

VALUTAZIONE DEL POTENZIALE NAZIONALE E REGIONALE DEL RISCALDAMENTO EFFICIENTE

Il presente studio è stato predisposto dal GSE in ottemperanza all'art. 10 del Decreto Legislativo del 14 luglio 2020, n. 73 sulla base delle indicazioni di cui all'allegato VIII della Direttiva 2012/27/UE, come sostituito dal Regolamento 4 marzo 2019, n.2019/826/UE.

Ministero della Transizione Ecologica

Via Cristoforo Colombo, n.44

00147 - Roma (Italia)

Gestore dei Servizi Energetici

Anno 2021

Direzione Studi e Monitoraggio di Sistema

Osservazioni, informazioni e chiarimenti: potenzialechptlr@gse.it

Indice

EXECUTIVE SUMMARY	8
1 Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento	15
1.1 Contesto energetico nazionale	15
1.1.1 Bilancio energetico.....	15
1.1.2 Geografia.....	18
1.1.3 Demografia.....	19
1.1.4 Stagionalità	20
1.1.5 Evoluzione delle condizioni climatiche	22
1.2 Settore residenziale.....	24
1.2.1 Ripartizione dei consumi per uso.....	24
1.2.2 Consumi di riscaldamento e raffrescamento: distribuzione regionale.....	25
1.3 Settore terziario	27
1.3.1 Ripartizione dei consumi per uso.....	27
1.3.2 Consumi di riscaldamento e raffrescamento: distribuzione settoriale e regionale.....	28
1.4 Industria	32
1.5 Agricoltura e pesca.....	35
1.6 Consumi per riscaldamento e raffrescamento: sintesi al 2018	37
2 Fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento.....	39
2.1 Settore residenziale	40
2.1.1 Distribuzione regionale.....	40
2.1.2 Ripartizione territoriale.....	41
2.2 Settore terziario	46
2.2.1 Distribuzione settoriale e regionale	46
2.2.2 Ripartizione territoriale.....	49
2.3 Industria	51
2.4 Agricoltura e pesca.....	51
2.5 Quadro di sintesi al 2018	52
3 Calore derivato e teleriscaldamento	56
3.1 Calore derivato	57

3.2	Teleriscaldamento.....	60
3.2.1	Evoluzione del teleriscaldamento in Italia.....	62
3.2.2	Diffusione e caratteristiche delle reti di teleriscaldamento nel 2018.....	63
3.2.3	Energia immessa nelle reti di teleriscaldamento.....	66
3.2.4	Energia erogata alle utenze.....	70
3.2.5	Sistemi di teleriscaldamento efficienti.....	72
3.2.6	Densità lineare termica delle reti di teleriscaldamento.....	75
3.2.7	Reti di teleraffrescamento.....	76
3.2.8	Confronto con i valori 2013.....	79
4	La cogenerazione nel parco elettrico nazionale.....	82
4.1	Impianti termoelettrici.....	82
4.2	Impianti cogenerativi.....	88
4.3	Impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR).....	92
4.3.1	CAR: produzioni e tecnologie impiantistiche.....	94
4.3.2	CAR: distribuzione geografica.....	96
4.3.3	CAR: settori di utilizzo.....	96
4.4	Quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale.....	99
5	Fonti rinnovabili nel settore termico.....	100
5.1	Usi diretti delle fonti rinnovabili nel settore termico.....	102
5.1.1	Biomasse.....	103
5.1.2	Pompe di calore.....	107
5.1.3	Geotermia.....	110
5.1.4	Solare.....	112
5.1.5	Rifiuti industriali rinnovabili.....	114
5.2	Calore derivato.....	116
6	Disponibilità di fonti di generazione per il riscaldamento.....	117
6.1	Calore di scarto.....	117
6.1.1	Calore di scarto dagli impianti industriali.....	118
6.1.2	Calore di scarto dagli inceneritori.....	120
6.1.3	Calore di scarto negli impianti termoelettrici.....	122
6.2	Geotermia.....	123
6.3	Biomasse.....	127
6.3.1	Zonizzazione delle aree vocate all'utilizzo di biomasse.....	127

6.3.2	Offerta di biomassa forestale territoriale.....	130
6.3.3	Domanda di biomassa per riscaldamento territoriale	134
6.3.4	Metanizzazione.....	136
6.3.5	Presenza di reti di TLR.....	138
6.3.6	Qualità dell'aria.....	140
6.3.7	Altimetria	142
6.3.8	Grado di urbanizzazione	144
6.3.9	Zone climatiche.....	146
6.3.10	EcoRegioni.....	148
6.4	Altre tecnologie: pompe di calore, solare, gas naturale.....	150
7	Potenziale tecnico e finanziario del teleriscaldamento.....	151
7.1	Metodologia valutazione potenziale teleriscaldamento	151
7.2	Potenziale tecnico domanda teleriscaldamento	152
7.2.1	Densità termica lineare.....	157
7.3	Potenziale tecnico offerta teleriscaldamento	159
7.3.1	Calore di scarto.....	159
7.3.2	Geotermia.....	161
7.3.3	Biomasse	163
7.3.4	Altre fonti.....	165
7.4	Analisi economica teleriscaldamento	166
7.4.1	Costi di generazione del calore da tecnologie individuali.....	167
7.4.2	Costi di distribuzione del calore per il TLR.....	168
7.4.3	Costi di generazione del calore per il TLR	170
7.4.4	Ricavi da vendita energia ed incentivi per il TLR.....	174
7.5	Potenziale economico-finanziario del teleriscaldamento.....	174
7.5.1	Metodologia e interpretazione dei risultati.....	174
7.5.2	I risultati del potenziale economico-finanziario TLR.....	175
7.5.3	Benefici ambientali.....	185
7.6	Potenziale di efficientamento delle reti	186
7.6.1	Riduzione delle perdite di rete	186
7.6.2	Reti di teleriscaldamento di IV generazione e impianti di riscaldamento a bassa temperatura 188	
8	Potenziale tecnico e finanziario della CAR	189

8.1	Metodologia per l'analisi del potenziale CAR.....	189
8.2	Costi delle tecnologie: investimento e O&M.....	193
8.3	Commodities e ipotesi finanziarie.....	195
8.4	Driver economici della CAR.....	196
8.5	Potenziale CAR nel settore industriale.....	197
8.5.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore industriale.....	197
8.5.2	Potenziale tecnico per il settore industriale.....	200
8.5.3	Potenziale economico per il settore industriale.....	208
8.6	Potenziale CAR nel settore terziario.....	214
8.6.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore terziario.....	214
8.6.2	Potenziale tecnico per il settore terziario.....	217
8.6.3	Potenziale economico per il settore terziario.....	220
8.7	Potenziale CAR nel settore residenziale.....	223
8.7.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore residenziale.....	224
8.7.2	Potenziale tecnico per il settore residenziale.....	227
8.7.3	Potenziale economico per il settore residenziale.....	230
8.8	Potenziale CAR nazionale e benefici ambientali.....	231
8.9	Potenziale CAR regionale.....	234
8.9.1	Potenziale CAR industria regionale.....	236
8.9.2	Potenziale CAR terziario regionale.....	238
8.9.3	Potenziale CAR residenziale regionale.....	240
8.10	Potenziale CAR nazionale complessivo.....	242
9	Scenari e ottimo di sistema per il settore termico.....	243
9.1	Metodologia e ipotesi.....	243
9.2	Scenari domanda termica.....	247
9.3	Ottimo di sistema per i target 2030 nel settore riscaldamento.....	249
9.3.1	Potenziale economico di sistema rinnovabili termiche.....	249
9.3.2	Potenziale economico di sistema teleriscaldamento.....	253
9.3.3	Potenziale economico di sistema CAR.....	255
10	Sintesi dei risultati.....	258
11	Politiche vigenti, obiettivi e misure programmate.....	260
11.1	L'evoluzione delle misure per la promozione della cogenerazione e del teleriscaldamento fino al PNIEC 260	

11.1.1	Cogenerazione.....	260
11.1.2	Teleriscaldamento.....	262
11.2	Principali obiettivi e misure individuate nel PNIEC.....	264
11.2.1	I principali obiettivi del PNIEC correlati ai consumi termici.....	265
11.2.2	Le principali misure correlate ai consumi termici previste dal PNIEC e quelle già varate.....	270
11.2.3	Orientamenti del PNIEC su CAR e TLR.....	278
11.3	Il potenziale del riscaldamento efficiente e l'evoluzione del PNIEC.....	279
11.4	Il PNRR e il programma di investimento per il TLR.....	280
Allegato 1	283
	CAR e TLR nei PEAR e altri atti regionali.....	283
Allegato 2	292
	Consultazione pubblica.....	292

EXECUTIVE SUMMARY

PREMESSA

Il **Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n.73** prevede la predisposizione di un rapporto, da notificare alla Commissione europea, contenente una **valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti**, elaborato sulla base delle indicazioni di cui all'**allegato VIII della Direttiva 2012/27/UE**, come sostituito dal Regolamento 4 marzo 2019, n.2019/826/UE.

Rispetto alla precedente edizione di tale valutazione, risalente al 2015, tenendo conto di quanto previsto dalla Raccomandazione (UE) 2019/1659, il nuovo rapporto presenta un **ambito di analisi più esteso**, volto a coprire l'intero settore del riscaldamento e del raffrescamento e il diversificato mix di soluzioni tecnologiche sviluppabili, coerenti con una sua progressiva decarbonizzazione.

I **risultati** elaborati nel rapporto sono stati **integrati** nello scenario energetico alla base del **Piano Nazionale integrato Energia e Clima** redatto nel 2019, che consentiva già di superare i target energetici tracciati a livello comunitario dalle Direttive che compongono il "Clean Energy for all Europeans Package". Fermi restando gli obiettivi del PNIEC, le analisi qui sviluppate consentono di fornire dettagli sul mix ottimale nel settore termico. Il rapporto si compone di 5 sezioni:

- **Consumi e fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento:** i dati statistici energetici sono stati elaborati per ricostruire con un notevole dettaglio geografico, settoriale e tecnologico i consumi e fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento.
- **Valutazione del potenziale del teleriscaldamento (TLR) efficiente:** con un approccio bottom up, sono state ricostruite la domanda di calore teleriscaldabile e l'offerta territoriale di fonti per alimentare le reti TLR con cui è stato elaborato il potenziale tecnico di sviluppo del teleriscaldamento. Attraverso un'analisi economica a condizioni di mercato e normative vigenti è stata valutata la quota parte di potenziale tecnico attivabile che rappresenta il potenziale economico finanziario.
- **Valutazione del potenziale della cogenerazione ad alto rendimento (CAR):** sono stati costruiti dei casi studio notevolmente dettagliati per settore e utenza tipo e si è definito un potenziale tecnico dimensionando e simulando l'esercizio dei cogeneratori sulla base di indicatori di performance desunti dagli impianti esistenti. Attraverso un'analisi economica a condizioni di mercato e normative vigenti è stata valutata la quota parte di potenziale tecnico attivabile che rappresenta il potenziale economico finanziario.
- **Scenari e ottimo di sistema nel settore del riscaldamento:** i dati territoriali e settoriali della domanda e offerta di calore (potenziali tecnici) sono stati elaborati nel modello di pianificazione e ottimizzazione del sistema energetico nazionale (TIMES) al fine di aggiornare il mix tecnologico proposto nel PNIEC alla luce dei nuovi potenziali in ambito CAR e TLR, garantendo al contempo il raggiungimento degli obiettivi in materia di energia e clima.

- **Obiettivi e misure:** a corredo dello studio è stata effettuata una ampia ricognizione degli obiettivi, delle strategie e delle misure nazionali e regionali relativo al settore del riscaldamento efficiente.

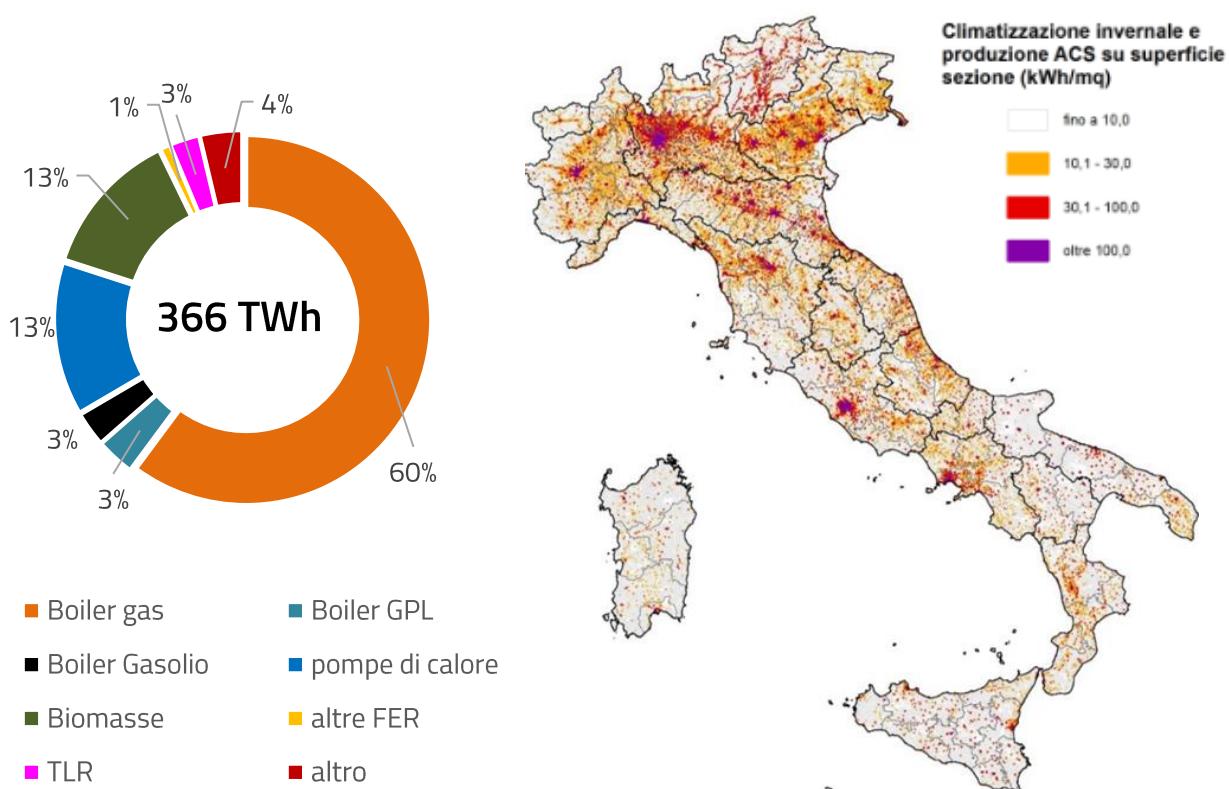
CONSUMI E FABBISOGNI DI RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO

Per valutare il potenziale del teleriscaldamento e della cogenerazione è stato necessario produrre un set di dati inerenti la domanda e l'offerta di calore con un livello di disaggregazione territoriale, settoriale e di utilizzo maggiore rispetto a quanto disponibile nelle statistiche energetiche nazionali. A partire dai dati statistici relativi al 2018 si è quindi effettuata un'approfondita analisi del patrimonio immobiliare e impiantistico, nonché dei dati demografici e del tessuto produttivo, per ricostruire, con un approccio top down, i consumi energetici per riscaldamento e raffrescamento, articolati per settore e per Regione; particolare attenzione è stata dedicata alle fonti rinnovabili e al calore derivato. Successivamente sono stati ricostruiti i fabbisogni attraverso i rendimenti caratteristici di conversione dei diversi vettori energetici. L'anno di riferimento dei consumi monitorati è il 2018.

I **fabbisogni** per il **riscaldamento** e per la produzione **acqua calda sanitaria** del settore **civile** ammontano nel 2018 a **366 TWh**. Il **gas naturale** rappresenta la principale fonte impiegata (**60%**) per soddisfare gli usi termici, il **teleriscaldamento** contribuisce per il **3%**. Le 4 grandi Regioni del Nord (Lombardia, Veneto, Emilia Romagna Piemonte) assorbono oltre il 50% dei fabbisogni termici nazionali.

Il fabbisogno termico del residenziale e dei servizi è stato quindi ripartito tra le oltre **400.000 sezioni** censuarie in cui è suddiviso il territorio nazionale sulla base dei dati relativi al patrimonio edilizio, i relativi fabbisogni specifici e la variabile climatica, in modo da rendere possibili le successive analisi territoriali.

Figura 1: Fabbisogni del settore civile per tecnologia e per unità di superficie territoriale (anno 2018).



VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DEL TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE

Tramite i dati di esercizio delle reti di teleriscaldamento elaborati dal GSE nell'ambito delle attività statistiche sul settore, sono stati valutati i livelli di copertura della domanda di riscaldamento territoriale e una serie di parametri che caratterizzano il funzionamento delle reti esistenti. Il fabbisogno termico civile ricostruito su base territoriale è stato caratterizzato con un ampio set di parametri (densità, ore invernali riscaldamento, metanizzazione, presenza di reti TLR ecc.) volti a valutare le potenzialità di allacciamento al TLR. Si è quindi proceduto a definire per ciascun comune la quota parte di domanda di calore teleriscaldabile secondo criteri tecnici di fattibilità commisurati alle reti esistenti e alla disponibilità di fonti sul territorio. Le analisi hanno condotto a valutare un **potenziale tecnico** di sfruttamento del teleriscaldamento di **57 TWh** (circa **6 volte i livelli attuali di sviluppo**) che si concentra principalmente nelle Regioni del Nord Italia.

Per quanto concerne, invece, la valutazione del potenziale tecnico dell'offerta di fonti e tecnologie per alimentare le reti di teleriscaldamento, è stata analizzata la disponibilità della risorsa per ciascuna tecnologia di generazione a livello territoriale e confrontata con la domanda teleriscaldabile locale per verificarne la massima potenzialità di sfruttamento (minore tra le due) da prendere poi a riferimento nelle analisi economiche. Sono stati così stimati **67 TWh di calore di scarto** rilasciati da installazioni industriali e termoelettriche, di cui **38 TWh disponibili nella stagione invernale (26 TWh nelle zone climatiche D-E-F)**, e di cui si è valutato circa **6 TWh recuperabili** per soddisfare la domanda teleriscaldabile dei comuni limitrofi agli impianti. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la stima del calore FER con cui potenzialmente alimentare le reti si ritiene ammonti a **3,4 TWh per il geotermico** a media e alta entalpia e **3,3 TWh per la biomassa forestale** considerando le zone ritenute più vocate a questo tipo di impieghi secondo vari criteri di analisi quali la disponibilità della risorsa, le infrastrutture, le caratteristiche geo-morfologiche e altri parametri tra cui anche la qualità dell'aria. Infine sono state condotte valutazioni indicative volte a quantificare il potenziale di fonti meno vincolate alle risorse energetiche locali, stimando **3,7 TWh di energia da solare termico**, **11,3 TWh da pompe di calore** geotermiche e idrotermiche, **48 TWh di energia termica da cogenerazione a gas** nei comuni metanizzati.

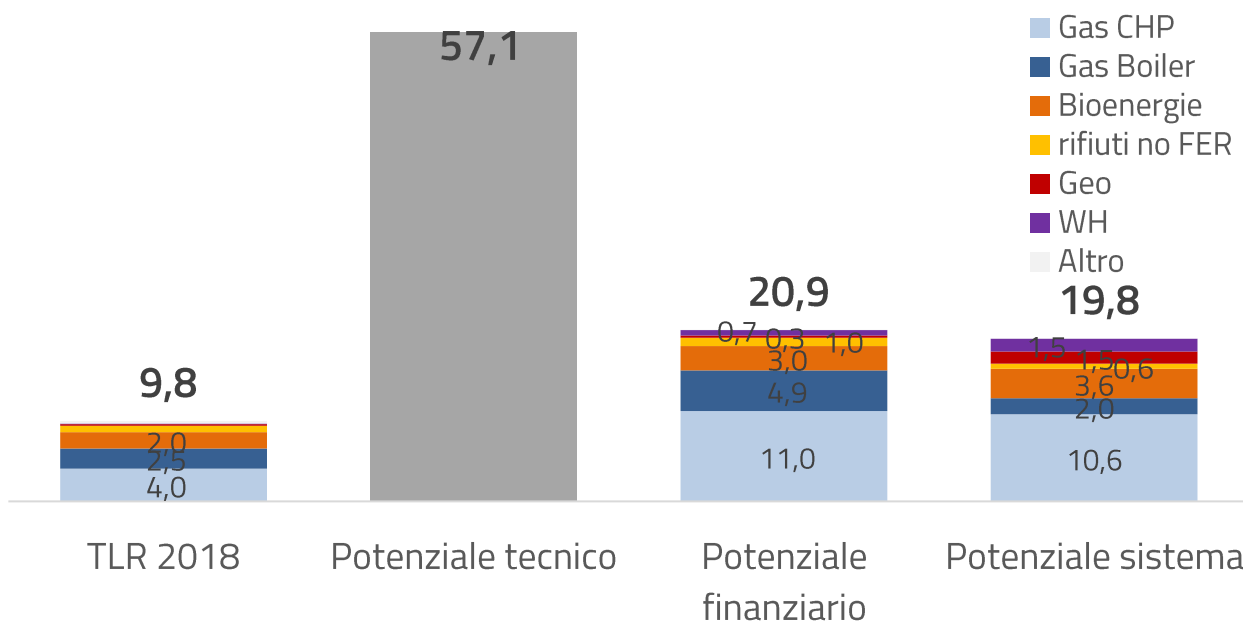
Le reti di teleriscaldamento sono state dimensionate per alimentare il potenziale tecnico e si è proceduto alla stima dei costi di investimento e di esercizio. Su base territoriale sono stati dunque valutati i costi di generazione del calore di ciascuna tecnologia per alimentare le reti, individuando, per **merito economico**, il **mix di fonti** in grado di soddisfare la domanda teleriscaldabile al minimo costo. Si è proceduto alla valutazione del **potenziale economico-finanziario** dal punto di vista di un potenziale investitore, considerando per ciascun comune la sostenibilità dell'iniziativa TLR mediante *business-plan* di progetto, sulla base degli attuali prezzi delle *commodities* e delle misure vigenti a supporto del settore. Tale potenziale economico-finanziario è stato elaborato considerando una percentuale di attivazione del potenziale tecnico, definita **sulla base dell'IRR** (100% di attivazione per $IRR \geq 15\%$, 0% attivazione per $IRR \leq 7\%$, interpolazione lineare per IRR tra il 7% e il 15%). I risultati sono stati confrontati con lo sviluppo attuale, determinando il potenziale economico incrementale, e tenendo altresì traccia dei corrispondenti benefici ambientali in termini di risparmi energia primaria ed emissioni evitate

Il **potenziale economico finanziario** del TLR efficiente, alle attuali condizioni regolatorie e di mercato, è stato valutato in circa **21 TWh**, più del doppio dell'attuale livello di penetrazione, riconducibile – secondo le analisi effettuate – per quasi la **metà alla tecnologia CHP a gas** (includendo anche i potenziali recuperi di calore di

scarto da termoelettrici esistenti). Tra le tecnologie rinnovabili termiche risulta un potenziale incrementale di sviluppo delle **bioenergie** (fino a **3 TWh**) in particolare nelle zone non metanizzate, e uno sviluppo dei sistemi di recupero del **calore di scarto industriale, per 0,7 TWh**. L'attivazione di tale potenziale economico incrementale consentirebbe di conseguire benefici di tipo ambientale comprendenti **0,3 Mtep di energia primaria fossile risparmiata** e **0,6 MtCO₂ di emissione di gas serra evitati** nei settori non ETS.

Oltre al potenziale economico-finanziario è stato valutato anche un **potenziale ottimale di sistema** aggiornando lo scenario energetico ottimizzato per raggiungere gli obiettivi PNIEC alla luce dei potenziali tecnici TLR. Il potenziale di sistema risulta in circa **20 TWh** di energia termica erogabile da TLR, giungendo quindi a risultati in linea con quelli del potenziale economico-finanziario. Anche secondo tale analisi permane un contributo prevalente della **CAR a gas (11 TWh)**, ma risultano anche maggiori contributi da rinnovabili, in particolare per quanto riguarda la **geotermia (1,5 TWh)** e le **bioenergie (3,6 TWh)**, a cui si aggiungono **1,5 TWh di calore di scarto**.

Figura 2: Confronto tra livello attuale di energia termica da TLR, potenziale tecnico, finanziario e di sistema (TWh)



POTENZIALE DELLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

Le valutazioni svolte sulla CAR sono partite dalla ricognizione della situazione attuale, mediante analisi di dettaglio del data base per il riconoscimento della CAR a disposizione del GSE. Complessivamente al **2018** risultano **35,5 TWh di calore CAR**, per gran parte (**75%**) ascrivibile **all'industria**, seguita dal calore cogenerato per TLR (20%) e dal terziario (5%), mentre è per lo più trascurabile il residenziale. In termini di fonti, il **gas** è ampiamente prevalente nei consumi (95%).

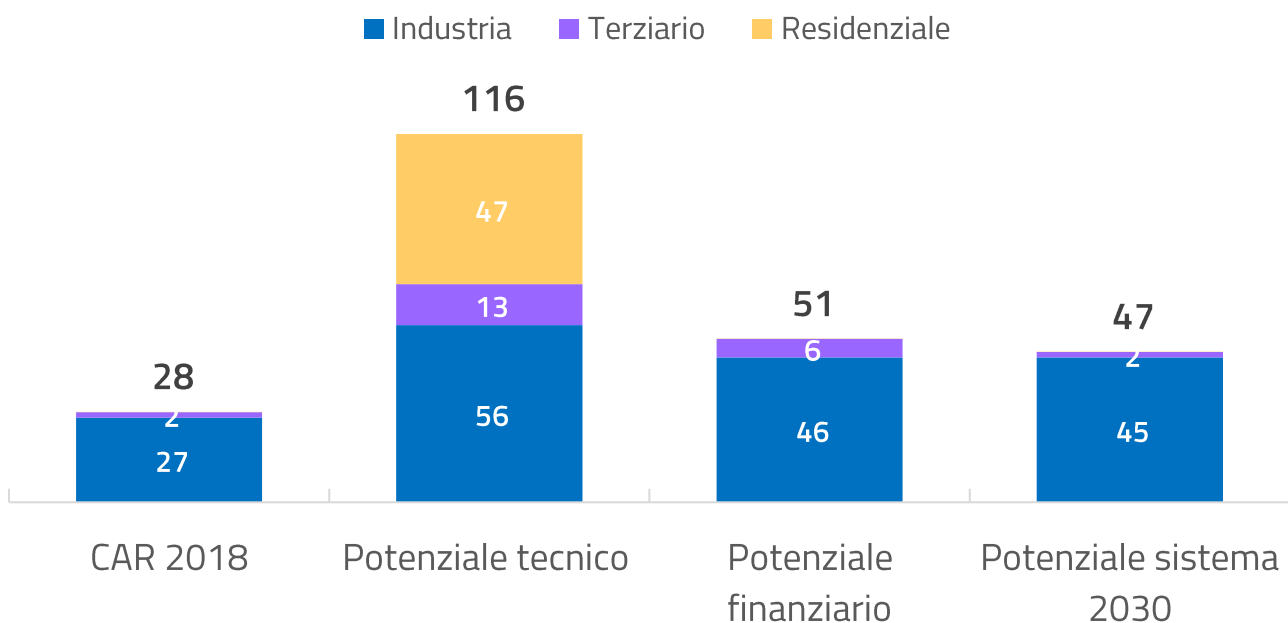
La metodologia per lo studio del potenziale ha previsto innanzitutto la caratterizzazione della domanda di energia dei settori industriale, terziario e residenziale, e la selezione dei sottosettori e **utenze tipo** di maggiore interesse per la CAR, individuate anche grazie all'analisi degli impianti esistenti. Per ciascun caso tipo si è tenuto conto di indicatori e di vincoli di natura tecnica quali entità del fabbisogno di calore ed elettricità, andamento temporale e contemporaneità degli stessi, nonché temperatura a cui è richiesto il calore; si è poi

proceduto al dimensionamento del cogeneratore e alla simulazione delle sue condizioni di esercizio presso le utenze tipo di ciascun sottosettore, mediante l'utilizzo di indicatori specifici di performance (rendimenti, ore equivalenti, autoconsumo, ECHP/Etot, tecnologia) desunti dagli impianti in esercizio presso utenze assimilabili dal punto di vista dei fabbisogni energetici. Si è giunti quindi alla valutazione del **potenziale tecnico** mediante estensione dei risultati di energia termica ed elettrica cogenerabile ottenuti nei singoli casi studio all'intero ambito di riferimento. Il potenziale tecnico è da interpretarsi come un massimo teorico di domanda cogenerabile sulla base di condizioni puramente tecniche.

Successivamente si è proceduto alla valutazione del **potenziale economico-finanziario**, considerando per ciascun caso studio la sostenibilità dell'iniziativa mediante *business-plan* di progetto, a regolazione vigente. Si sono considerati i costi di investimento e di manutenzione, i prezzi delle *commodities* (al dettaglio per fasce di consumo), nonché gli incentivi attualmente disponibili (ad es. certificati bianchi, scambio sul posto, sconti sulle accise ecc.). Il potenziale economico-finanziario è stato elaborato considerando una percentuale di attivazione del potenziale tecnico, definita sulla base dell'IRR (100% di attivazione per $IRR \geq 15\%$, 0% attivazione per $IRR \leq 7\%$ (5% nel residenziale), interpolazione lineare per IRR tra il 7% e il 15%). I risultati sono stati confrontati con lo sviluppo attuale, determinando il potenziale economico incrementale, e tenendo altresì traccia dei corrispondenti benefici ambientali in termini di risparmi energia primaria ed emissioni evitate di CO₂. Le analisi sono state disaggregate su **scala regionale**, sulla base della domanda di calore regionale di ciascun sottosettore.

I potenziali così calcolati sono stati affiancati e confrontati con il potenziale di sistema al 2030, derivante dal modello di ottimizzazione del sistema energetico che, come detto, tiene conto degli obiettivi del PNIEC in tema di decarbonizzazione ed efficienza energetica.

Figura 3: Confronto tra livello attuale CAR (esclusi impianti CAR-TLR), potenziale tecnico, finanziario e di sistema (TWh)



I risultati mostrano un **potenziale tecnico di 116 TWh**, di cui 56 TWh in ambito industriale, 47 TWh nel residenziale (data l'entità della domanda residenziale teoricamente cogenerabile) e 13 TWh nel terziario. In merito a quanto finanziariamente conveniente per un investitore a regolazione vigente, risulta un **potenziale economico di 51 TWh**, di cui l'89% relativo all'**industria (45,5 TWh)** e **5,8 TWh nel terziario**. In particolare,

nell'industria i settori **cartario e chimica di base** hanno il maggior potenziale economico di calore da CAR (**10-11 TWh**), seguiti da raffinazione. Dato lo sviluppo attuale, i comparti con il maggior **potenziale incrementale** risultano essere quello **ceramico (4,6 TWh)**, della **chimica di base (4,5 TWh)**, **cartario (3,6 TWh)**, seguiti da alimentare (1,9 TWh) e metalmeccanico (1,4 TWh). Quanto al terziario, agli **ospedali** corrisponde la quota maggiore di potenziale economico (**3,4 TWh di calore**) e incrementale (**2,4 TWh**), seguiti dalle **piscine** e dai **grandi centri sportivi** con 1,6 TWh di calore incrementale. Anche università-centri di ricerca e alberghi mostrano rilevanti margini di crescita, con potenziale economico incrementale di calore CAR di 0,3 e 0,2 TWh rispettivamente. Nel residenziale invece, nonostante l'elevato potenziale tecnico, in base all'attuale regolazione, che prevede per la CAR la possibilità di fornire elettricità alle sole utenze comuni, i casi studio esaminati, rappresentativi di fabbisogni medi di monofamiliari, medi condomini e grandi condomini, non evidenziano convenienza economica.

Quanto al **potenziale di sistema**, il modello di ottimizzazione dello scenario energetico mostra per la CAR un potenziale di **47 TWh**, quasi interamente nell'**industria (45,5 TWh)**, in cui i risultati sono piuttosto allineati con quelli dell'analisi finanziaria. In ottica di sistema non risultano rilevanti margini di crescita per la CAR nei settori terziario e residenziale, anche per l'attesa penetrazione di altre tecnologie quali pompe di calore, strategiche per il raggiungimento dei target sulle rinnovabili al 2030, eventualmente in accoppiamento con il fotovoltaico.

RINNOVABILI TERMICHE E CALORE DI SCARTO NELLO SCENARIO 2030

Tabella 1: Consumi finali da FER e calore di recupero nel settore termico al 2030 relativi allo scenario ottimo di sistema

Consumo per Fonte (ktep)	2018	Scenario 2030
Numeratore (A)	10.678	14.976
Produzione lorda di calore derivato da FER e calore di scarto	956	1.282
<i>di cui TLR</i>	257	675
Consumi finali FER per risc.	9.722	13.694
<i>di cui biomassa</i>	6.780	7.016
<i>di cui solare</i>	218	675
<i>di cui geo</i>	128	180
<i>di cui pdc</i>	2.596	5.772
Denominatore (B)¹		
Consumi finali di energia per riscaldamento	52.792	43.722
Share FER-H (%)	20,2%	34,3%

Il mix di tecnologie che consente di raggiungere il target FER nel settore termico al minor costo per il sistema (**33,9% al 2030** previsto dal PNIEC), secondo le analisi condotte nel presente studio si può comporre di **14,8 Mtep di FER termiche: 7 Mtep di biomasse solide** (in linea al livello attuale), **5,8 Mtep da pompe di calore** (quasi due volte il livello attuale), **solare e geotermico insieme per 0,9 Mtep** (quasi tre volte il livello attuale), **0,5 Mtep di calore da teleriscaldamento rinnovabile** (due volte il livello attuale) e **0,6 Mtep di calore derivato**

¹ Il consumo finale per riscaldamento non comprende i consumi elettrici né l'energia ambiente da pompe di calore, coerentemente con la Direttiva 2018/2001. Solo qualora si scelga di conteggiare il recupero di calore di scarto (caso riportato in tabella), questo viene aggiunto sia a numeratore che a denominatore.

non TLR da FER. Includendo anche il contributo fornito dal recupero di **calore di scarto** (possibilità prevista dalla Direttiva 2001/2018), la quota FER + calore di scarto nel settore termico diviene pari a **34,3%**².

Le analisi svolte per la valutazione del potenziale del riscaldamento efficiente conducono a ritenere che le previsioni contenute nel PNIEC sui consumi termici al 2030 possano essere lievemente riviste (cfr. confronto tra [Tabella 96](#) e [Tabella 100](#) tra [Figura 158](#) e [Figura 169](#)). Tali valutazioni saranno prese in considerazione nel contesto dell'aggiornamento del PNIEC nel più ampio quadro della sua parziale revisione per tenere conto dell'innalzamento dell'ambizione europea sugli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

CONSULTAZIONE

Il Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n.73 prevedeva che il GSE, nel predisporre il rapporto contenente la valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR, nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, consultasse le associazioni di categoria di riferimento, anche al fine di identificare gli attuali ostacoli che limitano la diffusione delle tecnologie in oggetto e di proporre le più efficaci azioni correttive. Nei tempi previsti dalla consultazione pubblica, circa venti interlocutori hanno fatto pervenire i loro commenti. Gli esiti della consultazione sono stati dettagliati nell'allegato 2 del presente documento.

² Senza contabilizzare il calore di scarto il target FER nel settore termico ammonta a 33,9%.

1 Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento

Il capitolo presenta una descrizione dei consumi di energia per usi termici espressi dalle famiglie e dalle imprese italiane con riferimento all'anno 2018, contestualizzata all'interno del sistema energetico nazionale.

L'approccio metodologico si basa sui dati statistici ufficiali pubblicati annualmente da Eurostat sui consumi energetici per settore; a partire da tali dati si ricavano, con opportune elaborazioni, i consumi per le diverse utilizzazioni (riscaldamento ambienti, produzione acqua calda sanitaria, cottura, usi di processo, raffrescamento degli ambienti e altri usi), disaggregati a loro volta per ambiti geografici.

Le elaborazioni sviluppate sono caratterizzate da notevole complessità poiché, a differenza di quanto avviene per l'energia elettrica, in Italia non sono disponibili analisi e ricostruzioni dettagliate della produzione di energia termica, spesso peraltro non misurata e, in ogni caso, piuttosto complessa da rilevare (si pensi ad esempio ai consumi diretti di biomassa nel settore residenziale in caldaie, camini, ecc.).

Al fine di rendere coerente ed omogenea l'analisi, in questo documento ci si riferisce sempre alla domanda di riscaldamento e raffrescamento definita come *insieme dei consumi di prodotti energetici destinati ad assolvere ai seguenti usi: climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria, cottura, raffrescamento degli ambienti, usi di processo del calore.*

1.1 Contesto energetico nazionale

1.1.1 Bilancio energetico

Nel 2018 il consumo interno lordo di energia (*Total energy supply*) in Italia si è attestato a 153 Mtep, di cui oltre 7 Mtep sono costituiti da usi non energetici. La produzione nazionale di fonti primarie, che copre circa il 24% dei consumi interni complessivi, è composta principalmente da fonti rinnovabili (26,7 Mtep), seguite da petrolio (5 Mtep) e da gas (4,5 Mtep).

Al settore della trasformazione sono destinati quasi 135 Mtep. A fronte di perdite di trasformazione pari a 23,7 Mtep, in particolare, vengono prodotti 111 Mtep di fonti secondarie, principalmente costituite da prodotti petroliferi raffinati (77,4 Mtep), energia elettrica (24,9 Mtep) e calore derivato (5,5 Mtep).

Gli usi finali di energia, relativi alle fonti primarie non avviate a trasformazione e alle fonti secondarie, ammontano invece a 114,4 Mtep. Il settore con il maggior consumo è quello dei trasporti (31,1%), seguito da residenziale (28%), industria (21,2%), servizi (16,9%) e agricoltura (2,6%).

Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento
Tabella 2: Bilancio energetico di sintesi dell'Italia, anno 2018 (dati in ktep)

	All products	Solid fuels*	Manufactured gases	Oil products	Natural Gas	Renewables	Derived heat	Electricity
+ Primary production	37.342	1.133	0	5.091	4.462	26.657	0	0
+ Net import **	121.923	8.625	0	51.634	55.268	2.622	0	3.775
+ Stock changes	449	-84	0	745	-216	3	0	0
- International maritime bunkers	2.721	0	0	2.721	0	0	0	0
- International aviation	3.835	0	0	3.835	0	0	0	0
Total energy supply	153.158	9.675	0	50.914	59.513	29.282	0	3.775
Transformation input	134.876	0	652	80.803	23.385	19.579	0	199
+ Electricity and heat generation	53.920	7.285	652	4.107	23.385	18.291	0	199
+ Refineries and petrochemical	76.696	0	0	76.696	0	0	0	0
+ Other (Coke oven, Blast furnace..)	4.260	2.973	0	0	0	1.288	0	0
Transformation output	111.205	1.297	795	77.439	23	1.257	5.483	24.910
+ Electricity and heat generation	30.393	0	0	0	0	0	5.483	24.910
+ Refineries and petrochemical	77.439	0	0	77.439	0	0	0	0
+ Other (Coke-oven, Blast furnace..)	3.372	1.297	795	0	23	1.257	0	0
Consumption of the energy branch	7.605	64	11	3.004	1.583	0	1.203	1.739
+ Own Use in Ele, CHP and Heat plants	850	0	0	0	0	0	2	848
+ Oil and Natural Gas extraction plants	1.188	0	0	0	1.133	0	21	34
+ Oil refineries	4.396	0	0	3.004	347	0	549	495
+ Other (coke ovens, coal mines, etc.)	1.171	64	11	0	103	0	632	362
Distribution losses	1.929	0	0	0	324	0	58	1.547
Final non-energy consumption	7.153	49	0	6.488	616	0	0	0
Final energy consumption	114.422	882	132	39.398	33.629	10.960	4.221	25.200
+ Industry	24.302	882	132	2.019	8.649	406	2.234	9.980
+ Transport	35.579	0	0	32.244	1.093	1.250	0	992
+ Services	19.338	0	0	543	7.250	2.706	714	8.125
+ Residential	32.056	0	0	2.200	16.499	6.514	1.242	5.601
+ Agriculture / Forestry	2.798	0	0	2.129	137	50	11	472
+ Fishing	234	0	0	170	0	34	0	31
+ Non-specified (Other)	113,16	0	0	92,433	0	0	20,7	0
Statistical differences	-1.622	-281	0	-1.341	0	0	0	0

* Include i rifiuti non rinnovabili.

** Si noti che tale valore è riferito alle importazioni di prodotti petroliferi nette, ovvero le importazioni di greggio e prodotti raffinati decurtate delle esportazioni di prodotti raffinati. Per questo motivo il consumo interno lordo risulta inferiore agli ingressi nel settore della trasformazione.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Ai fini del presente studio, non sono presi in considerazione i consumi del settore dei trasporti. L'evoluzione dei consumi dei settori di seguito esaminati, intesi come somma dei consumi finali di industria, servizi, residenziale, agricoltura e dei consumi del settore energetico, è riportata nella Tabella seguente.

Tabella 3: Consumi energetici dei settori esaminati nel presente studio (ktep)

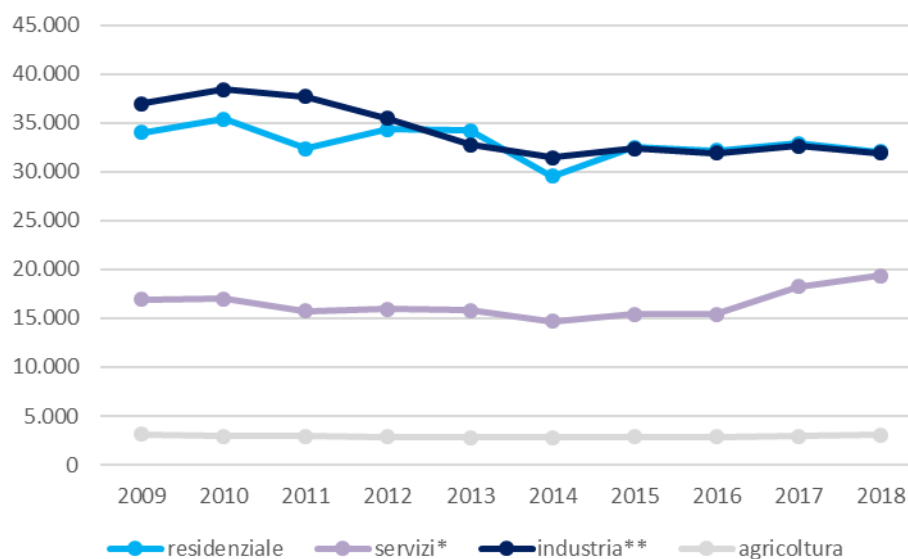
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
residenziale	34.041	35.393	32.378	34.348	34.231	29.546	32.494	32.185	32.899	32.056
servizi*	16.919	16.979	15.751	15.931	15.847	14.667	15.391	15.440	18.242	19.338
industria**	36.978	38.454	37.719	35.497	32.796	31.453	32.371	31.925	32.624	31.907
agricoltura	3.122	2.940	2.924	2.824	2.785	2.776	2.851	2.871	2.918	3.033
altro	141	160	147	159	137	111	143	155	102	113
Totale complessivo	91.201	93.926	88.920	88.758	85.795	78.553	83.252	82.577	86.784	86.447

* si segnala che recenti modifiche alle regole Eurostat hanno permesso di contabilizzare, a partire dal 2017, i consumi della quota rinnovabile dell'energia trasferita da pompe di calore per riscaldamento. Tale modifica spiega gran parte dell'incremento osservato nei servizi tra il 2016 e 2017.

** Include i consumi dell'industria energetica ritenuti di interesse per il presente studio. Sono quindi inclusi i consumi a fini energetici (al netto dei consumi di materie prime) ad esempio delle raffinerie, delle cokerie, degli impianti di estrazione di idrocarburi.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Figura 4: Andamento 2009-2018 dei consumi energetici nei settori esaminati nel presente studio (ktep)



Nonostante l'introduzione del calore ambiente nella contabilità energetica, avvenuta nel 2017, l'andamento dei consumi energetici evidenzia un calo tendenziale piuttosto evidente. Nel 2018, in particolare, il valore si è attestato a 86,5 Mtep. Determinante nell'andamento dei consumi è la dinamica del settore industriale (non influenzato dalla modifica sul calore ambiente) in cui si osserva una diminuzione tendenziale a partire dal 2010. Il consumo del settore residenziale mostra un andamento sostanzialmente stabile negli ultimi 5 anni e, nel 2018, si attesta a 32 Mtep, valore simile al settore industriale.

1.1.2 Geografia

I consumi di energia per riscaldamento sono significativamente influenzati sia da fattori geografici - in particolare dalle notevoli differenze climatiche tra le diverse zone del Paese - sia da fattori stagionali, che diversificano i consumi complessivi tra i diversi mesi dell'anno.

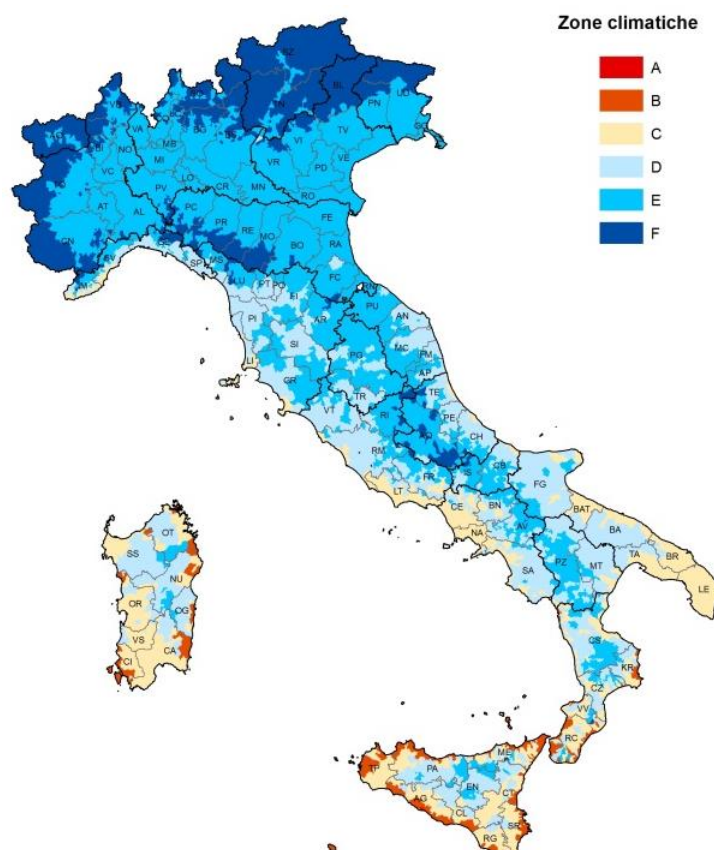
Le condizioni climatiche sono ben rappresentate dai Gradi Giorno (GG), indicatore definito dal D.P.R. 412/1993 come "somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera".

Il medesimo D.P.R. fornisce un valore di gradi giorno convenzionale per ogni comune italiano e raggruppa i comuni italiani in sei zone climatiche.

Tabella 4: Zone climatiche definite dal D.P.R. 412/1993

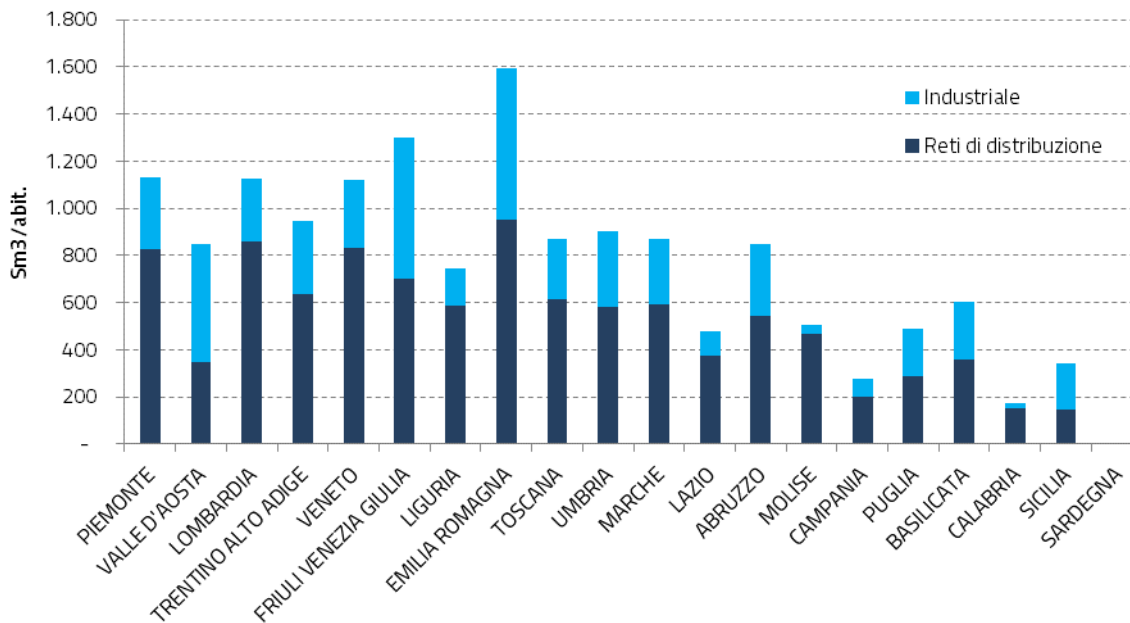
zona climatica	Gradi Giorno
A	fino a 600
B	da 600 a 900
C	da 900 a 1400
D	da 1400 a 2100
E	da 2100 a 3000
F	oltre 3000

Figura 5: Mappa nazionale delle zone climatiche



Un indicatore affidabile della variabilità dei consumi sul territorio nazionale è costituito dai consumi regionali per abitante di gas naturale per usi diversi dal termoelettrico. Come illustrato nel grafico seguente, il gas ceduto a reti di distribuzione locali ha valori più elevati nelle Regioni del Centro Nord rispetto ai valori del Sud; fanno eccezione la Valle D'Aosta e il Trentino, in cui l'utilizzo è spesso sostituito dalla biomassa; si precisa, inoltre, che la Sardegna non è metanizzata.

Figura 6: Gas naturale trasportato per abitante nel 2018 (elaborazione Ministero Sviluppo Economico su dati SNAM Rete Gas, S.G.I. s.p.a. ed altre) (Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)



1.1.3 Demografia

Nel 2018, il 46% della popolazione italiana viveva in Regioni che ricadono principalmente in zona climatica E, il 25% in zona D, il 21% in zona C e solo il 3% in zona F. Infine, il restante 5% della popolazione viveva in zona A o B.

Tabella 5: Popolazione residente a fine 2018

Regioni	Popolazione	Numero di famiglie*	Numero di convivenze
Piemonte	4.328.565	2.009.101	3.388
Valle D'Aosta	125.653	60.918	117
Lombardia	10.010.833	4.460.150	4.262
Trentino Alto Adige	1.074.034	456.645	940
Veneto	4.884.590	2.076.323	2.763
Friuli Venezia Giulia	1.210.414	561.946	779
Liguria	1.532.980	771.387	1386
Emilia Romagna	4.459.453	2.003.011	3.272
Toscana	3.701.343	1.650.863	2.279
Umbria	873.744	385.209	694
Marche	1.520.321	646.820	905
Lazio	5.773.076	2.656.942	3.637
Abruzzo	1.300.645	559.087	710
Molise	303.790	130.961	249
Campania	5.740.291	2.179.279	2.041
Puglia	3.975.528	1.602.803	1.401
Basilicata	558.587	236.114	322
Calabria	1.912.021	805.352	995
Sicilia	4.908.548	2.002.737	3.389
Sardegna	1.622.257	726.348	877
Italia	59.816.673	25.981.996	34.406

* Il numero di famiglie qui riportato fa riferimento al 2017. Nel momento in cui si scrive, i dati sul 2018 sono in corso di validazione da parte di ISTAT.
Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

1.1.4 Stagionalità

Le due figure che seguono evidenziano la variabilità dei consumi di gas naturale al variare dei mesi nel corso dell'anno. In particolare, la riduzione dei consumi rilevata tra aprile e ottobre è prevalentemente associabile ai settori residenziale e terziario, in virtù delle temperature generalmente più elevate rispetto agli altri mesi e alla conseguente riduzione del fabbisogno di riscaldamento.

