dei principali inquinanti atmosferici mostrano una costante diminuzione. In particolare si registrano significative riduzioni rispetto al 2005 dei fattori di emissione di ossidi di azoto (-42,8%), ossidi di zolfo (-90,8%) e PM₁₀ (-84,3%);
- 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, caratterizzato da una struttura piuttosto eterogenea per i diversi comparti. Nel settore dei servizi la diminuzione dei fattori di emissione è compensata dall'incremento dei consumi elettrici.

Il vettore elettrico negli usi finali mostra un incremento più rapido del consumo interno lordo di energia, indice di un incremento dell'elettrificazione dei consumi destinato a continuare negli anni futuri. Pertanto i fattori di emissione nel settore per la generazione e il 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.

I fattori di emissione forniti nel presente studio consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate. In termini pratici, utilizzando i fattori di emissione per i consumi elettrici stimati per il 2019, il risparmio di un kWh a livello di utenza media consente di evitare l'emissione in atmosfera di un quantitativo di CO₂ pari a 268,6 g CO₂, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 462,2 g CO₂ con il mix di combustibili fossili del 2019. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

In sintesi gli indicatori di efficienza e decarbonizzazione relativi ai consumi energetici totali e del settore elettrico sono in costante diminuzione soprattutto dal 2005. Dal 2007, il mantenimento delle politiche di sostegno delle fonti rinnovabili, in concomitanza con la riduzione dei consumi energetici dovuta alla crisi economica, ha ulteriormente accelerato la quota delle fonti rinnovabili determinando un incremento della decarbonizzazione del sistema energetico nazionale.

BIBLIOGRAFIA

- American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), 2018 - *The 2018 International Energy Efficiency Scorecard*. <http://aceee.org/research-report/i1801>
- 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*.
- ARERA, 2005 – Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - Glossario.
- 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, 2014 - *Why did greenhouse gas emissions decrease in the EU between 1990 and 2012?*
- 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.
- European Commission, 2018[a]. *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. COM(2018) 773.
- European Commission, 2018[b]. *In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*.
- European Commission, 2019. *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions - The European Green Deal*. COM(2019) 640 final.
- EUROSTAT Database, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- EUROSTAT, Data Shares (renewables) <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- GSE, 2017. *Quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*.
- GSE, 2018. *Rapporto statistico – Energia da fonti rinnovabili. Anno 2017*.
- GSE, 2019. *Rapporto statistico – Energia da fonti rinnovabili. Anno 2018*.
- 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.
- ISPRA, 2021[a]. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019. National Inventory Report 2021*. Rapporti 341/2021.
- ISPRA, 2021[b]. *Analisi dei dati trimestrali 2020 4° trimestre*. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/stima-trimestrale-delle-emissioni-in-atmosfera-di-gas-serra-1/2020/analisi-dei-dati-trimestrali-2020-4deg-trimestre/view>
- ISPRA, 2021[c]. *Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia*. <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view>
- 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, 2021. *Rapporto mensile sul sistema elettrico*, dicembre 2020.
- TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- TERNA, *Elenco dei combustibili utilizzabili in centrali termoelettriche, comunicazione personale*.
- UNFCCC, National Inventory Submissions 2021. <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021>
- Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. Energy policy 52, 159-165.