Figura 7: Consumo interno mensile di gas naturale nel 2018 (Eurostat, *Monthly data*)

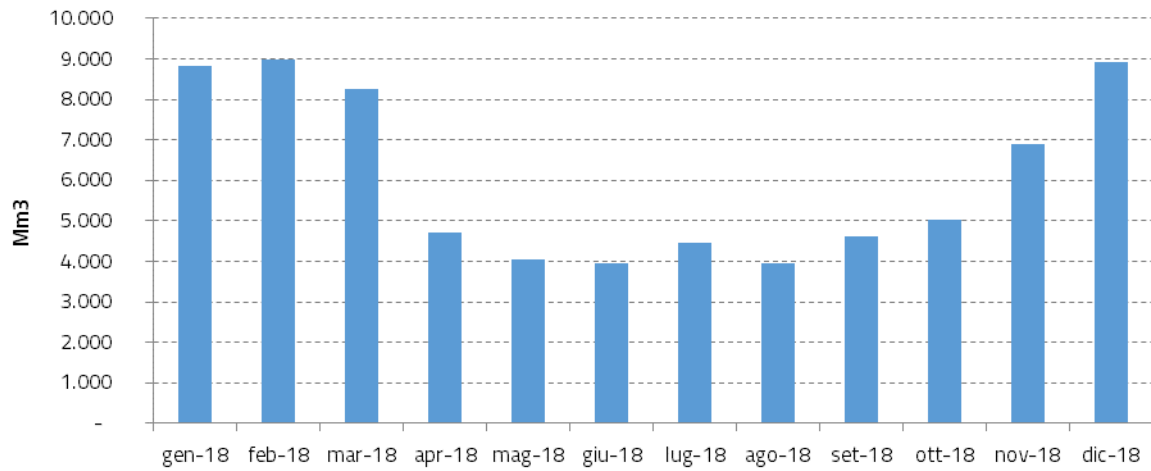
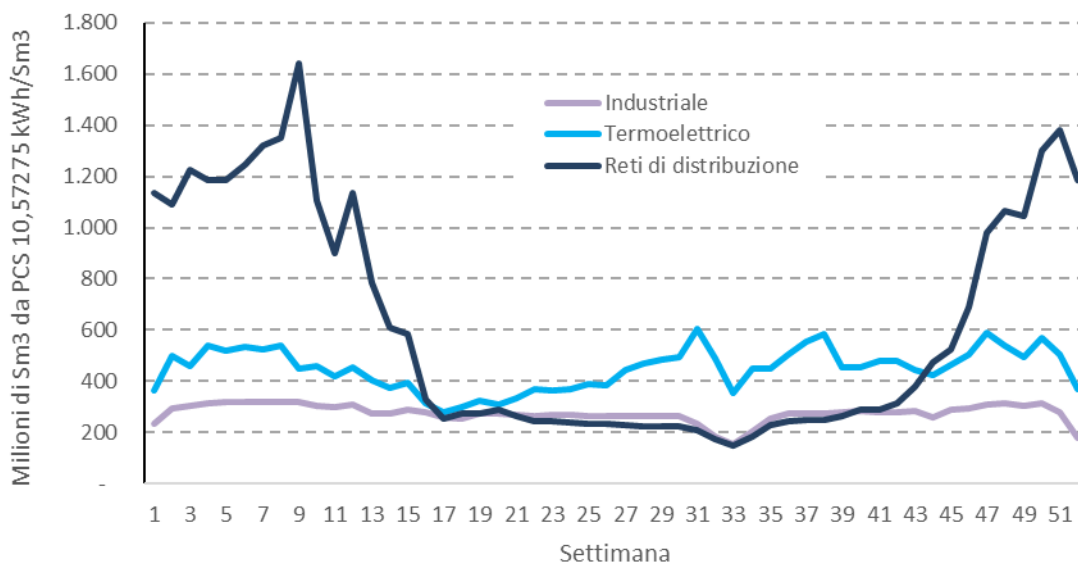


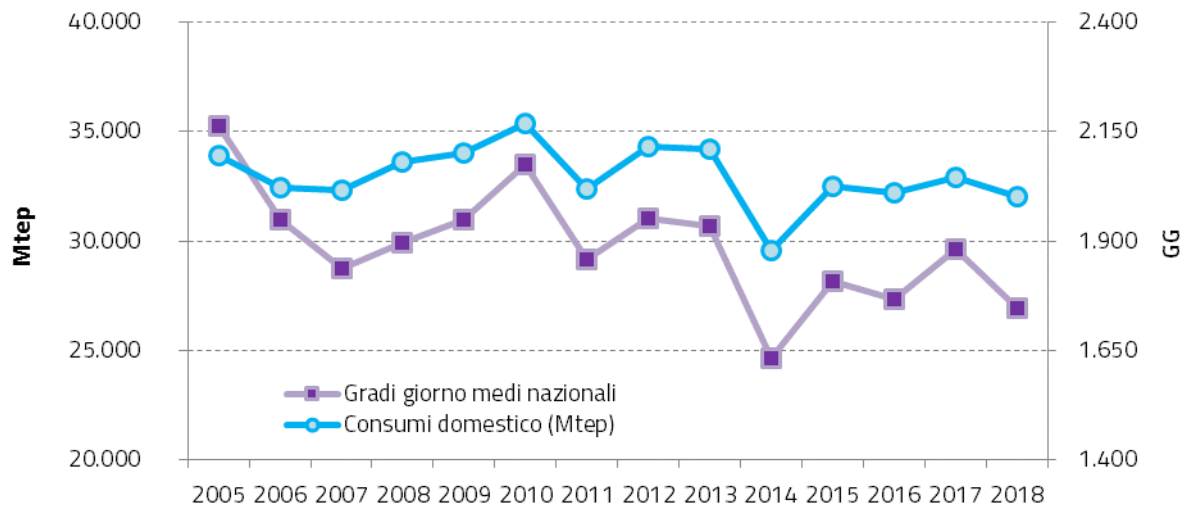
Figura 8: Bilancio gas trasportato e riconsegnato (elaborazione GSE su dati operativi giornalieri SNAM) (Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)



1.1.5 Evoluzione delle condizioni climatiche

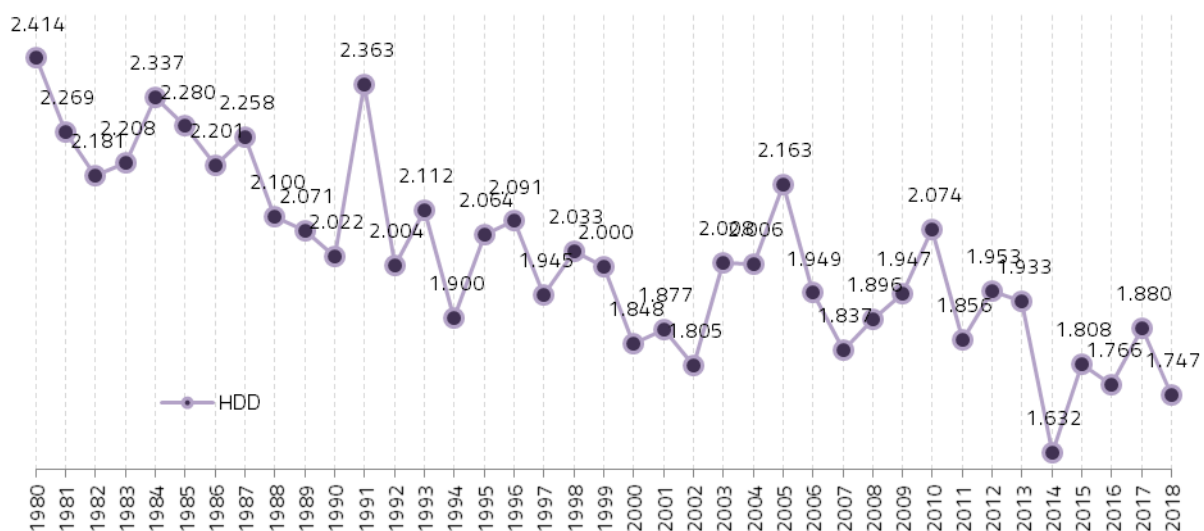
Come noto, i consumi energetici per riscaldamento sono strettamente correlati alle condizioni climatiche invernali.

Figura 9: Andamento dei consumi del settore residenziale e dei gradi-giorno medi nazionali



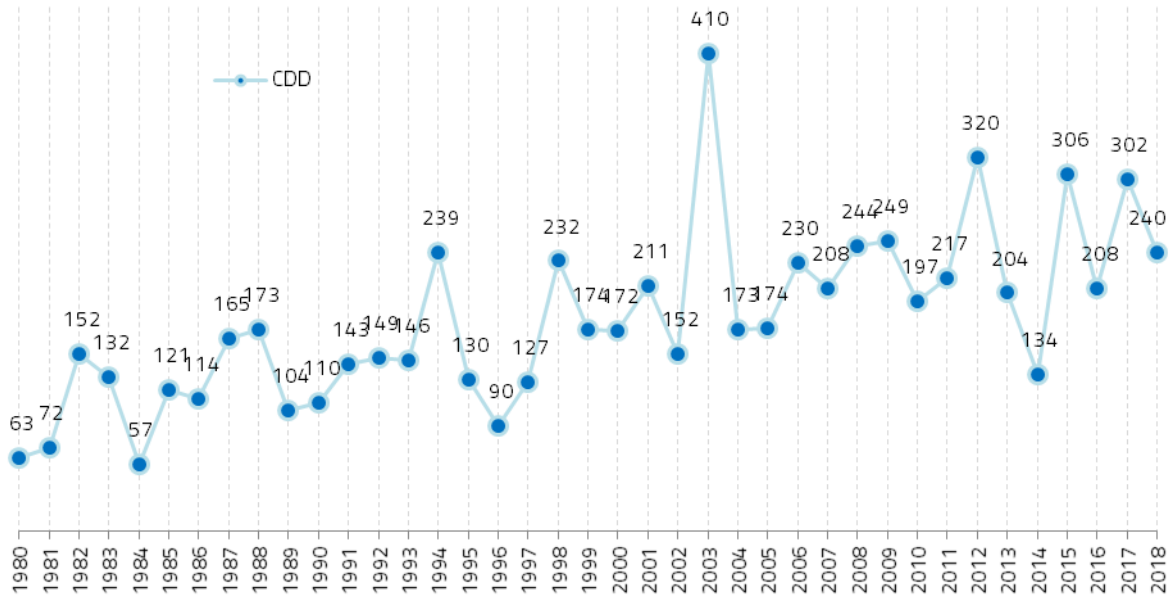
Considerando il periodo 1980-2018 emerge un andamento tendenziale decrescente dei gradi giorno medi nazionali, mentre restringendo il campo di analisi ai soli ultimi cinque anni si osserva un andamento opposto, ovvero un incremento tendenziale dei gradi giorno (grafico seguente).

Figura 10: Andamento dei gradi-giorno per riscaldamento medi nazionali dal 1980 al 2018



Per i gradi giorno per raffrescamento si osserva invece una dinamica opposta, con un evidente aumento tendenziale anche in presenza di forti oscillazioni annuali.

Figura 11: Andamento dei gradi-giorno per raffrescamento medi nazionali dal 1980 al 2018



1.2 Settore residenziale

1.2.1 Ripartizione dei consumi per uso

I consumi complessivamente registrati in Italia nel settore residenziale, tra il 2009 e il 2018, sono illustrati nella tabella che segue, distinti per fonte di energia. Si precisa che, fino al 2016, i dati non tengono conto dei consumi di energia termica rinnovabile³ fornita da pompe di calore.

Tabella 6: Consumi del settore residenziale in Italia (dati in ktep)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Solid fossil fuels	4	4	4	2	0	0	0	0	0	0
<i>Other bituminous coal</i>	4	4	4	2	0	0	0	0	0	0
Natural gas	16.821	18.698	17.990	18.117	18.073	15.151	16.986	17.097	17.261	16.499
Oil and petroleum products (excl. biofuel)	3.789	3.325	3.079	2.809	2.709	2.243	2.375	2.290	2.087	2.200
<i>Liquefied petroleum gases</i>	1.382	1.371	1.245	1.206	1.192	1.080	1.086	1.118	1.148	1.116
<i>Other kerosene</i>	9	9	9	0	7	4	1	2	2	2
<i>Gas oil and diesel oil (excl. biofuel)</i>	2.314	1.907	1.792	1.588	1.506	1.158	1.287	1.168	937	1.082
<i>Fuel oil</i>	84	38	33	14	4	1	1	1	1	0
Renewables and biofuels	7.449	7.263	4.707	6.754	6.759	5.809	6.535	6.322	7.014	6.514
<i>Geothermal</i>	2	1	1	2	1	0	1	1	1	1
<i>Solar thermal</i>	66	99	104	115	124	133	141	148	154	162
<i>Ambient heat (heat pumps)</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	102	100
<i>Primary solid biofuels</i>	7.336	7.113	4.552	6.594	6.592	5.631	6.352	6.129	6.718	6.206
<i>Charcoal</i>	44	50	50	43	41	44	42	44	40	45
Electricity	5.926	5.980	6.031	5.972	5.760	5.525	5.691	5.529	5.631	5.601
Heat	52	123	568	694	931	818	908	947	905	1.242
Total	34.041	35.393	32.378	34.348	34.231	29.546	32.494	32.185	32.899	32.056

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Con riferimento alla ripartizione dei consumi per funzione d'uso, per il settore residenziale si può far riferimento alla raccolta dati impostata da Eurostat proprio a questo scopo (Questionario annuale *Energy consumption in Households*, d'ora in poi *Households*); a partire dai dati rilevati dall'Italia è possibile ripartire i consumi di ogni fonte per ogni uso, al fine di isolare i consumi per riscaldamento.

³ Differenza tra l'energia (termica) complessivamente fornita dagli apparecchi e quella (generalmente elettrica) utilizzata per il loro funzionamento.

Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento

Nel 2018 il consumo complessivo per riscaldamento e raffrescamento riferito alle famiglie italiane si attesta intorno a 27,5 Mtep, di cui quasi 21,5 Mtep destinati alla climatizzazione ambienti e circa 3,9 Mtep alla produzione di acqua calda sanitaria.

Si precisa che la tabella seguente riporta valori di consumo di calore derivato differenti dalla precedente. Tale disallineamento è legato al fatto che il dato è stato aggiornato nel corso del 2020, e tale revisione verrà comunicata ad Eurostat insieme ai dati definitivi 2019; il valore da considerare corretto è, pertanto, quello riportato nella tabella seguente.

Tabella 7: Consumi nel settore residenziale in Italia (dati in ktep) nel 2018 distinti per uso

	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Carbone	Energia elettrica	Calore derivato	Fonti rinnovabili	Totale
Riscaldamento e raffrescamento	2.200	16.499	0	1.156	1.092	6.514	27.460
<i>Climatizzazione invernale</i>	<i>1.660</i>	<i>12.448</i>	<i>0</i>	<i>91</i>	<i>951</i>	<i>6.042</i>	<i>21.192</i>
<i>Acqua calda sanitaria</i>	<i>320</i>	<i>2.572</i>	<i>0</i>	<i>532</i>	<i>140</i>	<i>378</i>	<i>3.943</i>
<i>Usi cucina</i>	<i>219</i>	<i>1.479</i>	<i>0</i>	<i>319</i>	<i>0</i>	<i>95</i>	<i>2.112</i>
<i>Climatizzazione estiva</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>214</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>214</i>
Altri usi elettrici				4.445			4.445
Totale	2.200	16.499	0	5.601	1.092	6.514	31.906

Poiché la finalità del presente studio è valutare il potenziale di espansione dei sistemi di riscaldamento efficienti o di cogenerazione ad alto rendimento, si rende necessaria un'ulteriore elaborazione, volta a determinare le componenti dei consumi per riscaldamento tecnicamente e praticamente soddisfacenti da tali sistemi. Dalla domanda complessiva di calore sono stati pertanto esclusi gli impieghi per cottura, ritenuti in prima approssimazione non facilmente sostituibili dal teleriscaldamento efficiente o dalla cogenerazione ad alto rendimento. I consumi termici di interesse per le successive valutazioni per il comparto residenziale risultano quindi pari a 25,1 Mtep, di cui l'84,5% è costituito da climatizzazione invernale ed il restante 15,5% da consumi per acqua calda sanitaria.

1.2.2 Consumi di riscaldamento e raffrescamento: distribuzione regionale

Per la ricostruzione dei consumi di riscaldamento e raffrescamento regionali si è adottato un approccio *top down*, a partire dai dati riportati nel bilancio energetico nazionale 2018, sviluppato sulla base delle seguenti fonti:

- **questionario *Energy Consumptions in Households* trasmesso annualmente dall'Italia ad Eurostat** (consumi residenziali per funzione d'uso, su scala nazionale),
- **TERNA** (statistiche regionali e settoriali su energia elettrica e cogenerazione),
- **GSE** (statistiche su rinnovabili termiche e teleriscaldamento, in collaborazione con AIRU),
- **MISE** (vendite provinciali di prodotti petroliferi per riscaldamento e gas distribuito per Regioni),
- **ARERA** (gas naturale distribuito per settore per Regione),

Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento

- **ISTAT** (patrimonio edilizio per sezione censuaria, popolazione residente, disponibilità di servizi e tipo di impianti nelle abitazioni, risultati indagine sui consumi energetici delle famiglie),
- **RSE** (consumi residenziali per le diverse tipologie edilizie e condizioni climatiche).

In una prima fase, con elaborazioni sui dati delle fonti ora citate, sono stati ripartiti i consumi residenziali di ogni fonte tra le Regioni e Province autonome; in una seconda fase questi consumi sono stati ripartiti tra le diverse funzioni d'uso, per isolare quelli di interesse.

I risultati del lavoro di ripartizione dei consumi per ciascuna fonte e funzione d'uso di interesse, sviluppato anche tenendo conto della necessità di garantire la coerenza dei risultati con i dati statistici ufficiali, sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 8: Consumi (anno 2018) per climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda e consumi per raffrescamento del comparto residenziale suddivisi per Regione e Provincia autonoma (ktep)

	Consumi		
	Riscaldamento	ACS	Raffrescamento
Piemonte	2.423,8	324,4	5,2
Valle d'Aosta	78,0	8,2	0,0
Lombardia	4.264,6	688,0	34,1
Bolzano	288,5	54,2	0,1
Trento	316,7	44,6	0,1
Veneto	2.290,9	338,4	30,2
Friuli Venezia Giulia	650,4	81,0	4,4
Liguria	577,1	112,5	2,7
Emilia Romagna	2.103,6	313,8	29,1
Toscana	1.364,5	241,6	7,6
Umbria	412,5	59,8	0,9
Marche	545,4	101,6	2,6
Lazio	1.521,7	378,8	15,5
Abruzzo	625,8	96,6	2,2
Molise	141,7	20,1	0,4
Campania	897,9	333,7	17,4
Puglia	838,0	238,3	15,9
Basilicata	234,9	43,7	1,0
Calabria	617,2	107,9	6,8
Sicilia	570,2	263,1	29,1
Sardegna	428,3	92,5	8,7
Italia	21.191,5	3.942,7	214,0

1.3 Settore terziario

1.3.1 Ripartizione dei consumi per uso

I consumi complessivamente registrati in Italia nel settore terziario, tra il 2009 ed il 2018, sono illustrati nella tabella che segue, distinti per fonte di energia.

Tabella 9: Consumi del comparto dei servizi in Italia (dati in ktep)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Solid fuels	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite/Brown Coal</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total petroleum products	836	829	756	633	611	586	564	560	546	543
<i>Liquified petroleum gas (LPG)</i>	592	588	534	445	450	431	411	432	443	431
<i>Gasoline (without bio components)</i>	-	-	17	13	8	8	-	2	2	2
<i>Gas/diesel oil (without bio components)</i>	244	241	206	175	153	147	153	126	101	110
<i>Total fuel oil</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	8.610	8.614	7.254	7.276	7.259	6.012	6.499	6.542	6.590	7.250
<i>Natural gas</i>	8.610	8.614	7.254	7.276	7.259	6.012	6.499	6.542	6.590	7.250
Derived heat	62	49	139	105	154	266	221	245	308	714
Renewable energies	163	125	128	154	171	194	190	205	2.759	2.706
<i>Solar thermal</i>	18	27	28	31	34	36	38	40	42	44
<i>Solid biofuels (excluding charcoal)</i>	13	21	21	21	35	59	51	64	66	64
<i>Biogas</i>	-	1	3	25	25	25	25	24	23	23
<i>Geothermal Energy</i>	132	76	76	77	77	74	76	76	80	79
<i>Ambient heat (heat pumps)*</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	2.549	2.496
Electrical energy	7.248	7.362	7.473	7.763	7.651	7.609	7.918	7.888	8.039	8.125
Total	16.919	16.979	15.751	15.931	15.847	14.667	15.391	15.440	18.242	19.338

*Si segnala che recenti modifiche alle regole Eurostat hanno permesso di contabilizzare, a partire dal 2017, i consumi della quota rinnovabile dell'energia trasferita da pompe di calore per riscaldamento. Tale modifica spiega gran parte dell'incremento osservato nei servizi tra il 2016 e 2017. Fonte: elaborazioni su dati Eurostat0

A differenza del settore residenziale, non sono disponibili dati sui consumi del settore terziario sufficientemente disaggregati sia per tipologia di uso che a livello territoriale. La valutazione dei consumi distinti per uso (tabella successiva) è effettuata a partire dai dati Eurostat, integrati con i risultati di valutazioni di dettaglio per le pompe di calore⁴.

⁴ Si è ricostruito il consumo elettrico di pompe di calore per riscaldamento attraverso i seguenti passaggi:

- calcolo della potenza complessiva installata in Italia, nel comparto non residenziale, ottenuta come differenza tra la potenza totale installata e la potenza totale residenziale, precedentemente calcolata;

Si precisa che la tabella seguente riporta valori di consumo di calore derivato differenti da quelli della tabella precedente. Come già precisato per l'analoga tabella inserita nel capitolo dedicato al settore residenziale, tale disallineamento è legato al fatto che il dato è stato aggiornato nel corso del 2020, e tale revisione verrà comunicata ad Eurostat insieme ai dati definitivi 2019; il valore da considerare corretto è, pertanto, quello riportato nella tabella seguente.

Tabella 10: Consumi negli usi finali del comparto dei servizi in Italia (dati in ktep) distinti per uso (anno 2018)

	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Gas	Calore derivato	Energie rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Riscaldamento e raffrescamento	0	541	7.251	444	2.706	3.244	14.186
<i>Climatizzazione invernale, ACS e altri usi</i>	<i>0</i>	<i>541</i>	<i>7.251</i>	<i>436</i>	<i>2.706</i>	<i>1.612</i>	<i>12.547</i>
<i>Climatizzazione estiva</i>				<i>8</i>		<i>1.631</i>	<i>1.639</i>
Altri usi elettrici						4.881	4.881
Totale	0	541	7.251	444	2.706	8.125	19.066

1.3.2 Consumi di riscaldamento e raffrescamento: distribuzione settoriale e regionale

Come avviene per il settore residenziale, la ricostruzione dei consumi di riscaldamento Regionali è stata sviluppata adottando un approccio *top down*, a partire dai dati riportati nel bilancio energetico nazionale 2018, ed avvalendosi delle seguenti fonti:

- **TERNA** (statistiche regionali e settoriali su energia elettrica e cogenerazione),
- **GSE** (statistiche su rinnovabili termiche e teleriscaldamento, in collaborazione con AIRU),
- **MISE** (vendite provinciali di prodotti petroliferi per riscaldamento e gas distribuito per Regioni),
- **ARERA** (gas naturale distribuito per settore per Regione),
- **ISTAT** (patrimonio edilizio per sezione censuaria, addetti dei sotto-settori dei servizi per sezione censuaria),
- **RSE** (consumi dei sotto-settori dei servizi per funzione d'uso).

In una prima fase, grazie alle fonti sopra citate, si sono ripartiti i consumi del terziario di ogni fonte tra le Regioni e Province autonome; successivamente, sono stati isolati i consumi termici (per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria) per ogni fonte.

– applicazione dei dati caratteristici di funzionamento alla potenza installata nei settori non residenziali, garantendo il fatto che le ore equivalenti medie dell'intero parco installato siano coerenti con i parametri della Commission Decision n.2013/114/EU.

Per il consumo elettrico per raffrescamento si è fatto riferimento a consumi specifici caratteristici dei diversi sotto-settori dei servizi, pesati per la relativa consistenza, come descritto nelle pagine seguenti.

Per fornire elementi utili alle successive valutazioni e, in particolare, per verificare il potenziale di espansione della Cogenerazione ad Altro Rendimento (CAR) nei servizi, si è infine provveduto a suddividere tra sotto-settori i consumi di ogni Regione o Provincia autonoma, in modo da consentire una più accurata caratterizzazione dei singoli comparti, in considerazione della marcata eterogeneità dei servizi per struttura e profilo dei consumi⁵. Nel dettaglio, le diverse componenti dei consumi dei sotto-settori sono state così ricostruite:

- Consumi termici, disaggregati con un approccio *top down* sulla base delle statistiche catastali, utilizzando come *proxy* parametri di consumo caratteristici ricavati da valutazioni ad hoc effettuate da RSE⁶;
- Consumi per raffrescamento, stimati, con metodo *bottom up*, basato sulle medesime fonti informative utilizzate per i consumi termici;
- Altri consumi elettrici, ricostruiti sulla base delle informazioni fornite dalle statistiche settoriali e regionali di Terna.

Nella tabella seguente si riporta la superficie nazionale dei sotto-settori dei servizi, ottenuta elaborando le informazioni disponibili a livello provinciale e per i relativi capoluoghi sul numero e/o sulla dimensione (metri quadrati o metri cubi) degli edifici appartenenti ai principali sotto-settori pubblicate dall'Osservatorio del Mercato Immobiliare (OIM), gestito dall'Agenzia del Territorio / Agenzia delle Entrate.

Tabella 11: Superfici nei servizi in Italia distinti per sotto-settore

	Superficie nazionale (m ²)
Commercio	212.432.606
Istruzione	89.984.407
Uffici*	89.712.502
Sanità	72.016.919
Amministrazione Pubblica	59.896.545
Alberghi	49.736.750
Sport e complessi sportivi	37.242.518
Attività e tempo libero	14.504.870
Altro	86.853.308
Totale	712.380.425

*Comprende gli uffici ricadenti nella categoria catastale A10.

Fonte: elaborazioni GSE da dall'Agenzia del Territorio/Agenzia delle Entrate

⁵Mentre la disaggregazione dei consumi termici tra sotto-settori è volta a caratterizzare i singoli comparti su scala regionale, la disaggregazione dei fabbisogni di riscaldamento e acqua calda sanitaria viene effettuata per descrivere accuratamente la loro distribuzione territoriale. Si rimanda, per una descrizione più dettagliata, al paragrafo 2.2.

⁶ RSE, "La pompa di calore. Una soluzione efficiente e sostenibile". RSEView, editrice ALKES, dicembre 2018.

F. Carrara "I consumi energetici della Pubblica Amministrazione Stima dei consumi e scenari di riqualificazione energetica, Rapporto RSE GSE", dicembre 2014.

RSE, Madonna e altri "Studio sulla domanda di climatizzazione: influenza del comportamento dell'utenza sui consumi ed effetto rebound nel caso di riqualificazioni energetiche. RSE report 16002288, 2016.

RSE, Lorenzo Croci e altri "Fabbisogno di climatizzazione invernale ed estiva degli edifici residenziali e del terziario" Rapporto RdS n 18007687, dicembre 2018.

Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento

Nella tabella seguente si riportano i consumi complessivi dei servizi, ricostruiti come sopra descritto, per Regione e Provincia autonoma e per funzione d'uso.

Tabella 12: Sintesi dei consumi complessivi del comparto dei servizi in Italia (dati in ktep)

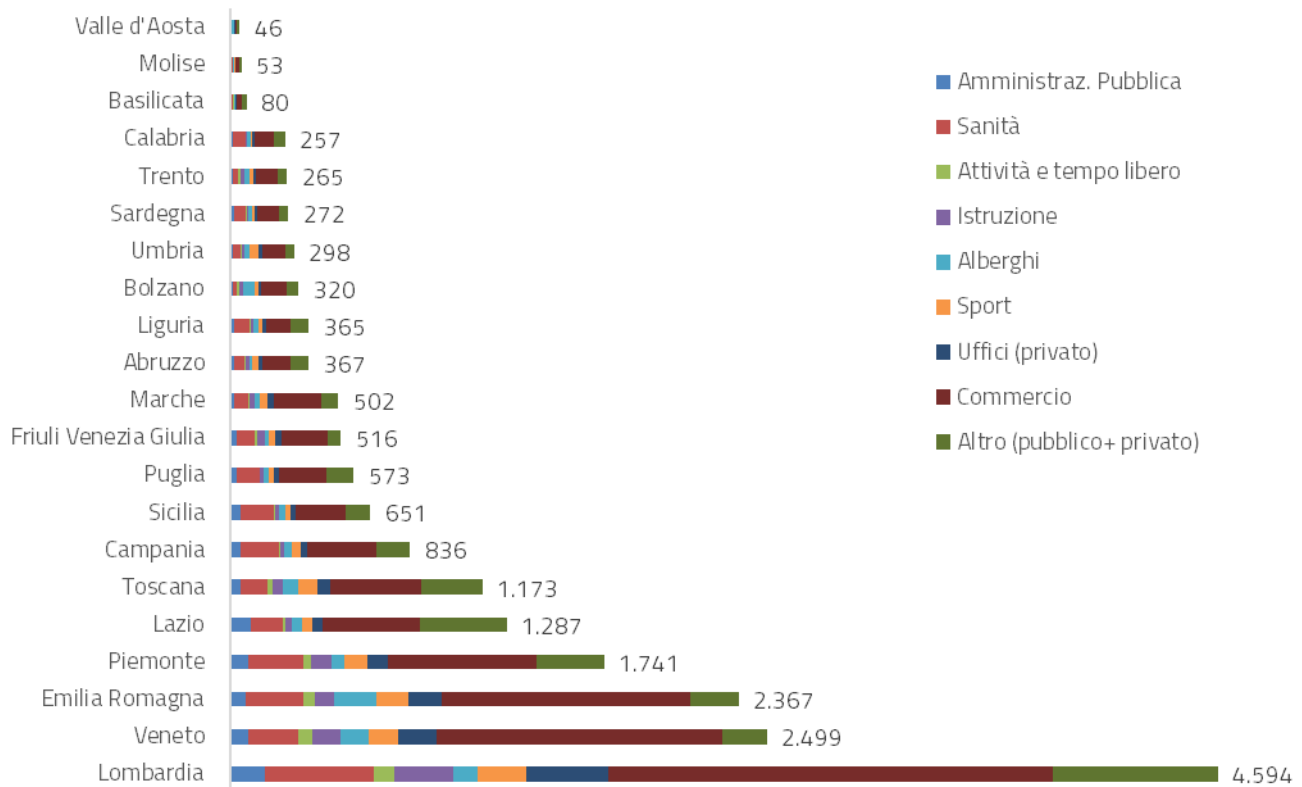
	Consumi termici per riscaldamento e ACS	Consumi elettrici per raffrescamento (*)	Altri consumi elettrici diversi da riscaldamento e raffrescamento	Consumi elettrici per illuminazione pubblica e comunicazioni(**)	Totale
Piemonte	1.262	93	316	69	1.741
Valle d'Aosta	23	2	17	3	46
Lombardia	3.361	260	832	141	4.594
Prov. aut. Bolzano	222	14	78	6	320
Prov. aut. Trento	186	12	57	9	265
Veneto	2.040	133	271	55	2.499
Friuli Venezia Giulia	391	28	80	17	516
Liguria	166	38	135	26	365
Emilia Romagna	1.888	130	280	68	2.367
Toscana	632	102	391	48	1.173
Umbria	202	21	63	12	298
Marche	349	39	94	21	502
Lazio	529	178	477	104	1.287
Abruzzo	214	33	96	23	367
Molise	24	8	16	5	53
Campania	361	155	261	60	836
Puglia	215	122	186	50	573
Basilicata	28	13	30	9	80
Calabria	93	53	78	34	257
Sicilia	252	135	202	62	651
Sardegna	108	63	75	25	272
Italia	12.547	1.631	4.034	848	19.060

(*) Non è considerato il consumo di calore derivato per teleraffrescamento descritto nel capitolo 3.

(**) Si riportano separatamente i consumi elettrici dei comparti dell'illuminazione pubblica e delle comunicazioni, perché ritenuti non di interesse per il presente studio.

Nel grafico che segue si illustrano i consumi complessivi dei singoli comparti per Regione e Provincia autonoma.

Figura 12: Consumi del comparto dei servizi in Italia per Regione/Provincia autonoma e sotto-settore (dati in ktep)



1.4 Industria

Il trend negli ultimi 10 anni dei consumi energetici del settore industriale registrati da Eurostat in Italia è illustrato nella tabella seguente. Si precisa che, ai fini del presente studio, il comparto industriale include i consumi dell'industria energetica, che a sua volta comprende i consumi degli ausiliari degli impianti di generazione elettrica e di calore derivato, i consumi degli impianti di pompaggio e i consumi a fini energetici (al netto dei consumi di materie prime) delle raffinerie, delle cokerie, degli impianti di estrazione di idrocarburi. Nel 2018, il consumo complessivo del comparto industriale ammonta a quasi 32 Mtep.

Tabella 13: Consumi del comparto industriale, inclusa l'industria energetica, in Italia per fonte (dati in ktep)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Solid fossil fuels	607	658	1.031	989	739	744	542	688	537	693
<i>Coking coal</i>	40	38	44	38	35	4	2	0	0	0
<i>Other bituminous coal</i>	111	64	335	300	234	306	136	225	147	207
<i>Lignite</i>	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0
<i>Coke oven coke</i>	454	554	650	650	469	433	403	406	342	422
<i>Coal tar</i>	0	0	0	0	0	0	0	57	47	64
Manufactured gases	5	4	7	230	179	300	228	239	168	143
<i>Coke oven gas</i>	5	4	7	212	168	156	141	112	117	105
<i>Blast furnace gas</i>	0	0	0	18	10	12	6	1	1	0
<i>Other recovered gases</i>	0	0	0	0	0	133	81	127	50	37
Natural gas	10.356	11.001	10.477	10.231	9.851	9.739	9.394	9.540	10.287	10.232
Petroleum products (excl. biofuel)	9.178	8.773	8.237	7.188	5.784	4.836	6.102	5.262	5.016	5.024
<i>Refinery gas</i>	2.501	2.796	2.748	2.022	2.075	1.750	2.431	1.996	2.185	2.256
<i>Liquefied petroleum gases</i>	316	357	333	289	247	179	235	251	247	228
<i>Motor gasoline</i>	244	174	25	482	312	315	17	150	138	141
<i>Gas oil and diesel oil</i>	341	496	740	437	341	393	408	360	343	398
<i>Fuel oil</i>	3.021	2.236	1.652	1.621	838	725	975	1.095	820	766
<i>Petroleum coke</i>	2.697	2.667	2.708	2.314	1.954	1.461	2.027	1.403	1.276	1.228
<i>Other oil products n.e.c.</i>	59	47	32	23	16	13	9	7	7	7
Renewables	394	217	253	271	275	327	402	393	393	406
<i>Geothermal</i>	0	3	3	2	2	2	2	2	2	1
<i>Solar thermal</i>	0	7	7	8	8	9	10	10	10	11
<i>Primary solid biofuels</i>	375	201	236	234	237	289	364	353	354	368
<i>Charcoal</i>	19	7	7	7	7	7	7	7	7	7
<i>Biogases</i>	0	0	0	20	20	20	20	20	19	19
Industrial waste (non-renewable)	62	223	249	281	281	272	269	276	245	252
Electricity	12.213	12.877	12.999	12.234	11.681	11.452	11.430	11.419	11.702	11.719
Derived Heat	4.162	4.702	4.466	4.074	4.008	3.783	4.005	4.108	4.277	3.437
Total	36.978	38.454	37.719	35.497	32.796	31.453	32.371	31.925	32.624	31.907

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

In merito alla ripartizione dei consumi per destinazione, si è ritenuto opportuno scorporare i consumi per riscaldamento sulla base dei vettori impiegati: si assume, pertanto, che gli impieghi di tutte le fonti diverse dall'energia elettrica soddisfino una domanda termica di interesse per il presente studio (climatizzazione e calore di processo). Gli impieghi di energia elettrica comprendono anche una quota parte per riscaldamento (ad esempio forni elettrici), ma si è ritenuto di non quantificarli a causa della scarsità di dati organici in merito e, di conseguenza, dell'aleatorietà della stima che ne sarebbe derivata; si assume inoltre che tali utilizzi non siano facilmente sostituibili da teleriscaldamento o cogeneratori, in quanto generalmente caratterizzati da precise esigenze di processo.

L'analisi è pertanto concentrata sugli impieghi di combustibili e calore derivato (si veda la tabella seguente), che ammontano a circa 20,2 Mtep.

Tabella 14: Consumi del comparto dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per uso, anno 2018 (dati in ktep)

	Combustibili solidi e gas derivati	Prodotti petroliferi	Gas	Calore derivato	Energie rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Climatizzazione ambienti, usi di processo	1.088	5.024	10.232	3.437	406		20.188
Usi elettrici						11.719	11.719
Totale	1.088	5.024	10.232	3.437	406	11.719	31.907

I consumi per riscaldamento sono ripartiti tra i diversi settori come riportato nella tabella seguente. Si osserva che i maggiori consumi industriali sono da attribuirsi al settore delle raffinerie e dei minerali non metalliferi, seguiti dal chimico e petrolchimico e dal siderurgico.

Consumi energetici e tecnologie per riscaldamento e raffrescamento
**Tabella 15: Consumi per riscaldamento dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per sotto-settore, anno 2018
(dati in ktep)**

	Solid fuels*	Manufactured gases	Oil products	Natural Gas	Renewables	Derived heat	Total
Iron & steel	417	132	78	1.284	0	90	2.000
Chemical & petrochemical	79	0	373	942	7	633	2.034
Non-ferrous metals	31	0	62	403	0	0	497
Non-metallic minerals	320	0	899	2.033	133	147	3.531
Transport equipment	0	0	0	0	0	103	103
Machinery	3	0	260	1.365	3	28	1.659
Mining & quarrying	0	0	36	30	0	1	67
Food, beverages & tobacco	0	0	162	1.130	48	382	1.723
Paper, pulp & printing	0	0	47	618	0	666	1.332
Wood & wood products	6	0	0	32	167	33	237
Construction	0	0	19	215	1	0	236
Textile & leather	11	0	60	576	0	39	686
Other industries	15	0	23	21	47	111	216
Own Use in Ele., CHP and Heat Plants	0	0	0	0	0	2	2
Oil and Natural Gas extraction	0	0	0	1.133	0	21	1.154
Oil refineries	0	0	3.004	347	0	549	3.900
Other energy (coke ovens..)	64	11	0	103	0	632	809
Total	946	143	5.024	10.232	406	3.437	20.188

*Include i rifiuti non rinnovabili

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

1.5 Agricoltura e pesca

I dati statistici riportano per il settore agricolo (in cui si intende inclusa la pesca) una sostanziale stabilità dei consumi negli ultimi dieci anni.

Tabella 16: Consumi dell'agricoltura in Italia distinti per fonte (dati in ktep)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Total petroleum products	2.401	2.266	2.228	2.129	2.107	2.112	2.143	2.169	2.171	2.299
<i>Liquified petroleum gas (LPG)</i>	66	68	66	59	57	49	58	23	21	22
<i>Gasoline (without bio components)</i>	12	12	9	9	9	9	8	3	3	3
<i>Gas/diesel oil (without bio components)</i>	2.324	2.187	2.153	2.060	2.040	2.053	2.077	2.143	2.147	2.274
Natural gas	142	142	130	129	128	121	138	130	136	137
Derived heat	13	1	9	15	20	22	9	11	10	11
Renewable energies	80	48	48	41	42	58	71	82	85	84
<i>Solar thermal</i>	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
<i>Solid biofuels (excluding charcoal)</i>	1	2	2	2	2	21	34	35	35	34
<i>Geothermal Energy</i>	79	45	45	38	38	35	35	45	48	47
Electrical energy	486	482	508	509	488	462	489	479	515	502
Total	3.122	2.940	2.924	2.824	2.785	2.776	2.851	2.871	2.918	3.033

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

A partire dai dati di consumo settoriale, i flussi vengono suddivisi in modo da evidenziare la quota attribuita al solo riscaldamento. Come per l'industria, la stima è basata sulla natura dei prodotti energetici consumati. Si assume quindi che gas naturale, calore derivato, rinnovabili e GPL siano destinati a climatizzazione o usi di processo termici; per il gasolio si considera una cautelativa quota del 5% dei consumi destinata ad usi termici⁷, mentre la parte restante è attribuita all'impiego nei motori.

Tabella 17: Consumi nel settore agricolo in Italia nel 2018 distinti per uso (dati in ktep)

	Prodotti petroliferi	Gas	Calore derivato	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Riscaldamento e raffrescamento	136	137	11	84	-	367
<i>Climatizzazione ambienti, essiccazione, altri usi</i>	136	137	11	84		367
Usi elettrici					502	502
Azionamento macchine agricole	2.164					2.164
Totale	2.299	137	11	84	502	3.033

⁷ Ministero dello Sviluppo Economico, vendite di prodotti petroliferi, 2018.

Enama, Prontuario dei consumi di carburante per l'impiego agevolato in agricoltura, 2005.

I consumi per riscaldamento dell'agricoltura non vengono ripartiti sul territorio, in quanto non si dispone di dati sufficientemente solidi per identificare i centri di consumo dei prodotti energetici (principalmente serre, essiccatoi, allevamenti zootecnici). Si assume inoltre che l'esercizio di collocazione dei consumi sul territorio non sia strettamente utile alla valutazione del potenziale di teleriscaldamento, in quanto i centri agricoli sono in genere distanti dai centri abitati e raramente raggiunti da reti TLR, come peraltro appare confermato dalla quota attuale dell'agricoltura tra i clienti del TLR stesso; si precisa, in ogni caso, che il consumo per riscaldamento del settore agricolo rappresenta una quota minoritaria del consumo complessivo.

1.6 Consumi per riscaldamento e raffrescamento: sintesi al 2018

I consumi sopra descritti includono alcune componenti non associate al riscaldamento (impieghi per trazione macchine operatrici, illuminazione ed altri impieghi elettrici, ecc.). Eliminando questa quota, i consumi per riscaldamento e raffrescamento identificati come di interesse per le successive analisi si attestano nel 2018 a circa 60,1 Mtep; essi rappresentano il 67% dei consumi energetici complessivi dei settori analizzati (industria incluso il comparto energetico, servizi, residenziale, agricoltura).

Considerando i soli consumi per riscaldamento e raffrescamento, il settore in cui si rileva la concentrazione maggiore è quello residenziale (42% del totale dei consumi per riscaldamento e raffrescamento); seguono industria (34%) e servizi (24%). Risulta associato al settore agricolo meno dell'1%.

Tabella 18: Consumi complessivi dei settori analizzati e relativa quota dedicata a riscaldamento e raffrescamento nel 2018 (ktep)

	Consumi energetici complessivi	Consumi per riscaldamento	Consumi per raffrescamento*	Quota dei consumi energetici per riscaldamento e raffrescamento
Industria	31.907	20.188		63%
Residenziale	32.056	25.134	214	79%
Servizi	19.338	12.547	1.639	73%
Agricoltura	3.033	367		12%
Totale	86.334	58.236		67%

* Si precisa che i consumi per raffrescamento sono riferiti al solo raffrescamento ambienti, e sono stati valutati solo per i servizi e le abitazioni. Inoltre non sono compresi i consumi per raffrescamento associati a macchine ad assorbimento diverse da quelle utilizzate nei sistemi di teleraffrescamento, data la loro esiguità e quindi scarsa rilevanza statistica.

Considerando invece l'incidenza dei consumi per riscaldamento e raffrescamento sui consumi energetici complessivi (86,3 Mtep), il dato maggiore è rilevato nuovamente nel settore residenziale (79%), seguito da servizi (73%) e industria (63%).

È importante sottolineare che la quota dei consumi di riscaldamento e raffrescamento sopra riportata, su cui si concentra il presente studio, non coincide con il totale del consumo per raffrescamento e riscaldamento; come già ricordato, infatti, non si considerano gli usi per cottura nel residenziale, né gli usi elettrici per riscaldamento in industria e agricoltura, né infine i consumi per raffrescamento di processo.

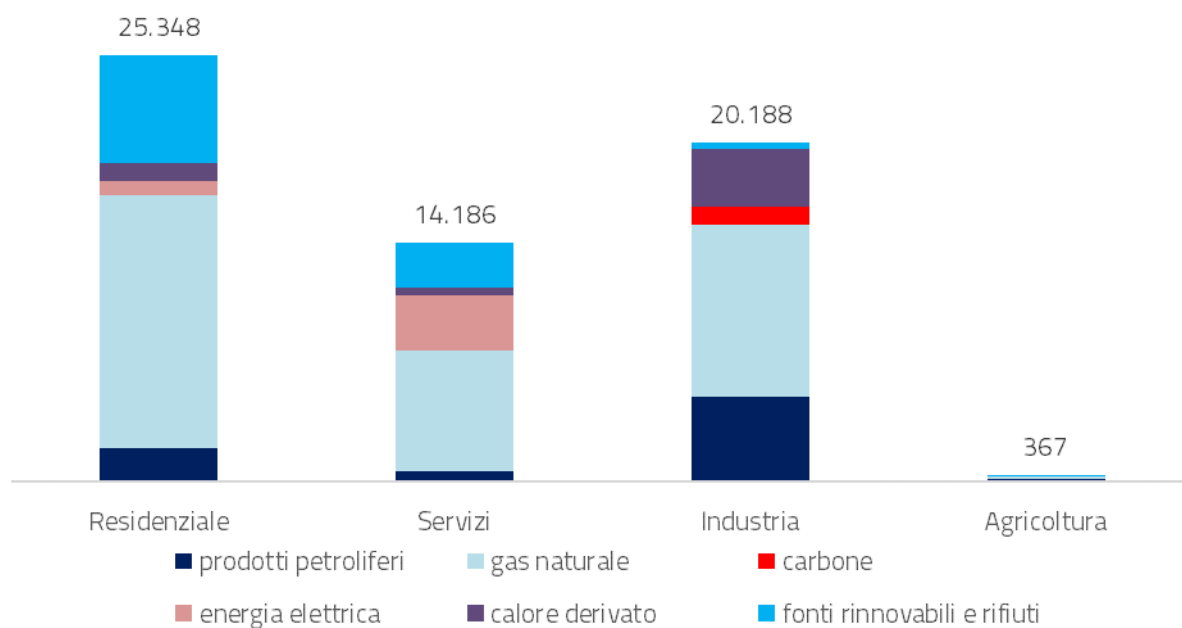
Tabella 19: Consumi per riscaldamento e raffrescamento in Italia (ktep) di interesse per il presente studio

	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Carbone	Energia elettrica	Calore derivato	Fonti rinnovabili e rifiuti	Totale
Residenziale	1.980	15.020		837	1.092	6.419	25.348
Servizi	541	7.251		3.244	444	2.706	14.186
Industria	5.024	10.232	1.088		3.437	406	20.188
Agricoltura	136	137			11	83,5	367
Totale	7.680	32.640	1.088	4.081	4.983	9.616	60.088

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Il gas naturale è la fonte energetica che contribuisce maggiormente al consumo del sottoinsieme utile ai fini del rapporto (tabella precedente); esso contribuisce infatti per il 54% rispetto al totale, per il 59% nel solo residenziale e per il 51% nei servizi ed industria. Gran parte dei prodotti petroliferi (65%) è utilizzata nell'industria, mentre il carbone è fonte esclusiva dell'industria. Le fonti rinnovabili (prevalentemente biomasse e pompe di calore) soddisfano il 25% dei consumi analizzati del settore residenziale, mentre il calore derivato viene consumato prevalentemente nell'industria. Per l'energia elettrica limitandosi al comparto civile dove questo vettore è stato preso in considerazione a fini riscaldamento si evidenzia il maggior grado di elettrificazione dei consumi termici del terziario rispetto al residenziale.

Figura 13: Consumi 2018 per riscaldamento e raffrescamento, di interesse per lo studio, suddivisi per settori e fonti energetiche (dati in ktep)



2 Fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento

Il capitolo presenta una descrizione del fabbisogno di energia per usi termici espresso dalle famiglie e dalle imprese italiane con riferimento all'anno 2018, contestualizzato all'interno del sistema energetico nazionale.

I fabbisogni termici sono qui definiti come la domanda di energia utile necessaria per far fronte al riscaldamento degli ambienti, alla produzione di acqua calda sanitaria e, nell'industria, ad esigenze di processo. I fabbisogni rappresentano la domanda che famiglie ed imprese sono chiamate a soddisfare attraverso il consumo dei diversi vettori energetici. Quantitativamente, i fabbisogni sono ricavati quindi a partire dai consumi delle singole fonti, applicando specifici rendimenti di conversione energetica; la differenza tra consumi e fabbisogni rappresenta quindi le perdite di conversione energetica.

Per il solo raffrescamento degli ambienti, il fabbisogno consiste nella necessità di asportare energia termica dagli ambienti chiusi, ed è attualmente in discussione in ambito Europeo la corretta modalità per conteggiare tale fabbisogno di segno negativo; pertanto in questa sede viene rappresentato nelle successive tabelle in termini di consumo energetico (in massima parte elettrico) necessario ad asportare il calore.

Nell'ambito dello studio, la ricostruzione dei fabbisogni termici è la base dati principale per elaborare scenari di evoluzione del comparto "riscaldamento e raffrescamento" e per poter valutare il potenziale di sviluppo del riscaldamento efficiente; appare infatti opportuno che l'analisi del potenziale di efficientamento del settore riscaldamento e raffrescamento sia sviluppata a partire da una caratterizzazione dei fabbisogni, in quanto indipendenti dalla tecnologia impiantistica impiegata per soddisfarli.

2.1 Settore residenziale

2.1.1 Distribuzione regionale

Il calcolo dei fabbisogni termici delle abitazioni viene eseguito a partire dai consumi per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria ricostruiti per ogni Regione o Provincia autonoma e per ogni fonte energetica come descritto nel paragrafo 1.2 (e per comodità riportati di seguito), applicando specifici rendimenti di conversione energetica.

Come ricordato in precedenza, per il raffrescamento si considera unicamente il consumo elettrico in considerazione dell'incertezza nella contabilizzazione statistica del fabbisogno.

Tabella 20: Consumi e fabbisogni (anno 2018) per climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda e consumi per raffrescamento del comparto residenziale suddivisi per Regione/Provincia autonoma (ktep)

	Consumi			Fabbisogni	
	Riscaldamento	ACS	Raffrescamento	Riscaldamento	ACS
Piemonte	2.423,8	324,4	5,2	1.964,8	277,5
Valle d'Aosta	78,0	8,2	0,0	59,0	7,0
Lombardia	4.264,6	688,0	34,1	3.523,1	591,9
Bolzano	288,5	54,2	0,1	228,3	45,0
Trento	316,7	44,6	0,1	243,3	38,4
Veneto	2.290,9	338,4	30,2	1.829,3	289,3
Friuli Venezia Giulia	650,4	81,0	4,4	512,1	69,0
Liguria	577,1	112,5	2,7	461,9	96,7
Emilia Romagna	2.103,6	313,8	29,1	1.730,2	269,2
Toscana	1.364,5	241,6	7,6	1.073,4	207,0
Umbria	412,5	59,8	0,9	308,2	49,4
Marche	545,4	101,6	2,6	427,4	85,7
Lazio	1.521,7	378,8	15,5	1.207,5	325,3
Abruzzo	625,8	96,6	2,2	470,2	80,2
Molise	141,7	20,1	0,4	105,8	16,4
Campania	897,9	333,7	17,4	665,8	283,0
Puglia	838,0	238,3	15,9	667,3	205,0
Basilicata	234,9	43,7	1,0	172,4	36,0
Calabria	617,2	107,9	6,8	445,4	89,3
Sicilia	570,2	263,1	29,1	462,4	235,9
Sardegna	428,3	92,5	8,7	309,8	83,2
Italia	21.191,5	3.942,7	214,0	16.867,8	3.380,4

2.1.2 Ripartizione territoriale

I fabbisogni termici regionali (riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria) sono distribuiti tra le oltre 400.000 sezioni censuarie per consentire una analisi puntuale sul territorio, individuando le aree con maggior densità di domanda termica e verificare la possibilità di recuperare calore di scarto.

L'operazione di ripartizione dei fabbisogni per la produzione di acqua calda sanitaria è effettuata assumendo per ogni Regione un fabbisogno pro capite costante e applicando tale fabbisogno specifico ai dati di popolazione residente in ogni sezione censuaria (fonte: Censimento ISTAT della Popolazione e delle Abitazioni, 2011). Più complesso è il lavoro necessario per i fabbisogni di climatizzazione invernale; in questo caso, si ricorre a valori di fabbisogno specifico (kWh/m²) prodotti da RSE⁸ per ogni zona climatica e tipologia edilizia (classe dimensionale ed epoca di costruzione). Per ogni singola sezione censuaria sono state raccolte ed opportunamente elaborate le informazioni relative a:

- Zona climatica
- Parco edilizio residenziale occupato da persone residenti, ricavato da Censimento ISTAT della Popolazione e delle Abitazioni (2011).

Il fabbisogno di riscaldamento regionale viene quindi ripartito tra i m² delle abitazioni occupate sulla base del clima e della tipologia edilizia, utilizzando a tale scopo come *proxy* i parametri di fabbisogno specifico prodotti da RSE.

2.1.2.1 Parco edilizio residenziale

Il parco edilizio residenziale nazionale delle abitazioni occupate da persone residenti, suddiviso per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio, è presentato nella tabella sottostante.

Tabella 21: Abitazioni occupate da residenti suddivise per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio

	Classe dimensionale edificio						Totale	
	1 abit.	2 abit.	3-4 abit.	5-8 abit.	9-15 abit.	16 e più abit.		
1918 e precedenti	676.748	463.745	445.449	406.805	237.275	223.015	2.453.037	10%
1919-1945	530.469	357.542	315.554	277.393	216.314	336.166	2.033.438	8%
1946-1960	685.258	550.095	465.330	444.864	430.077	806.514	3.382.138	14%
1961-1970	765.952	782.817	639.949	588.106	618.540	1.434.559	4.829.923	20%
1971-1980	776.695	810.959	671.934	604.941	550.654	1.079.074	4.494.257	19%
1981-1990	562.861	511.079	447.723	429.889	381.673	711.649	3.044.874	13%
1991-2000	356.827	288.912	271.774	311.397	267.286	374.465	1.870.661	8%
2001-2005	190.446	137.127	148.706	208.302	188.201	226.550	1.099.332	5%
2006 e successivi	143.716	92.805	111.695	171.433	154.075	183.910	857.634	4%
Totale	4.688.972	3.995.081	3.518.114	3.443.130	3.044.095	5.375.902	24.065.294	100%
	19%	17%	15%	14%	13%	22%	100%	

Fonte: elaborazioni GSE su dati ISTAT - Censimento 2011.

⁸ Fabbisogno di climatizzazione invernale ed estiva degli edifici residenziali e del terziario. RSE, 2018.

La mappa successiva mostra la densità di superfici utili abitate, caratterizzate mediante un coefficiente di edificazione (*plot ratio*), elaborato sulla base dei dati censuari Istat 2011 utilizzando la seguente formula:

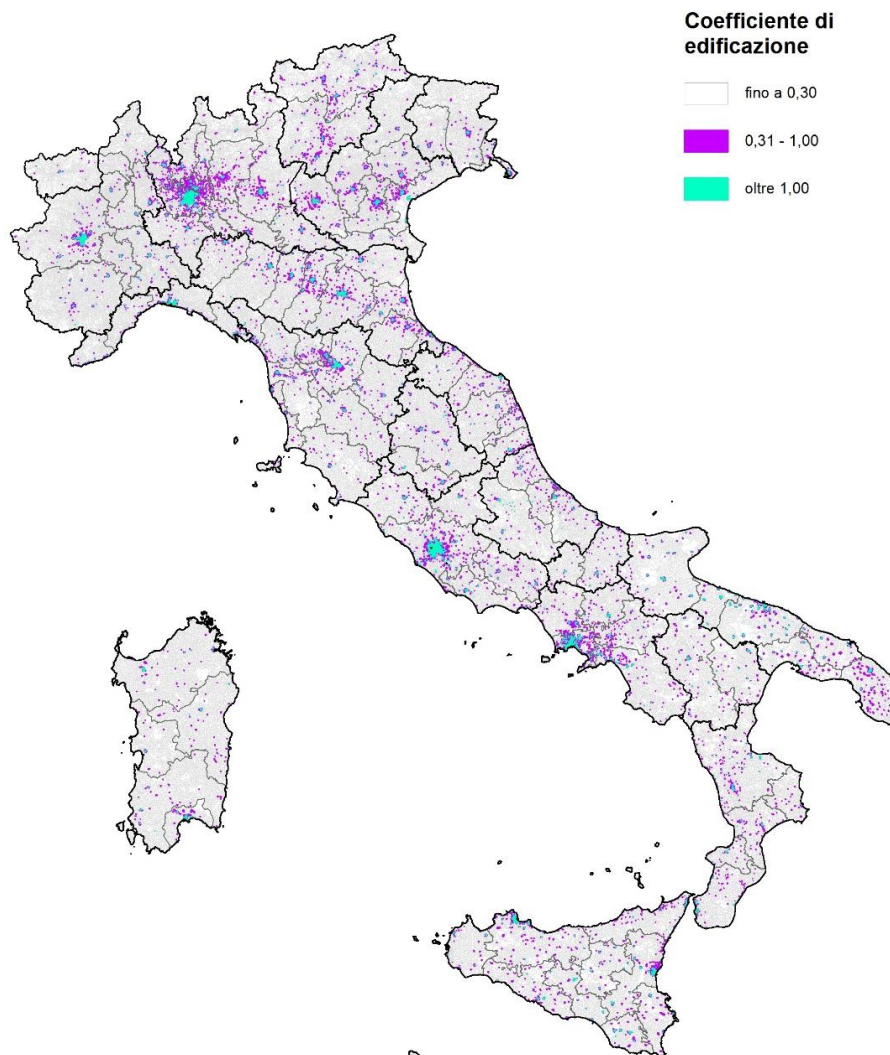
$$PR_i (\%) = \frac{Su_i}{A_i}$$

dove:

- PR_i : Plot ratio dell'area i-esima rilevata [%]
- Su_i : superfici calpestabili residenziali abitate rilevate nel Censimento ISTAT 2011 [m²]
- A_i : area i-esima della sezione censuaria ISTAT 2011 [m²]

La risoluzione geografica con cui è stato elaborato il coefficiente di edificazione è molto dettagliata in quanto le aree di rilevazione censuaria (da cui è possibile ricavare il valore aggregato Su_i) hanno un'estensione media di 0,6 km². Il parametro utilizzato per caratterizzare il colore assegnato alle aree di rilevazione (sezioni censuarie) indica se l'area è a bassa densità (coefficiente di edificazione <0,3), media densità (coefficiente di edificazione 0,30-1) o alta densità (coefficiente di edificazione >1) di edificazione. Il coefficiente di edificazione è considerato in molti studi di letteratura una *proxy* della domanda di calore; nella realtà italiana, tuttavia, esso deve essere considerato con cautela poiché va valutato con fabbisogni specifici per unità di superficie calpestabile assai eterogenei presenti nel Paese in funzione delle diverse latitudini e orografie territoriali.

Figura 14: Mappa del coefficiente di edificazione (plot ratio)



Le aree ad elevato coefficiente di edificazione si collocano generalmente in corrispondenza dei grandi centri urbani del Paese, dove raggiungono estensioni superficiali di alcuni chilometri quadrati (Roma, Milano, Napoli, Torino, Palermo, Genova, Bologna, Firenze, ecc.); si rilevano tuttavia aree simili anche in numerosi comuni di piccole e medie dimensioni Pianura Padana e lungo molte aree costiere del Paese.

2.1.2.2 Fabbisogni termici per sezione censuaria

Come evidenziato nella tabella seguente, oltre il 60% dei fabbisogni domestici per riscaldamento e il 49% dei fabbisogni per acqua calda sanitaria ricadono nella zona climatica E, a grandi linee associabile al Nord Italia. Oltre il 38% dei fabbisogni termici sono inoltre concentrati in aree con valori di densità superiori a 30 kWh/m².

Tabella 22: Ripartizione dei consumi residenziali di interesse, e della relativa densità, per zone climatiche

Zona climatica	Fabbisogno per riscaldamento (GWh)	Fabbisogno per ACS (GWh)	Densità* media dei consumi kWh/m ²	Fabbisogni delle sezioni con densità* compresa tra 30 e 100 kWh/m ² (GWh)	Fabbisogni delle sezioni con densità* superiori a 100 kWh/m ² (GWh)
A	12	13	0,49	2	-
B	2.028	1.742	0,58	465	21
C	17.050	7.407	0,69	4.961	412
D	43.676	9.515	0,86	16.699	4.278
E	122.895	19.221	1,33	35.240	11.408
F	10.512	1.415	0,44	1.946	204
Totale	196.172	39.314	0,99	59.311	16.321

* la densità è calcolata come rapporto tra il consumo per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria associati ad ogni singola sezione censuaria e la superficie della sezione censuaria stessa.

Analizzando i fabbisogni delle sezioni di censimento sulla base del coefficiente di edificazione, si nota che complessivamente nelle aree aventi coefficiente di edificazione >0,3 si colloca il 31% dei fabbisogni, a fronte dello 0,6% della superficie totale del Paese, e il 35% della sua popolazione. Se si restringe il perimetro alle sole sezioni in zone climatiche E-F, si osserva che il fabbisogno delle sezioni con plot ratio > 0,3 in tali zone è pari al 25% del totale (in zona E ed F).

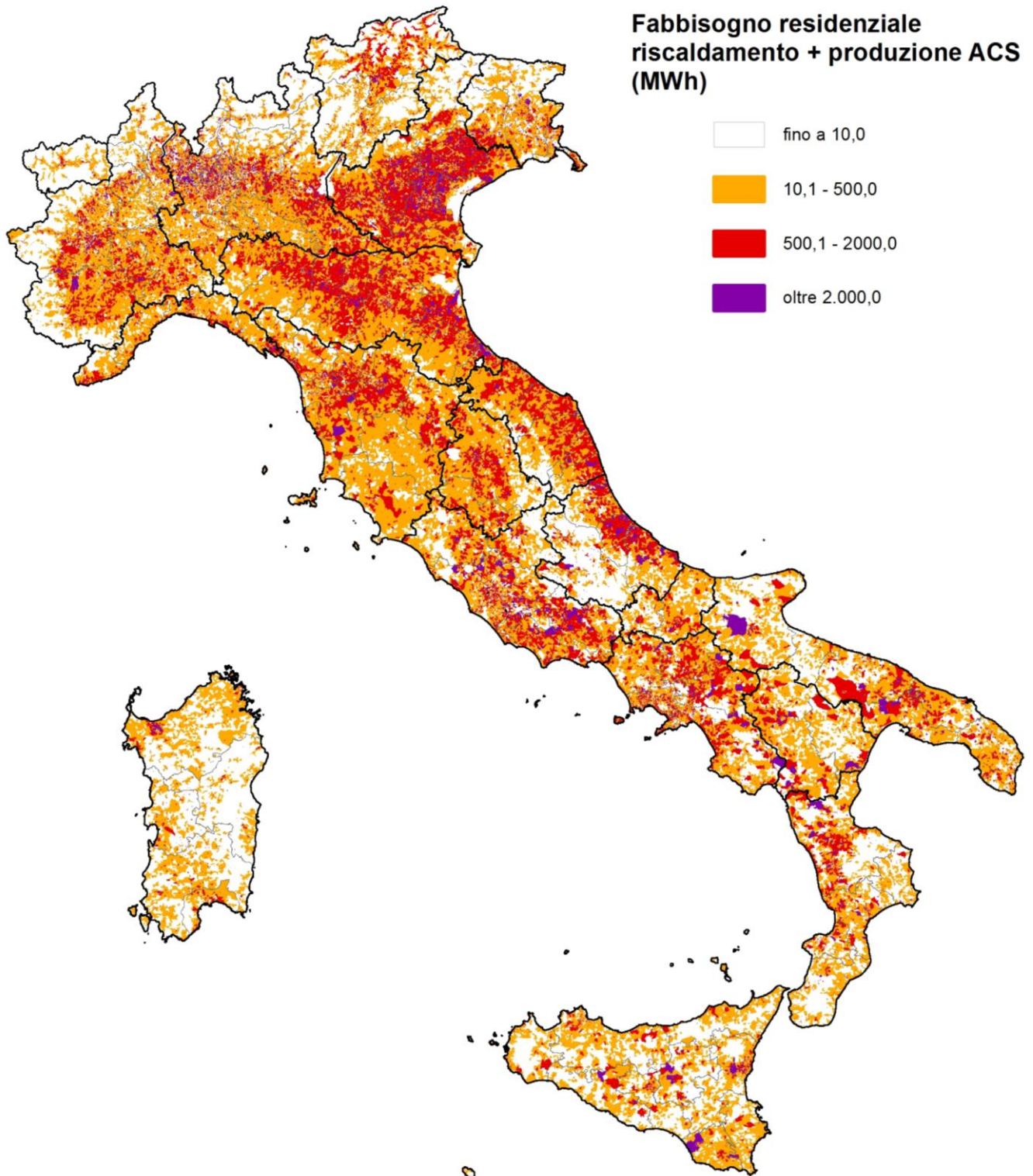
Tabella 23: Caratteristiche delle aree aventi coefficiente di edificazione (plot ratio) residenziale >0,3.

Zona climatica	Numero di Comuni*	Fabbisogno residenziale** (MWh)	Superficie territoriale** (m ²)	Superficie Abitazioni occupate** (m ²)	Popolazione**
A	2	11.352	757.489	383.554	10.361
B	104	1.979.754	107.673.736	65.722.163	1.706.679
C	542	10.660.212	370.563.321	204.282.709	5.696.009
D	709	21.988.234	420.395.790	245.150.711	6.147.753
E	1.153	37.086.226	561.356.636	303.686.083	7.333.900
F	97	784.945	11.075.099	5.150.770	125.134
Totale (PR>0,3)	2.607	72.510.723	1.471.822.070	824.375.990	21.019.836
% sul totale Italia	32%	31%	0,6%	34%	35%

* dato riferito al numero di comuni con almeno una sezione con plot ratio > 0,3

** dato riferito alle sole sezioni con plot ratio > 0,3.

Figura 15: Fabbisogno residenziale per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria. Anno 2018



2.1.2.3 Tipologia impiantistica per sezione censuaria

L'elaborazione dei dati relativi alle sezioni censuarie⁹ ha inoltre consentito di raccogliere informazioni sulle tipologie di impianti termici utilizzati. In particolare si fa riferimento alle seguenti categorie:

- Impianto di climatizzazione centralizzato,
- Impianto autonomo in condominio,
- Impianto autonomo in edificio monofamiliare.

Tali dati sono stati utilizzati per successive analisi relative alla possibilità di espansione di sistemi di teleriscaldamento in ogni sezione censuaria (si veda a questo proposito il paragrafo 7.2.) e per descrivere numerosità e fabbisogni termici delle seguenti utenze-tipo ai fini della valutazione del potenziale di espansione della CAR. Tali utenze-tipo sono state identificate sulla base all'analisi dei dati relativi agli impianti CAR attualmente in esercizio.

Tabella 24: Caratteristiche degli edifici residenziali identificati come utenze-tipo per la CAR.

Tipologia edilizia*	Impianto	Zona	Dati edifici			Fabbisogno totale			Fabbisogno utenza-tipo**		
			n° migliaia	Sup tot Mmq	Sup media mq	Risc GWh	ACS *** GWh	Elettrici GWh	Risc kWh/mq	ACS kWh/ed	Elettrici kWh/ed
Monofam.	auton.	D	1.232	130	106	10.949	1.990	3.696	84	1.615	3.000
Medi cond.	centr.	D	38	28	752	2.282		340	80		9.000
Grandi cond.	centr.	D	20	51	2.635	3.140		293	61		15.000
Monofam.	auton.	E	2.416	272	112	32.784	4.195	7.247	121	1.736	3.000
Medi cond.	centr.	E	104	77	744	8.756		933	114		9.000
Grandi cond.	centr.	E	37	93	2.543	8.032		550	86		15.000
Monofam.	auton.	F	233	24	101	3.661	433	700	155	1.855	3.000
Medi cond.	centr.	F	6	4	701	630		58	140		9.000
Grandi cond.	centr.	F	1	1	2.356	137		9	99		15.000

*Per medi condomini si intendono gli edifici con 5-8 e 9-15 abitazioni. I grandi condomini hanno quindi 16 abitazioni o più. Data la finalità dell'analisi, la valutazione del potenziale di espansione della CAR, si considerano unicamente i condomini con un elevato grado di occupazione, ovvero con un numero di abitazioni occupate pari ad almeno il valore minimo della categoria (5 o 9 per i medi condomini, e 16 per i grandi condomini).

** i consumi elettrici delle utenze sono frutto di stime da intendersi come indicative per le utenze tipo e sono relativi, per i condomini, solo alle utenze elettriche comuni.

***i fabbisogni per la produzione di acqua calda sanitaria sono valutati solo per gli edifici monofamiliari, perché solo in questa tipologia edilizia si ritiene che siano, in questa analisi, di interesse per impianti di cogenerazione domestici.

⁹Alcuni dati, ad esempio relativi al tipo di impianto termico presente nelle abitazioni di ogni sezione censuaria, sono stati resi disponibili da ISTAT al Politecnico di Milano e in seguito condivisi con GSE.

2.2 Settore terziario

Il calcolo dei fabbisogni termici dei servizi viene eseguito a partire dai consumi per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria ricostruiti per ogni Regione o Provincia autonoma e per ogni fonte energetica come descritto nel paragrafo 1.3, applicando specifici rendimenti di conversione energetica.

2.2.1 Distribuzione settoriale e regionale

Il settore dei servizi è estremamente eterogeneo per struttura e profilo di consumi e fabbisogni. Nelle tabelle che seguono si presenta una ricostruzione dei fabbisogni termici e dei consumi per raffrescamento dei sotto-settori effettuata da GSE sulla base di valutazioni di dettaglio presentate nel paragrafo seguente, condotte sulla base di dati catastali, censuari e con il supporto di RSE, avvalendosi di un'ampia letteratura in merito¹⁰. La disaggregazione dei fabbisogni tra sotto-settori si è resa necessaria, per avviare le analisi del potenziale CAR in cui sono analizzati diverse utenze tipo del settore terziario (di cui al Paragrafo 8.6) e per ripartire in modo accurato i fabbisogni di riscaldamento e ACS tra le sezioni censuarie, come descritto nel paragrafo successivo utilizzati per l'analisi del Potenziale TLR (di cui al Paragrafo 7.2). Come già ricordato, inoltre, l'analisi per singoli comparti ha consentito di stimare, attraverso i parametri forniti da RSE, i consumi per raffrescamento.

¹⁰ RSE, Madonna e al; "Studio sulla domanda di climatizzazione: influenza del comportamento dell'utenza sui consumi ed effetto rebound nel caso di riqualificazioni energetiche". RSE report 16002288, 2016.

RSE, Lorenzo Croci e al "Fabbisogno di climatizzazione invernale ed estiva degli edifici residenziali e del terziario Rapporto RdS n 18007687, dicembre 2018.

RSE, "La pompa di calore. Una soluzione efficiente e sostenibile". RSEView, editrice ALKES, dicembre 2018.

RSE, F. Carrara "I consumi energetici della Pubblica Amministrazione Stima dei consumi e scenari di riqualificazione energetica, Rapporto RSE GSE", dicembre 2014.

Tabella 25: Fabbisogni regionali per riscaldamento e ACS del comparto dei servizi in Italia distinti per sotto-settore (dati in ktep)

	Commercio	Istruzione	Uffici*	Sanità	Amminis traz. Pubblica	Alberghi	Sport e comples si sportivi	Attività e tempo libero	Altro	Totale
Piemonte	534	76	64	135	60	37	81	29	98	1.112
Valle d'Aosta	6	2	1	1	2	4	1	0	2	20
Lombardia	1.644	212	311	232	115	65	174	74	190	3.018
Prov. Aut. Bolzano	88	14	10	7	8	30	10	11	14	192
Prov. Aut. Trento	78	13	8	9	10	16	9	8	11	162
Veneto	1.100	103	140	76	65	105	102	50	106	1.847
Friuli Venezia Giulia	171	25	22	36	24	14	20	10	32	354
Liguria	54	8	8	31	6	10	14	3	10	144
Emilia Romagna	955	66	117	112	50	157	113	40	95	1.704
Toscana	235	33	41	64	25	33	63	19	33	545
Umbria	78	7	12	16	6	13	29	5	13	179
Marche	176	15	18	22	14	17	25	8	19	315
Lazio	234	21	28	56	35	20	28	7	35	465
Abruzzo	96	12	10	22	10	8	21	2	11	192
Molise	8	1	1	4	2	2	2	0	1	20
Campania	160	13	15	66	12	14	24	2	17	322
Puglia	104	10	8	32	7	8	15	0	9	194
Basilicata	11	1	1	4	2	1	2	0	1	25
Calabria	39	3	3	18	4	6	7	1	3	83
Sicilia	109	8	10	52	11	12	14	2	11	229
Sardegna	47	4	4	16	8	7	8	1	4	97
Italia	5.926	646	832	1.011	478	579	760	272	716	11.221

* comprende le unità immobiliari ricadenti nella categoria catastale A10.

Tabella 26: Consumi elettrici regionali/Provincia autonoma per raffrescamento del comparto dei servizi in Italia distinti per sotto-settore (dati in ktep)

	Commercio	Sanità	Uffici*	Alberghi	Altri settori	Totale
Piemonte	66	10	5	4	8	93
Valle d'Aosta	2	0	0	0	0	2
Lombardia	191	21	25	9	14	260
Prov. aut. Bolzano	11	0	1	1	1	14
Prov. aut. Trento	10	0	1	0	1	12
Veneto	92	11	12	9	8	133
Friuli Venezia Giulia	19	3	2	1	3	28
Liguria	26	5	2	3	2	38
Emilia Romagna	84	14	11	14	8	130
Toscana	73	7	7	8	6	102
Umbria	14	2	2	2	2	21
Marche	27	3	3	3	3	39
Lazio	131	13	9	10	14	178
Abruzzo	24	3	2	2	2	33
Molise	5	1	0	1	1	8
Campania	109	22	7	9	7	155
Puglia	87	16	6	7	6	122
Basilicata	9	1	1	1	1	13
Calabria	34	8	3	4	4	53
Sicilia	91	20	6	9	8	135
Sardegna	42	7	3	5	6	63
Italia	1.148	169	106	103	107	1.631

* Comprende le unità immobiliari ricadenti nella categoria catastale A10.

2.2.2 Ripartizione territoriale

I fabbisogni per riscaldamento e ACS sono stati ripartiti tra le sezioni censuarie di ogni Regione o Provincia autonoma attraverso i seguenti passaggi:

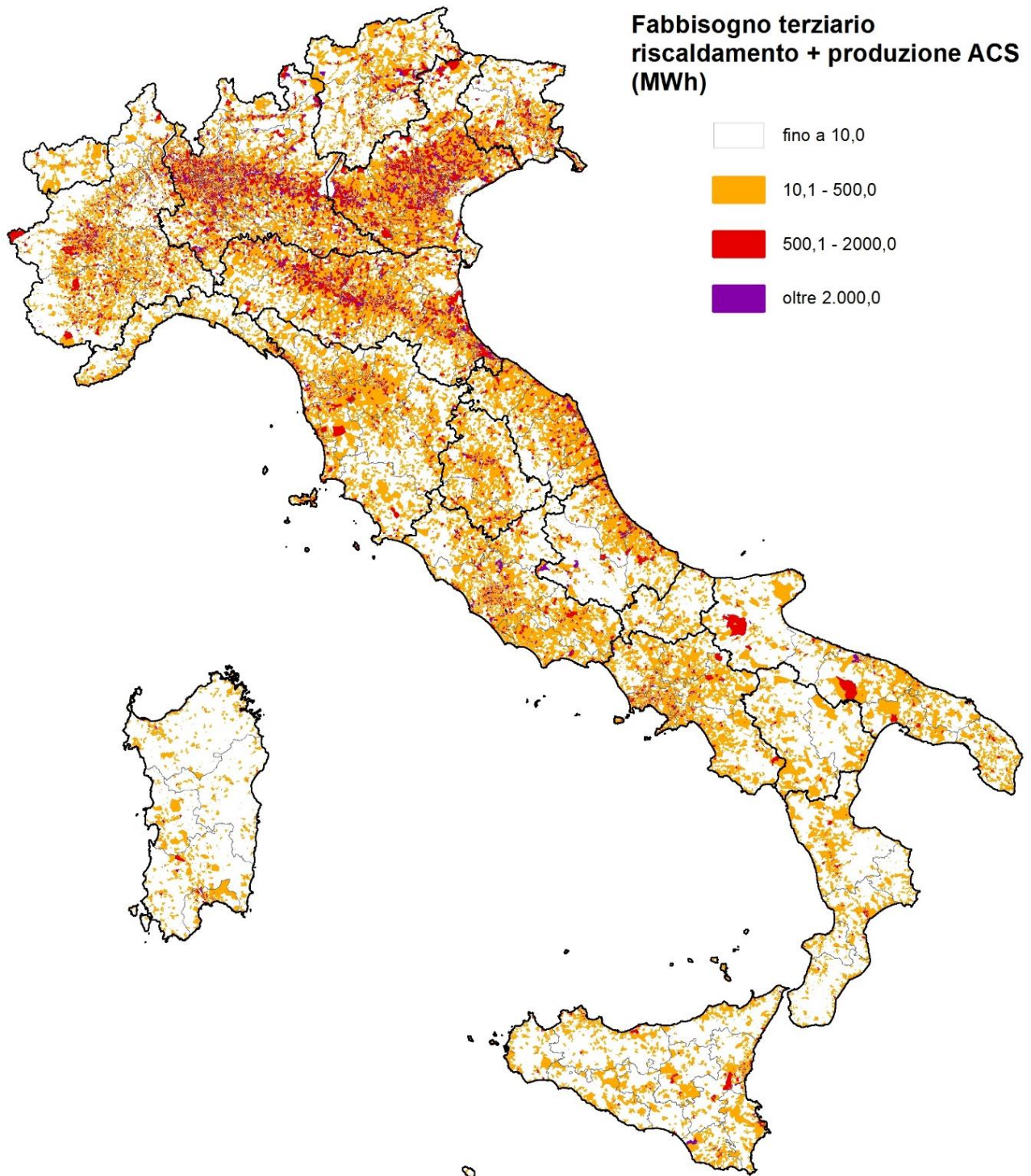
- elaborazione delle informazioni pubblicate dall'Osservatorio del Mercato Immobiliare, gestito dall'Agenzia del Territorio/Agenzia delle Entrate in merito alla consistenza del patrimonio immobiliare di ogni sotto-settore (i dati sono disponibili per ogni provincia e, separatamente, per ogni capoluogo);
- raccolta dei dati sul numero di addetti impiegati in ogni sotto-settore, ricavati dal Censimento dell'Industria e dei Servizi 2011, per ogni sezione censuaria;
- ripartizione della superficie e volumetria di ogni sotto-settore tra le sezioni censuarie della provincia, escluso il capoluogo, e separatamente del capoluogo, sulla base degli addetti censiti in ogni sezione;
- ripartizione dei fabbisogni regionali complessivi tra le sezioni censuarie utilizzando come *proxy* dati di fabbisogno specifico per ogni sotto-settore, elaborati in collaborazione con RSE. In particolare il fabbisogno di climatizzazione è stato stimato utilizzando il programma di calcolo sviluppato da RSE (CARAPACE) che si basa sulla norma UNI-EN-ISO 13790 e UNI/TS 11300-1 e relative appendici, e sulle norme tecniche di riferimento.

Tabella 27: Ripartizione dei consumi terziari di interesse, e della relativa densità, per zone climatiche

Zona climatica	Fabbisogno terziario per riscaldamento e ACS (GWh)	Densità* media dei consumi kWh/m ²	Fabbisogni civili delle sezioni con densità* compresa tra 30 e 100 kWh/m ² (GWh)	Fabbisogni civili delle sezioni con densità* superiori a 100 kWh/m ² (GWh)
A	11	0,22	2	-
B	1.829	0,28	538	189
C	8.538	0,24	2.474	1.061
D	18.072	0,29	5.763	4.195
E	94.907	0,89	30.078	27.691
F	7.140	0,26	2.365	1.267
Totale	130.497	0,55	41.220	34.402

(*) La densità è calcolata come rapporto tra il consumo per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria associati ad ogni singola sezione censuaria e la superficie della sezione censuaria stessa.

Figura 16: Fabbisogno del terziario per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria. Anno 2018



2.3 Industria

Il calcolo dei fabbisogni termici dell'industria viene eseguito a partire dai consumi per riscaldamento ricostruiti per ogni settore industriale e per ogni fonte energetica, come descritto nel paragrafo 1.4, applicando specifici rendimenti di conversione energetica.

Tabella 28: Fabbisogni per riscaldamento dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per sotto-settore, anno 2018 (dati in ktep)

	Fabbisogni termici
Iron & steel	1.809
Chemical & petrochemical	1.894
Non-ferrous metals	447
Non-metallic minerals	3.193
Transport equipment	103
Machinery	1.496
Mining & quarrying	60
Food, beverages & tobacco	1.589
Paper, pulp & printing	1.265
Wood & wood products	217
Construction	213
Textile & leather	622
Other industries	206
Own Use in Ele., CHP and Heat Plants	2
Oil and Natural Gas extraction plants	1.041
Oil refineries (Petroleum Refineries)	3.565
Other energy (coke ovens, coal mines...)	792
Total	18.513

*Fonte: elaborazioni GSE su dati Eurostat

2.4 Agricoltura e pesca

Per l'agricoltura e la pesca non si è ritenuto determinante procedere ad un'analisi dei fabbisogni, in considerazione del fatto che i consumi per riscaldamento e raffrescamento, presentati al paragrafo 1.5, sono marginali rispetto al totale; che sono in genere contraddistinti da peculiarità in termini di profili temporali e localizzazione sul territorio tali da renderli difficilmente assimilabili agli altri fabbisogni termici; che i centri di consumi termici agricoli sono raramente raggiunti da reti di teleriscaldamento, come attestato testimoniato dall'attuale incidenza del settore agricolo tra i clienti del teleriscaldamento.

2.5 Quadro di sintesi al 2018

Concentrando l'attenzione sul settore civile, per cui sono state effettuate specifiche analisi di ripartizione territoriale, si riportano di seguito alcune tabelle di sintesi.

Tabella 29: Fabbisogno termico civile pro-capite medio per Regione/Provincia autonoma e zona climatica (MWh/ab)

	Zona climatica						Totale
	A	B	C	D	E	F	
Abruzzo			4,4	6,2	8,6	11,3	7,6
Basilicata			2,8	4,4	5,9		5,0
Bolzano					10,1	10,5	10,5
Calabria		2,1	3,0	5,0	7,1	5,2	4,5
Campania			2,4	3,8	4,9	5,5	3,4
Emilia Romagna				8,0	9,3	12,2	9,7
Friuli Venezia Giulia					8,4	10,2	8,9
Lazio			3,0	4,3	6,1	8,0	5,0
Liguria			3,8	5,5	7,9	10,0	6,3
Lombardia					8,1	10,0	8,4
Marche				5,4	7,1		6,4
Molise			2,7	4,8	6,8	7,5	6,1
Piemonte					9,7	11,5	10,2
Puglia			2,9	4,0	5,6		3,4
Sardegna		2,1	3,3	5,5	6,5		4,1
Sicilia	1,6	1,7	2,3	3,5	5,0	4,0	2,6
Toscana			5,1	5,4	7,1	9,5	6,2
Trento					8,2	10,4	10,0
Umbria				6,1	7,4		6,9
Valle d'Aosta					7,6	8,4	8,2
Veneto				12,2	8,5	11,4	9,0
Totale complessivo	1,6	1,9	2,9	4,8	8,3	10,7	7,2

Tabella 30: Fabbisogno termico civile assoluto per Regione/Provincia autonoma e classe dimensionale del comune (GWh)

	Minore di 10.000 abitanti	Tra 10.000 e 60.000 abitanti	Tra 60.000 e 250.000 abitanti	Maggiore di 250.000 abitanti	TOTALE
Abruzzo	3.758	3.531	1.341	0	8.630
Basilicata	1.532	822	358	0	2.712
Bolzano	3.056	1.265	996	0	5.317
Calabria	4.254	1.847	1.088	0	7.189
Campania	4.418	6.459	1.726	2.174	14.777
Emilia Romagna	10.185	14.895	14.384	3.582	43.046
Friuli Venezia Giulia	4.827	3.236	2.793	0	10.856
Lazio	4.005	6.570	1.359	11.303	23.237
Liguria	2.433	1.915	794	3.022	8.165
Lombardia	32.717	27.734	10.720	11.669	82.841
Marche	3.479	4.421	1.730	0	9.631
Molise	1.125	535	0	0	1.659
Piemonte	16.619	12.825	2.498	7.256	39.197
Puglia	2.211	6.971	2.368	850	12.400
Sardegna	2.938	1.708	1.057	0	5.703
Sicilia	2.801	4.832	1.549	1.601	10.783
Toscana	4.977	8.392	5.628	2.221	21.218
Trento	3.187	873	1.199	0	5.259
Umbria	1.454	2.909	1.878	0	6.242
Valle d'Aosta	753	245	0	0	998
Veneto	15.518	20.620	4.626	5.361	46.124
Totale complessivo	126.247	132.604	58.092	49.039	365.983

Tabella 31: Ripartizione dei consumi civili di interesse, e della relativa densità, per zone climatiche

Zona climatica	Fabbisogno residenziale per riscaldamento (GWh)	Fabbisogno residenziale per ACS (GWh)	Fabbisogno terziario per riscaldamento e ACS (GWh)	Densità* media dei consumi kWh/m2	Fabbisogni civili delle sezioni con densità* compresa tra 30 e 100 kWh/m2 (GWh)	Fabbisogni civili delle sezioni con densità* superiori a 100 kWh/m2 (GWh)
A	12	13	11	0,71	6	-
B	2.028	1.742	1.829	0,86	1.314	236
C	17.050	7.407	8.538	0,93	8.699	1.995
D	43.676	9.515	18.072	1,15	23.283	10.792
E	122.895	19.221	94.907	2,22	73.534	47.473
F	10.512	1.415	7.140	0,70	5.167	1.801
Totale	196.172	39.314	130.497	1,54	112.002	62.297

Figura 17: Densità dei consumi civili per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria. Anno 2018

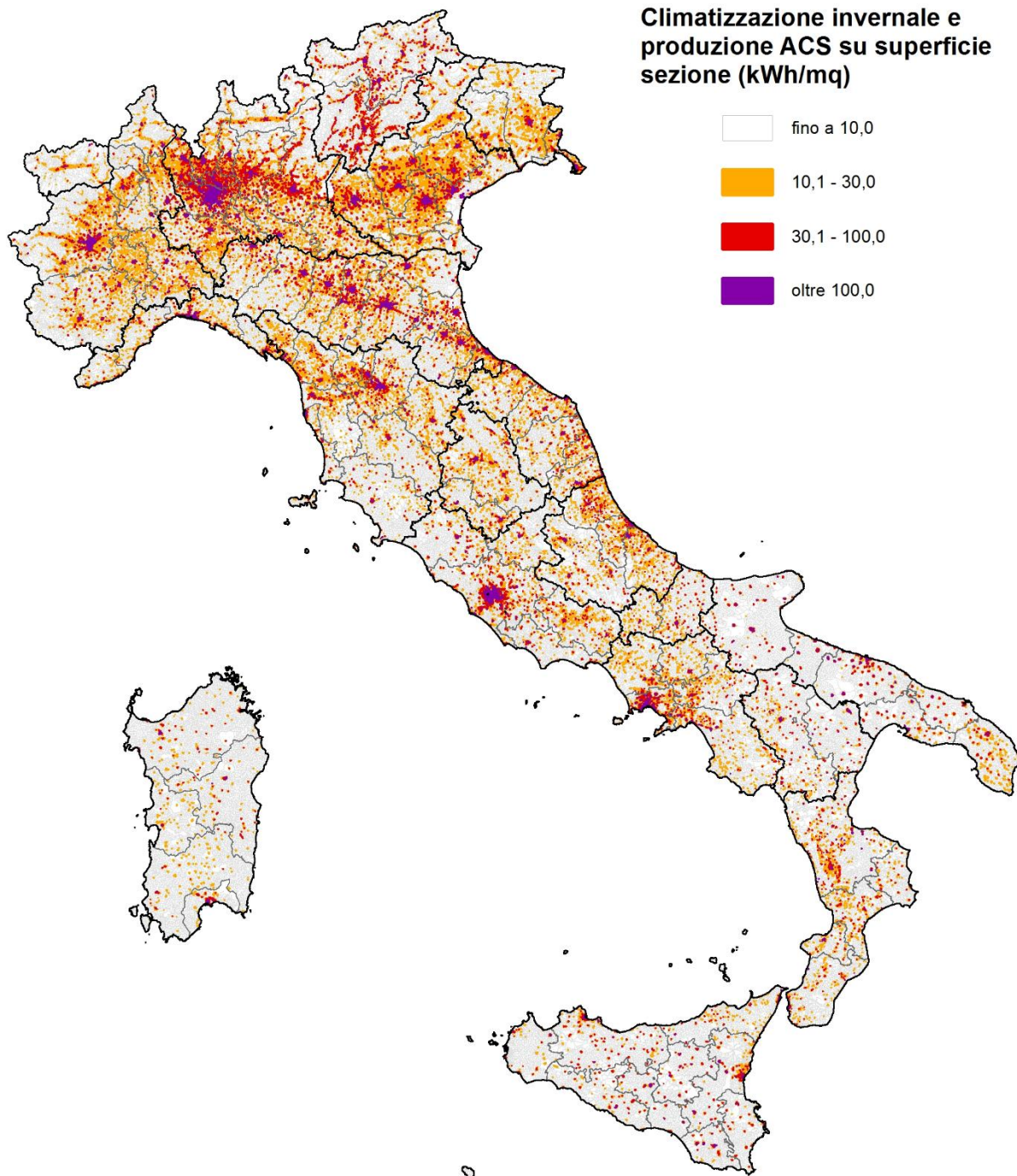


Tabella 32: Consumi elettrici per raffrescamento ambienti per Regione/Provincia autonoma. Anno 2018 (GWh)

	Consumi elettrici per raffrescamento ambienti
Abruzzo	410
Basilicata	160
Bolzano	155
Calabria	694
Campania	2.000
Emilia Romagna	1.850
Friuli Venezia Giulia	379
Lazio	2.245
Liguria	477
Lombardia	3.419
Marche	482
Molise	97
Piemonte	1.145
Puglia	1.599
Sardegna	839
Sicilia	1.911
Toscana	1.277
Trento	151
Umbria	253
Valle d'Aosta	28
Veneto	1.893
Totale complessivo	21.463

3 Calore derivato e teleriscaldamento

Il capitolo descrive l'evoluzione della produzione di calore derivato in Italia negli anni e si concentra in particolare su un sottoinsieme, ovvero i sistemi di teleriscaldamento¹¹. Le fonti informative cui si è fatto principale riferimento sono:

- Eurostat per i dati ufficiali relativi al calore derivato;
- AIRU, l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, che raccoglie e pubblica nel proprio annuario informazioni dettagliate sui principali sistemi di teleriscaldamento in esercizio sul territorio nazionale;
- GSE, che conduce rilevazioni presso alcune categorie di impianti e di operatori, a integrazione di quelli svolte da AIRU e in collaborazione con la stessa Associazione; in particolare, le rilevazioni GSE considerano principalmente impianti di teleriscaldamento alimentati da biomasse, generalmente di piccole dimensioni;
- gli archivi amministrativi di diverse Regioni e Province autonome.

I dati presentati sono ricavati integrando le tre fonti informative; più in generale, la struttura espositiva e alcuni contenuti del capitolo sono ripresi dalla pubblicazione annuale GSE "Teleriscaldamento e teleraffrescamento – Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia – 2018"¹².

¹¹ Si fa riferimento qui alla definizione contenuta nell'articolo 2, nel D.Lgs 28/2011, secondo la quale il teleriscaldamento consiste nella distribuzione di energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti, tramite una rete, per il riscaldamento di ambienti, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria. Rientrano nel "calore derivato" le altre forme di produzione di calore per la cessione a terzi (ad esempio distribuzione di energia termica verso un unico edificio o sito).

¹² <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>

3.1 Calore derivato

I consumi di calore derivato¹³ complessivamente rilevati in Italia tra il 2009 e il 2018 nei diversi settori sono illustrati nella tabella che segue.

Tabella 33: Consumi di calore derivato in Italia tra il 2009 e il 2018 (dati in ktep)

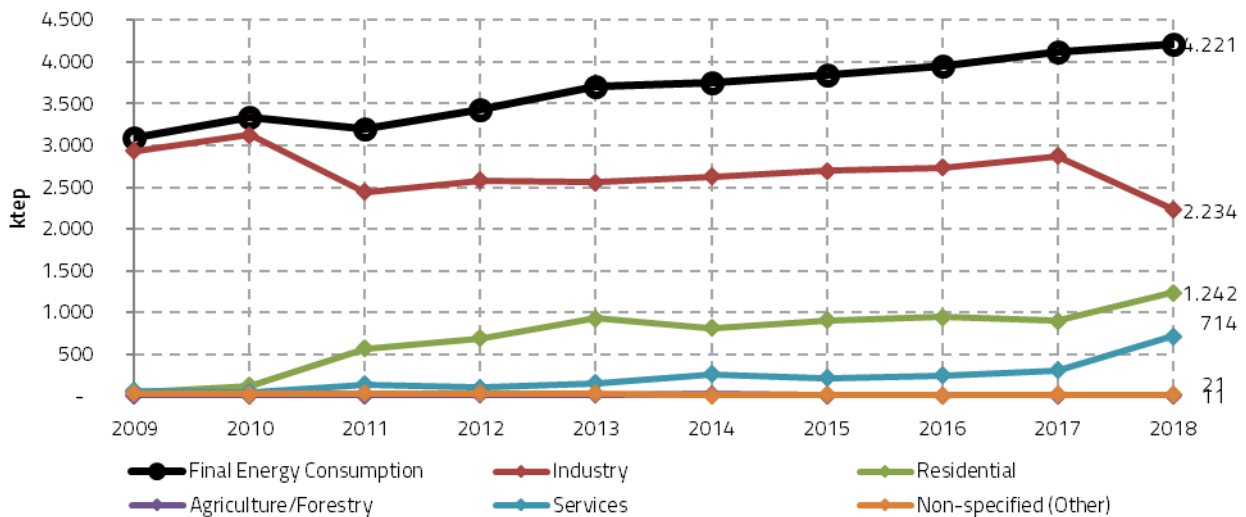
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumption in Energy Sector	1.225	1.573	2.021	1.490	1.448	1.154	1.309	1.373	1.403	1.203
<i>Own Use in Electricity, CHP and Heat Plants</i>	-	-	1	1	1	2	0	0	0	2
<i>Consumption in Oil and gas extraction</i>	20	56	17	19	18	21	22	15	16	21
<i>Consumption in Petroleum Refineries</i>	1.066	953	1.105	968	1.078	747	912	961	959	549
<i>Consumption in Coal Mines</i>	-	-	-	2	2	0	-	-	-	-
<i>Consumption in Coke Ovens</i>	2	2	3	2	4	5	7	7	8	8
<i>Consumption in Non-specified (Energy)</i>	138	563	895	498	345	379	368	390	420	624
Distribution Losses	-	-	17	21	19	18	21	24	58	58
Final Energy Consumption	3.094	3.332	3.195	3.433	3.702	3.747	3.851	3.950	4.114	4.221
Industry	2.938	3.129	2.445	2.583	2.560	2.629	2.696	2.736	2.874	2.234
<i>Iron and Steel</i>	267	38	43	125	87	94	160	188	162	90
<i>Non-Ferrous Metals</i>	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
<i>Chemical and Petrochemical</i>	1.086	1.048	1.132	909	1.243	902	811	875	1.033	633
<i>Non-Metallic Minerals</i>	74	78	84	100	108	130	166	134	126	147
<i>Mining and Quarrying</i>	0	0	0	0	0	5	1	1	1	1
<i>Food and Tobacco</i>	177	159	241	278	266	378	320	351	379	382
<i>Textile and Leather</i>	29	43	45	42	40	44	35	36	40	39
<i>Paper, Pulp and Print</i>	543	515	589	844	564	837	940	874	833	666
<i>Transport Equipment</i>	97	171	101	90	79	87	96	109	111	103
<i>Machinery</i>	18	20	24	23	15	15	25	30	29	28
<i>Wood and Wood Products</i>	33	29	32	32	27	36	31	33	36	33
<i>Construction</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
<i>Non-specified (Industry)</i>	612	1.027	152	138	129	99	110	105	122	111
Residential	52	123	568	694	931	818	908	947	905	1.242
Agriculture/Forestry	13	1	9	15	20	22	9	11	10	11
Services	62	49	139	105	154	266	221	245	308	714
Non-specified (Other)	31	29	34	35	37	11	17	11	16	21

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

¹³ Si definisce calore derivato il calore prodotto in impianti di trasformazione energetica alimentati da fonti rinnovabili e non ceduto/venduto a terzi, sia attraverso reti di teleriscaldamento (TLR) sia attraverso la vendita diretta - senza collegamenti a reti di teleriscaldamento - a un singolo utente o a un numero ristretto di utenti (ad esempio ospedali, centri commerciali, ecc.).

Negli ultimi dieci anni i consumi finali di calore derivato sono aumentati del 36%. Gli incrementi più rilevanti riguardano il settore residenziale e i servizi; rimangono invece pressoché costanti i consumi del settore energetico, mentre nel settore industriale si rileva un calo (variazione pari a -24%).

Figura 18: Andamento 2009 -2018 dei consumi di calore derivato, suddiviso tra i settori di consumo (ktep)



La tabella che segue illustra invece l'evoluzione del mix delle fonti utilizzate per la produzione di calore derivato. Il gas naturale copre costantemente circa 60% delle produzioni, seguito dalle rinnovabili (circa il 17% nel 2018); i prodotti petroliferi - concentrati prevalentemente presso gli autoproduttori - sono in netto calo: la relativa quota sul totale si riduce infatti dal 35% del 2009 al 14% del 2018.

Gli impianti cogenerativi, infine, hanno prodotto il 94% del calore derivato consumato nel 2018.

Tabella 34: Produzione di calore derivato in Italia tra il 2009 e il 2018 (dati in ktep)

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Heat only plants	Main activity	-	68	78	89	90	84	89	98	323	356
	Gas / Diesel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	2	3
	Residual Fuel Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
	Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	223	250
	Solid biofuels excluding charcoal	-	53	64	74	74	65	70	78	78	80
	Biogases	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Other Liquid Biofuels	-	-	-	-	-	0	0	0	1	1
	Geothermal	-	14	14	16	16	18	19	19	19	21
	Solar thermal	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0
CHP plants	Main activity	1.837	2.212	2.604	2.681	3.080	3.085	3.303	3.712	3.625	3.356
	Other Bituminous Coal	-	18	30	29	30	26	36	37	37	37
	Coke Oven Gas	12	11	16	32	30	24	7	25	8	8
	Blast Furnace Gas	6	12	15	53	34	36	-	27	-	-
	Other Recovered Gases	-	-	-	1	0	0	-	-	-	-
	Refinery Gas	51	72	76	34	43	14	55	249	239	248
	LPG (Liquefied Petroleum Gases)	-	-	-	-	-	-	-	3	2	2
	Gas / Diesel Oil	2	1	3	1	1	2	1	0	2	1
	Residual Fuel Oil	26	24	14	27	48	15	71	63	59	46
	Other Oil Products	180	186	148	151	252	281	270	308	301	307
	Natural Gas	1.384	1.656	1.639	1.801	1.828	1.736	1.959	2.068	2.025	1.769
	Industrial Waste	-	-	-	1	0	1	5	7	7	4
	Municipal Waste (Renewable)	48	55	83	70	83	84	106	117	124	124
	Municipal Waste (Non-Renewable)	48	55	83	70	83	84	106	117	124	124
	Solid biofuels excluding charcoal	42	78	153	260	432	521	455	455	441	439
	Biogases	14	19	322	132	195	229	192	195	212	200
	Other Liquid Biofuels	23	24	22	20	20	31	39	40	43	48
	Autoproducers	2.482	2.625	2.551	2.173	2.000	1.751	1.790	1.537	1.627	1.771
	Other Bituminous Coal	5	12	9	3	5	10	9	8	9	9
	Coke Oven Gas	-	-	-	-	-	-	17	13	28	21
	Blast Furnace Gas	-	-	-	-	-	-	65	64	65	30
	Other Recovered Gases	-	-	-	-	-	-	11	0	2	0
	Refinery Gas	289	341	389	406	386	301	311	141	140	119
	LPG (Liquefied Petroleum Gases)	12	9	7	9	5	3	3	1	1	1
	Naphtha	59	43	41	26	25	6	-	-	-	-
	Other Kerosene	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0
	Gas / Diesel Oil	0	0	0	0	1	2	1	0	0	1
	Residual Fuel Oil	695	520	426	259	224	143	49	13	11	14
	Petroleum Coke	153	142	170	74	77	34	13	-	-	-
	Other Oil Products	25	99	109	97	10	11	8	28	14	19
	Natural Gas	1.195	1.421	1.361	1.276	1.243	1.217	1.276	1.244	1.315	1.512
	Industrial Waste	3	-	-	-	2	1	1	0	1	4
Municipal Waste (Renewable)	8	7	3	1	1	1	2	0	-	3	
Municipal Waste (Non-Renewable)	8	7	3	1	1	1	2	0	-	3	
Solid biofuels excluding charcoal	19	16	29	12	12	7	5	9	24	19	
Biogases	5	5	5	6	6	9	13	12	14	14	
Other Liquid Biofuels	5	0	0	2	3	2	3	2	2	3	
Total gross production	4.319	4.904	5.233	4.944	5.169	4.919	5.182	5.347	5.575	5.483	

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

3.2 Teleriscaldamento

In Italia il teleriscaldamento è oggi una realtà diffusa e consolidata, con oltre 300 reti in esercizio per un'estensione complessiva di 4.800 km e 9,3 GW di potenza termica installata. I comuni serviti da almeno una rete sono oltre 250, in gran parte concentrati nelle Regioni settentrionali del Paese. Se si considera il settore residenziale, queste reti soddisfano il 2% circa della domanda complessiva di prodotti energetici per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria del Paese. Nel 2018 l'energia termica immessa da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento è risultata pari a 1.014 ktep (11.798 GWh) a fronte di una energia termica erogata alle utenze di 842 ktep (9.787 GWh) e di perdite legate alla distribuzione del calore pari al 17% dell'energia immessa (173 ktep, 2.010 GWh).

Negli anni più recenti si sta via via diffondendo anche il servizio parallelo di teleraffrescamento, erogato attraverso una rete di distribuzione dedicata (ad acqua refrigerata) oppure attraverso gruppi ad assorbimento installati presso le utenze e alimentati dalla rete di teleriscaldamento. Nel 2018 l'energia frigorifera erogata alle utenze risulta pari a 11,2 ktep (129,8 GWh).

Il ruolo di primo piano dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in Italia è peraltro confermato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), presentato alla Commissione europea nel gennaio 2020, che assegna a tali sistemi un ruolo di rilievo nel perseguimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile e risparmio energetico, prevedendo un'estensione aggiuntiva delle reti ed enfatizzando la diffusione di sistemi efficienti.

Tabella 35: Schema riassuntivo delle reti di teleriscaldamento presenti in Italia al 2018

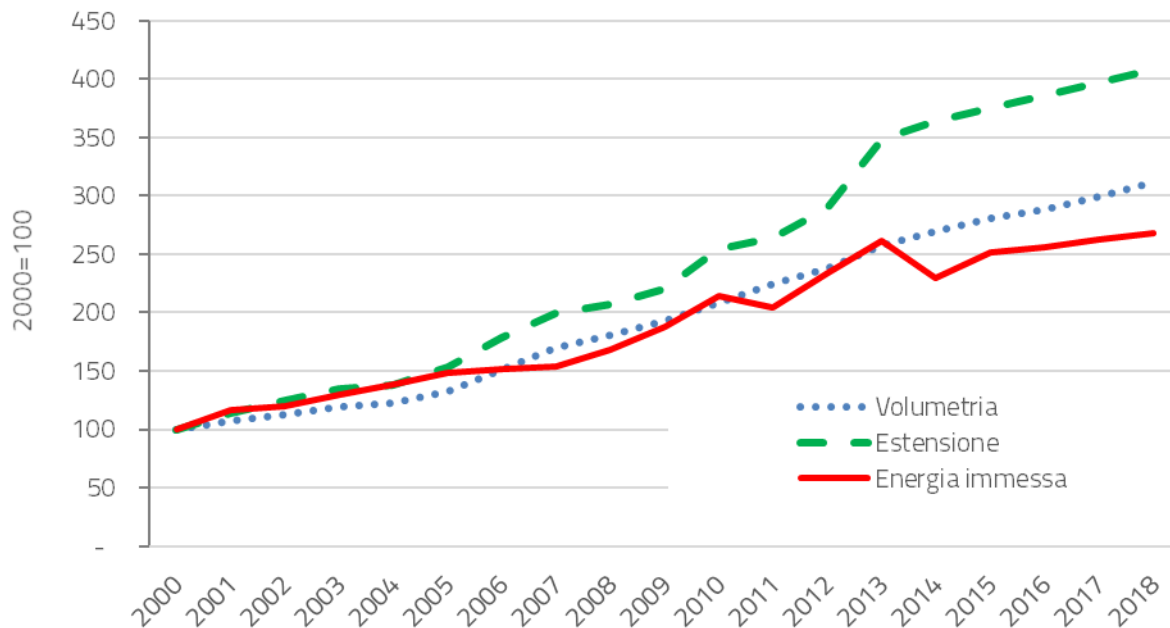
Comuni Teleriscaldati	n.	255		
Volumetria Complessiva Riscaldata	Mm3	364		
Lunghezza delle reti di distribuzione	km	4.835		
Energia Termica Erogata	MWht	9.787.498		
<i>Residenziale</i>	'	6.240.509	<i>% sul totale</i>	64%
<i>Terziario</i>	'	3.286.955	'	34%
<i>Industriale</i>	'	260.034	'	3%
Perdite	MWht	2.010.482	% sull'immessa	17%
Energia Termica Immessa	MWht	11.797.980		
<i>Gas CHP</i>	"	4.701.463	<i>% sul totale</i>	40%
<i>Rifiuti no FER CHP</i>	"	918.635	"	8%
<i>Altre fossili CHP</i>	"	330.182	"	3%
<i>Bioenergie* CHP</i>	"	1.716.996	"	15%
<i>Gas OH</i>	"	2.858.172	"	24%
<i>Altre fossili OH</i>	"	64.628	"	1%
<i>Bioenergie OH</i>	"	866.156	"	7%
<i>Geotermico OH</i>	"	253.131	"	2%
<i>Pompe di calore OH</i>	"	19.541	"	0%
<i>Solare termico OH</i>	"	983	"	0%
<i>Energia di recupero</i>	"	68.093	"	1%
Energia Frigorifera Erogata	MWht	129.790		
<i>Terziario</i>	'	127.550	<i>% sul totale</i>	98%
<i>Residenziale</i>	'	1.626	'	1%
<i>Industriale</i>	'	614	'	0%
Perdite	MWht	3.710	% sull'immessa	3%
Energia Frigorifera Immessa	MWht	133.500		
Impianti Efficienti (Energia termica immessa)	n.	226	MWht	8.877.186
<i>FER ≥ 50%</i>	'	158	'	1.576.522
<i>CHP ≥ 75%</i>	'	28	'	4.987.760
<i>SIA CHP ≥ 75 % SIA FER ≥ 50%</i>	'	31	'	486.150
<i>COMBINAZIONE ≥ 50%</i>	'	9	'	1.826.754
Impianti non Efficienti	n.	88	MWht	2.920.794

*Comprende la frazione biodegradabile dei rifiuti

3.2.1 Evoluzione del teleriscaldamento in Italia

Nel corso degli ultimi 20 anni il teleriscaldamento in Italia è stato caratterizzato da una dinamica di continuo sviluppo. Come illustrato nel grafico che segue, dal 2000 al 2018 si è registrata una crescita complessiva del 211% della volumetria riscaldata, del 308% dell'estensione delle reti e del 168% dell'energia immessa.

Figura 19: Evoluzione nel tempo di volumetria, estensione ed energia immessa (2000=100)



Fonte: Elaborazioni GSE su dati AIRU

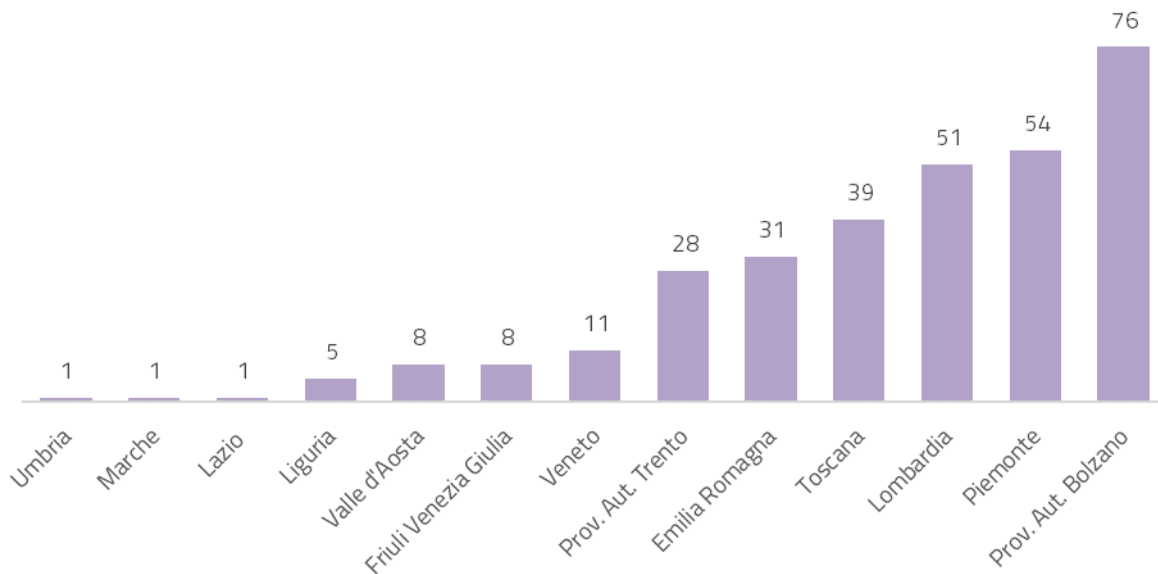
In Italia lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento è iniziato in ritardo rispetto ad altri paesi europei, sia per le condizioni climatiche mediamente meno rigide di altri paesi, sia per scelte strategiche alternative (ad esempio il programma di metanizzazione avviato negli anni '50 nell'Italia Settentrionale).

Le prime realizzazioni risalgono agli anni '70 con le reti di Modena (Quartiere Giardino, 1971), Brescia (1972), Mantova (1972), Verona (Forte Procolo, 1973), Reggio Emilia (Rete 1 e Pappagnocca, 1979). Tra di esse, la rete di Brescia è stata quella che si è sviluppata più rapidamente, raggiungendo nel 1990 i 20 milioni di m³ teleriscaldati, pari alla metà della volumetria teleriscaldata in Italia al tempo. Negli anni '80 e '90 sono entrate in attività reti in numerose città italiane, alcune di dimensioni limitate collegate a specifiche iniziative residenziali (Roma), altre facenti parte di un organico progetto volto a teleriscaldare porzioni significative di alcune città (Alba, Cuneo, Cremona, Vicenza, Ferrara, Torino). A partire dagli anni '90, sono inoltre entrate in esercizio, in numerosi piccoli centri montani, reti di TLR alimentate da impianti a biomassa.

3.2.2 Diffusione e caratteristiche delle reti di teleriscaldamento nel 2018

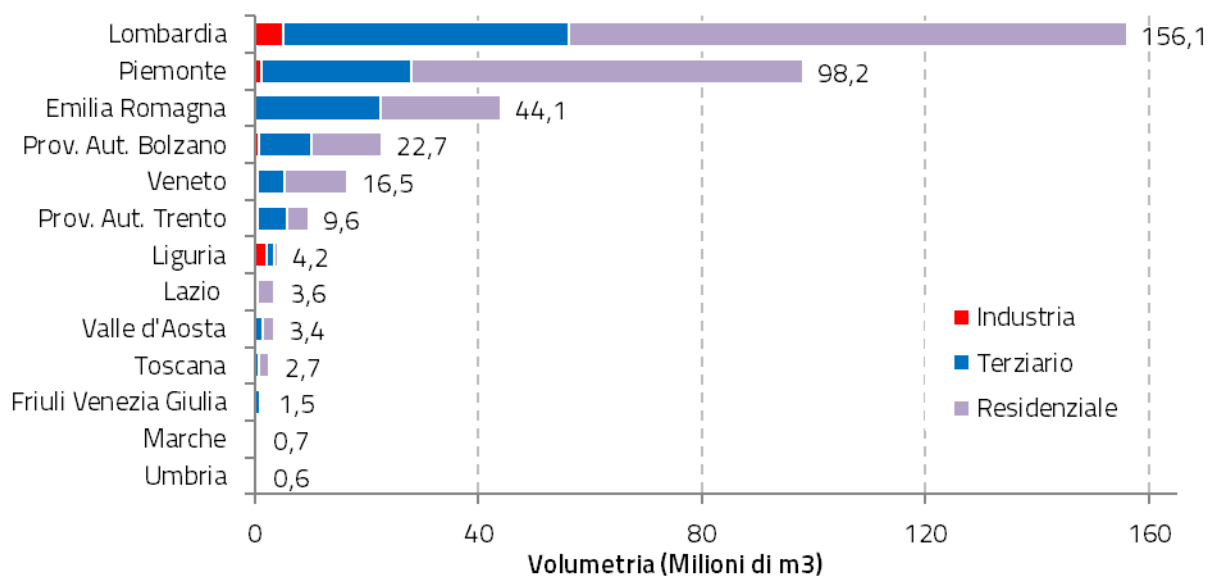
Le reti di teleriscaldamenti in esercizio Italia a fine 2018 sono 314, concentrate nelle Regioni settentrionali e centrali del Paese. I territori comunali in cui esiste almeno una rete sono 255, distribuiti in 13 Regioni e le 2 Province autonome.

Figura 20: Numero di reti di teleriscaldamento per Regione/Province autonome nel 2018



L'estensione delle reti di teleriscaldamento si attesta poco al di sopra di 4.800 km; di questi, il 50% circa si concentra nei 105 sistemi di teleriscaldamento della Lombardia e del Piemonte. Le sottocentrali di utenza servite (ovvero i dispositivi di scambio tra la rete di teleriscaldamento e il circuito di distribuzione delle utenze) sono oltre 90.000; anche in questo caso la quota maggiore si rileva in Lombardia (39% del totale), seguita dalla Provincia di Bolzano (22%) e dal Piemonte (14%).

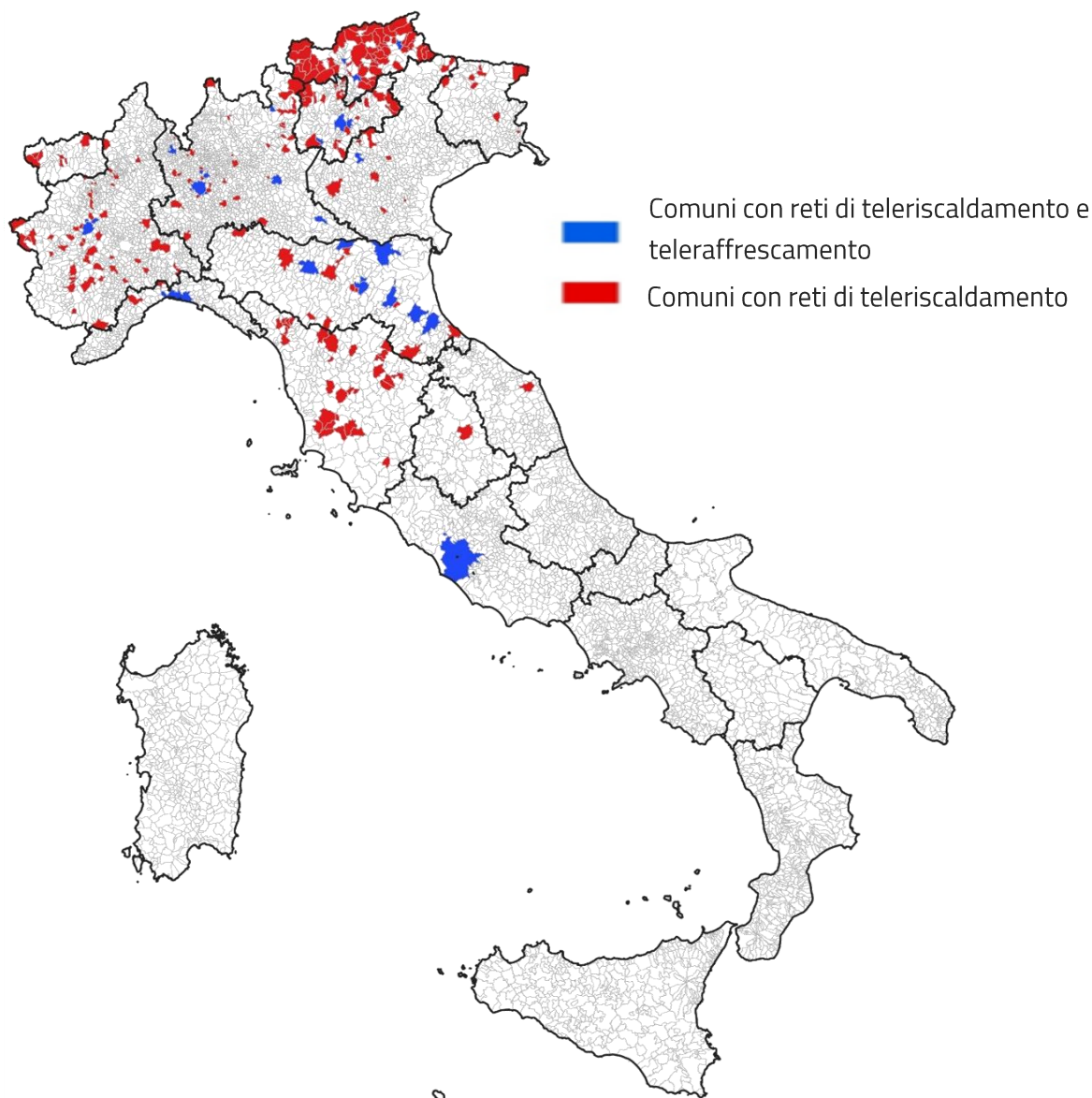
Figura 21: Volumetrie allacciate alle reti di teleriscaldamento nel 2018



La volumetria complessivamente riscaldata nel Paese è pari a 364 milioni di m³. Le utenze residenziali rappresentano il 63% della volumetria riscaldata da reti TLR; seguono il settore terziario (35%) e le utenze industriali (3%). Il 43% circa della volumetria riscaldata complessiva è concentrata sul territorio della Lombardia (156 milioni di m³); seguono Piemonte (98 milioni di m³, 27% del totale), Emilia Romagna (44 milioni di m³, 12% del totale) e il territorio provinciale di Bolzano (23 milioni di m³, 6% del totale).

Le reti di teleriscaldamento sono largamente prevalenti; negli anni si è tuttavia consolidata anche la presenza di reti di teleraffrescamento associate.

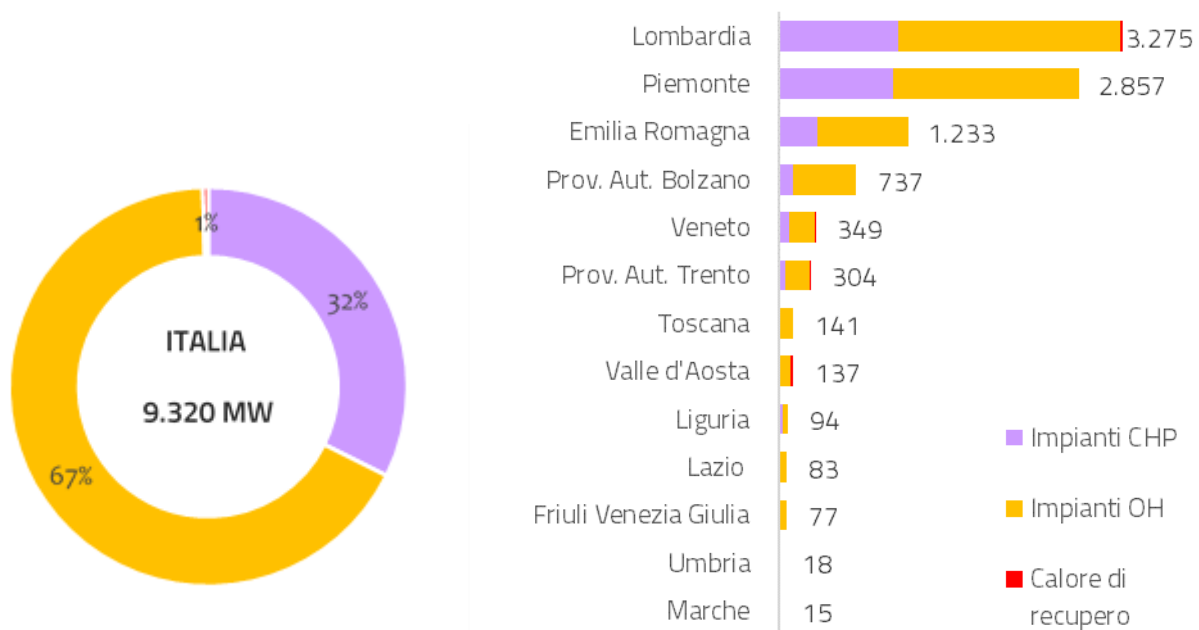
Figura 22: Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento (anno 2018)



È importante precisare che la dimensione di ciascuna area colorata rappresenta la superficie amministrativa del territorio comunale in cui è presente una rete e non all'estensione delle reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento.

A fine 2018, la potenza termica dei generatori a servizio di reti di teleriscaldamento risulta pari a 9,3 GW. Il 67% circa della potenza installata si concentra in impianti di sola produzione termica, il restante 32% in impianti che operano in assetto cogenerativo. Le fonti fossili (prevalentemente gas naturale) alimentano complessivamente l'84% della potenza installata; le fonti rinnovabili sono maggiormente utilizzate in impianti di sola produzione termica (biomassa solida, geotermia).

Figura 23: Potenza termica dei generatori a servizio delle reti di teleriscaldamento nel 2018



La Lombardia, con circa 3,3 GW circa installati, copre il 35% della potenza termica complessiva, grazie in particolare agli oltre 2 GW di impianti di sola produzione termica alimentati a gas naturale. Le fonti rinnovabili sono diffuse soprattutto nel territorio provinciale di Bolzano, caratterizzato da elevati utilizzi di biomassa in impianti di sola produzione termica.

3.2.3 Energia immessa nelle reti di teleriscaldamento

Nel 2018, in Italia, l'energia termica immessa in reti di teleriscaldamento ha raggiunto 11,8 TWh (corrispondenti a oltre 1.000 ktep, o 42.500 TJ), di cui il 65% proviene da impianti che operano in assetto cogenerativo (CHP). Con circa 8,9 TWh (763 ktep), gli impianti alimentati da fonti fossili coprono il 75% circa dell'energia immessa in consumo; si tratta principalmente di impianti a gas naturale. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili immettono in rete il restante 24% dell'energia da TLR (2,9 TWh / 246 ktep). Le principali Regioni in termini di energia immessa sono Lombardia e Piemonte, su cui insistono, tra gli altri, i grandi impianti di Milano, Brescia e Torino.

Figura 24: Energia immessa in rete per Regione/Provincia autonoma nel 2018 (GWh)

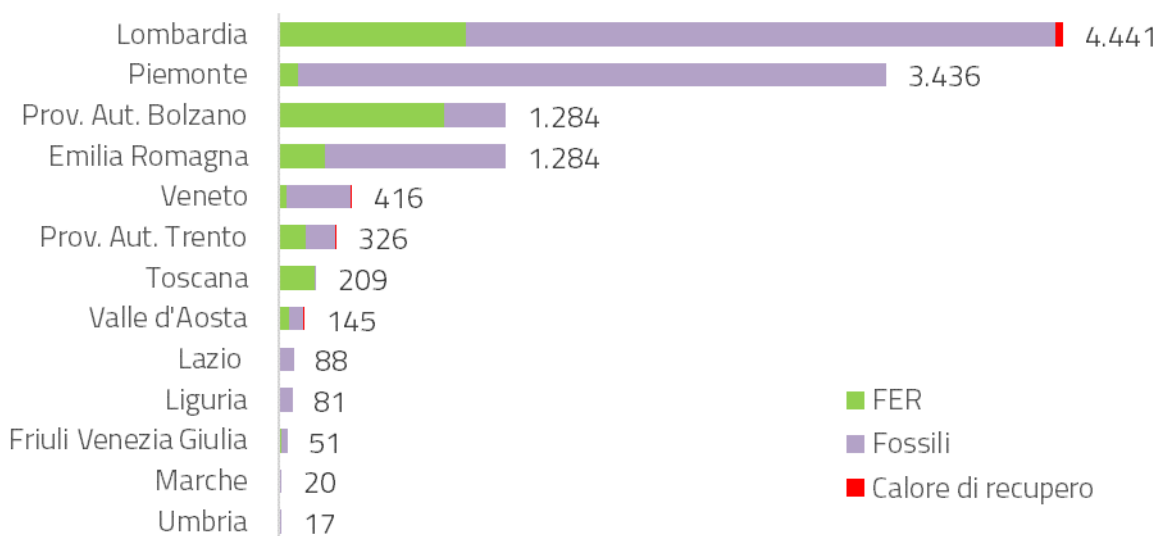


Figura 25: Energia immessa in rete per fonte e tecnologia nel 2018

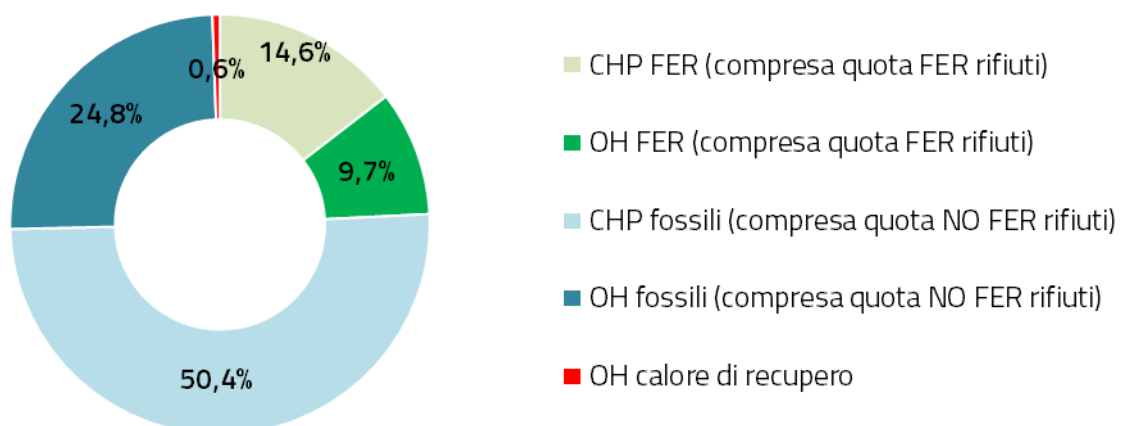
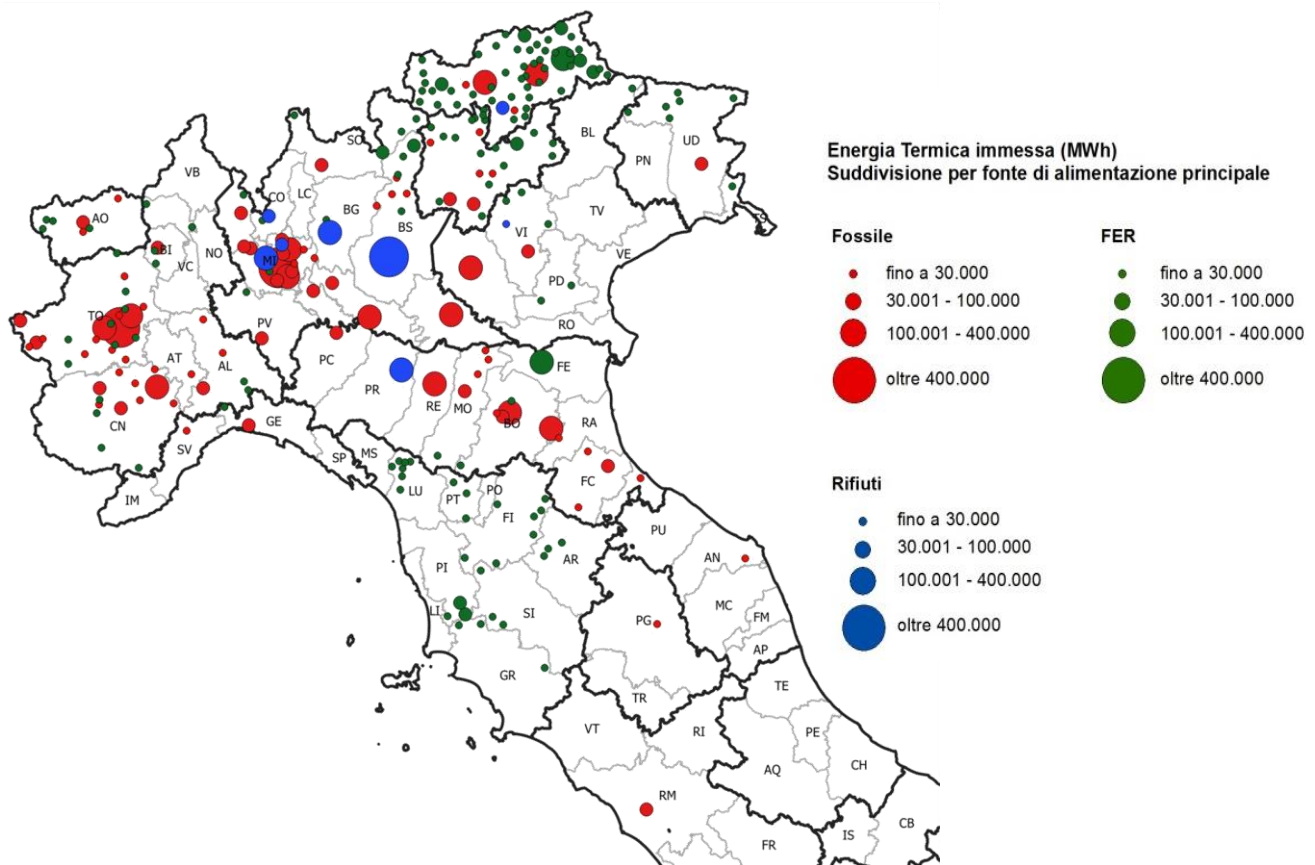


Figura 26: Mappa dei comuni teleriscaldati per fonte energetica principale (>50%)



La figura rappresenta i comuni italiani teleriscaldati suddivisi per fonte energetica principale impiegata nel singolo comune; a ciascun comune è pertanto assegnata un'unica fonte di alimentazione anche nei casi in cui il sistema (o i sistemi) di teleriscaldamento presenti siano alimentati anche da altre fonti. Per fonte energetica principale si intende la fonte da cui viene generato almeno il 50% del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento del Comune; la quota rinnovabile e quella non rinnovabile dei rifiuti sono state aggregate nella voce "Rifiuti". La dimensione della bolla nella mappa rappresenta la quantità di energia termica immessa dai sistemi di teleriscaldamento.

Nei comuni localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna sono presenti soprattutto sistemi TLR alimentati principalmente da fonti fossili (bolle rosse); nei territori comunali del Trentino Alto Adige e della Toscana è invece più evidente la presenza di sistemi la cui fonte energetica principale è rinnovabile (biomassa solida o risorsa geotermica).

Tabella 36: Energia immessa in rete per Regione/Provincia autonoma e per fonte nel 2018

Regione	Energia immessa in rete (GWh/anno)										
	Gas CHP	Rifiuti no FER CHP	Altre fossili CHP	Bioenergie CHP	Gas OH	Altre fossili OH	Bioenergie OH	Geotermico OH	Pompe di calore OH	Solare termico OH	Energia di recupero
Piemonte	2.677	-	-	57	649	0	53	-	-	-	-
Valle d'Aosta	30	-	-	16	31	16	43	-	-	-	9
Lombardia	1.008	772	330	948	1.204	21	89	-	20	1	48
Prov. aut. Bolzano	165	35	0	399	132	12	541	-	-	-	-
Prov. aut. Trento	105	-	0	66	50	11	92	-	-	-	1
Veneto	203	9	-	35	145	3	5	6	-	-	10
Friuli Venezia Giulia	18	-	-	10	15	0	8	-	-	-	-
Liguria	16	-	-	-	63	-	2	-	-	-	-
Emilia Romagna	404	103	-	179	511	0	10	76	-	0	-
Toscana	4	-	-	8	3	-	23	171	-	-	-
Umbria	17	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Marche	6	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-
Lazio	47	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-
Italia	4.701	919	330	1.717	2.858	65	866	253	20	1	68

In Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna e nella Provincia di Bolzano sono immesse nelle reti di teleriscaldamento quantità di energia termica significativamente maggiori rispetto alle altre Regioni; ad eccezione di Bolzano, tali sistemi sono prevalentemente alimentati da gas naturale. Complessivamente, in Italia il 64% dell'energia immessa in rete proviene da gas naturale; segue a distanza la biomassa solida (13%).

Figura 27: Composizione assoluta dell'energia termica immessa per Regione/Provincia autonoma – anno 2018

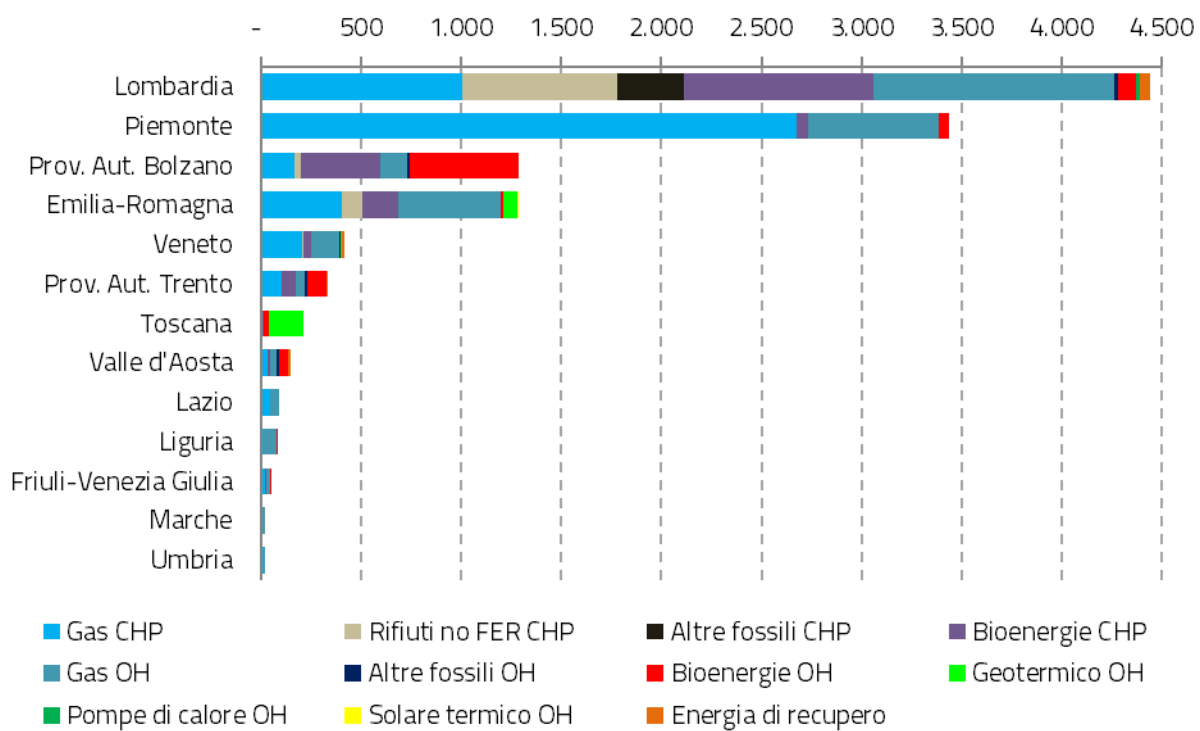
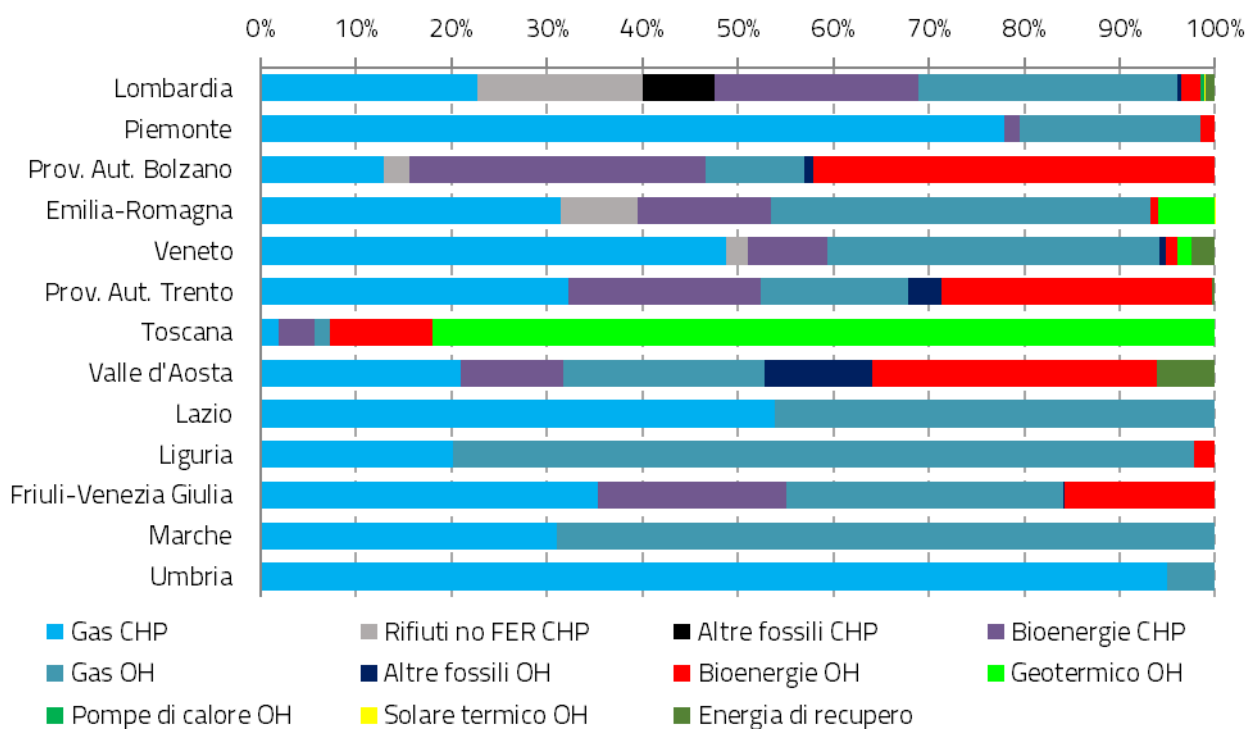


Figura 28: Composizione percentuale delle fonti utilizzate per produrre l'energia termica immessa per Regione/Provincia autonoma – anno 2018



In Piemonte, Liguria, Umbria, Marche e Lazio la fonte energetica utilizzata è quasi esclusivamente il gas naturale, mentre in Friuli Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Trento e Bolzano si rileva un impiego diffuso di biomassa solida. La Toscana si differenzia dal resto delle Regioni per un elevato ricorso alla fonte geotermica per l'alimentazione delle reti di TLR; Lombardia ed Emilia Romagna evidenziano invece un impiego di rifiuti relativamente elevato in termini percentuali sul mix energetico che alimenta le reti di teleriscaldamento.

3.2.4 Energia erogata alle utenze

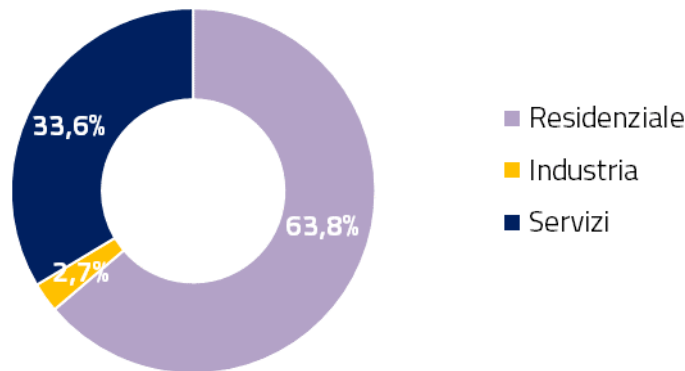
L'energia erogata alle utenze nel 2018 è pari a 9,8 TWh. Le perdite di distribuzione delle reti sono circa il 17% dell'energia immessa (2 TWh).

Tabella 37: Energia immessa in rete, perdite ed energia erogata per Regione/Provincia autonoma nel 2018 (GWh)

Regione	Energia termica immessa	Perdite	Energia termica erogata
Piemonte	3.436	561	2.875
Valle d'Aosta	145	27	118
Lombardia	4.441	734	3.706
Prov. aut. Bolzano	1.284	292	992
Prov. aut. Trento	326	69	257
Veneto	416	64	352
Friuli Venezia Giulia	51	9	42
Liguria	81	4	76
Emilia Romagna	1.284	182	1.101
Toscana	209	43	166
Umbria	17	5	12
Marche	20	6	14
Lazio	88	13	74
Italia	11.798	2.010	9.787

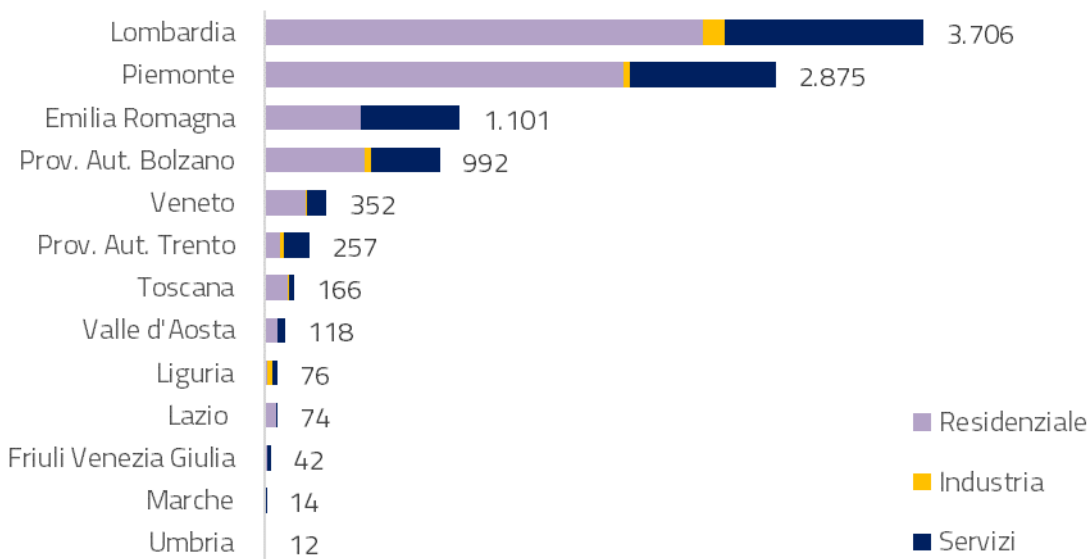
In Liguria si osserva l'incidenza minore delle perdite (5%), in Umbria quella maggiore (31%). Concentrando, invece, l'analisi sulle Regioni in cui il settore è più rappresentato (energia immessa complessiva superiore a 100 GWh / 8,6 ktep) si osserva una variabilità molto più limitata, con valori che oscillano tra 14% (Emilia Romagna) e 23% (Provincia di Bolzano).

Figura 29: Ripartizione dell'energia erogata per settore nel 2018



In Italia, nel 2018, il 64% dell'energia erogata è stata destinata a utenze residenziali, il 34% a servizi, il restante 3% circa all'industria; fa eccezione la Liguria, in cui l'incidenza dell'energia destinata a utenze industriali sale al 41% del totale. La quota maggiore di energia erogata destinata ai servizi si rileva invece nella Provincia di Trento (57% circa).

Figura 30: Energia erogata per settore e per Regione/Provincia autonoma nel 2018 (GWh)



Il 34% dell'energia erogata sia dalle reti maggiormente sviluppate (Torino, Brescia, Milano, Reggio Emilia) sia da alcune di quelle piccole e numerose della Provincia di Bolzano è destinata al settore terziario; la presenza di una rilevante domanda di energia termica da parte del settore residenziale, tuttavia, resta la condizione propedeutica allo sviluppo del teleriscaldamento: risultano infatti scarsamente numerosi i casi di reti che alimentano prevalentemente utenze del settore servizi (20 reti).

3.2.5 Sistemi di teleriscaldamento efficienti

Il concetto di sistema di teleriscaldamento efficiente, introdotto dalla Direttiva 2012/27/CE, assume ulteriore rilevanza nel cosiddetto *Clean Energy for all Europeans Package*, che definisce le politiche europee in materia di energia e clima al 2030. Si riportano le definizioni che forniscono i requisiti quantitativi per classificare un sistema di teleriscaldamento come efficiente (D.lgs. 102/2014, art 2):

«teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti»: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno

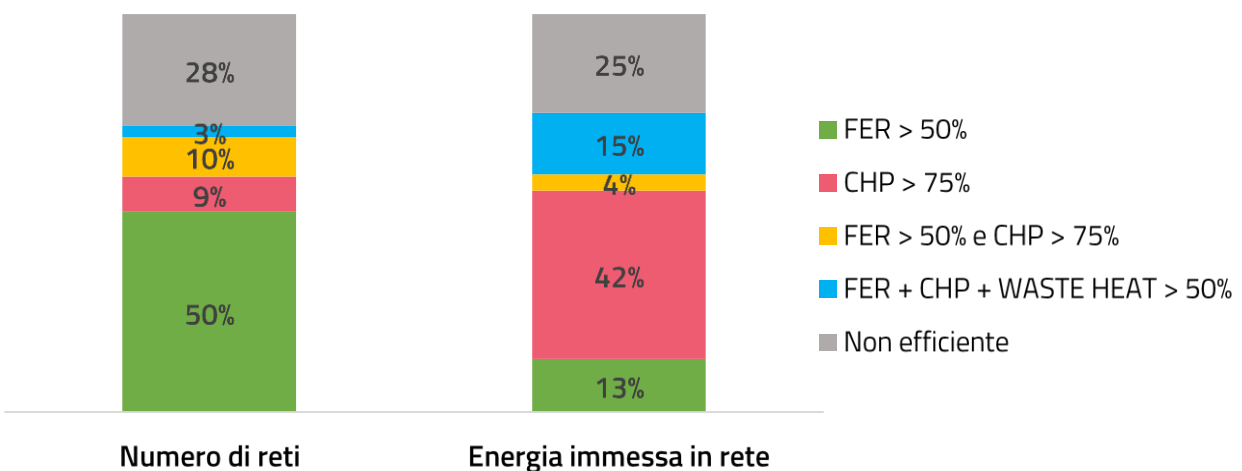
- a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b) il 50 per cento di calore di scarto;
- c) il 75 per cento di calore cogenerato;
- d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

I valori nei paragrafi successivi forniscono un'indicazione sulle reti di teleriscaldamento esistenti in Italia a fine 2018. Ai fini dell'elaborazione di tale dati, sono state considerate le seguenti tipologie di reti efficienti:

- FER ≥ 50%: i sistemi di TLR che nel 2018 hanno utilizzato almeno il 50 % di energia rinnovabile
- CHP ≥ 75%: i sistemi di TLR che nel 2018 hanno utilizzato almeno il 75% di calore cogenerato
- FER ≥ 50% e CHP ≥ 75%: i sistemi di TLR che nel 2018 hanno soddisfatto entrambi i precedenti requisiti
- FER + CHP + waste heat ≥ 50%: i sistemi di TLR che nel 2018 hanno utilizzato una combinazione di FER e calore CHP pari o superiore al 50%.

Tra queste tipologie non figura la soluzione che utilizza una quota di calore di scarto superiore al 50% in quanto in Italia, attualmente, tale casistica non è rappresentata. Si precisa tuttavia che l'analisi è condotta sulle produzioni di energia termica osservate nel 2018: variazioni del mix di produzione, negli anni a venire, potrebbero pertanto modificare le classificazioni qui riportate.

Figura 31: Reti di teleriscaldamento per tipo di efficienza (anno 2018)



I sistemi di teleriscaldamento in esercizio in Italia che risultano efficienti ai sensi delle definizioni riportate sono 226 (72% dei 314 complessivi); questi sistemi concentrano oltre il 73% della potenza installata, il 75% dell'energia immessa in rete (8,9 TWh) e l'82% delle utenze.

Tabella 38: Energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento suddivisa per requisito di efficienza soddisfatto nel 2018 (GWh)

Regione	Energia immessa in rete (GWh/anno)				
	FER > 50%	CHP > 75%	FER > 50% e CHP > 75%	FER+CHP+ WH > 50%	Non efficiente
Piemonte	50	2.650	29	-	707
Valle d'Aosta	60	-	-	66	20
Lombardia	155	2.034	132	1.287	832
Prov. Aut. Bolzano	785	76	149	154	119
Prov. Aut. Trento	126	71	40	4	85
Veneto	5	10	44	309	48
Friuli Venezia Giulia	8	-	12	-	31
Liguria	2	0	-	-	79
Emilia Romagna	180	124	80	7	892
Toscana	205	4	-	-	-
Umbria	-	17	-	-	-
Marche	-	-	-	-	20
Lazio	-	-	-	-	88
Italia	1.577	4.988	486	1.827	2.921

Suddividendo l'energia immessa in rete per il requisito di efficienza soddisfatto tra i quattro elencati in precedenza emerge che, con circa 5 milioni di MWh, le reti più diffuse in termini di energia immessa sono quelle che soddisfano la condizione per la quale l'energia prodotta in assetto cogenerativo è almeno pari al 75% del totale ("CHP > 75%"). Osservando però la numerosità delle reti si nota una netta predominanza di reti con quota di energia generata da FER superiore al 50% (158 su 226 reti efficienti). Si osserva quindi un fenomeno di numerose reti piccole, alimentate prevalentemente da FER, con un peso relativamente contenuto in termini di energia immessa ma sono molto diffuse sul territorio.

Con riferimento al waste heat, si segnala che le 7 reti che recuperano calore di scarto sono tutte efficienti. In 3 casi, il recupero di calore di scarto è determinante per il raggiungimento del requisito di efficienza.

A livello territoriale le reti di piccole dimensioni localizzate in Trentino Alto Adige e Toscana sono alimentate quasi esclusivamente da FER e risultano dunque efficienti poiché soddisfano il criterio di efficienza FER>50%. Tra le reti cittadine di maggiori dimensioni, Brescia e Torino risultano efficienti per il criterio CHP>75%, Milano per una combinazione dei precedenti criteri.

Figura 32: Distribuzione geografica dei sistemi di teleriscaldamento efficienti (anno 2018)

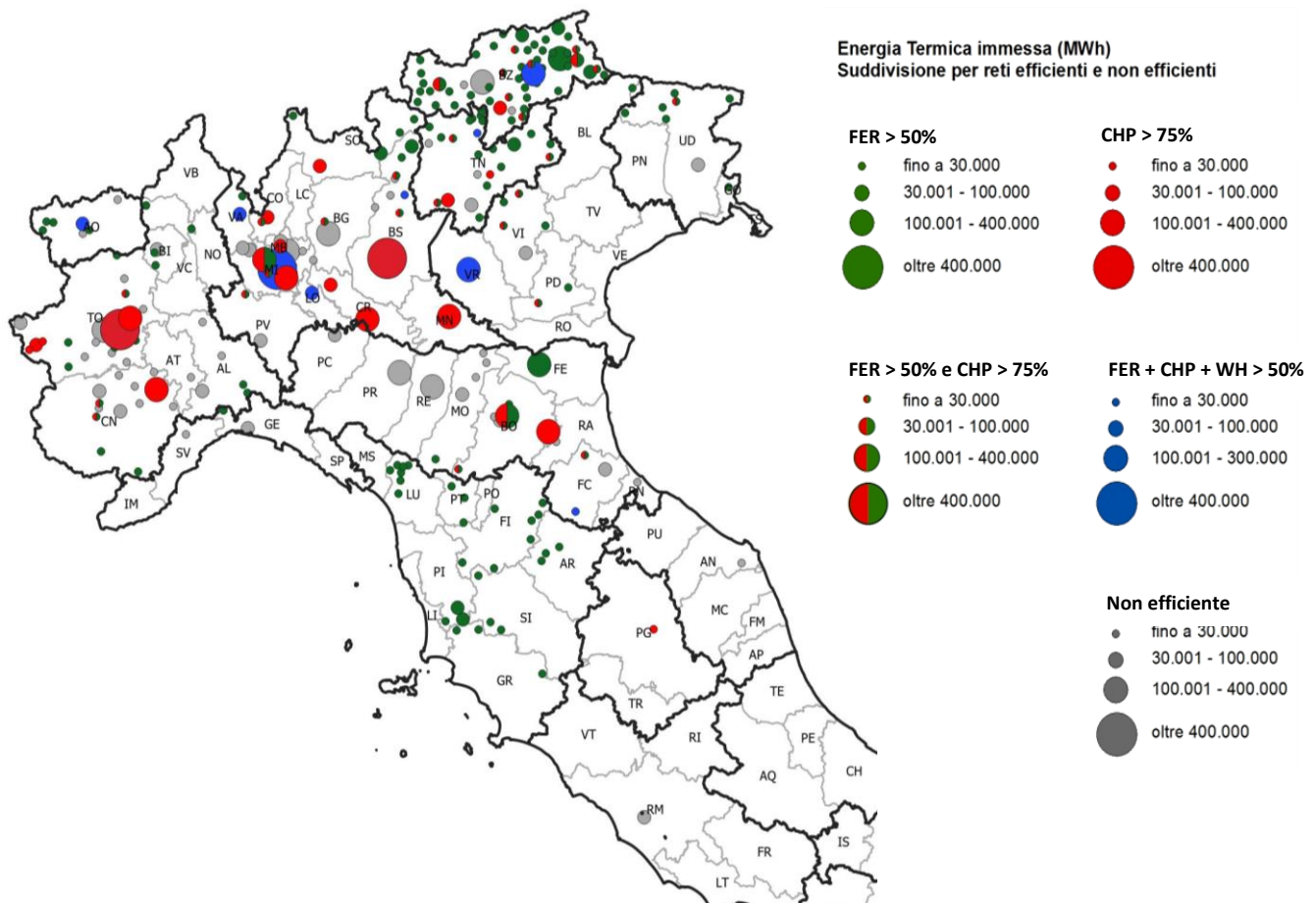
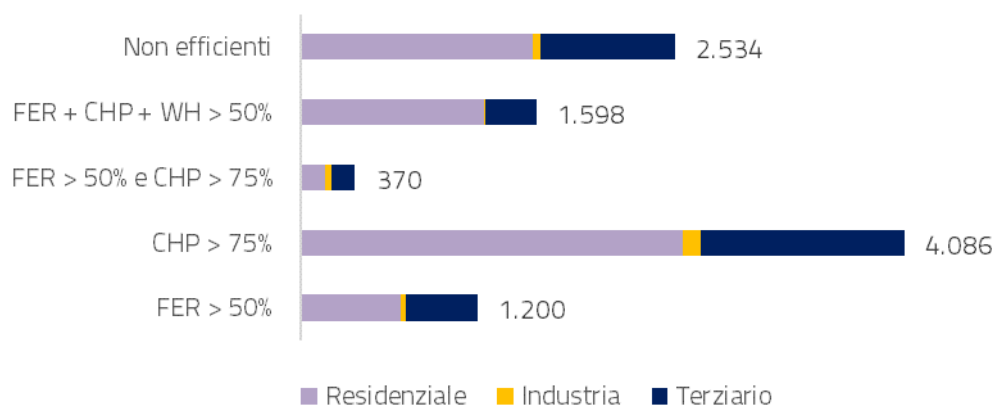


Figura 33: Energia termica erogata per criterio di efficienza e settore – anno 2018 (GWh)

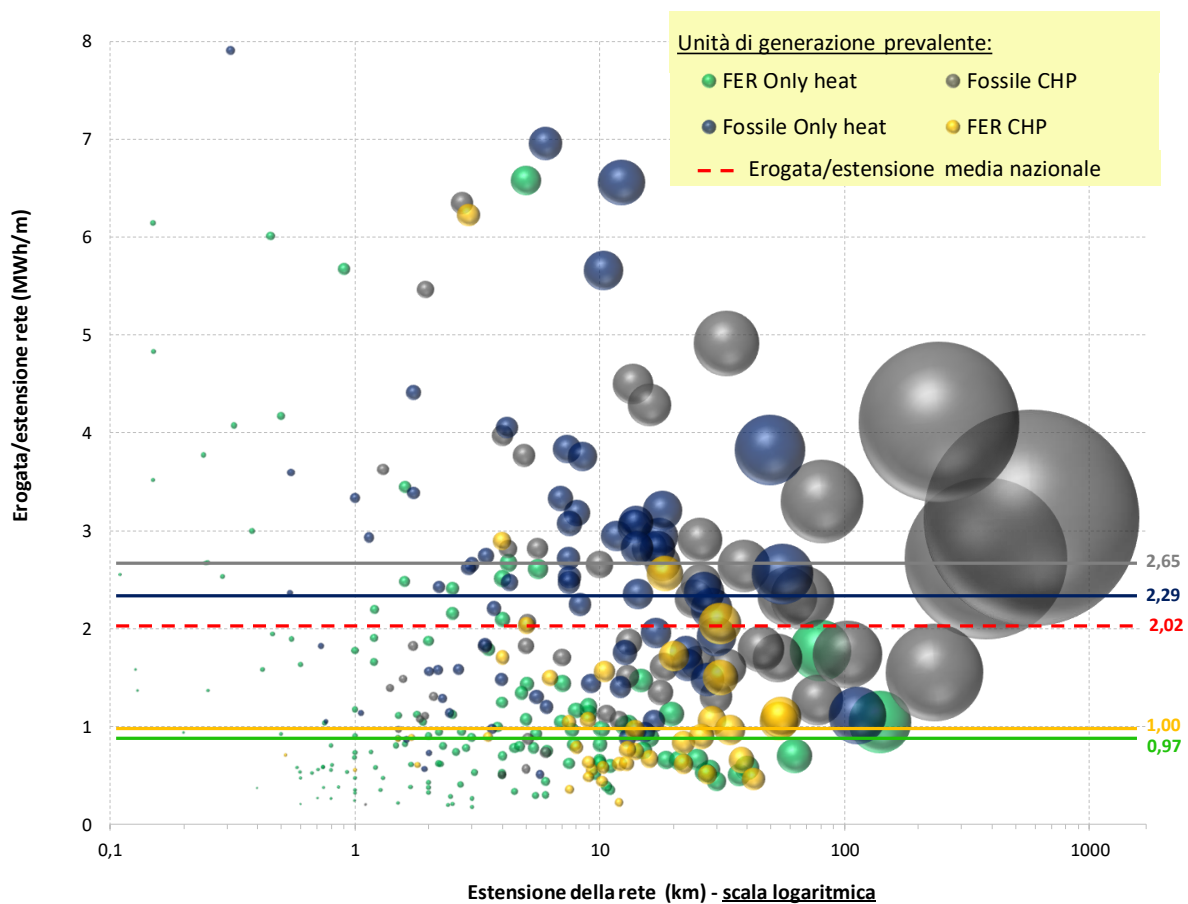


Suddividendo l'energia erogata per requisito di efficienza e per settore di utilizzo, si nota che le reti che risultano efficienti per la combinazione dei criteri relativi alle rinnovabili, al calore di scarto e al calore cogenerato "FER + CHP + WH > 50%" sono caratterizzate da una maggiore incidenza di energia erogata nel settore residenziale (78% del totale dell'erogata da queste reti), compensata dalla minore incidenza dell'erogata nei servizi (22%). Nei sistemi efficienti per entrambi i criteri (FER > 50% e CHP > 75%), invece, si registra la minore incidenza del settore residenziale (46%) e la massima incidenza del settore terziario (44%).

3.2.6 Densità lineare termica delle reti di teleriscaldamento

La densità termica lineare di una rete di teleriscaldamento è un indicatore composto dal rapporto tra energia erogata ed estensione della rete e può essere utilizzato per valutare la sostenibilità economica di una rete di teleriscaldamento: il parametro dipende infatti sia dalle caratteristiche urbanistiche del centro abitato servito sia dalla sua domanda termica specifica da teleriscaldare e varia negli anni al variare dell'estensione della rete e delle utenze allacciate sulla rete esistente.

Figura 34: Densità lineare termica delle reti esistenti



La figura rappresenta il valore di densità termica lineare calcolato per ogni rete analizzata per l'anno 2018, al variare dell'estensione della rete (rappresentata in scala logaritmica per meglio evidenziare le differenze tra reti di piccole dimensioni). I colori delle bolle rappresentano la fonte energetica e il tipo di generatore prevalente, mentre l'ampiezza dell'area è proporzionale all'energia erogata.

I sistemi di teleriscaldamento che erogano ridotti volumi di energia sono alimentati prevalentemente da fonti rinnovabili in caldaie semplici. Nelle reti di teleriscaldamento che erogano volumi di energia elevati, in genere caratterizzate da estensioni maggiori, sono invece prevalenti produzioni fossili in assetto cogenerativo. Le reti piccole presentano una elevata variabilità della densità termica lineare, che invece si riduce al crescere dell'estensione della rete.

Le linee orizzontali continue tracciate nel grafico rappresentano i valori di densità lineare media calcolati per quattro diversi sistemi di teleriscaldamento raggruppati secondo la tipologia di alimentazione prevalente,

mentre la linea tratteggiata evidenzia il valore medio per tutte le reti. I valori di densità lineare si attestano intorno a 1 MWh/m per le reti TLR alimentate da rinnovabili, spesso localizzate in piccoli comuni montani caratterizzati da calore erogato spesso ridotto ed estensioni non sempre contenute; valori intorno ai 2,5 MWh/m si riscontrano invece nelle reti alimentate da fossili, localizzate in genere nei centri urbani medio grandi. In media, la densità lineare delle reti di teleriscaldamento in Italia nel 2018 è pari a circa 2 MWh al metro.

3.2.7 Reti di teleraffrescamento

In Italia, a fine 2018, risultano in esercizio 32 reti di teleraffrescamento; i comuni in cui esiste almeno un sistema sono 28, distribuiti in 8 Regioni e 2 Province autonome del centro e nord Italia. Complessivamente, l'estensione delle reti di teleriscaldamento è pari a 35,2 km, per una volumetria raffrescata di 8,8 milioni di metri cubi.

Tabella 39: Diffusione del teleraffrescamento per Regione/Provincia autonoma – anno 2018

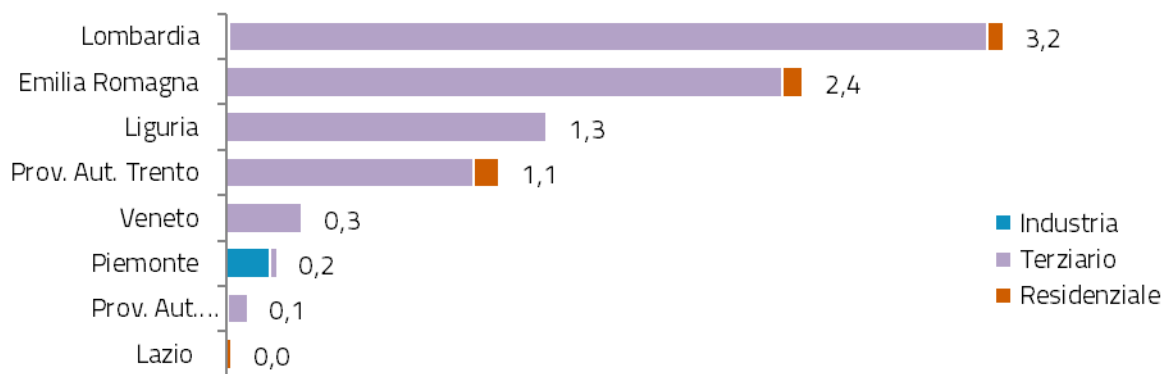
Regione	Numero di comuni teleraffrescati	Numero di reti di teleraffrescamento	Estensione complessiva delle reti* (km)	Volumetria raffrescata
Piemonte	3	3	0,3	0,2
Lombardia	8	9	22,2	3,2
Prov. aut. Bolzano	3	3	0,0	0,1
Prov. aut. Trento	3	3	2,4	1,1
Veneto	1	1	-	0,3
Liguria	1	2	-	1,3
Emilia Romagna	8	10	10,4	2,4
Lazio	1	1	-	0,0
Italia	28	32	35,2	8,8

E' considerata solo la rete ad acqua fredda; è possibile avere teleraffrescamento anche attraverso la rete di TLR, in questo caso queste reti non sono conteggiate.

I sistemi di teleraffrescamento si sviluppano sfruttando sia l'efficienza di sistema sia la possibilità di essere realizzati utilizzando infrastrutture già esistenti: attualmente tutti i sistemi esistenti sono stati infatti realizzati in comuni dove già erano presenti reti di teleriscaldamento.

La volumetria complessivamente teleraffrescata è di poco inferiore ai 9 milioni di m³ e risulta prevalentemente dedicata al settore terziario (95%). Le Regioni in cui la volumetria supera il milione di m³ sono 4; il peso delle altre Regioni risulta ancora modesto.

Figura 35: Volumetria raffrescata per settore nel 2018 (milioni di m³)



Il servizio di teleraffrescamento può essere erogato con diverse soluzioni tecniche:

- raffrescamento in centrale: gli impianti di raffrescamento sono centralizzati ed è installata una rete ad acqua fredda, separata da quella ad acqua calda (dedicata al teleriscaldamento), che collega gli impianti alle utenze;
- raffrescamento presso le utenze: non è presente una rete dedicata al teleraffrescamento, ma si sfrutta la rete di teleriscaldamento; gli impianti sono localizzati presso le utenze e sono alimentati dall'energia termica distribuita dalla rete stessa.

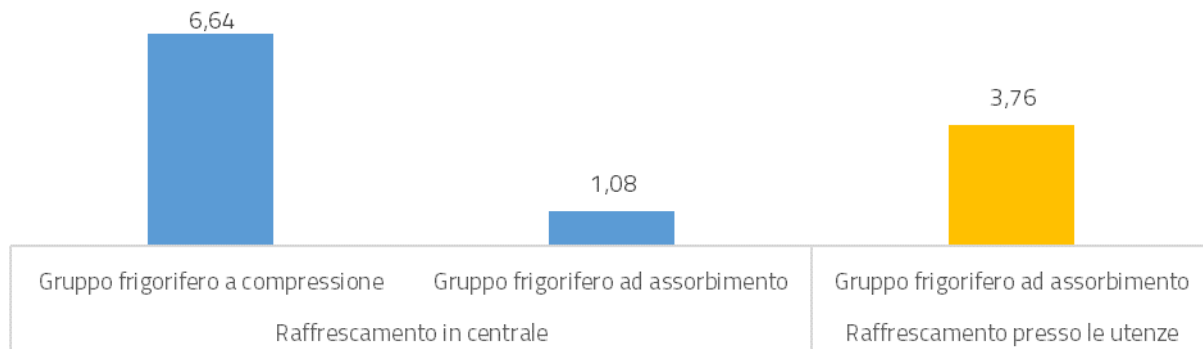
Il teleraffrescamento può essere garantito da macchine alimentate da energia elettrica (gruppi frigoriferi a compressione) o termica (gruppi frigoriferi ad assorbimento). Il teleraffrescamento presso le utenze può avvenire esclusivamente con gruppi frigoriferi ad assorbimento poiché il raffrescamento presso le utenze tramite gruppi frigoriferi a compressione ricade all'interno della definizione di riscaldamento individuale.

Tabella 40: Gruppi frigoriferi a servizio di sistemi di teleraffrescamento - Potenza per tipologia di macchina installata (MW) – anno 2018

Regione	Raffrescamento in centrale		Raffrescamento presso le utenze
	Gruppo frigorifero a compressione	Gruppo frigorifero ad assorbimento	Gruppo frigorifero ad assorbimento
Piemonte	-	0,2	1,5
Lombardia	34,6	11,8	54,6
Prov. Aut. Bolzano	0,6	0,5	0,0
Prov. Aut. Trento	7,2	2,7	6,7
Veneto	-	-	3,0
Liguria	7,0	-	6,1
Emilia Romagna	20,0	11,4	31,9
Lazio	-	-	0,4
Italia	69	26	104

La potenza dei gruppi frigoriferi a servizio di sistemi di teleraffrescamento è di circa 200 MW, suddivisi quasi in egual misura tra sistemi di teleraffrescamento presso le utenze (52%) e in centrale (48%); quest'ultima tipologia di teleraffrescamento ha una potenza installata di 69 MW in gruppi frigorifero a compressione e 26 MW ad assorbimento.

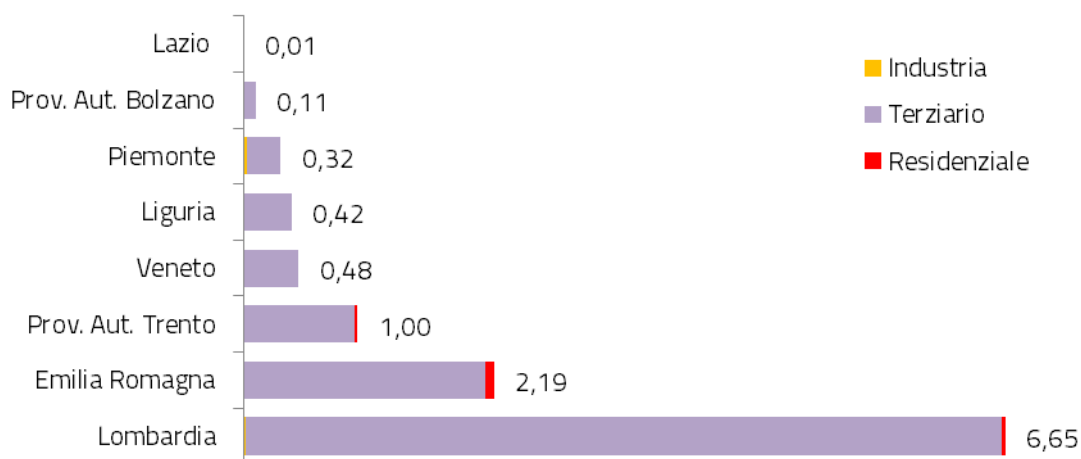
Figura 36: Energia termica estratta dalle reti di teleraffrescamento (ktep) – anno 2018



L'energia termica estratta si attesta nel 2018 intorno ai 11,5 ktep (133,5 GWh), di cui il 67% tramite raffrescamento in centrale e il 33% tramite raffrescamento presso le utenze; Lombardia ed Emilia Romagna concentrano quasi l'80% dell'energia estratta complessivamente dalle reti del Paese.

L'energia termica estratta dalle utenze, invece, risulta pari a 11,2 ktep (129,8 GWh), quasi totalmente concentrata nel settore terziario (98%).

Figura 37: Energia termica estratta dalle utenze per settore (ktep) – anno 2018



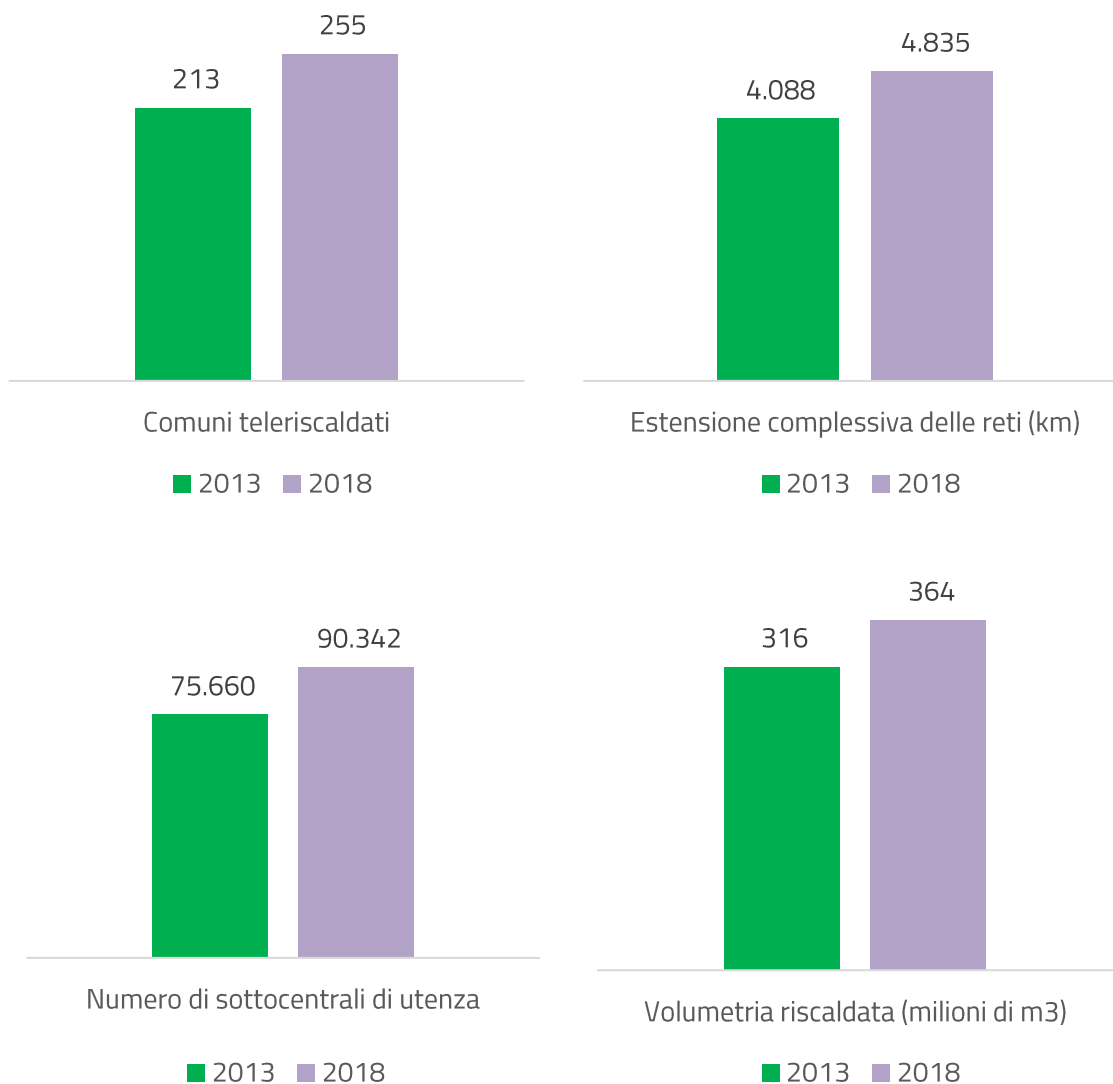
Su un totale di 32 sistemi di teleraffrescamento in esercizio in Italia, 20 rientrano nella definizione di sistemi efficienti; la potenza complessivamente installata in tali sistemi è pari al 64% della potenza complessiva, l'energia estratte dalle utenze è pari al 58% del totale.

3.2.8 Confronto con i valori 2013

Per lo studio "Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente" redatto dal GSE nel 2015 (dato 2013) si disponeva di minori dati e informazioni rispetto a quelle utilizzate per il 2018, in alcuni casi, pertanto, i valori furono stimati parametricamente.

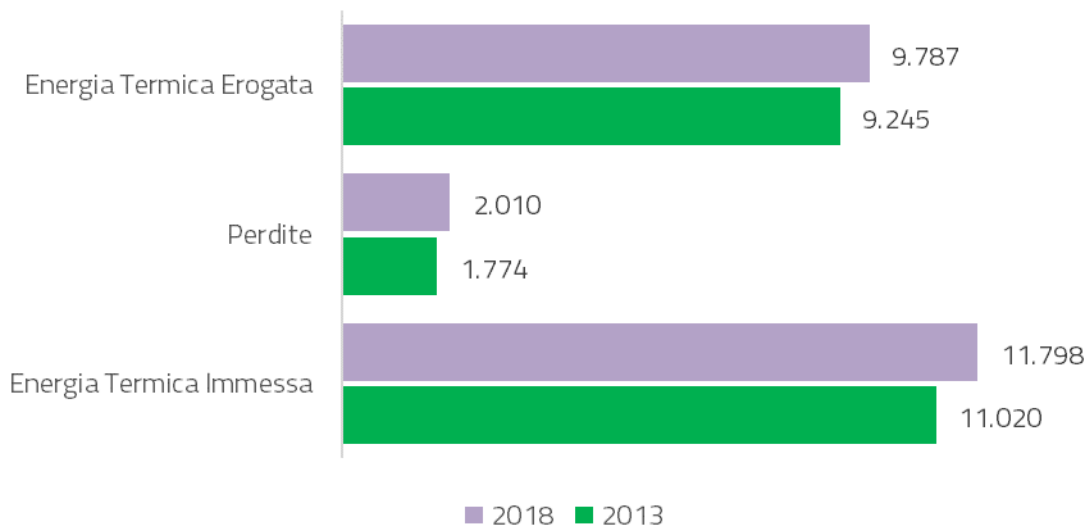
Tra il 2013 e il 2018 si rileva un incremento dei sistemi di teleriscaldamento in esercizio in Italia. Rispetto al 2013, in particolare, alla fine del 2018 sono rilevati 42 nuovi comuni teleriscaldati (+20%), per circa 750 km incrementali di estensione; le sottocentrali di utenza sono aumentate di quasi 14.700 unità (+19%), la volumetria di 48 milioni di metri cubi (+15%).

Figura 38: Diffusione dei sistemi di teleriscaldamento nel 2013 e nel 2018



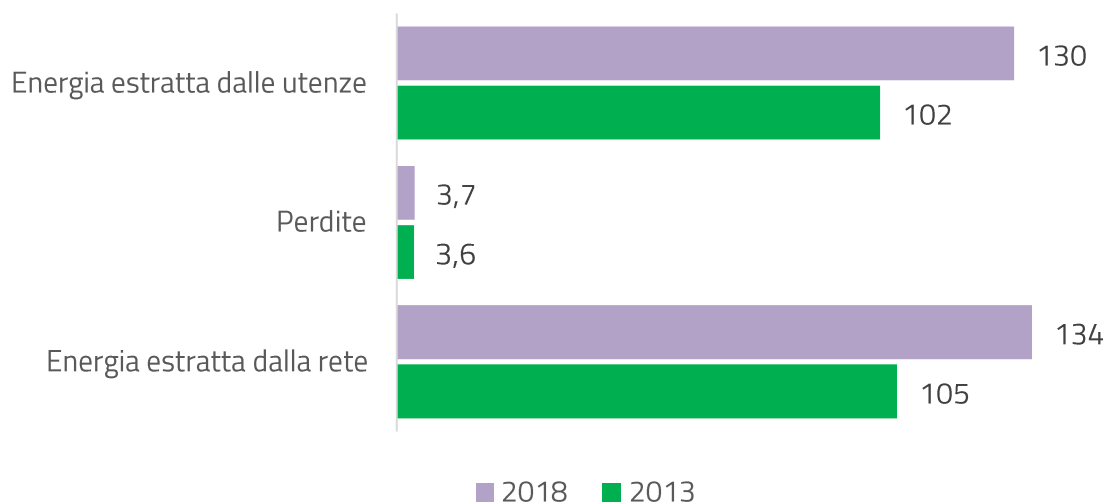
All'aumento del numero delle reti tra il 2013 e il 2018 si associa un incremento dell'energia complessivamente erogata (da 9,25 TWh a 9,79 TWh), dell'energia immessa (da 11,0 GWh a 11,8 GWh) e delle perdite (da 1,77 TWh a 2,01 TWh).

Figura 39: Energia immessa, erogata e perdite nel 2013 e nel 2018 nelle reti di teleriscaldamento (GWh)



Con riferimento invece al teleraffrescamento, nel periodo 2013-2018 i sistemi sono aumentati in misura significativa sia in termini assoluti sia - fatte ovviamente salve le proporzioni - in confronto ai sistemi di teleriscaldamento. Rispetto al 2013, infatti, alla fine del 2018 sono rilevate 7 nuove reti (+33%), per circa 2,5 km incrementale di estensione; la volumetria è invece aumentata di 1,2 milioni di metri cubi (+15%). In termini di energia estratta, la variazione tra 2013 e 2018 risulta rilevante (poco più di 28 GWh / 2,4 ktep incrementali, pari a +27%); del tutto simile la variazione dell'energia estratta dalle utenze (+28%).

Figura 40: Energia estratta dalle utenze, dalla rete e perdite nel 2013 e nel 2018 nelle reti di teleraffrescamento (GWh)



L'uso di FER negli impianti di teleriscaldamento è leggermente aumentato nel corso degli ultimi 5 anni. Nel 2013 l'energia termica immessa prodotta a partire da fonti rinnovabili era pari al 21% dell'energia immessa complessiva. Tale valore nel 2018 raggiunge il 25%. In termini assoluti la crescita maggiore di immessa FER si è registrata in Lombardia, Emilia Romagna e nella Provincia autonoma di Bolzano.

Figura 41: Quota di energia immessa prodotta a partire da FER nel 2013 e nel 2018 per Regione/Provincia autonoma (%)

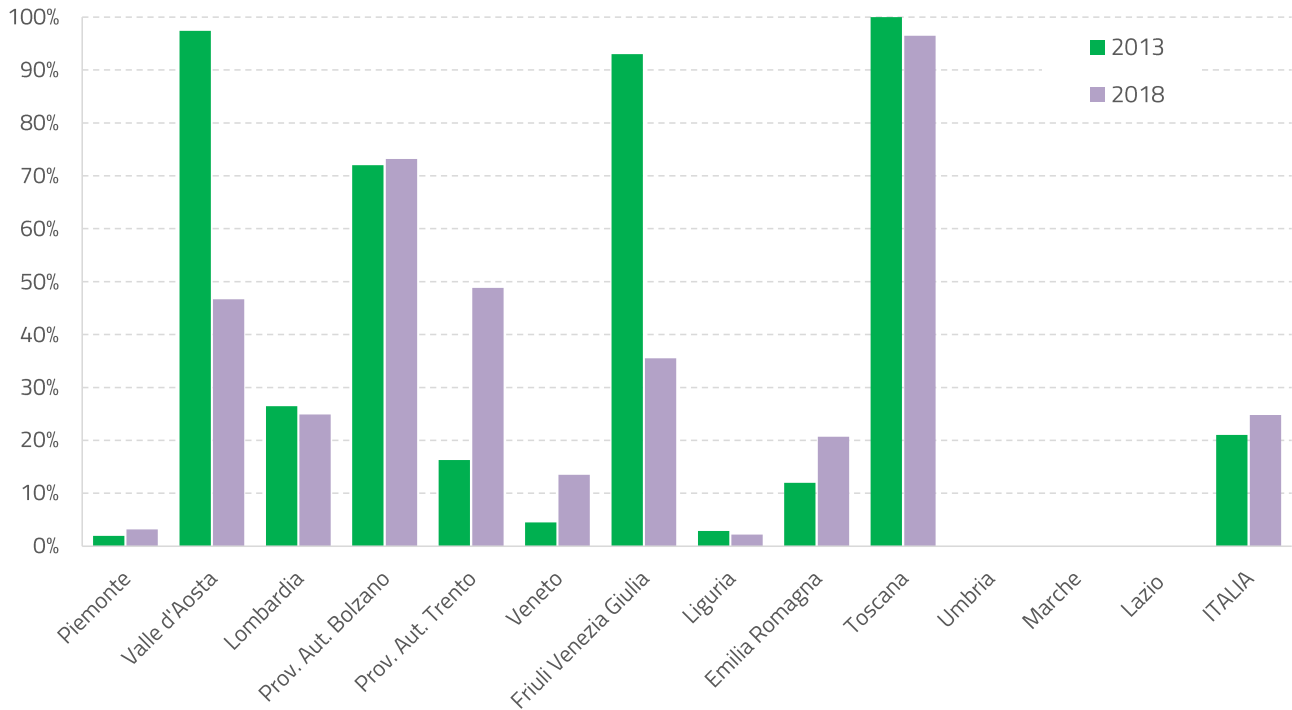
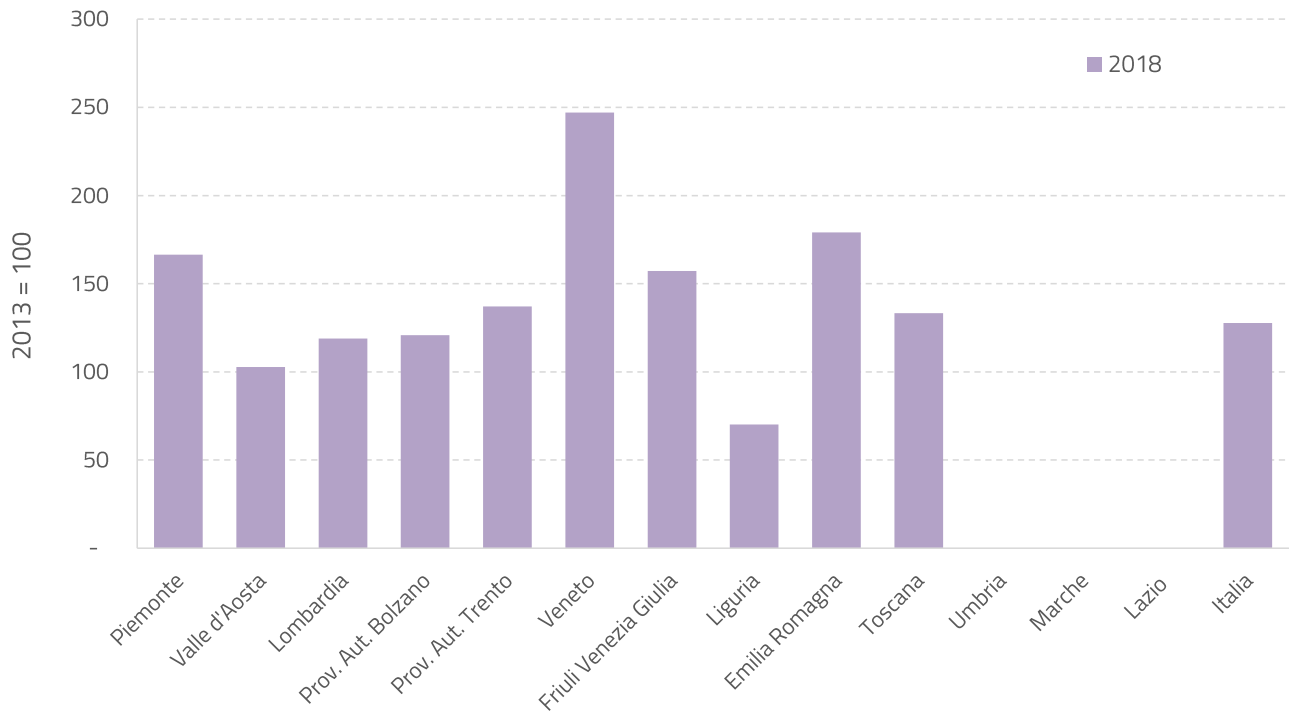


Figura 42: Incremento regionale dell'energia immessa da FER nel 2018 rispetto al 2013 (2013=100)



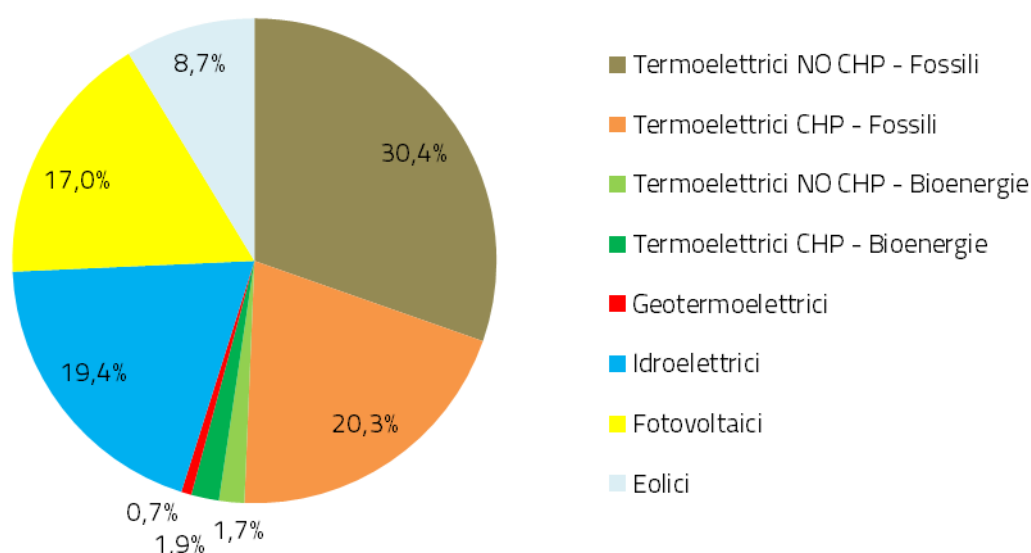
4 La cogenerazione nel parco elettrico nazionale

4.1 Impianti termoelettrici

A fine 2018 in Italia risulta installata una capacità elettrica complessiva pari a 118,1 GW, di cui 64,8 GW (55%) costituiti da impianti termoelettrici¹⁴. La restante parte è composta per il 19% da impianti idroelettrici e per il 26% da impianti ad altre fonti rinnovabili (solare, eolico, ecc.). Il 40% della potenza degli impianti termoelettrici, pari a 26,2 GW (22% della potenza complessivamente installata), risulta associabile ad impianti di tipo cogenerativo¹⁵.

In base ai dati statistici Terna, la produzione lorda di energia elettrica associata al totale del parco elettrico italiano è pari, nel 2018, a 290 TWh, di cui 199 TWh associabili all'insieme degli impianti termoelettrici. Gli impianti cogenerativi producono in totale 105 TWh di energia elettrica.

Figura 43: Ripartizione della potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione al 2018 – Totale 118,1 GW



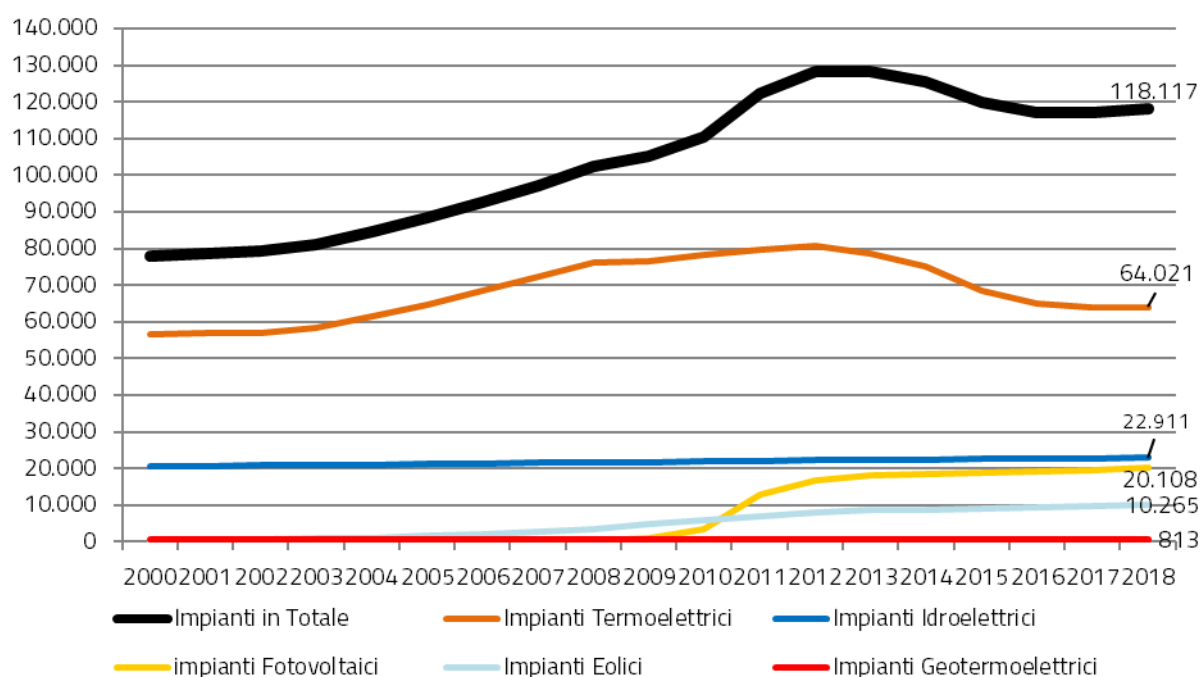
Dall'analisi della serie storica della potenza installata si osserva una significativa e costante crescita fino all'anno 2013; a partire da questo anno, il trend ha invertito la sua direzione a causa della dismissione di

¹⁴ Includendo al suo interno impianti alimentati a fonti: fossili, geotermiche, bioenergie e rifiuti

¹⁵ La potenza è riferita al complesso degli impianti in cui sono inserite unità che nel corso del 2013 hanno prodotto in assetto cogenerativo.

diverse centrali termoelettriche. I maggiori contributi in tal senso derivano in particolare dalle fonti rinnovabili come solare ed eolico, anche se non sufficienti per compensare il calo della potenza efficiente complessiva.

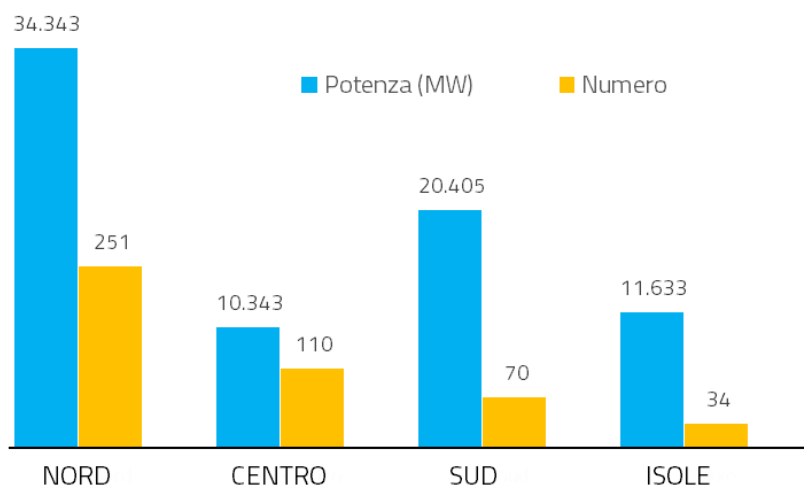
Figura 44: Serie storica della potenza efficiente degli impianti di generazione di energia elettrica (MW)



Concentrando l'attenzione su un perimetro di impianti per i quali un recupero di calore è dimensionalmente di maggiore interesse, ovvero gli impianti termoelettrici di potenza superiore a 5MWe, si può notare che la potenza installata in questi impianti è pari a 76,7 GW (pari al 65% del totale).

Gli impianti termoelettrici di taglia superiore a 5MW si distribuiscono maggiormente nel Nord (54%) con una potenza complessivamente installata di 34,3 GW. Centro e Sud+Isole coprono rispettivamente il 24% e il 22% degli impianti installati.

Figura 45: Distribuzione territoriale degli impianti termoelettrici con potenza superiore a 5MW. Potenza e numerosità

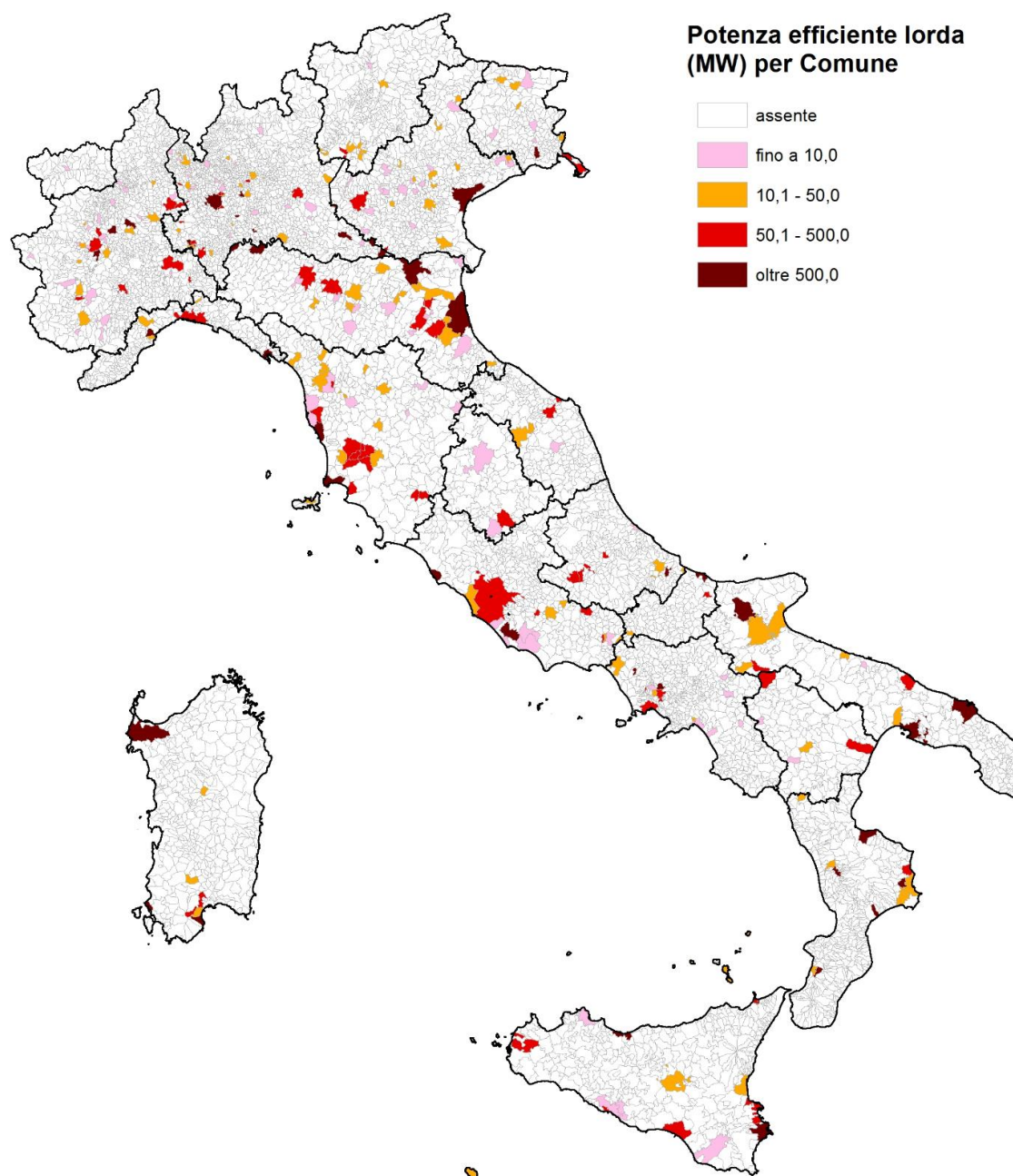


La mappa che segue fornisce una vista della distribuzione geografica della potenza termoelettrica di medio-grande taglia installata nel Paese.

I dati anagrafici degli impianti termoelettrici sono stati desunti dal database degli impianti elettrici Gaudi gestito da Terna. La potenza utilizzata è la potenza elettrica efficiente lorda.

Le potenze sono state cumulate per comune escludendo gli impianti FER non termoelettrici (fotovoltaici, eolici, idroelettrici) nonché tutti gli impianti di produzione elettrica al di sotto dei 5 MWe considerati, in prima approssimazione, di minor interesse per potenziali sistemi di produzione del calore centralizzati. Di conseguenza le potenze elettriche comunali mappate non coincidono con la somma totale delle potenze elettriche installate nel comune.

Figura 46: Distribuzione geografica della potenza termoelettrica di taglia superiore a 5 MW



Osservando la mappa si nota che nel Nord del Paese è installata una maggiore potenza termoelettrica sia in termini assoluti che in termini di concentrazione territoriale. Le motivazioni principali sono adducibili sia alla maggiore domanda elettrica¹⁶ sia alla presenza di un tessuto industriale più capillare sul territorio rispetto al Sud del Paese che è invece caratterizzato da grandi poli industriali più isolati.

Ai fini delle analisi qui condotte, la caratterizzazione degli impianti in termini di tipologia e fonte di alimentazione è frutto di un'integrazione ed omogeneizzazione di dati anagrafici e di esercizio provenienti da database gestiti da Terna (che detiene e gestisce i dati elettrici e le anagrafiche di tutti gli impianti nazionali) e da GSE (che certifica, monitora e incentiva l'energia prodotta da fonti rinnovabili).

¹⁶ I consumi di energia elettrica del Nord Italia sono il doppio quelli dell'intera area meridionale e insulare del Paese.

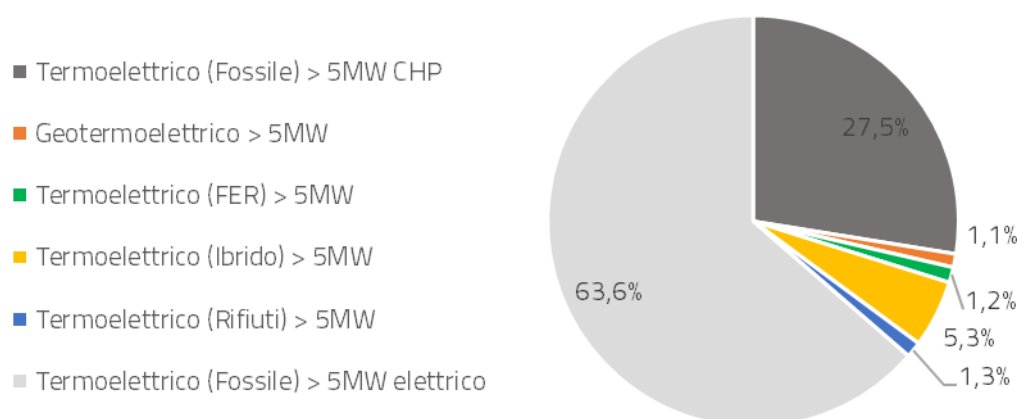
Gli impianti presi in esame nella mappatura hanno una potenza elettrica >5 MWe e hanno una fonte di alimentazione di tipo termico.

Gli impianti sono stati classificati in relazione alla tipologia di fonte di alimentazione come segue:

- termoelettrici (fossile): impianti alimentati a combustibili fossili quali carbone, prodotti petroliferi, gas naturale, altri gas derivati;
- termoelettrici (FER): impianti alimentati a bioenergie quali biomassa solida, bioliquidi e biogas;
- termoelettrici (rifiuti): impianti alimentati a rifiuti;
- termoelettrici (ibridi): impianti che sono alimentati da una combinazione delle precedenti fonti;
- geotermoelettrici: impianti alimentati da fluidi endogeni provenienti dal sottosuolo.

La capacità elettrica installata in Italia a fine 2018 ammonta a 118,1 GW ma, come detto in precedenza, solo la parte relativa agli impianti termoelettrici con capacità maggiore di 5 MWe è qui analizzata ai fini di valutarne le potenzialità per il recupero di calore. La potenza installata in questi impianti è quantificabile in 76,7 GW.

Figura 47: Mix di generazione termoelettrica > 5MW – Totale 76,7 GW



Esaminando le fonti di alimentazione degli impianti termoelettrici di taglia maggiore di 5MW è possibile notare la prevalenza di impiego di fonti fossili (il 91% del campione); una quota parte (28% della potenza totale installata) di tali impianti è utilizzata a fini cogenerativi. L'1,1% del mix di capacità termoelettrica è relativa ad impianti geotermoelettrici, l'1,2% ad impianti alimentati a bioenergie¹⁷ e il 7% circa a impianti a rifiuti e ibridi.

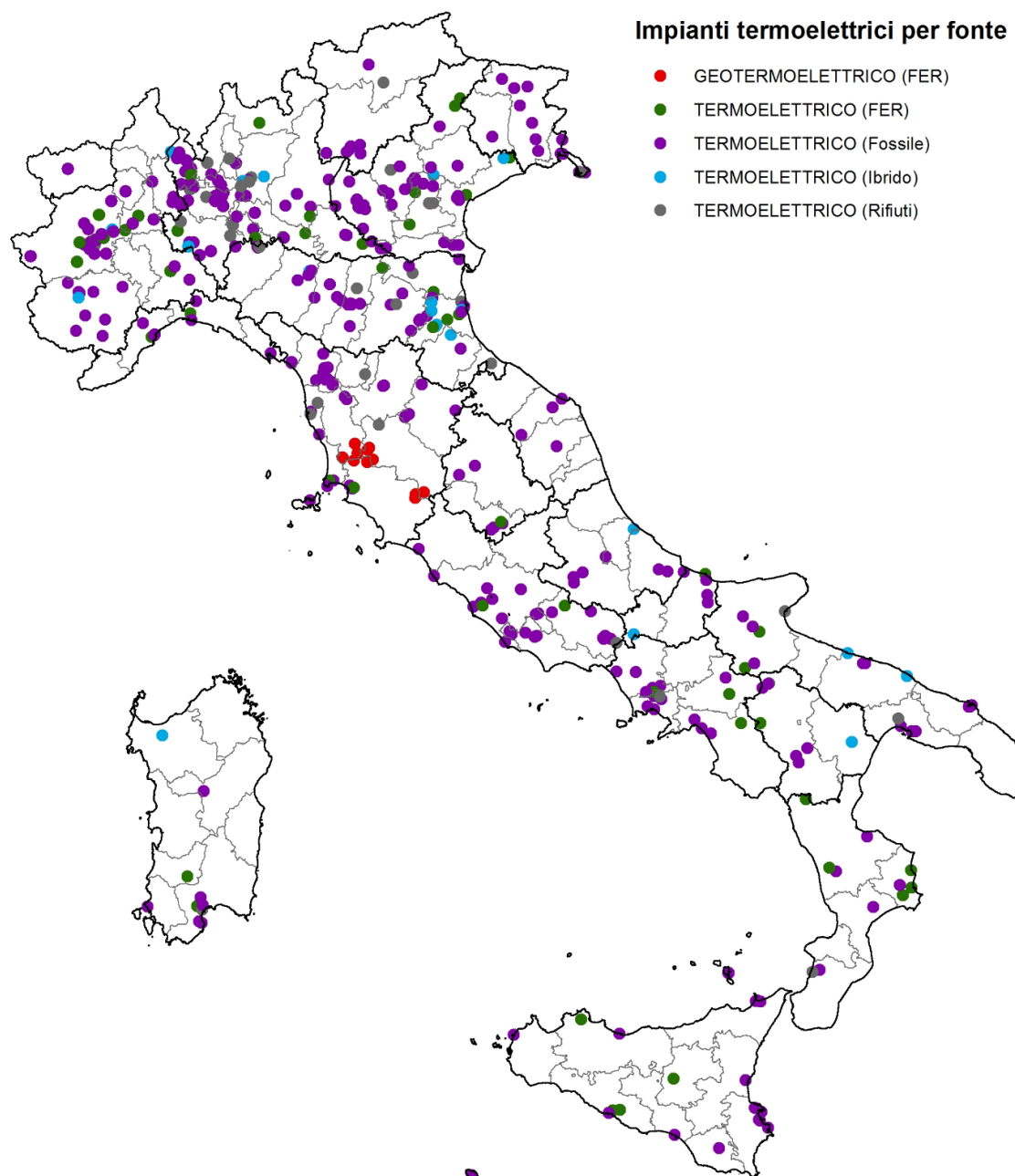
La mappa successiva fornisce un'indicazione sulla distribuzione geografica degli impianti termoelettrici aventi una potenza superiore a 5 MWe, con indicazione delle tipologie di impianti e delle fonti di alimentazione. La caratterizzazione degli impianti è frutto di un lavoro di integrazione e di omogeneizzazione di dati contenuti in diversi database e gestiti da diversi soggetti che operano nel settore energetico con diverse finalità (Terna, GSE, AIRU, Utilities).

Gli impianti termoelettrici sono stati caratterizzati in termini di:

¹⁷ Tale quota è sensibilmente inferiore rispetto alla quota sul totale nazionale poiché buona parte della capacità da bioenergie si trova al di sotto della soglia di potenza qui considerata.

- localizzazione geografica
- potenza
- recupero del calore e rispetto dei requisiti di cogenerazione ad alto rendimento
- fonte di alimentazione.

Figura 48: Distribuzione geografica degli impianti termoelettrici con potenza superiore a 5 MW



Nell'ambito del campione selezionato degli impianti termoelettrici superiori a 5 MW, la Regione Lombardia detiene il maggior numero di impianti ibridi (9) e alimentati da rifiuti (8). Il Piemonte si distingue per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (20% degli impianti classificati FER), la Toscana per l'esclusiva presenza degli impianti geotermoelettrici. Al Centro e al Sud, la concentrazione degli impianti termoelettrici alimentati a fonti rinnovabili è meno elevata ma più omogeneamente distribuita.

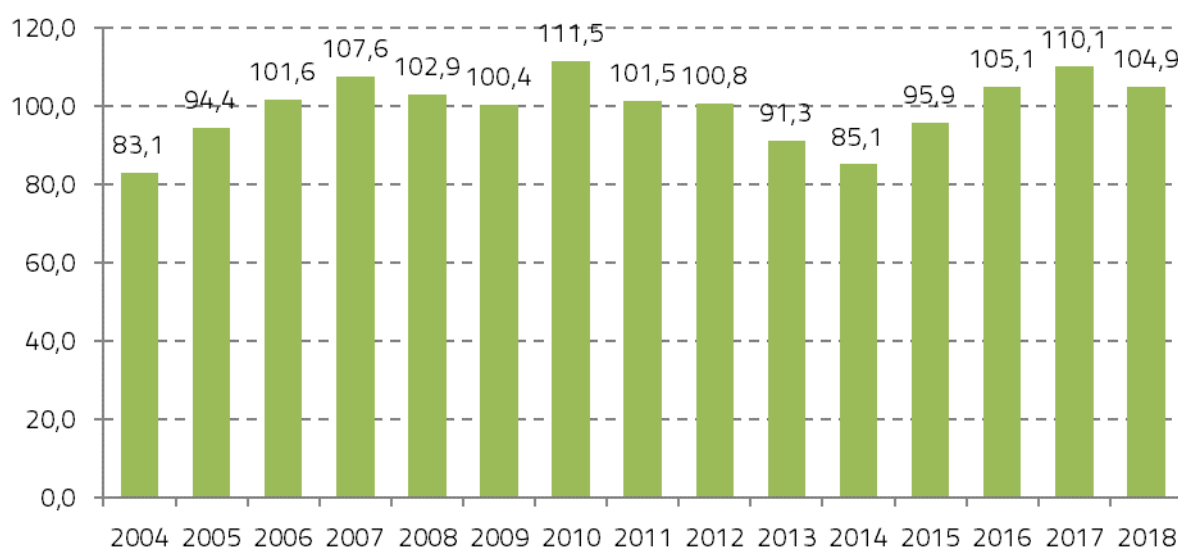
4.2 Impianti cogenerativi

Il 22% della potenza nazionale di generazione al 2018, pari a 26 GW, è costituita da impianti di cogenerazione.

Secondo i dati Eurostat, prodotti da Terna in base al Regolamento (CE) N. 1099/2008, si nota che l'andamento del CHP in Italia ha visto una costante crescita nel periodo che va dal 1990 al 2007, passando da 16,6 TWh a 107,6 TWh. Negli ultimi anni l'andamento è stato altalenante, arrivando a toccare un massimo nel 2010 e raggiungere un minimo di 85,1 TWh nel 2014.

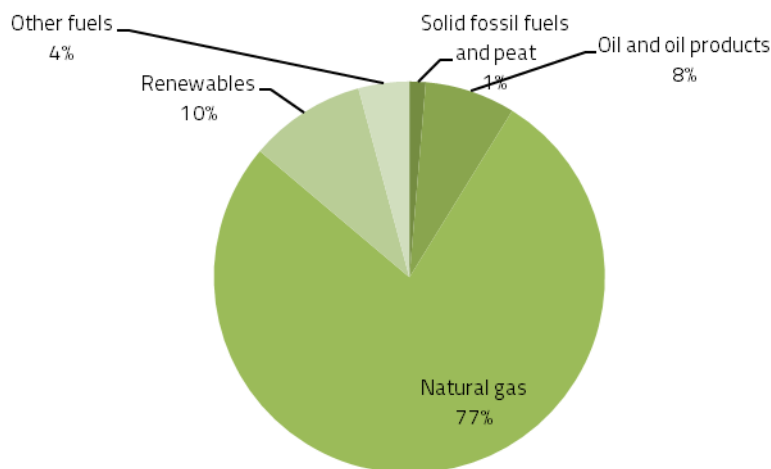
Nel 2018, la produzione di energia elettrica in impianti cogenerativi è stata pari a 104,9 TWh a fronte di una potenza installata pari a 26 GW.

Figura 49: Serie storica dell'energia elettrica prodotta in impianti cogenerativi (TWh)



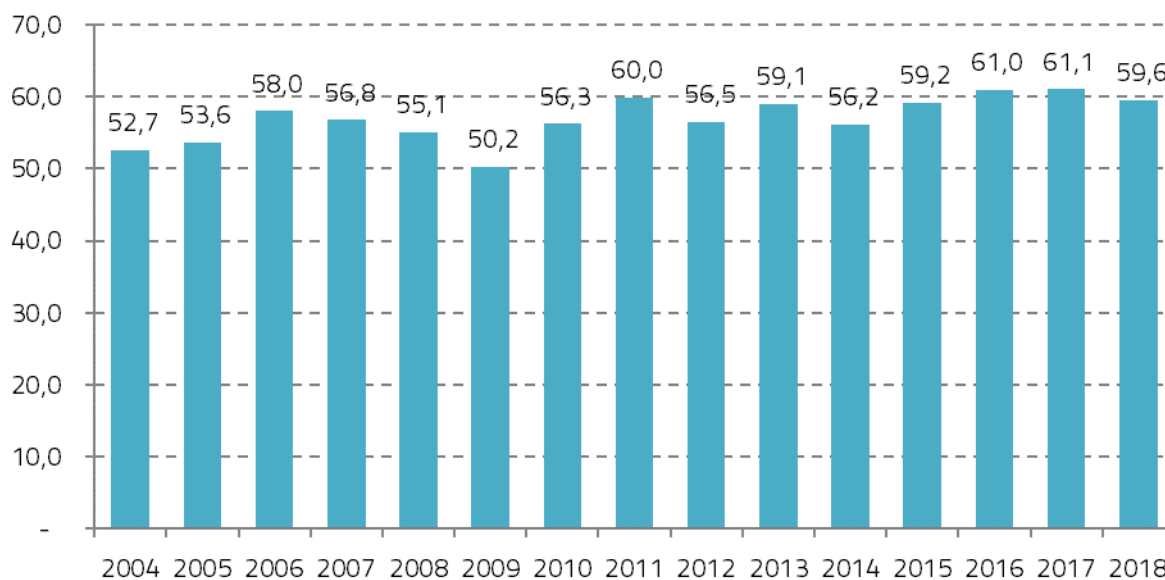
Focalizzando l'attenzione sul 2018 si nota come il combustibile maggiormente impiegato in questi impianti sia il gas naturale che da solo contribuisce per il 77% della produzione lorda da CHP.

Figura 50: Produzione di energia elettrica in impianti cogenerativi nel 2018 per fonte – Totale 104,9 TWh



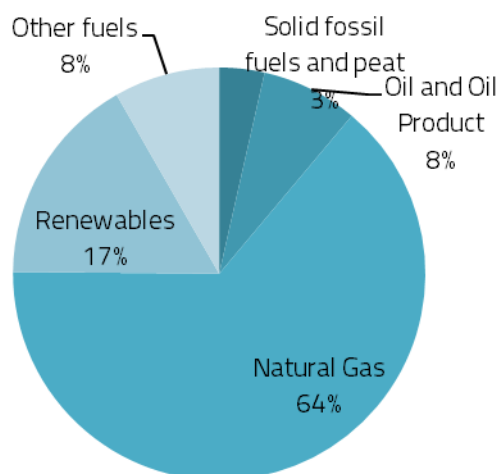
Il calore utile prodotto dagli impianti cogenerativi si attesta al 2018 a 59,6 TWht, in aumento rispetto agli anni precedenti. Se osservato nei singoli anni il trend è leggermente diverso da quello della produzione elettrica, ma l'andamento altalenante si conferma.

Figura 51: Serie storica del calore utile prodotto in impianti cogenerativi (TWht)



Oltre il 60% del calore utile è prodotto da gas naturale.

Figura 52: Calore utile prodotto in impianti cogenerativi nel 2018 per fonte – Totale 59,6 TWh



È importante sottolineare che i dati fino ad ora presentati (coerenti con le regole di compilazione Eurostat) si sono sempre riferiti alla totalità dell'energia elettrica prodotta in impianti che hanno lavorato, anche solo parzialmente, in assetto cogenerativo. Si noti invece che la Direttiva 4/2008/CE (aggiornata dalla Direttiva 27/2012, Allegato I), con l'intento di promuovere la cogenerazione, ha introdotto il concetto di "elettricità da cogenerazione", definita come l'elettricità generata in un processo simultaneamente alla produzione di calore utile. La Direttiva ha quindi definito il metodo di calcolo dell'elettricità da cogenerazione, basato su valori minimi di rendimento globale.

La produzione di energia elettrica da cogenerazione è considerata pari alla produzione annua totale di energia elettrica delle unità di cogenerazione con rendimento complessivo annuo pari almeno al 75% o all'80% a seconda della tipologia di impianto (il rendimento complessivo, definito come il rapporto tra la somma della produzione annua elettrica e termica e il combustibile di alimentazione, è tanto più elevato quanto maggiormente l'impianto lavora in assetto cogenerativo). Nelle unità che non rispettano tale requisito di rendimento, la quantità di elettricità da cogenerazione viene ricalcolata, a seconda della tecnologia, sulla base del rapporto tra elettricità e calore prodotti, seguendo la metodologia esplicitata nell'Allegato I della Direttiva 27/2012.

Applicando tale impostazione, l'elettricità cogenerata per il 2018 risulta pari a 39,7 TWh (fonte Eurostat), ben al di sotto dei 104,9 TWh che considerano tutta l'energia elettrica degli impianti anche parzialmente cogenerativi. Il gas naturale contribuisce con il 66% del totale.

Figura 53: Serie storica dell'“elettricità da cogenerazione” come definita dall'Allegato 1 della Direttiva 27/2012 (TWh)

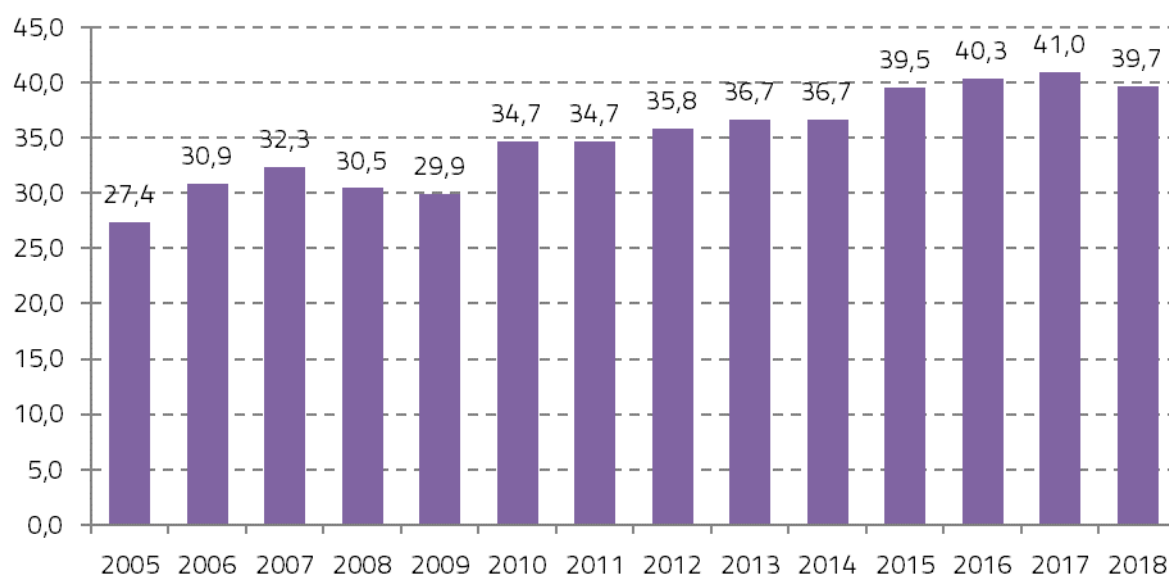
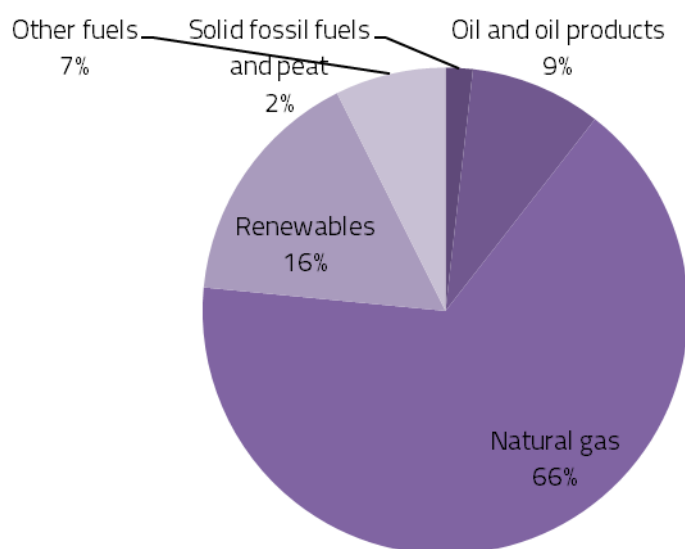


Figura 54: Produzione di elettricità da cogenerazione nel 2018 per fonte – Totale 39,7 TWh



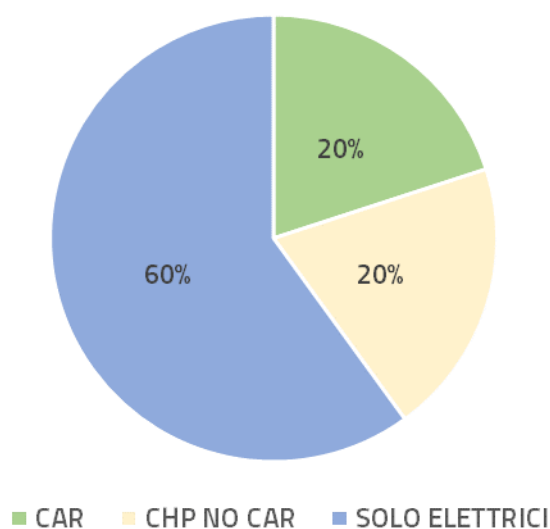
4.3 Impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR)

Le analisi illustrate in questo paragrafo derivano in parte da elaborazioni realizzate a partire dall'insieme delle informazioni ottenute dalle richieste pervenute al GSE, per la produzione dell'anno 2018, per il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del D.M. 4 agosto 2011, e per il riconoscimento di cogenerazione, ai sensi della Delibera AEEG 42/02, per le unità di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento, qualificate ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005 e s.m.i.

I valori usati per calcolare il rendimento della cogenerazione e il risparmio di energia primaria sono determinati sulla base del funzionamento delle unità in condizioni normali d'uso. Secondo quanto previsto dall'allegato 2 del D.M. 4 agosto 2011, la cogenerazione si definisce ad alto rendimento se la produzione delle unità di cogenerazione fornisce risparmi di energia primaria (PES) pari ad almeno il 10 % rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e calore. La cogenerazione può essere definita ad alto rendimento anche per impianti di piccola e micro-cogenerazione che abbiano un PES superiore a zero.

Come detto in precedenza, a fine 2018 risulta di tipo cogenerativo il 40% della potenza termoelettrica installata; circa la metà di tale quota ha rispettato i requisiti della Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Figura 55: Suddivisione della potenza termoelettrica per livello di cogenerazione



Gli impianti termoelettrici di sola generazione elettrica si distribuiscono abbastanza uniformemente su tutto il territorio nazionale. Per quanto riguarda gli impianti CAR, si nota invece una maggiore concentrazione di impianti nel Nord, indice del legame tra sviluppo CAR e presenza di siti industriali.

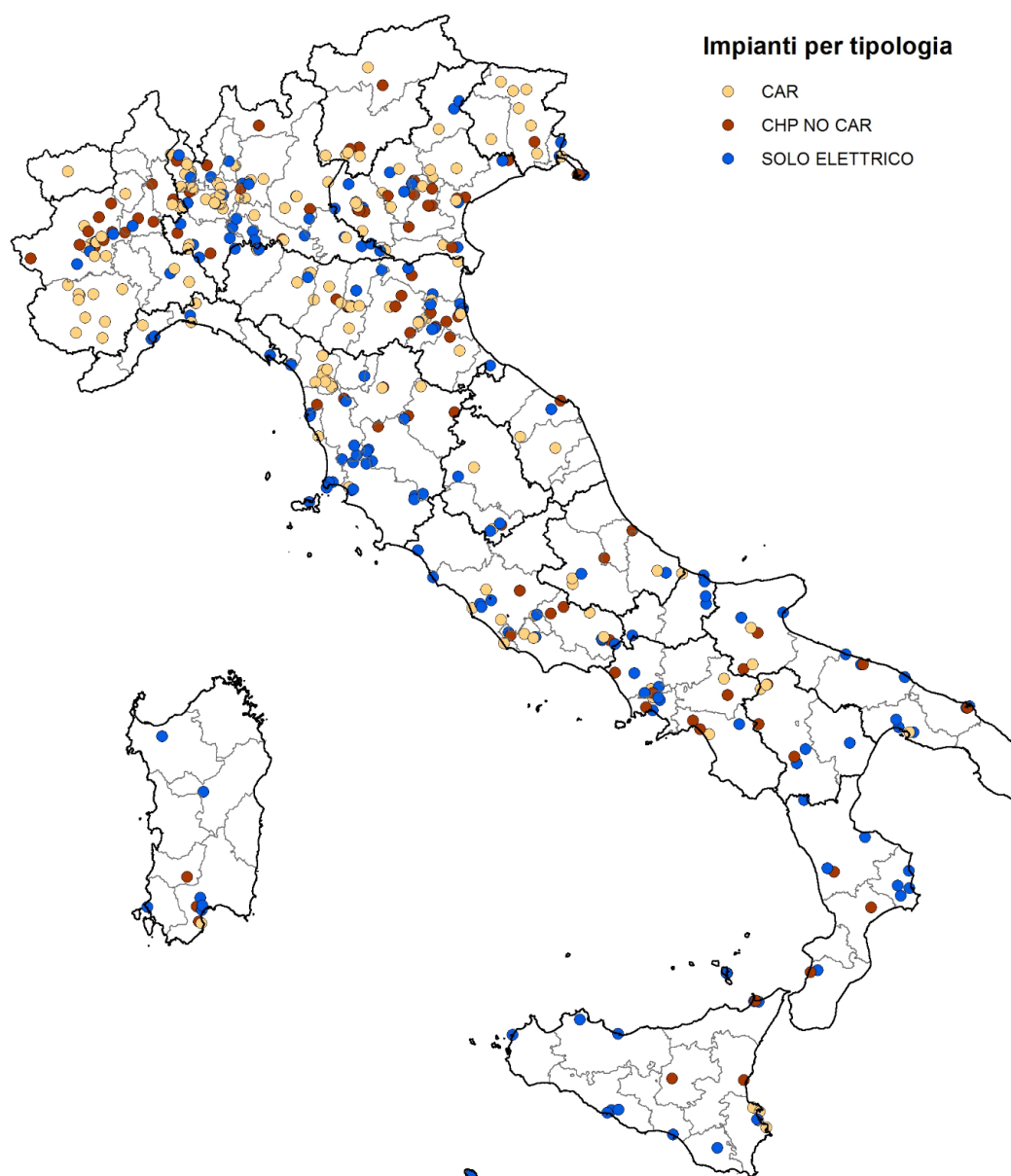
La mappa seguente fornisce un'indicazione del livello di diffusione della cogenerazione in Italia. Gli impianti presi in esame hanno una potenza elettrica maggiore di 5MWe¹⁸ e i dati di esercizio cui si è valutata la conformità ai requisiti di Cogenerazione ad Alto Rendimento sono relativi al 2018.

¹⁸ Ai fini della mappatura non è stata quindi presa in considerazione circa il 5% della capacità CAR complessiva al 2013. Nell'ambito degli impianti CAR più della metà delle 1024 unità presentano taglia inferiore ai 5 MW per una capacità nominale complessiva di poco più di 500 MWe.

Gli impianti sono stati classificati in relazione alla cogenerazione come segue:

- solo elettrico: producono unicamente energia elettrica
- CHP no CAR: sono impianti che producono elettricità e calore ma che nel 2018 non risultano nel perimetro degli impianti CAR¹⁹
- CAR: sono impianti che nel 2018 hanno prodotto elettricità e calore secondo i requisiti CAR.

Figura 56: Mappa degli impianti termoelettrici di taglia superiore a 5 MWe, classificati in relazione alla cogenerazione



¹⁹ Comprendono impianti non riconosciuti CAR per diverse ragioni tra cui la mancanza della richiesta di riconoscimento, modalità di esercizio riscontrate nel 2018 e requisiti di progettazione. Quelli delle prime due casistiche non è escluso che potrebbero risultare CAR in anni successivi.

4.3.1 CAR: produzioni e tecnologie impiantistiche

Le analisi illustrate in questa sezione del documento si basano sulle richieste di riconoscimento CAR pervenute al GSE per l'anno 2018 integrate con altri dati disponibili a fini statistici. Più precisamente, nel seguito il numero delle unità, la capacità di generazione totale e l'energia elettrica lorda sono riferite al totale delle unità che hanno presentato richieste di riconoscimento al GSE. L'energia elettrica prodotta in Cogenerazione ad Alto Rendimento e il calore utile cogenerato, invece, sono relativi alle sole unità che hanno soddisfatto i requisiti CAR.

Il perimetro di analisi si riferisce a 1.865 unità cogenerative, per una capacità totale di generazione superiore a 13 GW.

Le tecnologie di cogenerazione sono quelle definite dall'Allegato I Parte II della Direttiva 2012/27/UE:

- turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.)
- turbina a gas con recupero di calore (T.G.)
- turbina a vapore a controcompressione (T.V.Cp.)
- turbina di condensazione a estrazione di vapore (T.V.Cd.)
- motore a combustione interna (M.C.I.)
- microturbine (M.T.G.);
- motori Stirling, pile a combustibile, motori a vapore, cicli Rankine a fluido organico e ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che non rientra nelle definizioni precedenti (Altro).

Osservando il contributo di ciascuna delle tecnologie di cogenerazione impiegata, si nota l'importanza, in termini di numerosità, dei motori a combustione interna (M.C.I.) che rappresentano il 90% del campione. Le turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.) e le turbine a gas con recupero di calore (T.G.) rappresentano un totale del 6,5% del campione considerato.

Figura 57: Numero di unità (100%=1.865 unità)

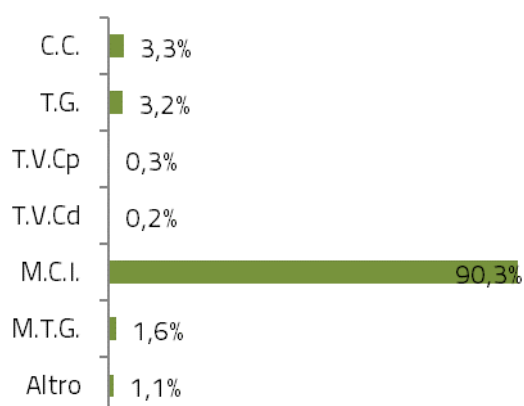
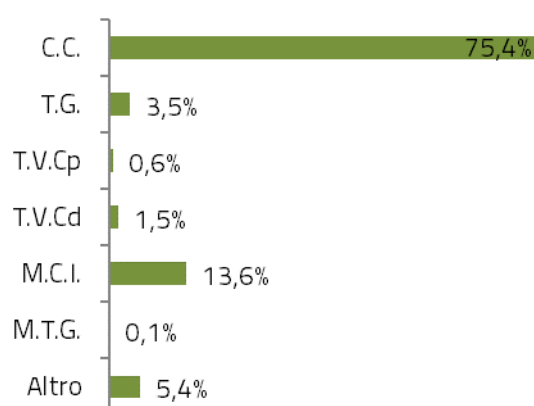


Figura 58: Capacità di generazione (100%=13.442 MW)



Il 13,6% dei 13,4 GW di potenza è ascrivibile ai motori a combustione interna mentre le turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore rappresentano la tecnologia con maggior capacità di generazione elettrica installata (75,4%) nell'ambito del campione considerato.

Il ridotto numero (e capacità) di turbine a vapore (a controcompressione o a condensazione di vapore) non accoppiate a turbine a gas dimostra come gli operatori del settore si siano orientati tipicamente verso unità

di cogenerazione in assetto combinato, anche modificando precedenti configurazioni di unità costituite da sole turbine a vapore, mediante l'installazione a monte di una o più turbine a gas con relativi generatori di vapore a recupero.

A contribuire maggiormente alla produzione di energia elettrica e di calore sono sicuramente i cicli combinati, sostenuti dai motori a combustione interna per entrambe le variabili e dalle turbine a gas per il calore utile.

L'energia elettrica complessiva prodotta nel 2018 dalle 1.865 unità oggetto di analisi da parte del GSE è pari a 57.752 GWh, mentre il calore utile è pari a 35.570 GWh.

Figura 59: Energia elettrica "Lorda" (100% = 57.752 GWh)

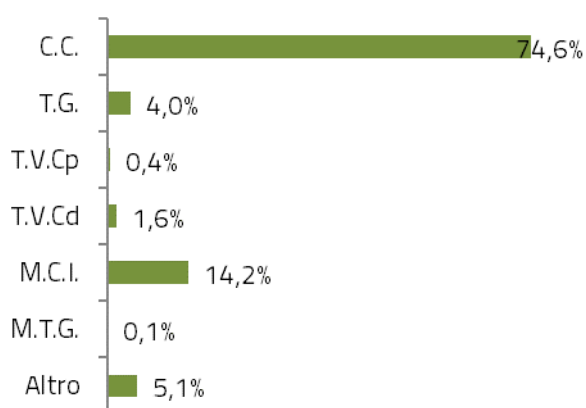
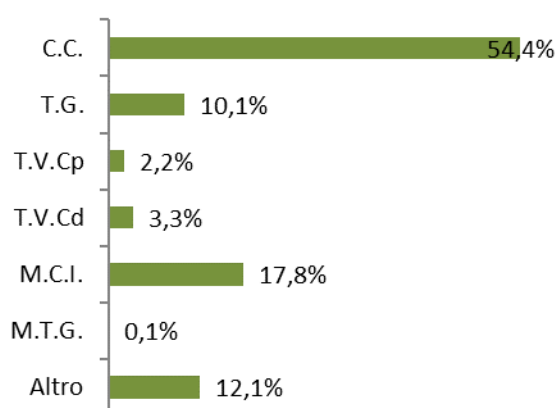


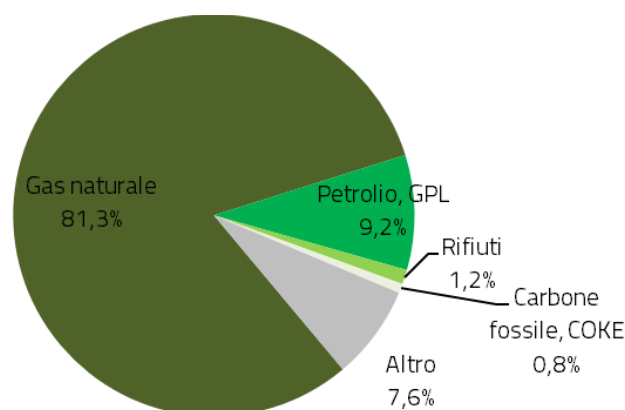
Figura 60: Calore utile (100% = 35.570 GWh)



Il gas naturale rappresenta la principale fonte di alimentazione ed è pressoché l'unica fonte per i motori a combustione interna e per le turbine a gas, sia in assetto "semplice", sia in ciclo combinato.

I rifiuti sono utilizzati esclusivamente in unità costituite da turbina di condensazione ad estrazione di vapore mentre le fonti rinnovabili, che includono biomassa secca, biogas e gas di sintesi da gassificazione di biomassa secca, sono utilizzati da motori a combustione interna, turbine a vapore a controcompressione e da tecnologie di cogenerazione di tipo "altro".

Figura 61: Fonti alimentanti gli impianti che hanno richiesto il riconoscimento CAR nel 2018



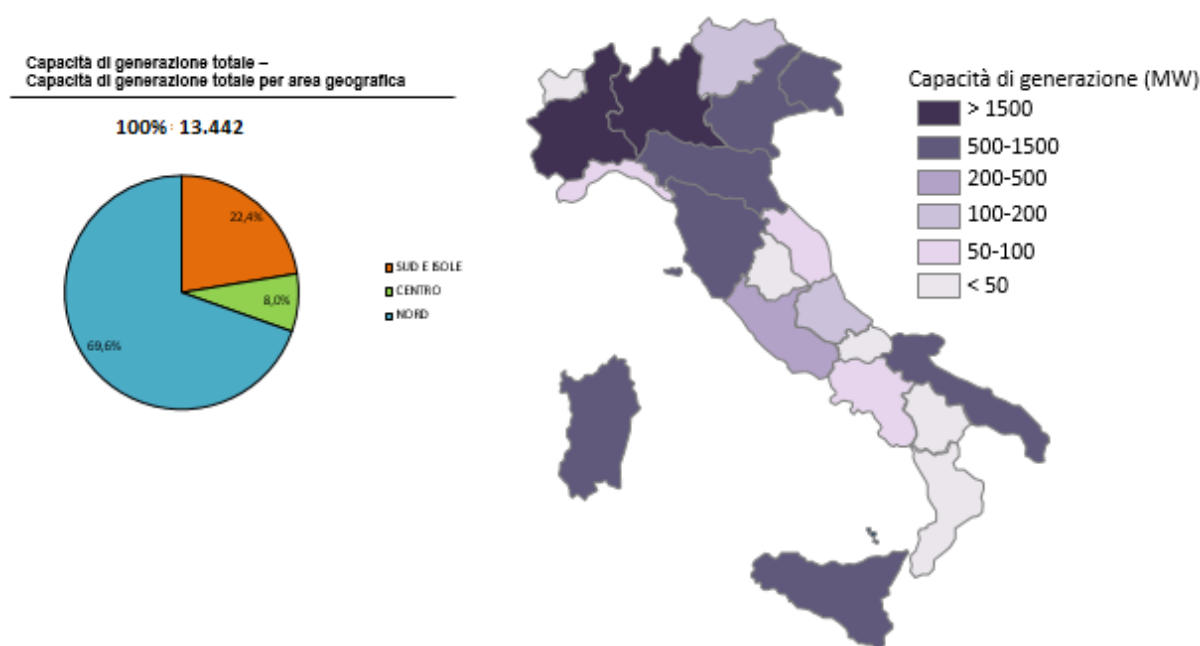
Le elaborazioni GSE sui dati operativi relativi al 2018 indicano che l'energia elettrica ad alto rendimento prodotta sia pari a 28.627 GWh, circa il 50% della produzione complessiva delle unità analizzate. Il calore utile prodotto nel rispetto dei requisiti CAR è invece pari a 35.570 GWh.

4.3.2 CAR: distribuzione geografica

La cogenerazione ad alto rendimento risulta maggiormente diffusa, sia in termini di numero di unità sia di capacità di generazione elettrica installata, nell'Italia settentrionale, mentre la taglia media risulta più elevata nell'Italia meridionale e insulare.

Circa il 70% della capacità di generazione si sviluppa al Nord, in particolare in Lombardia e Piemonte. Al Sud e nelle isole solamente la Sicilia e la Puglia registrano risultati rilevanti. Modesto è invece il contributo del centro Italia, con le sole Regioni Toscana ed Emilia Romagna con valori significativi.

Figura 62: Distribuzione geografica degli impianti che hanno richiesto il riconoscimento CAR nel 2018

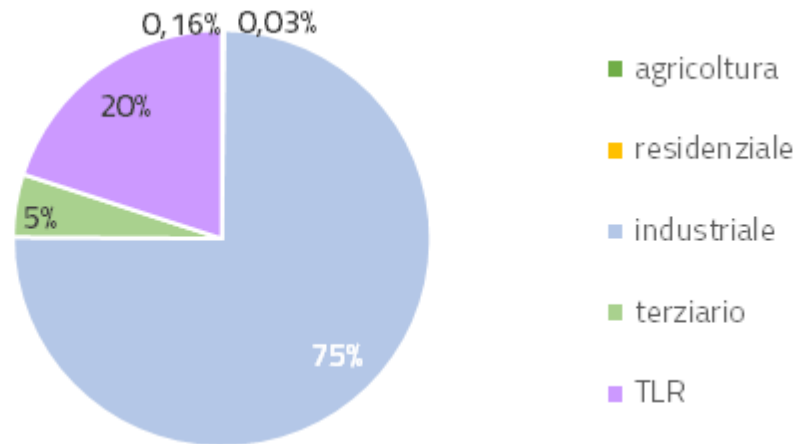


4.3.3 CAR: settori di utilizzo

Al fine di offrire un quadro dell'utilizzo finale dell'energia generata da CAR si è effettuata una ricognizione dei settori in cui, nel 2018, è stato utilizzato il calore e l'energia elettrica degli impianti CAR, identificando per ogni impianto produttivo il settore dell'azienda titolare dell'impianto e, laddove il titolare era un ESCO o un'utilities, si è valutato anche il settore degli utilizzatori finali dell'energia termica prodotta dall'impianto CAR.

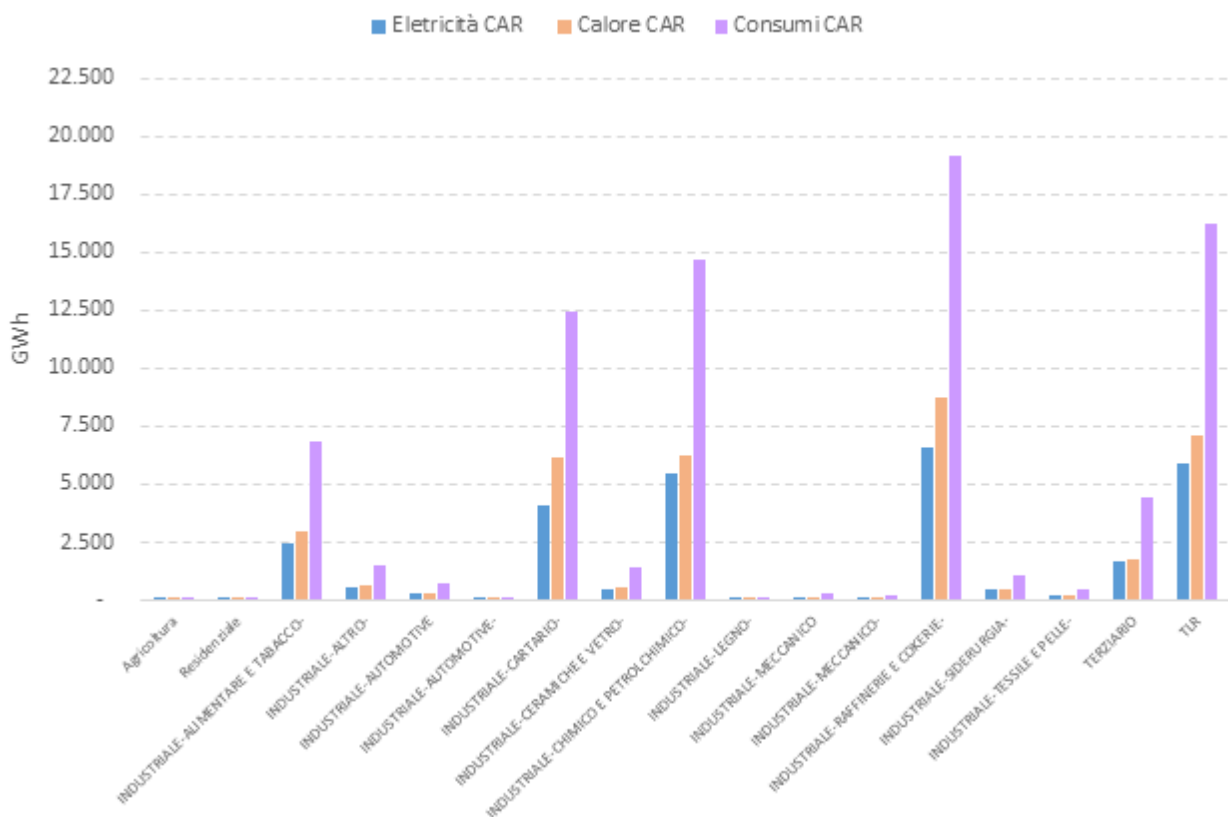
Risulta che nel 2018 il calore prodotto da CAR è destinato per il 75% al settore industriale e per il 25% a terziario e TLR. Trascurabile il contributo riconducibile ai settori residenziale e agricoltura.

Figura 63: Suddivisione della destinazione del calore prodotto da CAR per settori



Il comparto industriale è il settore finale più rilevante nell'utilizzo del calore prodotto da CAR. In ambito industriale, il maggior contributo deriva dalle raffinerie e cokerie, dal chimico e petrolchimico, dall'industria della carta

Figura 64: Energia elettrica calore utile e consumi CAR individuali per settori



A livello regionale i maggiori consumi di calore da CAR sono concentrati in Lombardia, Piemonte, Sicilia e Toscana che rappresentano il 63% del totale. Per quanto riguarda i consumi di calore da CAR nel comparto industriale i maggiori consumi sono stati registrati in Sicilia.

Tabella 41: Ripartizione regionale dei consumi settoriali calore CAR (GWh)

Regione	Settore					Totale complessivo
	Industriale	Terziario	Residenziale	Agricoltura	TLR	
ABRUZZO	521	0				521
BASILICATA	186					186
CALABRIA	1	26		27		54
CAMPANIA	231	14		1	7	254
EMILIA ROMAGNA	1.947	205	7	13	488	2.660
FRIULI VENEZIA GIULIA	927	69			1	997
LAZIO	961	164	0		57	1.182
LIGURIA	244	40			19	303
LOMBARDIA	3.897	738	3	12	2.372	7.022
MARCHE	369	25			7	401
MOLISE	38	0				39
P.A. BOLZANO	86	15			31	132
P.A. TRENTO	599	9	0		533	1.141
PIEMONTE	3.288	98	0		2.711	6.097
PUGLIA	211	5			621	837
SARDEGNA	1.343					1.343
SICILIA	5.312	22				5.334
TOSCANA	3.961	87	0			4.047
UMBRIA	142	19			20	181
VALLE D'AOSTA	1			30	31	
VENETO	2.329	192	0	2	204	2.728
Italia	26.593	1.730	11	56	7.103	35.492

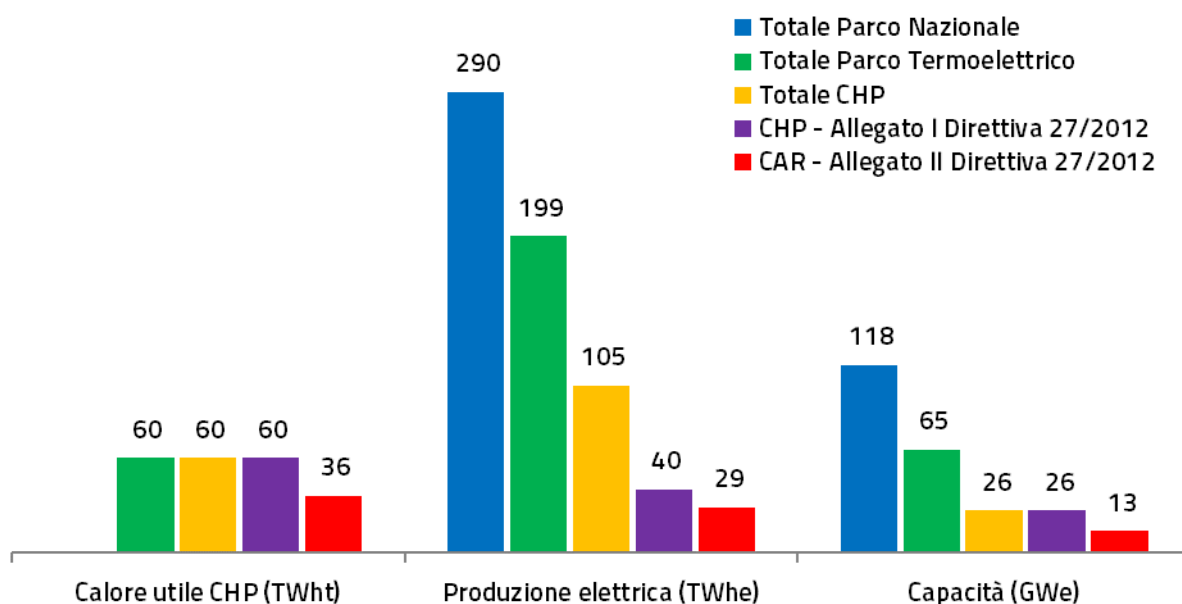
4.4 Quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale

Il presente paragrafo fornisce un quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale, con indicazione della capacità installata, sia complessiva che cogenerativa, e della corrispondente produzione elettrica e termica nelle diverse accezioni della cogenerazione definite dalla normativa.

Al 2018, il parco nazionale elettrico ha una capacità di 118 GW. A questa potenza è associata una produzione di energia elettrica pari a 290 TWhe.

- Un sottoinsieme del parco impianti nazionale è costituito dal parco termoelettrico. Esso ha un peso di 65 GW a cui si associano 199 TWhe.
- Il parco termoelettrico italiano ha al suo interno una parte di impianti che lavora in cogenerazione: questo gruppo ha una potenza di 26 GW e produce 105 TWhe di energia elettrica e 60 TWht di calore utile.
- Secondo la Direttiva 27/2012, è importante far emergere tra gli impianti cogenerativi la parte di energia elettrica realmente cogenerata. Applicando la metodologia indicata nell'allegato I per il calcolo della "elettricità da cogenerazione" si ottiene il valore di elettricità che viene prodotta in assetto cogenerativo, pari a 40 TWhe. Il valore di calore utile prodotto è sempre 60 TWht.
- A partire dall'insieme delle informazioni ottenute dalle richieste pervenute al GSE per il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del D.M. 4 agosto 2011, emerge un sottoinsieme di impianti che rispetta i criteri restrittivi imposti dall'allegato II della Direttiva 27/2012. La potenza relativa alle richieste pervenute è pari a 13 GW, il calore utile prodotto è pari a 36 TWht e l'energia elettrica prodotta in assetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento è pari a 29 TWhe.

Figura 65: Diagramma riassuntivo del parco termoelettrico nazionale, con indicazione della capacità²⁰ (GWe), della produzione elettrica (TWhe) e del calore utile (TWht)



²⁰ La potenza è riferita al complesso degli impianti in cui sono inserite unità che nel corso del 2018 hanno prodotto in assetto cogenerativo. Per quanto riguarda la potenza CAR ci si riferisce in realtà alla potenza degli impianti che hanno chiesto il riconoscimento CAR (la produzione CAR indicata invece è effettivamente la produzione in assetto CAR).

5 Fonti rinnovabili nel settore termico

Nel 2018 i consumi di energia da fonti rinnovabili nel settore Termico rilevati in Italia ammontano a circa 10,7 Mtep²¹.

Il 91% circa dell'energia termica viene consumato in modo diretto da famiglie e imprese; il restante 9% rappresenta la produzione di calore derivato, ovvero calore prodotto in impianti di trasformazione energetica alimentati da fonti rinnovabili e ceduto/venduto a terzi, anche attraverso reti di teleriscaldamento.

Circa il 90% del calore derivato è prodotto in impianti che operano in assetto cogenerativo, il restante 10% in impianti destinati alla sola produzione di calore.

Si precisa che nelle seguenti tabelle non è considerato il contributo del biometano (14 ktep in totale), poiché le attuali politiche nazionali sono volte al suo utilizzo nel settore trasporti, e l'attribuzione al settore termico per il 2018 era dovuta solo a ragioni contabili²².

Tabella 42: Fonti rinnovabili nel settore termico. Consumi diretti e calore derivato per Regione/Provincia autonoma nel 2018

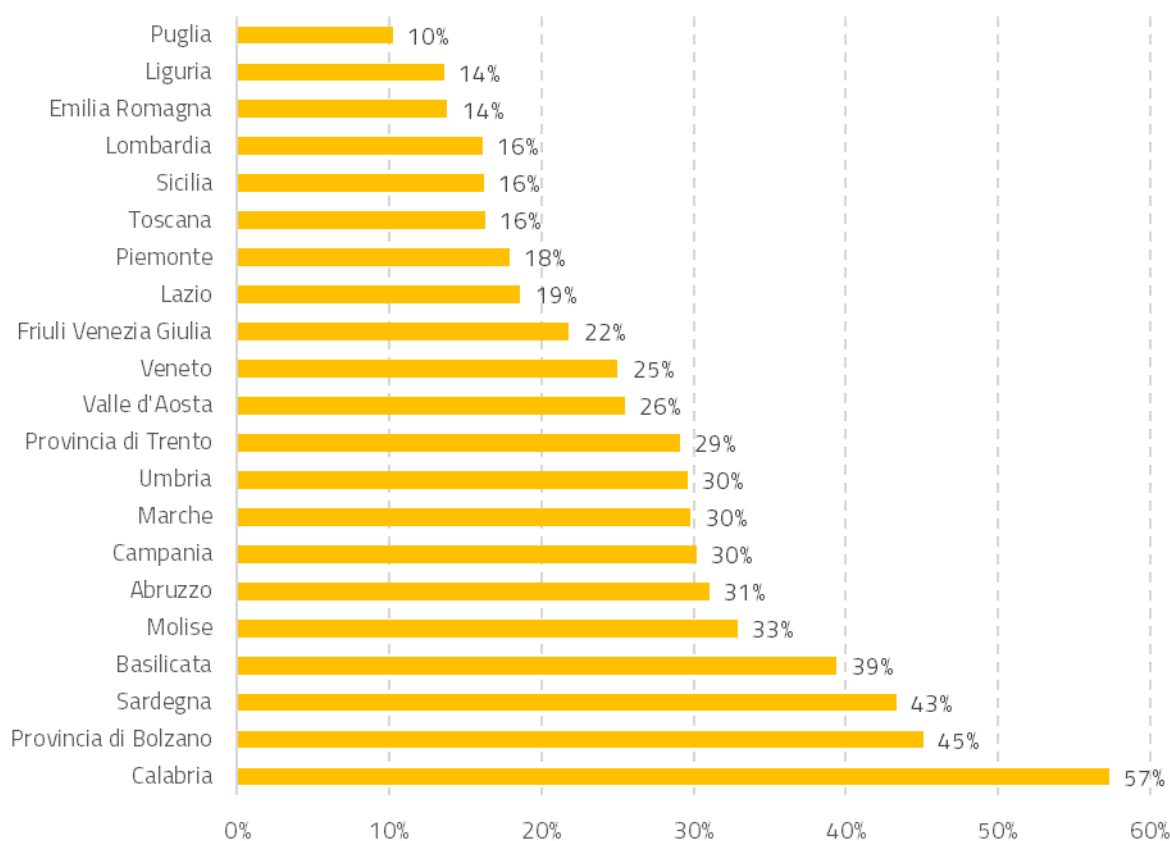
Tipologia	Usi diretti (ktep)	Only heat (ktep)	CHP (ktep)	Totale (ktep)	Totale (GWh)
Abruzzo	382	0	3	385	4.479
Basilicata	159	-	6	165	1.917
Bolzano	204	46	53	303	3.522
Calabria	483	-	11	494	5.747
Campania	652	-	17	669	7.775
Emilia Romagna	773	8	112	893	10.381
Friuli Venezia Giulia	381	1	15	397	4.615
Lazio	559	0	46	605	7.040
Liguria	166	0	0	167	1.937
Lombardia	1.492	10	287	1.789	20.803
Marche	286	0	2	288	3.351
Molise	85	-	4	89	1.032
Piemonte	856	7	103	965	11.227

²¹ Per approfondimenti sul tema della rilevazione degli impieghi di fonti rinnovabili nel settore Termico si rimanda al Rapporto Statistico "Energia da fonti rinnovabili in Italia", predisposto annualmente dal GSE, dal quale sono tratti alcuni dei dati e delle analisi illustrate in questo capitolo (<https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>), e del quale in questo capitolo si riportano ampi stralci.

²² Nel 2018, ai fini del raggiungimento dei target fissati dalla Direttiva 2009/28/CE, il biometano è stato ripartito tra i diversi settori di consumo (elettrico, termico e trasporti), poiché non era possibile dimostrarne la sostenibilità, requisito obbligatorio per i biocarburanti. A partire dal 2019, con il dispiegarsi degli effetti del DM 2 marzo 2018, il biometano immesso in rete è sostenibile e pertanto viene attribuito ai trasporti ai fini della verifica del raggiungimento dei target fissati dalla Direttiva.

Puglia	339	-	13	353	4.101
Sardegna	322	-	4	326	3.789
Sicilia	261	-	22	284	3.301
Toscana	553	16	14	583	6.777
Trento	168	8	15	191	2.219
Umbria	298	0	9	306	3.564
Valle d'Aosta	42	4	2	48	554
Veneto	1.252	1	108	1.361	15.830
Totale complessivo	9.710	101	847	10.659	123.961

Figura 66: Quota FER sul totale dei consumi nel settore riscaldamento nel 2018 per Regione/Provincia autonoma *



*Il target è calcolato con le regole utilizzate per impostare il calcolo riguardo il raggiungimento del target di cui all'art 23 della Direttiva 2018/2001/CE. In particolare, In linea con il PNIEC, non è considerato il contributo del calore di scarto recuperato da sistemi di teleriscaldamento e viene conteggiato il biometano. Al denominatore, il consumo finale per riscaldamento non comprende i consumi elettrici né l'energia ambiente da pompe di calore, coerentemente con la Direttiva 2018/2001.

Nei paragrafi che seguono si riportano alcuni approfondimenti per le principali fonti impiegate.

5.1 Usi diretti delle fonti rinnovabili nel settore termico

Gli impieghi diretti di fonti rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento vengono annualmente rilevati da GSE nell'ambito della propria attività istituzionale di produzione statistica in ambito Sistan.

Nel 2018, 9,7 Mtep di energia da fonti rinnovabili risultano consumati in modo diretto da famiglie e imprese mediante l'utilizzo di un'ampia gamma di impianti e apparecchi, tradizionali o innovativi (stufe, caldaie, apparecchi a pompa di calore, collettori solari termici, ecc.).

Tra le fonti, i contributi più rilevanti provengono dagli impieghi di biomassa solida, legati alla grande diffusione di apparecchi alimentati da legna da ardere e pellet (soprattutto nel settore residenziale), con un consumo complessivo di oltre 6,5 Mtep, pari al 66,5% dei consumi diretti totali.

Con circa 2,6 Mtep di energia rinnovabile fornita, nel 2018 le pompe di calore hanno un'incidenza pari al 26,7% dei consumi diretti totali; seguono i rifiuti, la fonte solare, la fonte geotermica e i biogas, tutti con contributi inferiori al 3% dei consumi. I dati regionali e settoriali relativi al 2018 sono presentati nella tabella seguente.

Tabella 43: Consumi diretti di fonti rinnovabili per settore e Regione/Provincia autonoma nel 2018 (dati in ktep)

Tipologia	Residenziale	Terziario	Industria	Agricoltura	Totale
Abruzzo	332,3	48,8	0,6	0,1	381,7
Basilicata	150,1	4,6	4,1	0,0	158,7
Bolzano	127,8	51,9	21,0	2,8	203,5
Calabria	450,5	25,2	6,9	0,1	482,7
Campania	560,6	81,4	8,6	0,7	651,3
Emilia Romagna	322,7	432,3	15,9	1,5	772,3
Friuli Venezia Giulia	216,0	108,3	55,1	1,1	380,5
Lazio	469,9	84,4	2,7	1,2	558,2
Liguria	150,3	14,2	1,1	0,4	166,1
Lombardia	608,9	738,2	142,0	8,4	1.497,5
Marche	187,9	91,9	5,5	0,5	285,8
Molise	78,9	2,2	3,4	0,0	84,5
Piemonte	655,2	186,4	11,6	1,7	854,8
Puglia	267,2	59,9	5,3	6,5	338,9
Sardegna	277,7	38,5	5,5	0,1	321,8
Sicilia	164,2	84,4	12,6	0,2	261,4
Toscana	454,4	45,6	10,4	41,9	552,3
Trento	132,8	31,2	3,2	0,5	167,7
Umbria	227,2	36,9	31,7	1,9	297,7
Valle d'Aosta	36,1	4,9	0,8	0,0	41,8
Veneto	643,2	535,2	58,3	14,1	1.250,8
Totale	6.514,0	2.706,5	406,3	83,5	9.710,2

5.1.1 Biomasse

Tabella 44: Consumi diretti di biomassa solida nel settore residenziale

	Potere calorifico inferiore (MJ/kg)	2016		2017		2018	
		Quantità utilizzata (1000 tonn.)	Energia (ktep)	Quantità utilizzata (1000 tonn.)	Energia (ktep)	Quantità utilizzata (1000 tonn.)	Energia (ktep)
Legna da ardere	13,911	15.991	5.313	17.481	5.808	15.940	5.296
Prime case		15.820	5.256	17.225	5.723	15.709	5.220
Seconde case		171	57	257	85	230	77
Pellet	17,284	1.976	816	2.203	909	2.205	910
Prime case		1.957	808	2.171	896	2.174	898
Seconde case		20	8	31	13	31	13
Carbone vegetale	30,8	60	44	54	40	62	45
Totale		18.028	6.173	19.738	6.757	18.206	6.252

*Fonte: elaborazioni GSE su dati Istat

Nel 2018 sono state utilizzate in Italia, nel settore residenziale, oltre 18,2 milioni di tonnellate totali di biomassa solida, per un contenuto energetico complessivo pari a 6.252 ktep; l'andamento dei consumi registra una riduzione pari a circa -7,5% rispetto al 2017.

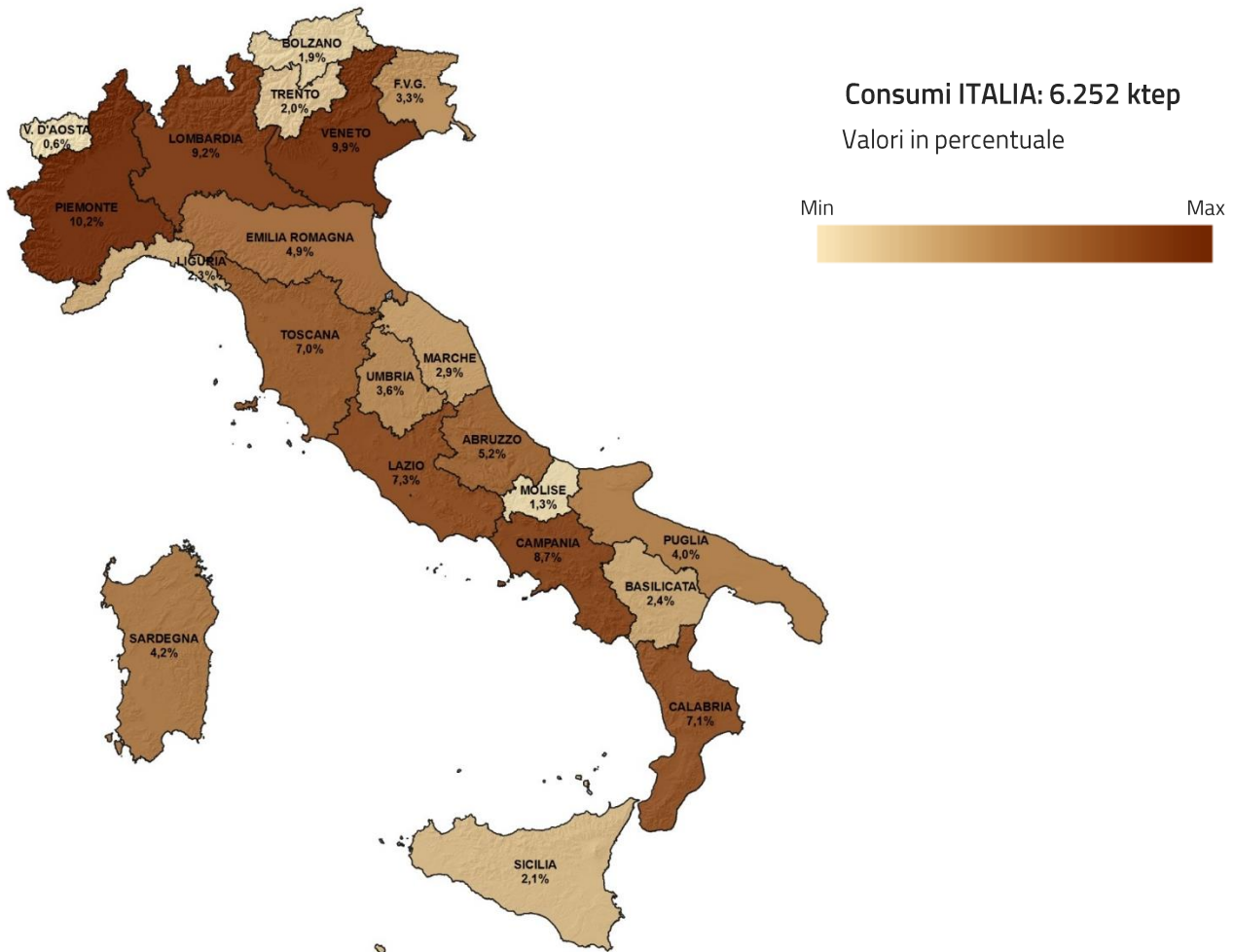
I dati riportati sono calcolati a partire dai risultati dell'Indagine sui consumi energetici delle famiglie condotta dall'Istat nel 2013, opportunamente elaborati per tenere conto delle variazioni climatiche (misurate attraverso i gradi-giorno invernali – *heating degree-days*), degli utilizzi di biomassa solida per riscaldamento nelle seconde case e delle variazioni nello stock di apparecchi legate alle vendite (aumenti di stock) e alla dismissione di quelli più obsoleti (diminuzioni di stock).

Tabella 45: Consumi diretti di biomassa solida nel settore residenziale nelle Regioni e nelle Province autonome (ktep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variaz. % 2018/2017
Abruzzo	338	313	328	298	336	328	5,2%	-2,4%
Basilicata	156	141	157	145	165	148	2,4%	-10,4%
Bolzano	124	116	116	123	125	120	1,9%	-4,2%
Calabria	484	429	461	396	519	443	7,1%	-14,8%
Campania	586	495	578	525	605	545	8,7%	-9,9%
Emilia Romagna	313	244	300	307	311	307	4,9%	-1,2%
Friuli Venezia Giulia	212	181	210	213	223	206	3,3%	-7,5%
Lazio	539	458	509	461	522	455	7,3%	-12,8%
Liguria	149	114	126	137	147	144	2,3%	-2,0%
Lombardia	614	517	568	596	608	574	9,2%	-5,5%
Marche	188	164	177	181	182	184	2,9%	1,2%
Molise	82	76	83	76	86	78	1,3%	-8,9%
Piemonte	660	584	618	651	650	636	10,2%	-2,2%
Puglia	266	229	281	248	289	253	4,0%	-12,3%
Sardegna	297	247	288	243	297	260	4,2%	-12,5%
Sicilia	148	125	146	124	151	131	2,1%	-12,8%
Toscana	462	374	444	431	476	439	7,0%	-7,7%
Trento	131	118	121	127	131	123	2,0%	-6,0%
Umbria	238	210	233	234	252	225	3,6%	-10,8%
Valle d'Aosta	35	34	33	35	36	35	0,6%	-3,4%
Veneto	613	508	616	625	647	617	9,9%	-4,7%
Totale	6.633	5.676	6.393	6.173	6.757	6.252	100,0%	-7,5%

La tabella illustra la distribuzione regionale dei consumi di energia termica da biomassa solida in Italia nel settore residenziale. Come si può osservare, l'impiego di biomassa solida (legna da ardere, pellet, carbone vegetale) per il riscaldamento delle abitazioni è un fenomeno diffuso in tutte le Regioni del Paese.

Figura 67: Consumi diretti di biomassa solida nel settore residenziale nelle Regioni e nelle Province autonome



I consumi di energia termica da biomassa solida in Italia nel settore non residenziale si caratterizzano per una distribuzione regionale significativamente diversa rispetto al settore residenziale (paragrafo precedente); in questo caso, infatti, essa è correlata principalmente con la presenza di impianti industriali di medio-grandi dimensioni che impiegano tale fonte rinnovabile.

Tabella 46: Consumi diretti di biomassa solida nel settore non residenziale nelle Regioni e nelle Province autonome (ktep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variaz. % 2018/2017
Abruzzo	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,2%	17,6%
Basilicata	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,2%	9,0%
Bolzano	32,6	59,6	56,2	47,9	46,8	48,9	23,7%	4,4%
Calabria	6,6	6,3	8,3	9,3	9,8	5,6	2,7%	-43,3%
Campania	0,2	0,9	1,0	0,9	4,7	5,6	2,7%	20,2%
Emilia Romagna	1,4	2,3	2,6	2,7	2,7	3,0	1,4%	8,7%
Friuli Venezia Giulia	0,0	1,8	3,2	2,7	2,0	2,2	1,1%	7,6%
Lazio	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,5%	4,8%
Liguria	0,2	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	0,6%	5,2%
Lombardia	1,1	20,9	37,8	44,8	32,9	33,4	16,2%	1,4%
Marche	5,9	4,5	3,9	4,9	4,9	5,0	2,4%	1,7%
Molise	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1%	18,2%
Piemonte	10,6	13,0	13,5	28,6	27,6	21,2	10,3%	-23,2%
Puglia	0,0	0,4	6,6	0,9	1,0	0,9	0,4%	-9,8%
Sardegna	2,4	2,5	2,3	2,0	3,4	5,2	2,5%	50,9%
Sicilia	7,5	7,5	9,5	8,5	6,5	11,2	5,4%	71,5%
Toscana	9,7	11,3	21,4	20,2	20,0	8,3	4,0%	-58,5%
Trento	2,7	3,5	4,5	4,7	7,0	10,3	5,0%	46,9%
Umbria	0,0	2,4	31,7	21,3	19,2	17,2	8,3%	-10,3%
Valle d'Aosta	1,0	2,0	2,7	3,2	3,3	3,3	1,6%	0,6%
Veneto	9,0	22,6	22,5	23,2	22,6	21,9	10,6%	-3,2%
Totale	92,2	164,1	230,7	228,7	217,6	206,3	100,0%	-5,2%

5.1.2 Pompe di calore

In ambito Eurostat/IEA l'*ambient heat*, il calore-ambiente rinnovabile catturato dalle pompe di calore viene considerato nelle statistiche energetiche ordinarie a partire dall'anno di rilevazione 2017.

La tabella presenta i dati di monitoraggio²³ relativi all'energia rinnovabile (*Eres*) complessivamente fornita, per uso invernale, dagli oltre 19,6 milioni di apparecchi a pompa di calore (per circa 124 GW di potenza complessiva) installati sul territorio nazionale. Tale valore, che nel 2018 ammonta a circa 2,6 Mtep, corrisponde alla differenza tra il calore utile complessivamente prodotto dagli apparecchi (definito *Qusable*) e il consumo di energia delle pompe di calore.

Tabella 47: Energia termica fornita da pompe di calore

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)
Apparecchi installati a fine anno (milioni di pezzi)	17,8	18,3	18,5	19,1	19,5	19,6	0,2%
Potenza termica installata (GW)	119,6	121,7	122,2	124,7	126,4	123,8	-2,1%
Energia rinnovabile da pompe di calore (Eres) (TJ)	105.480	108.010	108.208	109.219	110.949	108.684	-2,0%
Energia rinnovabile da pompe di calore (Eres) (ktep)	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650	2.596	-2,0%
- di cui aerotermiche (ktep)	2.447	2.501	2.500	2.523	2.563	2.507	-2,2%
- di cui idrotermiche (ktep)	7	8	8	9	9	9	1,9%
- di cui geotermiche (ktep)	65	71	76	77	78	80	1,9%
Calore utile prodotto (Qusable) (ktep)	4.069	4.166	4.172	4.211	4.278	4.190	-2,1%
Seasonal Performance Factor (SPF) medio generale	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	0,0%
Consumo energetico delle pompe di calore (ktep)	1.550	1.586	1.588	1.602	1.628	1.594	-2,1%

Si tratta della voce più rilevante, nell'ambito degli impieghi termici delle FER, dopo i consumi finali di biomassa. La grande maggioranza degli apparecchi sfrutta il calore contenuto nell'aria ambiente (97%), mentre assai più modesta è l'incidenza delle pompe di calore alimentate dal calore geotermico e idrotermico.

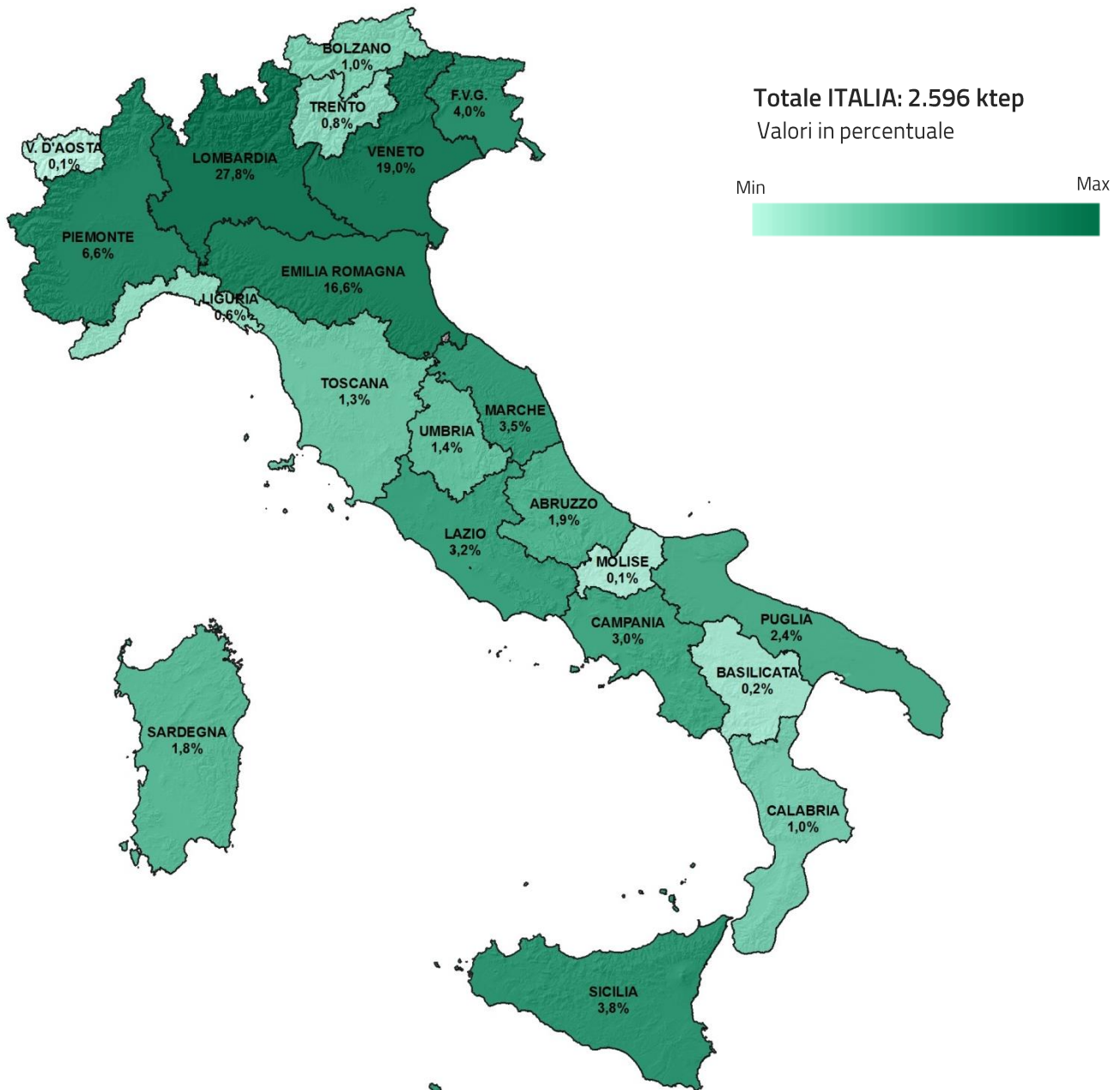
La tabella seguente illustra invece la distribuzione regionale dell'energia fornita da pompe di calore in Italia.

²³ Per semplicità, i dati presentati in questo paragrafo considerano i soli valori utili al monitoraggio degli obiettivi FER fissati dalla Direttiva 2009/28/CE; essi dunque non comprendono le macchine con prestazioni inferiori al livello minimo stabilito dalla Direttiva 2009/28/CE e la relativa energia fornita (tale dato, pari a circa 0,5 ktep, è peraltro citato nel Capitolo 2 del rapporto).

Tabella 48: Energia rinnovabile fornita da pompe di calore nelle Regioni e nelle Province autonome per riscaldamento

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variatz. % 2018/2017
Abruzzo	48,6	49,7	49,8	50,2	51,0	49,9	1,9%	-2,1%
Basilicata	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,5	0,2%	-1,8%
Bolzano	24,5	25,0	25,0	25,2	25,7	25,1	1,0%	-2,2%
Calabria	26,0	26,7	26,8	27,1	27,5	27,0	1,0%	-1,8%
Campania	74,9	77,0	77,4	78,2	79,4	77,9	3,0%	-1,8%
Emilia Romagna	419,9	429,7	430,2	434,2	441,1	431,9	16,6%	-2,1%
Friuli Venezia Giulia	100,1	102,4	102,6	103,5	105,1	102,9	4,0%	-2,1%
Lazio	79,6	81,8	82,2	83,0	84,3	82,8	3,2%	-1,8%
Liguria	15,4	15,8	15,9	16,1	16,3	16,0	0,6%	-1,8%
Lombardia	700,7	717,1	718,0	724,6	736,1	720,7	27,8%	-2,1%
Marche	87,5	89,6	89,7	90,5	91,9	90,0	3,5%	-2,1%
Molise	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	0,1%	-1,8%
Piemonte	166,2	170,0	170,2	171,8	174,5	170,9	6,6%	-2,1%
Puglia	59,4	61,0	61,3	61,9	62,9	61,7	2,4%	-1,8%
Sardegna	44,7	45,9	46,2	46,6	47,4	46,5	1,8%	-1,8%
Sicilia	95,1	97,7	98,2	99,1	100,7	98,9	3,8%	-1,8%
Toscana	32,2	33,1	33,3	33,6	34,2	33,5	1,3%	-1,8%
Trento	21,4	21,9	21,9	22,1	22,4	21,9	0,8%	-2,2%
Umbria	34,5	35,3	35,3	35,7	36,2	35,5	1,4%	-2,1%
Valle d'Aosta	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	0,1%	-2,2%
Veneto	479,7	490,9	491,4	496,0	503,8	493,3	19,0%	-2,1%
Totale	2.519,3	2.579,8	2.584,5	2.608,7	2.650,0	2.595,9	100,0%	-2,0%

Figura 68: Distribuzione regionale dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore 2018 per riscaldamento (%)



Le Regioni in cui si registrano i maggiori consumi di energia da pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti sono Lombardia (27,8% del totale nazionale), Veneto (19%) ed Emilia Romagna (16,6%). Nelle Regioni meridionali si concentra poco più del 14,2% dell'energia complessiva.

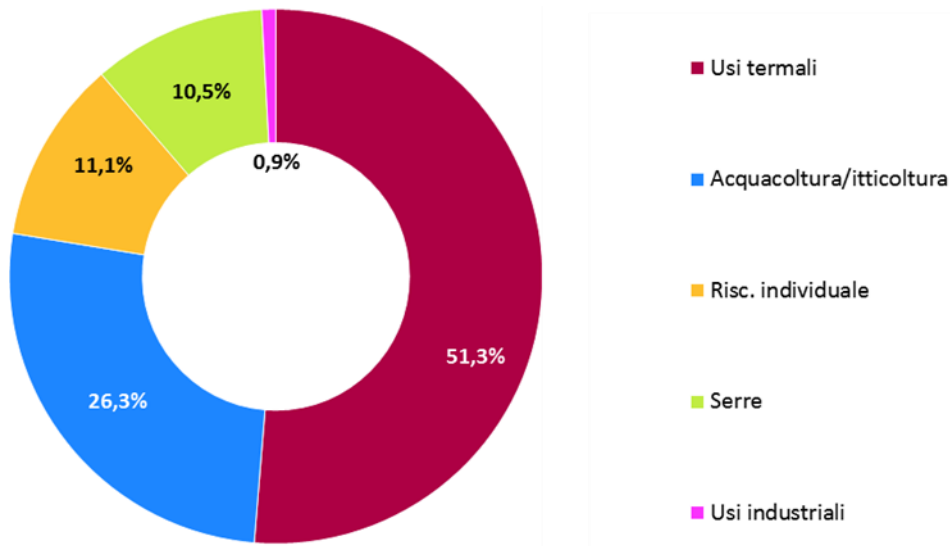
5.1.3 Geotermia

La tabella illustra la distribuzione regionale dei consumi diretti di energia termica prodotta da fonte geotermica in Italia; si osserva come tali consumi si concentrino maggiormente in Toscana e Veneto.

Tabella 49: Consumi diretti di energia termica da fonte geotermica nelle Regioni e nelle Province autonome (ktep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variatz. % 2018/2017
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Basilicata	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolzano	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1	0,1%	-41,8%
Campania	11,6	11,0	11,0	11,1	12,1	11,9	9,3%	-1,5%
Emilia Romagna	0,9	0,8	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1%	58,5%
Friuli Venezia Giulia	3,7	-	3,2	3,4	3,4	3,3	2,6%	-0,6%
Lazio	7,7	7,3	7,3	7,3	7,5	7,4	5,8%	-1,8%
Liguria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Lombardia	2,7	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	1,9%	0,0%
Marche	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Piemonte	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3	1,2	1,0%	-6,7%
Puglia	5,7	5,7	5,7	5,7	5,9	5,8	4,5%	-1,0%
Sardegna	1,1	0,9	0,9	0,9	1,5	1,5	1,1%	0,0%
Sicilia	2,5	1,9	1,9	2,0	2,0	1,6	1,3%	-17,6%
Toscana	42,2	39,6	40,3	51,3	55,5	54,0	42,1%	-2,7%
Trento	-	-	-	-	-	-	-	-
Umbria	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Veneto	39,0	39,6	38,5	38,6	38,9	38,5	30,1%	-0,8%
Totale	119,1	111,3	114,1	124,7	130,8	128,1	100,0%	-2,1%

Figura 69: Energia geotermica per tipologia di utilizzo (%)



I consumi diretti di energia geotermica rilevati in Italia nel 2018 ammontano a 128 ktep. La quota più rilevante (oltre il 51%) è associata agli stabilimenti termali, appartenenti al comparto dei servizi; seguono gli usi nel comparto della acquacoltura/itticoltura (26,3%), gli usi per riscaldamento individuale (11,1%, in gran parte concentrate in strutture ricettive e agriturismi) e il riscaldamento di serre (10,5%). Più modesta, infine, risulta l'incidenza rilevata degli usi del settore industriale (1%).

5.1.4 Solare

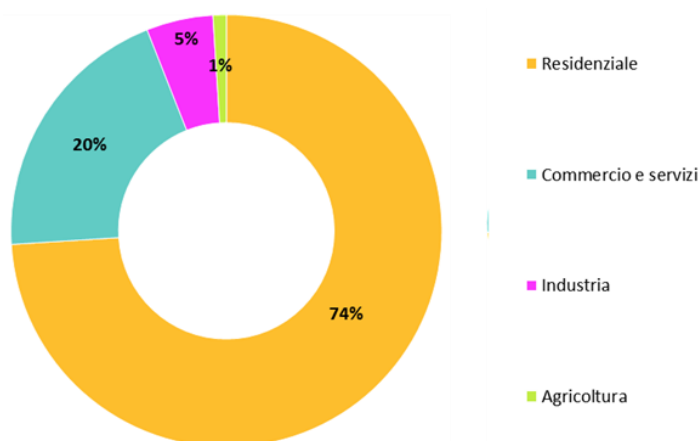
Alla fine del 2018 risultano installati in Italia circa 4,2 milioni di metri quadrati di collettori solari termici (in termini di superficie di apertura²⁴). Lo stock di pannelli installati si concentra principalmente nel settore residenziale; secondo le informazioni fornite dalle associazioni di produttori, i collettori più diffusi in Italia risultano quelli piani, destinati alla produzione di acqua calda sanitaria.

Tabella 50: Consumi diretti di energia termica da fonte solare nelle Regioni e nelle Province autonome

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumi diretti	168,1	179,5	190,0	200,1	208,8	218,4
Residenziale	124,4	132,9	140,6	148,1	154,5	161,6
Commercio e servizi	33,6	35,9	38,0	40,0	41,8	43,7
Industria	8,4	9,0	9,5	10,0	10,4	10,9
Agricoltura	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
Totale	168,1	179,5	190,0	200,1	208,8	218,4

L'energia termica complessiva ottenuta in Italia nel corso del 2018 dallo sfruttamento dell'energia solare ammonta a circa 218 ktep.

Figura 70: Consumi diretti di energia termica da fonte solare nel 2018



Il 74% dell'energia fornita nel 2018 dai collettori solari termici e consumata in modo diretto in Italia si concentra nel settore residenziale (principalmente apparecchi per la produzione di acqua calda sanitaria); il 20% è relativo invece al settore del commercio e dei servizi (un'applicazione frequente, in questo caso, riguarda gli impianti sportivi). Assai più modesta, infine, risulta l'incidenza dei consumi nel settore industriale e in agricoltura (rispettivamente circa 5% e 1% del totale).

²⁴ La superficie di apertura dei collettori solari è ricavata riducendo convenzionalmente del 10% la superficie lorda dei pannelli stessi. Il dato fa riferimento alle superfici di apertura che risultano complessivamente installate alla fine di ciascun anno solare, mentre, come precisato, per il calcolo dell'energia fornita dai collettori si applica un coefficiente di riduzione alla superficie installata nell'ultimo anno.

La tabella illustra la distribuzione regionale dei consumi di energia termica da fonte solare in Italia.

Tabella 51: Consumi diretti di energia termica da fonte solare nelle Regioni e nelle Province autonome (ktep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variaz. % 2018/2017
Abruzzo	1,8	1,9	2,1	2,3	2,3	2,4	1,1%	4,3%
Basilicata	0,7	0,7	0,8	1,1	1,2	1,3	0,6%	14,9%
Bolzano	11,9	11,0	10,7	10,6	9,9	9,2	4,2%	-7,1%
Calabria	3,1	2,7	3,1	4,0	4,9	6,0	2,7%	23,2%
Campania	5,0	4,1	4,7	5,6	5,8	6,4	2,9%	10,6%
Emilia Romagna	11,1	12,7	13,7	14,8	14,3	14,3	6,5%	0,0%
Friuli Venezia Giulia	8,5	9,6	10,1	10,9	10,8	10,8	4,9%	-0,3%
Lazio	8,4	7,8	7,9	8,2	8,0	8,3	3,8%	3,1%
Liguria	2,6	3,4	3,4	3,9	3,9	3,9	1,8%	0,0%
Lombardia	27,2	32,1	34,7	31,8	36,2	35,9	16,4%	-0,8%
Marche	2,9	3,1	3,5	3,9	3,8	3,9	1,8%	2,0%
Molise	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	0,4%	20,5%
Piemonte	14,9	16,6	17,1	18,0	21,2	21,2	9,7%	0,1%
Puglia	6,4	5,9	7,0	8,7	9,7	12,1	5,5%	24,0%
Sardegna	7,1	6,6	7,0	7,6	7,5	7,9	3,6%	5,6%
Sicilia	5,5	4,8	6,2	8,5	11,4	16,7	7,7%	46,1%
Toscana	11,4	11,9	12,1	12,7	12,1	12,1	5,5%	-0,1%
Trento	12,1	12,3	12,5	12,6	12,2	12,2	5,6%	-0,5%
Umbria	2,4	2,2	2,3	2,6	2,6	2,7	1,2%	5,2%
Valle d'Aosta	1,4	1,5	1,8	1,9	1,9	1,9	0,9%	-0,3%
Veneto	23,2	28,2	28,8	29,6	28,3	28,4	13,0%	0,3%
Totale	168,2	179,5	190,0	200,1	208,8	218,4	100,0%	4,6%

5.1.5 Rifiuti industriali rinnovabili

Nel 2018 il consumo diretto di energia dalla frazione biodegradabile dei rifiuti ammonta complessivamente a circa 268 ktep; è importante precisare che tale valore si riferisce ai soli usi energetici dei rifiuti speciali (si considerano come speciali anche i Combustibili Solidi Secondari, indipendentemente dalla tipologia dei rifiuti a partire dai quali sono stati prodotti); non sono rilevati consumi finali di energia da rifiuti urbani, che sono invece utilizzati in impianti cogenerativi.

Tabella 52: Consumi diretti di rifiuti (quota rinnovabile) per settore di impiego

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variaz. % 2018/2017
Consumi diretti	189,1	213,1	225,3	231,0	244,7	267,8	5,9%
Industria - minerali non metalliferi	79,7	89,2	100,5	94,5	95,7	101,4	5,9%
Industria: legno e prodotti in legno	84,0	93,3	97,9	99,6	122,4	140,3	14,6%
Industria - alimentari e tabacco	1,6	1,8	1,1	0,4	0,1	0,0	-85,6%
Industria - meccanica	0,6	0,5	0,4	0,1	0,1	0,1	-10,8%
Industria - altri settori / non specificato	23,3	28,2	25,5	36,4	26,5	26,0	-1,7%
Totale	189,1	213,1	225,3	231,0	244,7	267,8	9,4%

La tabella illustra la distribuzione regionale dei consumi di energia termica prodotta dalla frazione biodegradabile dei rifiuti solidi in Italia.

Tabella 53: Consumi diretti di rifiuti (quota rinnovabile) nelle Regioni e nelle Province autonome (ktep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 (%)	Variatz. % 2018/2017
Abruzzo	1,0	0,6	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1%	64,5%
Basilicata	2,4	4,2	4,8	2,1	0,4	3,6	1,3%	769,0%
Bolzano	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	-	-	-	-	0,4	0,9	0,3%	108,0%
Campania	3,0	5,5	4,1	1,3	1,8	2,7	1,0%	56,0%
Emilia Romagna	11,3	12,8	12,2	11,4	13,2	12,6	4,7%	-4,8%
Friuli Venezia Giulia	21,4	33,9	33,1	38,7	39,5	54,1	20,2%	37,0%
Lazio	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0%	68,1%
Liguria	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	84,4	93,5	102,7	96,6	108,9	115,1	43,0%	5,7%
Marche	2,0	2,2	2,2	2,2	2,1	1,7	0,6%	-20,5%
Molise	2,6	1,9	2,3	2,6	3,6	3,2	1,2%	-9,8%
Piemonte	12,7	7,4	6,4	9,6	1,6	1,8	0,7%	13,6%
Puglia	6,1	4,7	5,7	5,7	0,8	4,1	1,5%	410,5%
Sardegna	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	-	0,0%	-57,7%
Sicilia	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Toscana	5,5	4,6	2,9	1,2	1,7	2,8	1,1%	63,6%
Trento	0,6	0,8	0,9	0,7	-	-	-	-
Umbria	0,6	0,5	0,6	10,6	16,3	16,7	6,2%	2,3%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	35,1	39,7	47,3	48,1	54,2	48,2	18,0%	-11,2%
Totale	189,1	213,1	225,3	231,0	244,7	267,8	100,0%	9,4%

5.2 Calore derivato

La tabella illustra la produzione di calore derivato delle unità di sola generazione termica e degli impianti che operano in assetto cogenerativo (CHP), alimentate da FER.

Tabella 54: Calore derivato da fonti rinnovabili per fonte e Regione/Provincia autonoma nel 2018 (dati in ktep).

	Biomasse solide e rifiuti	Biogas	Bioliquidi sostenibili	Geotermia	Solare termico	Totale
Abruzzo	-	2,1	1,2	-	-	3,2
Basilicata	3,5	0,5	2,0	-	-	6,0
Bolzano	91,8	3,6	3,8	-	-	99,2
Calabria	9,4	2,0	-	-	-	11,4
Campania	5,9	7,2	3,8	-	-	16,9
Emilia Romagna	61,5	39,5	12,1	6,5	0,0	119,6
Friuli Venezia Giulia	5,2	9,2	1,8	-	-	16,2
Lazio	38,9	2,7	4,8	-	0,0	46,4
Liguria	0,1	0,0	0,1	-	-	0,3
Lombardia	220,8	70,4	5,3	-	0,1	296,7
Marche	0,1	2,0	0,0	-	-	2,1
Molise	4,0	0,1	-	-	-	4,2
Piemonte	85,9	22,2	1,7	-	-	109,8
Puglia	10,1	3,3	0,0	-	-	13,5
Sardegna	1,3	2,7	0,0	-	-	4,0
Sicilia	21,6	0,7	0,1	-	-	22,4
Toscana	9,4	4,6	2,0	13,9	-	29,9
Trento	20,0	2,6	0,3	-	-	22,9
Umbria	4,8	2,2	1,7	-	-	8,6
Valle d'Aosta	5,3	0,3	0,1	-	-	5,8
Veneto	65,3	35,8	8,0	0,5	-	109,6
Totale	664,9	213,8	48,9	21,0	0,1	948,7

6 Disponibilità di fonti di generazione per il riscaldamento

Nel presente capitolo si illustra l'analisi sulla disponibilità territoriale delle principali risorse rinnovabili e non con cui poter generare il calore per alimentare le reti di teleriscaldamento.

6.1 Calore di scarto

Il calore di scarto secondo quanto riportato dall'Art.2(9) della Direttiva (UE) 2018/2001 (nota anche come RED II) rappresenta *"il calore o il freddo inevitabilmente ottenuti come sottoprodotti negli impianti industriali o di produzione di energia, o nel settore terziario, che si disperderebbero nell'aria o nell'acqua rimanendo inutilizzati e senza accesso a un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento, nel caso in cui la cogenerazione sia stata o sarà utilizzata o non sia praticabile"*.

Ai sensi della succitata Direttiva, il calore di scarto, in quanto energia termica non già sfruttata o sfruttabile ai fini di cogenerazione, viene quindi individuato come un possibile contributo energetico a sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TLR).

Una più dettagliata profilazione del calore di scarto è fornita nella Raccomandazione (UE) 2019/1659, Allegato IV, dove si riporta che *"In linea di principio il calore è considerato di scarto solo quando è il sottoprodotto di un altro processo, che verrebbe emesso nell'ambiente fino a quando non viene fornito per l'uso extra loco. In altre parole, il calore di scarto industriale equivale al carico di energia che non viene altrimenti estratto e richiede un raffreddamento esterno"*. Non è da considerare invece calore di scarto *"il calore generato principalmente allo scopo di essere utilizzato direttamente in loco o extra loco e che non è il sottoprodotto di un altro processo, indipendentemente dall'apporto energetico"*, *"il calore ottenuto dagli impianti di cogenerazione di calore ed energia elettrica (combined heat and power, CHP)"* e *"il calore che è o potrebbe essere recuperato internamente nello stesso sito"*.

Al fine di quantificare l'ammontare di calore di scarto rilasciato sull'intero territorio nazionale sono state esaminate le maggiori installazioni stazionarie del Paese che comprendono le seguenti tipologie impianti:

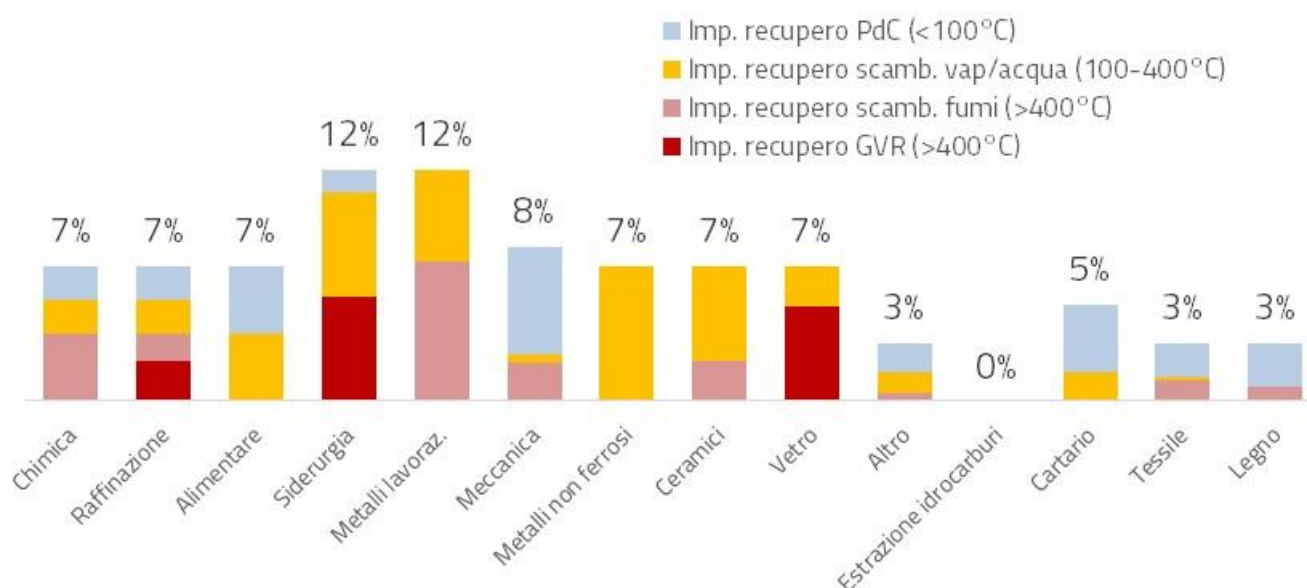
- Impianti industriali
- Impianti termoelettrici
- Impianti di incenerimento

6.1.1 Calore di scarto dagli impianti industriali

Il calore di scarto è stato stimato sulla base di fattori di recupero termico settoriali che esprimono il rapporto tra il calore di scarto rilasciato e potenzialmente recuperabile da un'installazione e i suoi consumi di energia. Tali fattori sono stati ricostruiti avvalendosi della collaborazione tecnica di RSE con cui si è proceduto ad effettuare un'ampia ricognizione bibliografica, ad approfondire alcuni casi reali di recuperi di calore di scarto da impianti industriali e ad effettuare alcune ulteriori valutazioni rispetto alla priorità di recupero a favore dei processi interni di stabilimento e alla continuità dei processi stessi.

I fattori di recupero variano sulla base dei processi industriali coinvolti e sono inoltre caratterizzati da diverse temperature a cui questi cascami termici si rendono disponibili e a cui sono applicabili specifici impianti di recupero (>400°C: generatori di vapore di recupero o scambiatori fumi/acqua, 100-400°C: scambiatori vapore/acqua, <100°C: pompe di calore).

Figura 71: Fattori di recupero calore di scarto per settore industriale



Il perimetro degli impianti industriali considerato nell'analisi coincide con le installazioni rientranti in ambito ETS i cui dati anagrafici sono riportati nell'Union Registry.

Applicando i fattori di recupero termico ai consumi di energia in ingresso a ciascuna installazione, si è stimato un calore di scarto complessivo di 18 TWh principalmente riconducibile ai settori della raffinazione, siderurgia, chimica e ceramica.

Figura 72: Calore di scarto per settore industriale esclusi termoelettrici e rifiuti

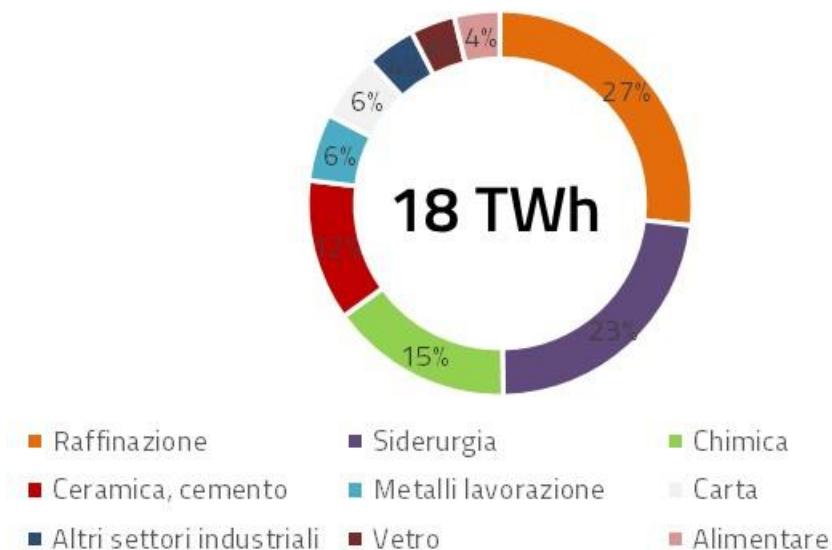
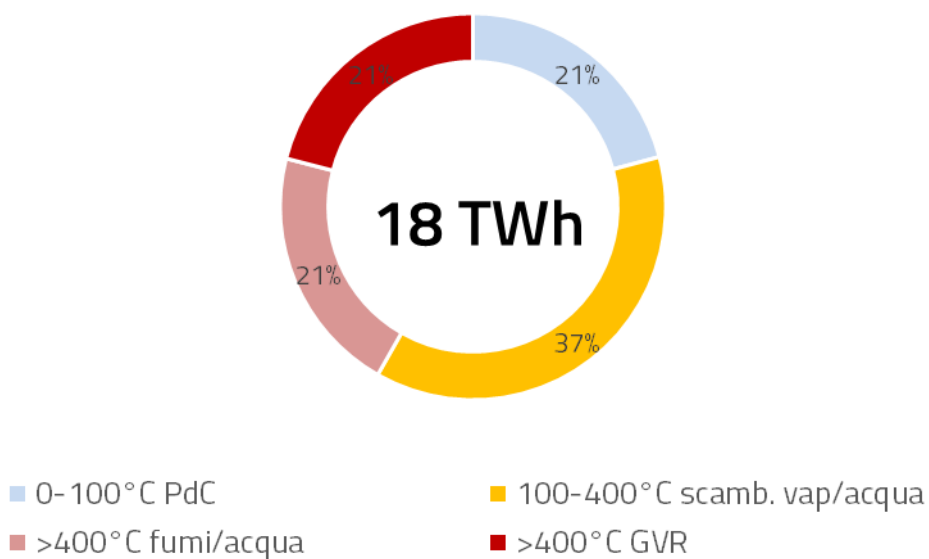


Figura 73: Calore di scarto industriale per fascia di temperatura e tipologia di impianto di recupero



Al fine di pervenire ad una stima quanto più possibile puntuale e sito-specifica dei costi di recupero termico per ciascuna installazione sono stati dimensionati i diversi impianti di recupero tipo (GVR, SFA, SVA, PdC) sulla base dei volumi dei cascami calore di scarto recuperabili nelle diverse fasce di temperatura e con ore di funzionamento delle installazioni industriali assunte pari a 7500 ore.

Figura 74: Mappa calore di scarto da impianti industriali per settore



6.1.2 Calore di scarto dagli inceneritori

Dal catasto dei rifiuti ISPRA²⁵ si evince che in Italia nel 2018 risultano in esercizio 38 impianti di incenerimento²⁶ che trattano 6,3 mln tonnellate di rifiuti.

Per ciascun inceneritore sono stati ricostruiti i dati energetici di consumo di energia primaria, produzione elettrica, calore utile cogenerato, calore immesso nelle reti TLR (fonti: ISPRA, Terna, GSE).

Il rapporto tra calore utile cogeneratore ed energia primaria consumata risulta negli inceneritori pari in media al 33% negli inceneritori che producono elettricità in cogenerazione. Questo valore è stato assunto come target di produzione termica minima da raggiungere su tutti gli inceneritori in esercizio. Per gli impianti di incenerimento che presentavano valori inferiore a tale soglia si è quindi applicato questo valore target e

²⁵ <https://www.catasto-rifiuti.isprambiente.it/index.php?pg=&width=1366&height=768>.

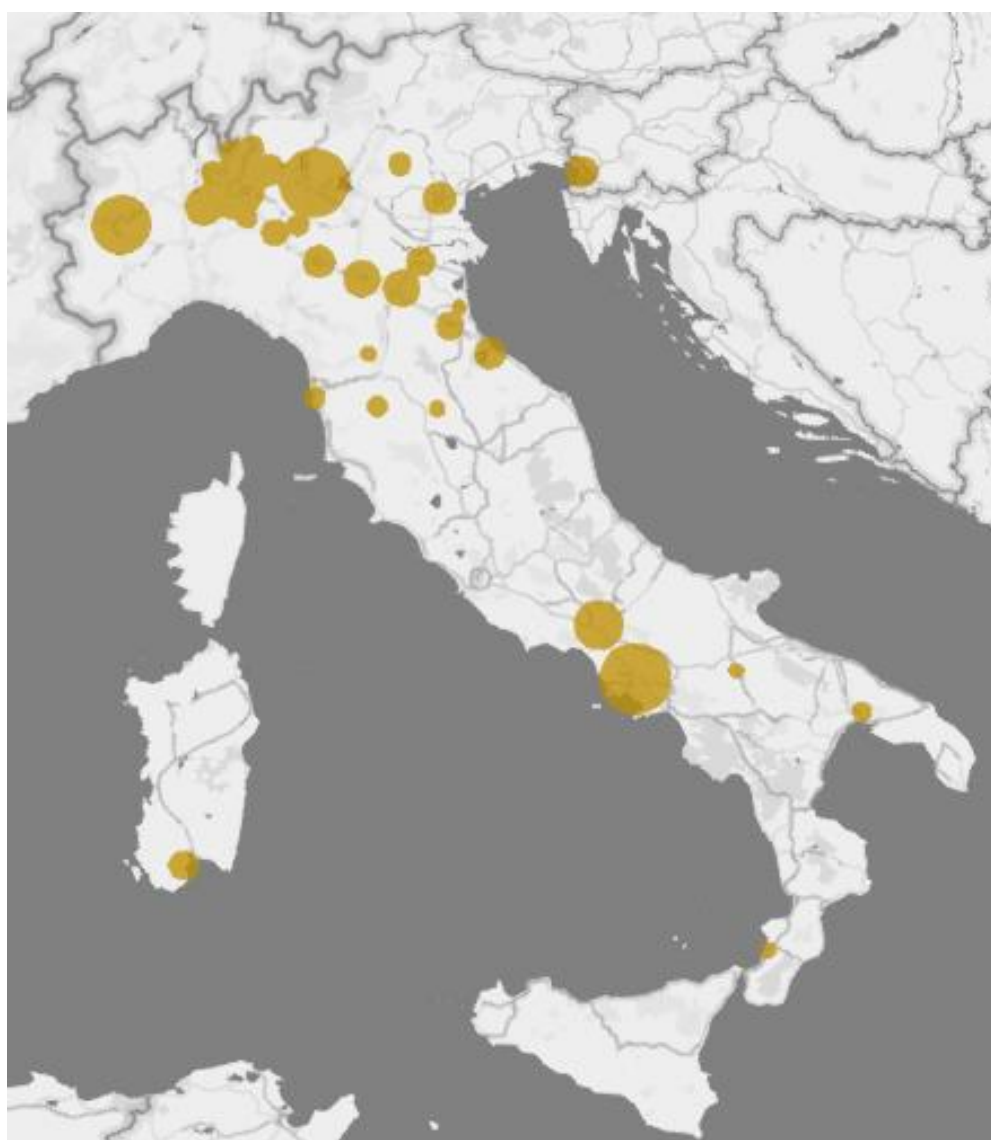
²⁶ Sono impianti di incenerimento di rifiuti urbani che non comprendono gli impianti di co-incenerimento. Sono tutti impianti di termovalorizzazione che producono elettricità e in poco più della metà dei casi in cogenerazione.

sottratto il calore utile già prodotto per reti TLR o altri usi, ottenendo un valore di calore producibile incrementale di 3,9 TWh.

Questa produzione di calore utile può avvenire principalmente mediante interventi di retrofit sugli impianti e modifiche di assetto di esercizio volti ad incrementare la quota di energia termica cogenerata a fronte di una parziale riduzione della produzione elettrica²⁷.

Nei risultati finali del lavoro l'incremento di produzione del calore da rifiuti viene contabilizzato come CHP a rifiuti.

Figura 75: Mappa rifiuti trattati negli inceneritori in Italia nel 2018



²⁷ In linea a quanto riscontrato sugli impianti CAR a rifiuti è stato considerato un fattore pari a 0,2, che comporta una riduzione di produzione elettrica rispetto all'assetto non cogenerativo di 0,2 MWh ogni MWh di energia termica cogenerata.

6.1.3 Calore di scarto negli impianti termoelettrici

Dall'analisi dei dati di esercizio degli impianti CAR asserviti a reti di teleriscaldamento nel 2018 si rilevano i seguenti rendimenti termici medi annui (calcolati come rapporto tra calore utile e i consumi totali impianto).

Tabella 55: Rendimenti termici medi annui impianti CAR per classe di potenza

Taglia tipo	η_H
<10 MWe	37%
10-100MWe	34%
>100MWe	18%

Applicando questi rendimenti indicativi ai consumi di combustibile delle centrali termoelettriche rientranti nel perimetro ETS e sottraendo la parte di calore già prodotta in assetto cogenerativo si è stimato il calore utile incrementale producibile se tutti gli impianti termoelettrici ETS raggiungessero le performance termiche degli impianti CAR-TLR.

Figura 76: Mappa calore di scarto termoelettrici ETS in Italia



Sulla base di quanto descritto si stimano circa 45 TWh di calore utile incrementale producibile da impianti termoelettrici.

Questo calore utile potenziale può essere prodotto principalmente mediante interventi di retrofit sugli impianti e modifiche di assetto di esercizio volti ad incrementare la quota di energia termica cogenerata a fronte in parte di una riduzione della produzione elettrica. Nei risultati finali del lavoro l'incremento di calore recuperabile da impianti termoelettrici viene contabilizzato come CHP a gas.

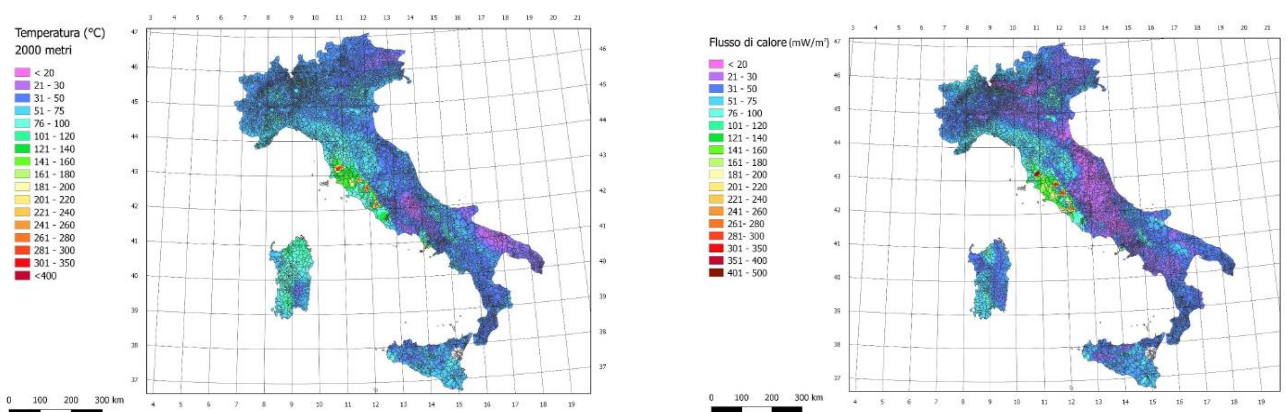
6.2 Geotermia

Per l'analisi del potenziale da fonte geotermica si è partiti dai dati di "Zonazione geotermica del territorio italiano" pubblicati dal MISE nel 2017 che caratterizzano il sottosuolo del Paese da un punto di vista geotermico su base comunale che consente di acquisire i seguenti dati:

- temperatura (°C) minima, media e massima a 1.000, 2.000 e 3.000 metri di profondità;

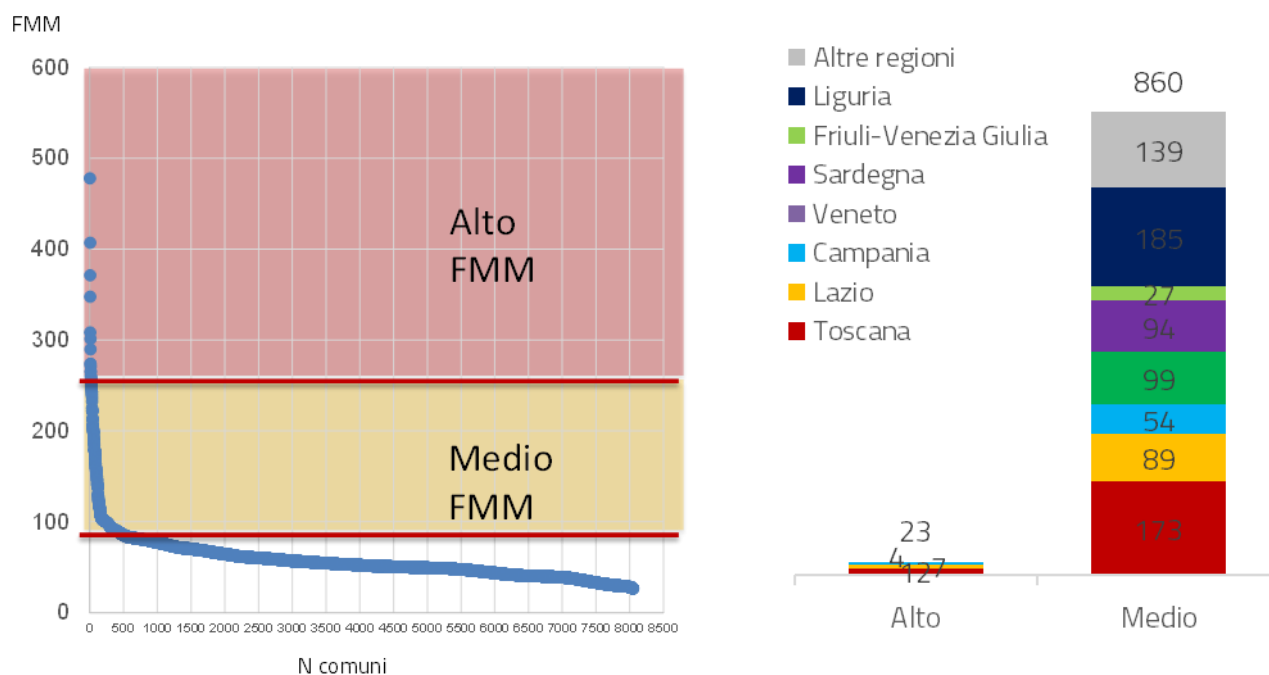
- flusso di calore (mW/m²) minimo, medio e massimo;
- profondità (metri) minima, media e massima del tetto serbatoio carbonatico ove mappato

Figura 77: Mappa temperature a 2000 metri di profondità e flusso di calore superficiale



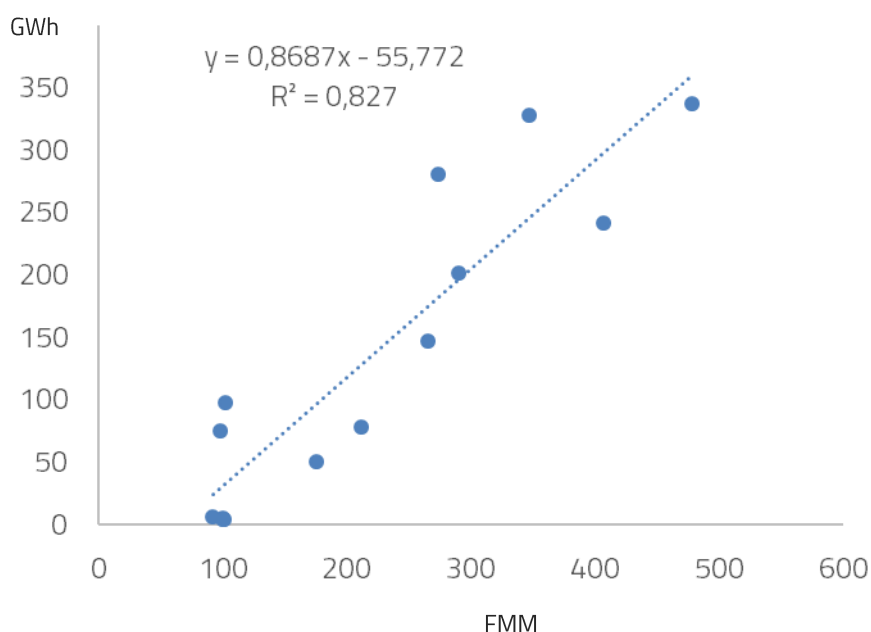
Sono stati clusterizzati i comuni in zone ad alto, medio e basso flusso di calore superficiale sulla base del range di valore riscontrato sul parametro FMM, calcolato come media aritmetica tra il flusso di calore superficiale massimo e medio del comune. Questo parametro calcolato per tutti i comuni risultava generalmente più elevato per i comuni con sfruttamenti geotermici ad alta e media entalpia e di conseguenza consentiva di isolarli seppur con un certo grado di approssimazione.

Figura 78: Clusterizzazione dei comuni per flusso di calore superficiale geotermico (FMM)



Per stimare l'energia termica potenzialmente producibile da geotermia per ciascun comune²⁸ è stata elaborata una funzione parametrica empirica, flussi superficiali-energia termica. Le zone con potenziale di geotermia a bassa entalpia, che non riuscivano ad essere ben rappresentate dalla modellizzazione descritta sono state considerate all'interno della stima del potenziale delle pompe di calore.

Figura 79: Parametrica energia geotermica flusso di calore superficiale

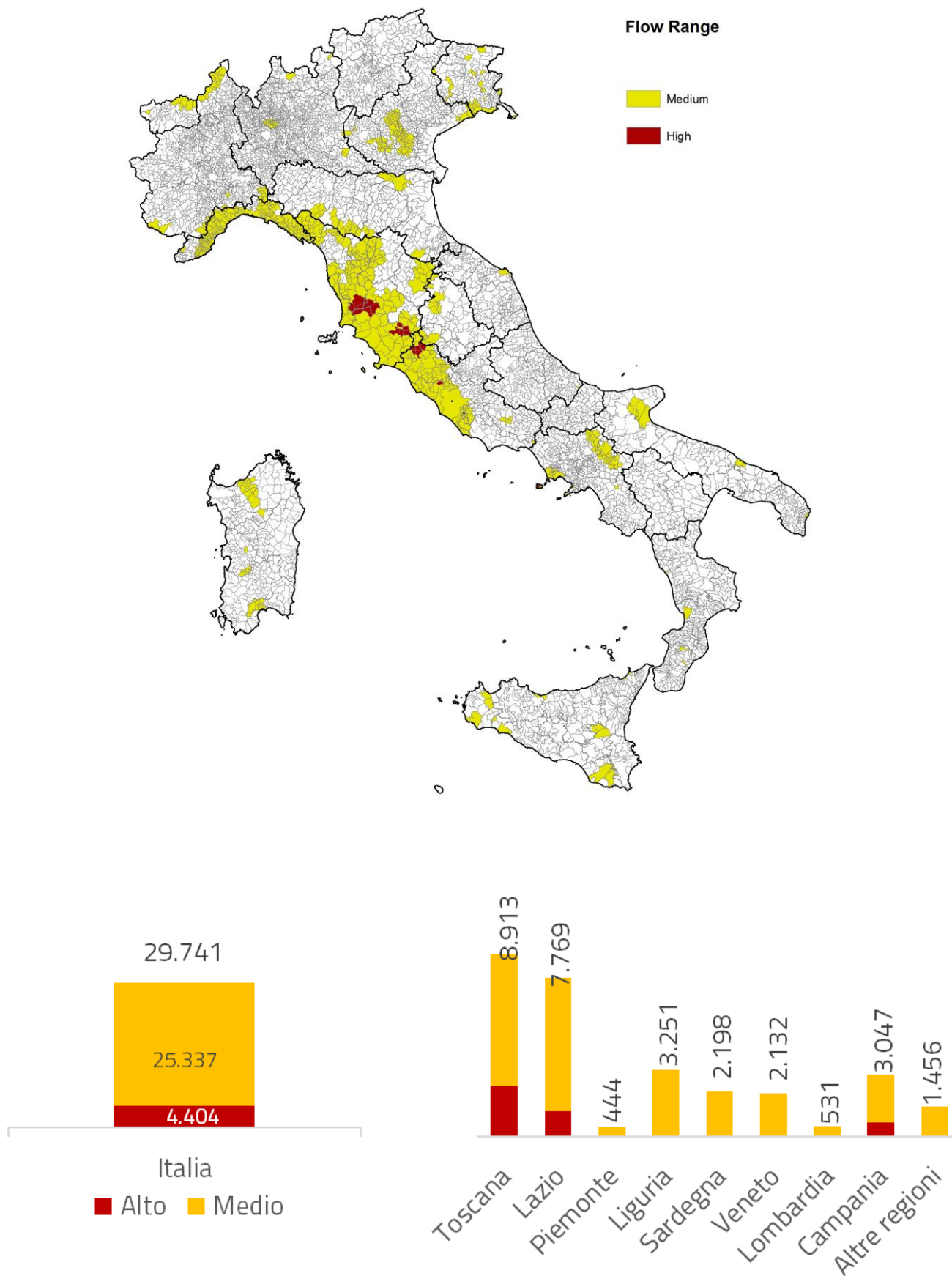


Sulla base della metodologia illustrata, in Italia si stima un potenziale di quasi 30 TWh di energia producibile da geotermico. Oltre 16 TWh in Toscana e Lazio, mentre altre Regioni quali: Liguria, Campania, Sardegna e Veneto presentano una buona producibilità a media entalpia.

Si segnala altresì che questa notevole quantità di energia geotermica a media alta entalpia è concentrata in circa 500 comuni, spesso caratterizzati da urbanizzazione limitata, in alcuni casi condizioni climatiche miti (ad es. Campi Flegrei, Sardegna). Per queste ragioni la suddetta potenziale offerta di energia termica da geotermia è limitata dall'entità della domanda di calore teleriscaldabile di queste aree come evidenziato nel Paragrafo 7.3.2.

²⁸ La stima del potenziale geotermico qui elaborata attraverso la variabile flusso superficiale non può sostituire una valutazione più completa delle condizioni di sottosuolo sito-specifiche.

Figura 80: Energia geotermica potenziale per cluster di flusso d superficiale, mappa e grafici (GWh)



6.3 Biomasse

6.3.1 Zonizzazione delle aree vocate all'utilizzo di biomasse

Il potenziale tecnico delle biomasse è stato valutato a livello territoriale sulla base di una serie di indicatori volti a descrivere quanto ciascun comune fosse vocato all'utilizzo di biomasse, caratteristica che dipende da molteplici fattori che vanno al di là della disponibilità di risorsa boschiva locale che comunque permane come fattore abilitante.

Gli indicatori presi in considerazione per la zonizzazione fanno riferimento ai seguenti aspetti:

- domanda di biomassa a fini energetici
- offerta di biomassa boschiva locale a fini energetici
- metanizzazione
- presenza di reti di teleriscaldamento
- livelli di particolato
- altimetria
- grado di urbanizzazione
- zone climatiche
- ecoRegioni.

È stato sviluppato quindi un modello di calcolo che attraverso opportuni pesi e punteggi assegnati agli indici sopra citati consente di definire un indice adimensionale ponderato rappresentativo delle aree più vocate all'impiego di biomassa (IAVB)

Tabella 56: Driver, pesi e criteri di punteggio utilizzati per la ponderazione dell'indice IAVB

Indicatore	Peso %	Punteggio		
		1	2	3
Offerta biomasse forestali	25%	<5 GWh/ha di prelievi forestali	>5 e <20 GWh/ha	>20 GWh/ha di prelievi forestali
Metanizzazione	20%	Comuni metanizzati	-	Comuni non metanizzati
Domanda biomassa residenziale	15%	Fabbisogno coperto da biomasse <2 GWh e quota di abitazioni che utilizzano biomassa <30%	Fabbisogno coperto da biomasse compreso tra 2-10 GWh o quota di abitazioni che utilizzano biomassa >30%	Fabbisogno coperto da biomasse >10 GWh
Livelli di particolato	(*)	> 35 sforamenti	Tra 10 e 35 sforamenti	0-10 sforamenti
Grado di urbanizzazione	10%	Urbanizzazione elevata	Urbanizzazione moderata	Comuni prevalentemente rurali
Clima	10%	Zone A-B	Zone C-D	Zone E-F

Altimetria	10%	Pianura (Fascia 0-300 metri s.l.m.)	Collina interna/collina litoranea (300-600 metri s.l.m.)	Montagna interna/montagna litoranea (oltre i 600 metri s.l.m.)
Presenza reti TLR	10%	Assenza reti TLR	Presenza reti TLR non alimentate a biomassa	Presenza reti TLR alimentate a biomassa
EcoRegioni	0%	Sezioni: Padana, Sarda, Siciliana	Sezioni: Tirrenica Centro Settentrionale, Adriatica Centrale, Adriatica Meridionale, Appenninica Meridionale, Tirrenica Meridionale	Sezioni: Alpina Occidentale, Alpina Centro Orientale, Appenninica Settentrionale e Nord Occidentale, Appenninica Centrale

(*) Si assume valore pari a 100% qualora vi siano rilevazioni che ricadono nei casi dei punteggi 1 e 2.

L'indice delle aree vocate alla biomassa (IAVB) per comune risultante dalla ponderazione dei diversi indicatori tende a premiare maggiormente i comuni con caratteristiche territoriali sfavorevoli all'istaurarsi di problematiche di particolato, in cui sia la domanda che l'offerta di biomassa sono elevate, e che presentano delle infrastrutture in cui la biomassa potrebbe giocare un ruolo importante (es. non metanizzati, esistenza di una rete TLR che consente un impiego più razionale della risorsa biomassa). I comuni sono stati suddivisi in tre cluster di punteggio:

- IAVB > 2,25: buona compatibilità per l'utilizzo di biomassa, tutti i driver sono stati valutati in maniera tendenzialmente positiva, ricadono come rappresentato dalla mappa sottostante nelle zone montuose del Paese caratterizzate da una potenziale offerta boschiva locale di interesse, non del tutto metanizzate, bassa urbanizzazione e più in generale condizioni che dovrebbero sfavorire l'istaurarsi di problematiche di particolato.
- IAVB 1,75-2,25: media compatibilità all'utilizzo di biomassa. La valutazione dei driver nel suo insieme è risultata intermedia comprende diverse tipologie di comuni e casistiche tipo
- IAVB < 1,75: bassa compatibilità all'utilizzo di biomassa. La valutazione dei driver nel suo insieme è risultata piuttosto bassa comprende soprattutto comuni pianeggianti, ad elevata urbanizzazione, metanizzati e in diversi casi con problematiche di particolato.

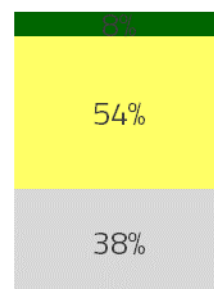
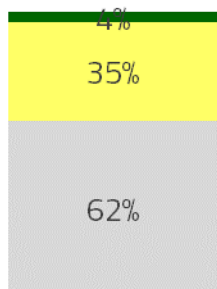
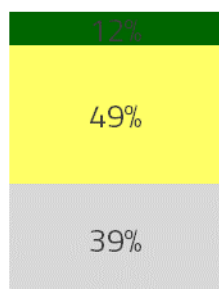
Figura 81: Mappa e grafici Indice aree vocate biomassa (IAVB) per comune



≈ 8.000 comuni

16,9 Mtep

3,9 Mtep



num comuni

domanda risc res

domanda biomasse res

■ Bassa (IAVB < 1,75)

■ Media (IAVB 1,75-2,25)

■ Alta (IAVB > 2,25)

Si passano ora in rassegna i singoli indicatori, fornendo una breve descrizione di ciascuno e la fonte ufficiale da cui origina la base dati per le analisi condotte interpolando fra loro i vari indicatori, al fine di zonizzare le aree a maggiore vocazione di biomasse.

6.3.2 Offerta di biomassa forestale territoriale

Il patrimonio forestale italiano è costituito da circa 9 milioni di ettari di foreste e da quasi 2 milioni di ettari di altre terre boscate, in prevalenza arbusteti, boscaglie e macchia. Pertanto, a partire da un'estensione forestale stimata nell'Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio (INFC) in quasi 11 milioni di ettari al 2015, è stato dunque possibile stimare la disponibilità di biomassa boschiva e la relativa energia da essa ricavabile. Tuttavia, occorre vagliare bene la qualità e la quantità della superficie boschiva che si va a considerare: secondo le stime dell'INFC 2015, le superfici forestali sfiorano gli 11 milioni di ettari, ma oltre 1,8 mln di ettari sono altre terre boscate, con un tasso di prelievo forestale assai contenuto.

Ai 9 milioni di ettari di superficie boschiva forestale effettiva occorre stornare un ulteriore 12% circa di superficie forestale soggetta a limitazioni al prelievo. Pertanto, complessivamente in questa analisi cautelativa, circa 5 milioni di ettari risulterebbero raggiunti da una viabilità minima tale da consentire le attività di esbosco di tipo ordinario.

Complessivamente, le aree forestali coprono oltre il 35% del territorio nazionale e in alcune Regioni rappresentano la forma di copertura più importante, occupando circa il 50% o più della superficie regionale, come accade in Trentino-Alto Adige, Liguria, Toscana, Umbria e Sardegna. Le Regioni con il tasso di superficie forestale più basso sono la Puglia e la Sicilia. La superficie forestale è aumentata costantemente nell'ultimo secolo, grazie alla colonizzazione spontanea di aree marginali; recentemente si osserva un rallentamento dell'espansione del bosco, dovuto probabilmente al diminuire della disponibilità di aree idonee²⁹.

La tabella sottostante illustra la ripartizione regionale delle superfici forestali in Italia. Si nota come la quota più significativa sia relativa alla Sardegna, con oltre 583.000 ettari di bosco e 653.000 ettari di altre terre boscate, seguita dalla Toscana.

Tabella 57: Superfici forestale per Regione/Provincia autonoma in ettari (INFC 2015)

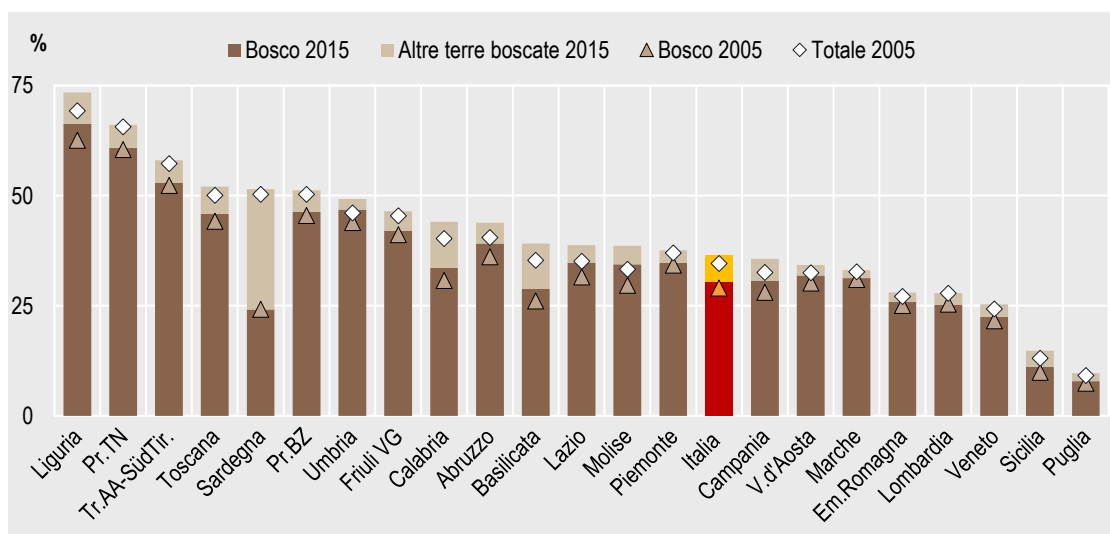
Regione	Superficie forestale 2015 (ha)
Abruzzo	475.093
Basilicata	393.864
Calabria	670.968
Campania	486.945
Emilia Romagna	629.624
Friuli Venezia Giulia	365.486
Lazio	667.704
Liguria	397.531
Lombardia	664.192

²⁹ Fonte: RAF Italia 2019 su dati INFC

Marche	311.032
Molise	172.222
Piemonte	955.111
Puglia	189.086
Sardegna	1.241.408
Sicilia	381.647
Toscana	1.196.992
P.A. Trento	410.201
P.A. Bolzano	378.903
Umbria	416.660
Valle d'Aosta	111.718
Veneto	465.625
Italia	10.982.013

L'estensione boschiva regionale è opportuno commisurarla all'estensione della Regione e anche alla tipologia di bosco e alle diverse rese in termini di legname che ne possono derivare.

Figura 82: Superficie forestale per Regione. Anni 2005 e 2015 (Percentuale sul totale)



Per quanto la biomassa forestale non sia l'unica tipologia di biomassa per alimentare apparecchi di riscaldamento domestici e reti di TLR (potature delle colture arboree, scarti e falci agricoli, pellet, alle cortecce, al cippato, bricchetti, etc.), risulta quella di uso prevalente e ha un'importante connessione diretta con le filiere locali di approvvigionamento, che, se accortamente stimolate per incrementare gli attuali tassi di prelievo forestale, potrebbero essere degli utili volani per le economie agroforestali locali, nonché rappresentare delle valide alternative agli ingenti flussi di prodotti legnosi a destinazione energetica importati nel nostro Paese dall'estero.

Al pari di altre fonti, la biomassa legnosa può essere trasportata ma si è ritenuto opportuno valutare più adatta all'utilizzo zone in cui questa risorsa è disponibile a livello locale, così da minimizzare la componente trasporto, che ha ricadute importanti sia da un punto di vista ambientale che economico.

Per stimare l'offerta di legna per usi energetici da biomassa forestale si è calcolata la massa di legna riconducibile agli accrescimenti delle superfici di ciascuna Regione, ottenuti moltiplicando le superfici boschive regionali (inventario INFC 2015, escludendo altre superficie boscate) con i valori medi regionali degli incrementi volumici boschivi e con la massa volumica della fitomassa (inventario INFC 2005). Per quanto riguarda la quota di prelievo sugli incrementi a fini energetici si è assunto un valore pari al 30%³⁰ in linea agli attuali sfruttamenti e un PCI di 3,4 kWh/kg relativo a legna stagionata per un'estate. Il tasso di prelievo sull'accrescimento annuo si aggira in Italia secondo le più recenti fonti quali il RAF (Rapporto nazionale sullo stato delle foreste in Italia) dal 18% al 37%, ben al di sotto di quel 62-67% che rappresenta la media dell'Europa meridionale (State of Europe's Forests 2015).

I valori di questi prelievi potenziali regionali sono stati poi ripartiti a livello comunale grazie all'impiego di dati ISPRA che forniscono per ciascun comune i dati sulla copertura di suolo con indicazione degli ettari ricoperti da alberi.

Rapportando questi prelievi alle superfici comunali si è ottenuto un indicatore di potenziale prelievo di biomassa per unità di superficie; alle zone con valori più alti dell'indicatore, e quindi caratterizzate da maggiore boscosità, è stato assegnato un maggior punteggio in termini di predisposizione della zona alla realizzazione di reti di teleriscaldamento alimentate da questa fonte. Chiaramente questa scelta porta a considerare prioritarie quelle zone che potrebbero almeno in parte fornire delle risorse forestali locali al teleriscaldamento, riducendo gli impatti ambientali ed economici legati ai trasporti e favorendo anche tutta una filiera volta all'utilizzo sostenibile e il mantenimento del patrimonio forestale.

³⁰ Il valore è da intendersi come valore potenziale indicativo medio nazionale, è previsto un ulteriore affinamento della metodologia utilizzata nel presente studio al fine di modulare questo parametro sulla base di dati sito-specifici che consentano di tener conto dell'accessibilità del patrimonio forestale locale e i tassi di prelievo già praticati.

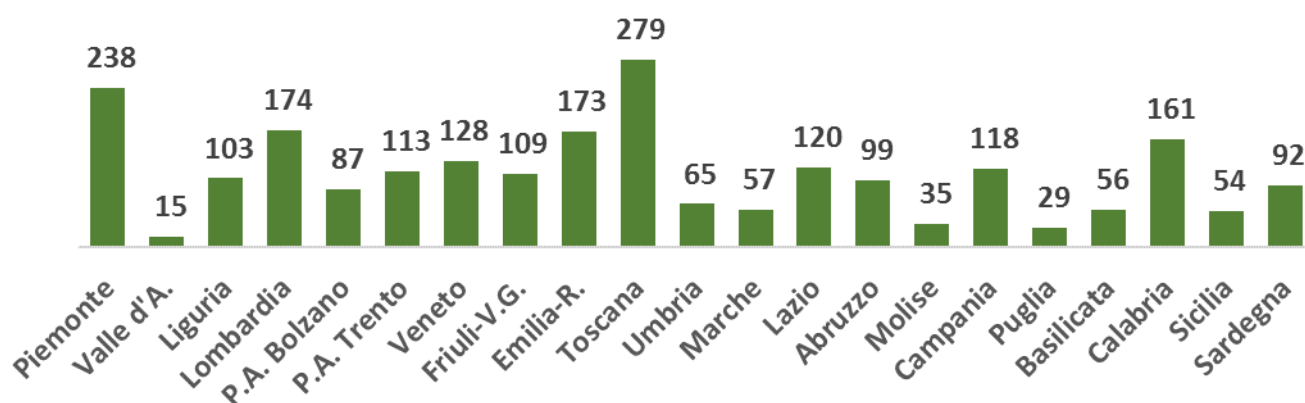
Figura 83: Potenziale offerta biomassa da prelievi forestali per Comune



Il potenziale nazionale elaborato ammonta a 2,3 Mtep con una distribuzione non dissimile dalla superficie forestale.

Si precisa che lo scopo di quest'analisi non è quello di determinare un valore assoluto di biomassa prelevabile e destinabili a scopi energetici bensì quello di fornire un orientamento sulla maggior o minor vocazione di un territorio ad offrire biomassa locale da poter destinare anche al settore del teleriscaldamento.

Figura 84: Potenziale prelievo forestale regionale (ktep)



6.3.3 Domanda di biomassa per riscaldamento territoriale

Il fabbisogno degli edifici a livello comunale è stato calcolato a partire dai consumi regionali di biomassa rilevati dalle statistiche GSE sulle fonti rinnovabili. A partire da tali consumi, applicando rendimenti di trasformazione caratteristici degli impianti termici a biomassa, sono stati stimati i fabbisogni regionali di biomassa. Da questi ultimi e dal numero di abitazioni con un impianto alimentato a biomassa come principale fonte di riscaldamento domestico (Fonte censimento ISTAT 2011) è stato ricavato un indicatore del fabbisogno specifico di biomassa per abitazione differenziato per le sei fasce climatiche nazionali. Applicando tale indicatore al numero di abitazioni comunali con un impianto alimentato a biomassa come principale fonte di riscaldamento domestico³¹ e normalizzando tale dato rispetto ai consumi totali regionali individuati è stato possibile stimare con un certo grado di approssimazione la domanda di riscaldamento soddisfatta da biomassa per ciascun comune.

Come orientamento generale prospettico, occorre sottolineare che nel PNIEC si prevede un impiego di biomassa stabile al 2030, che pertanto conserverebbe l'attuale assetto produttivo, efficientato con una migliore allocazione degli attuali volumi di biomassa in circolazione (ad esempio con meno import e valorizzando maggiormente le filiere agroforestali locali) in particolare nel settore termico, mentre nell'elettrico si assisterebbe a una graduale riduzione degli impieghi bioenergetici complessivi.

In quest'ottica sono stati quindi attribuiti punteggi più elevati nei comuni in cui è ampiamente diffuso l'utilizzo di biomasse (in termini di fabbisogni assoluti soddisfatti da biomassa e di quota % di abitazioni che la utilizzano) e dove quindi il teleriscaldamento potrebbe rappresentare un'importante leva di efficientamento e di riduzione delle emissioni.

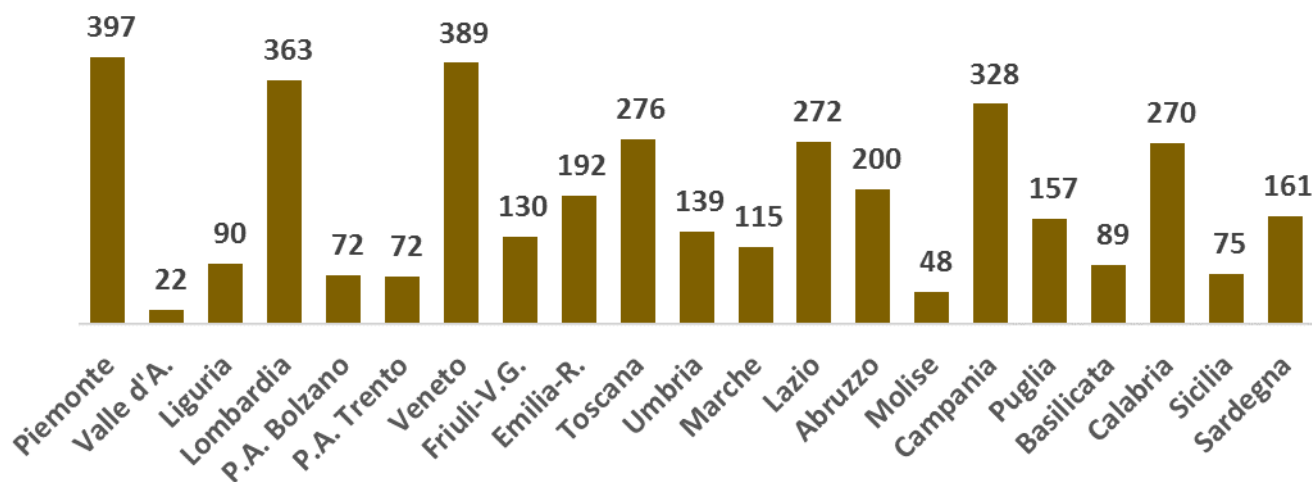
³¹ Elaborati dal GSE sulla base dei microdati ISTAT sulle tipologie di impianto termico presenti nelle abitazioni di ogni sezione censuaria, resi disponibili da ISTAT al Politecnico di Milano e in seguito condivisi con GSE

Figura 85: Domanda di biomassa per Comune



I fabbisogni nazionali di riscaldamento coperti da biomassa ammontano a 3,9 Mtep (6,2 Mtep in consumi finali), con una prevalenza in Lombardia, Piemonte, Veneto (30% dei fabbisogni nazionali di biomassa).

Figura 86: Domanda di riscaldamento residenziale da biomassa per Regione/Provincia autonoma (ktep)

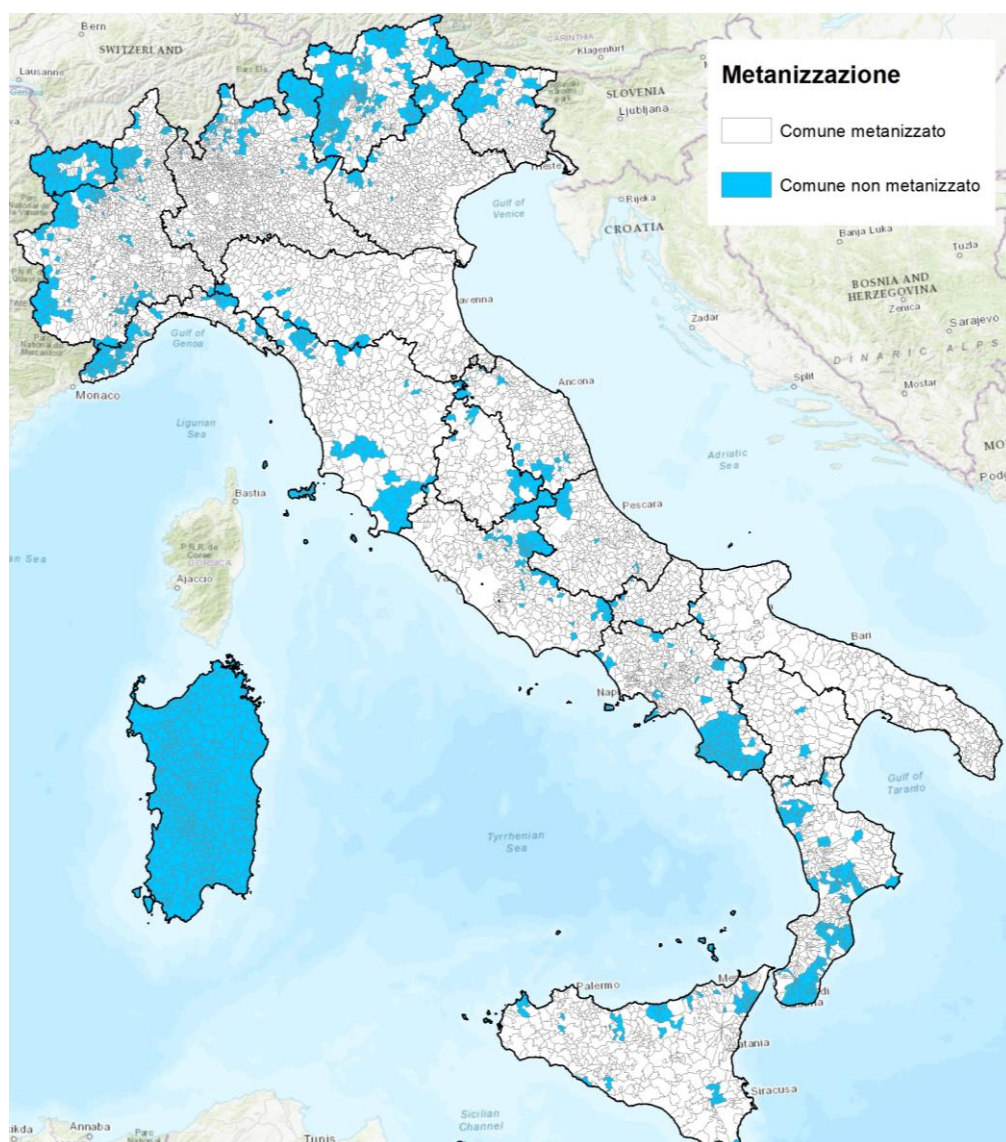


6.3.4 Metanizzazione

Per la fascia climatica E, sono stati conteggiati i comuni non metanizzati alla luce dei contenuti del DM MEF 9 marzo 1999 e s.m.i. e dei dati del MiSE sulla distribuzione del gas naturale in Italia. La metanizzazione dei comuni è un aspetto molto importante per individuare, in assenza di questa, una fonte energetica alternativa, magari insistente in loco come possono essere le biomasse forestali oggetto della presente disamina. Ovviamente ci possono essere situazioni di convivenza parallela o competizione economica tra le due suddette fonti, a seconda della configurazione che coinvolge le singole utenze (reti TLR oppure apparecchi di riscaldamento singoli).

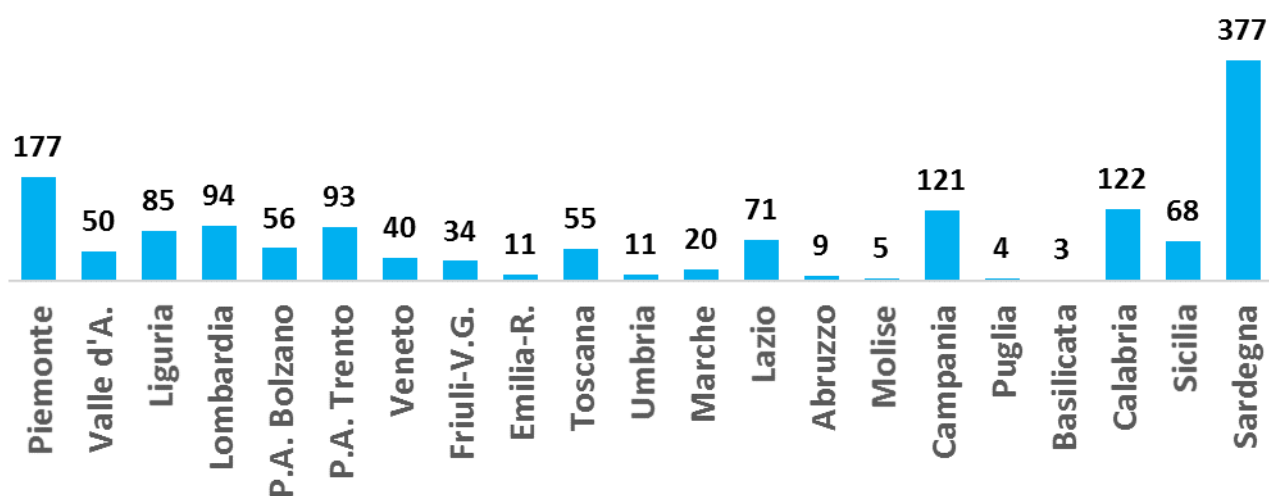
Poiché nel corso degli anni la situazione muta e molti comuni sono raggiunti progressivamente dal metano, si assiste chiaramente a un cambiamento e adeguamento dei paradigmi energetici locali, con progressivi spostamenti da una tecnologia all'altra. Certamente, la tradizionale fonte a biomassa rappresenta nei comuni non metanizzati ancora oggi una consistente risorsa e soprattutto per le utenze singole autonome la tipologia esclusiva di riscaldamento.

Figura 87: Comuni non metanizzati



La biomassa (insieme alle pompe di calore) rappresenta nei comuni non metanizzati, spesso localizzati in zone montane, una risorsa più sostenibile ed economica delle soluzioni alternative alimentate da prodotti petroliferi.

Figura 88: Numero comuni non metanizzati per Regione e Provincia autonoma

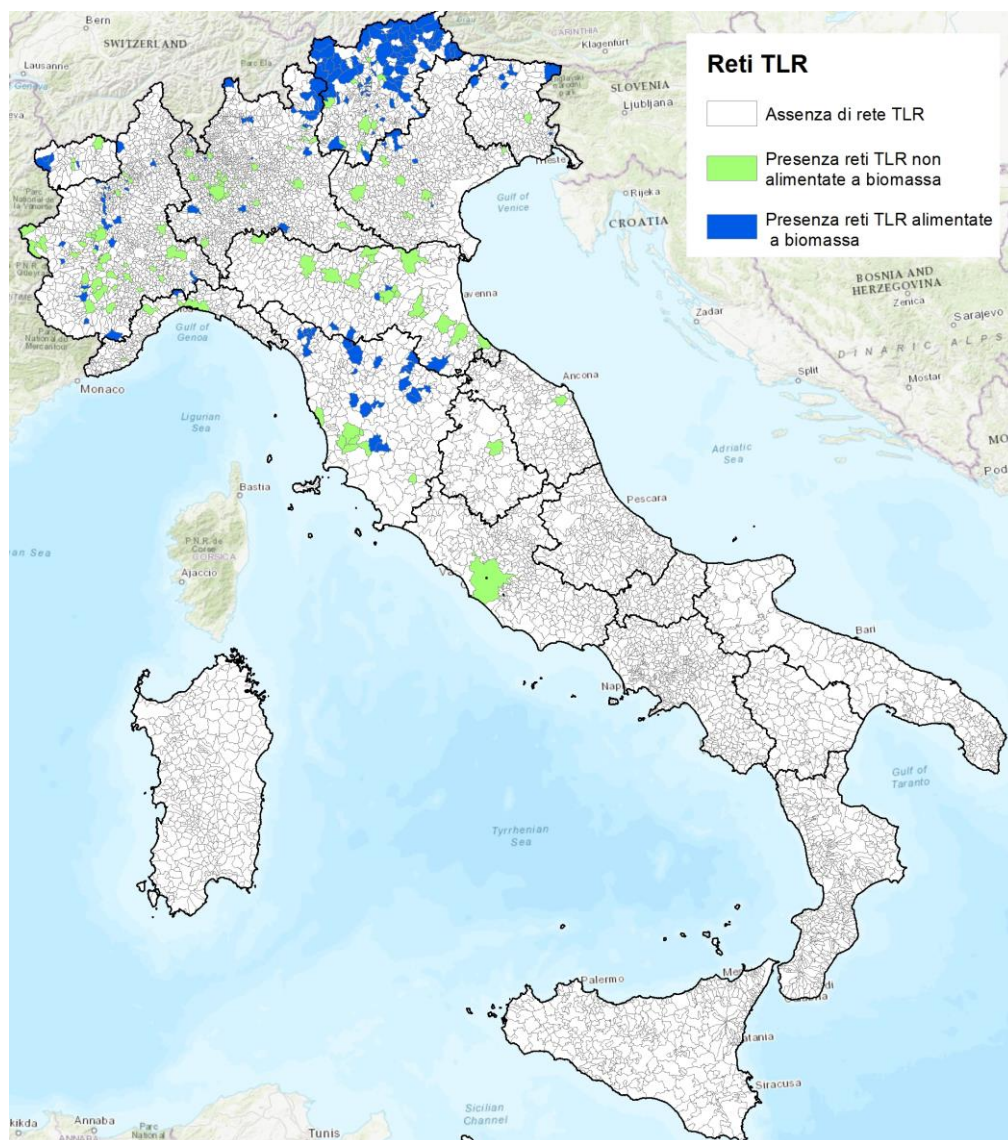


6.3.5 Presenza di reti di TLR

Mediante i dati GSE, è possibile analizzare la distribuzione territoriale attuale delle reti di teleriscaldamento in Italia e si possono identificare possibili economie di scala in particolari situazioni di contiguità territoriali, soprattutto in ottica di valorizzazione e sfruttamento degli approvvigionamenti della biomassa locale e della logistica a essa connessa.

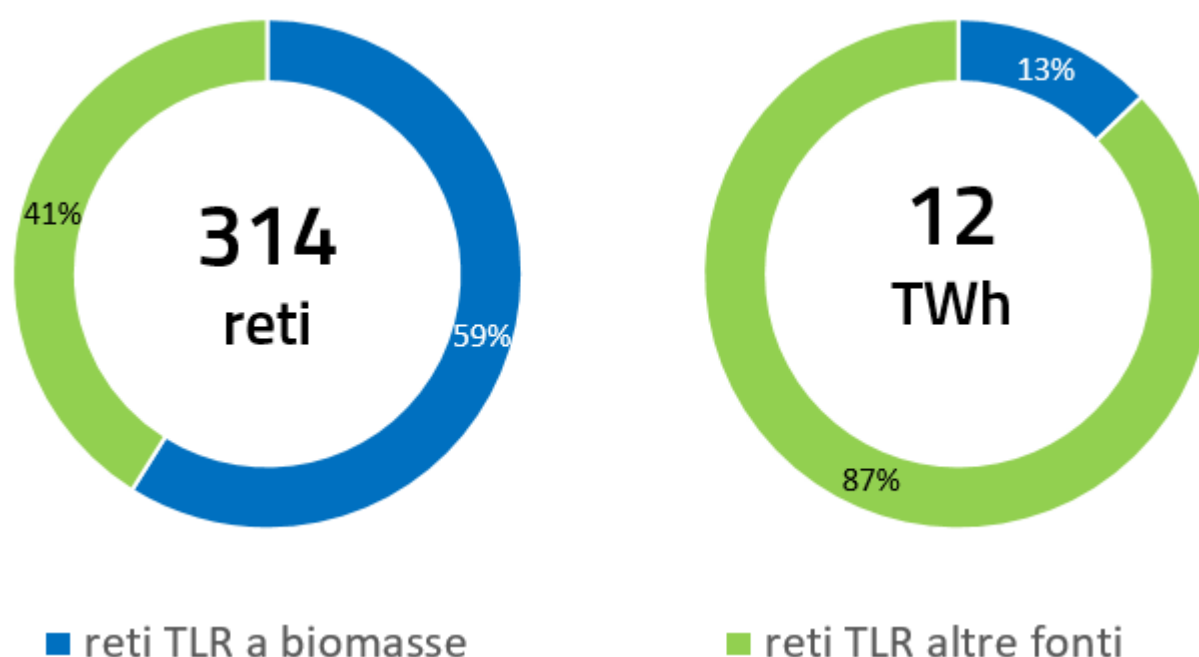
Sono opportunità di prossimità tra offerta della risorsa e domanda energetica, in cui la rete TLR può fungere da raccordo e vettore in grado di integrare in modo più efficiente l'uso delle biomasse e l'intero comparto agroforestale, dall'esbosco, al trasporto, allo stoccaggio e alle operazioni di combustione nella centrale termica.

Figura 89: Presenza di reti TLR a livello comunale



La biomassa rappresenta una fonte molto diffusa in ambito teleriscaldamento, oltre 180 reti TLR la impiegano per circa 1,5 TWh di energia termica immessa da biomassa.

Figura 90: Numero reti ed energia immessa da biomassa nel teleriscaldamento



6.3.6 Qualità dell'aria

Rispetto a inquinanti atmosferici quali il PM10, il cui numero di sforamenti annuali per legge non può essere superiore a 35 giorni all'anno, sono state consultate le statistiche sul portale dell'European Environmental Agency, in cui sono riportati i riferimenti puntuali alle singole centraline di rilevazione dell'inquinamento atmosferico. Si tratta di un indicatore assai dirimente nell'ambito di quest'analisi comparata tra parametri che possono incoraggiare o meno la vocazione bioenergetica di un certo territorio comunale rispetto a un altro, specie perché sulla qualità dell'aria la combustione delle biomasse recita da sempre, in particolare per alcuni bacini geografici della penisola, un ruolo molto dibattuto e oggetto di numerosi provvedimenti normativi e di buone pratiche adottate ad hoc.

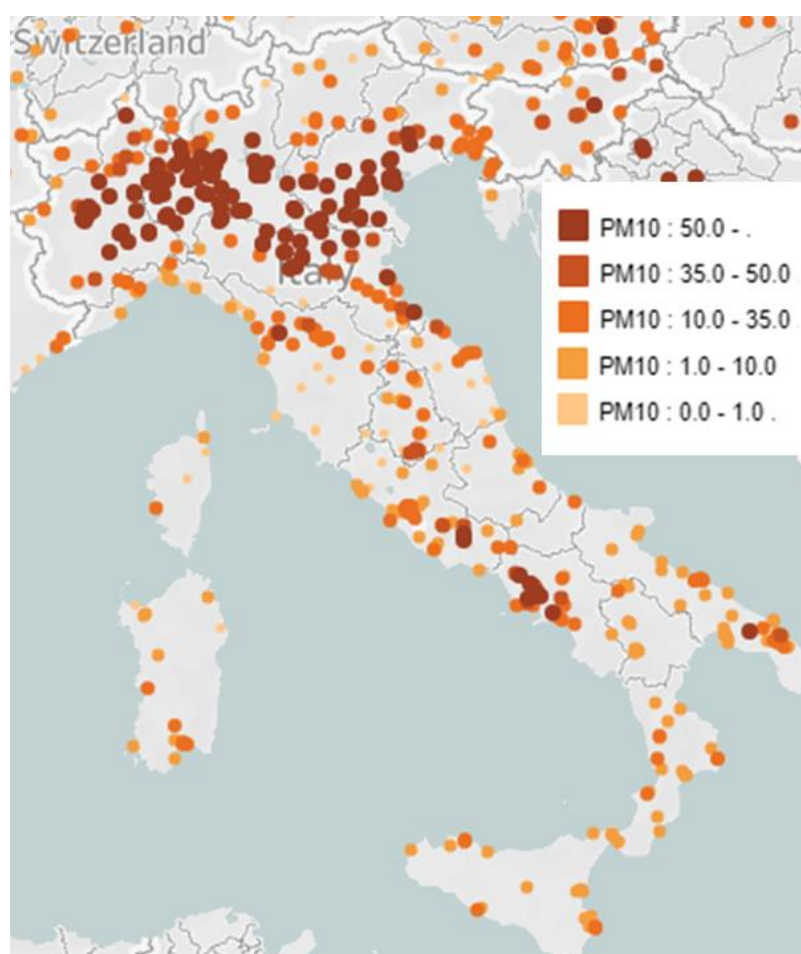
La legislazione comunitaria e italiana prevede la suddivisione del territorio in zone e agglomerati sui quali svolgere l'attività di misura e poter così valutare il rispetto dei valori obiettivo e dei valori limite.

La Regione Lombardia ha provveduto, in tal senso, con la DGR n.2605 del 30 novembre 2011 a mettere in atto l'adeguamento della zonizzazione, presentando la ripartizione del territorio regionale nelle seguenti zone e agglomerati: Agglomerato di Bergamo, Agglomerato di Brescia, Agglomerato di Milano, Zona A - pianura ad elevata urbanizzazione, Zona B - pianura, Zona C - montagna, Zona D - fondovalle. Tale ripartizione vale per tutti gli inquinanti monitorati ai fini della valutazione della qualità dell'aria, mentre per l'ozono vale l'ulteriore suddivisione della zona C in: Zona C1 - area prealpina e appenninica, Zona C2 - area alpina. Oltre a provvedimenti sulla circolazione veicolare, sono stati presi provvedimenti anche sulla combustione della legna/biomasse: dal 1° ottobre al 31 marzo di ogni anno, è in vigore anche il divieto di utilizzo di apparecchi per il riscaldamento domestico poco efficienti alimentati a biomassa legnosa. La limitazione si applica nel caso in cui siano presenti altri impianti per il riscaldamento domestico alimentati con combustibili tradizionali ammessi.

La Regione Veneto ha utilizzato una metodologia per la zonizzazione del territorio, previa individuazione degli agglomerati e successiva individuazione delle altre zone. Come indicato dal Decreto Legislativo n.155/2010

ciascun agglomerato corrisponde ad una zona con popolazione residente superiore a 250.000 abitanti ed è costituito da un'area urbana principale e dall'insieme delle aree urbane minori che dipendono da quella principale sul piano demografico, dei servizi e dei flussi di persone e merci. Sono stati individuati i seguenti 5 agglomerati: Agglomerato Venezia, Agglomerato Treviso, Agglomerato Padova, Agglomerato Vicenza, Agglomerato Verona. Sulla base della meteorologia e della climatologia tipiche dell'area montuosa della Regione e utilizzando la base dati costituita dalle emissioni comunali dei principali inquinanti atmosferici, stimate dall'inventario INEMAR riferito all'anno 2005, elaborato dall'Osservatorio Regionale Aria, sono state quindi individuate le zone denominate: Prealpi e Alpi; Val Belluna; Pianura e Capoluogo Bassa Pianura; Bassa Pianura e Colli.

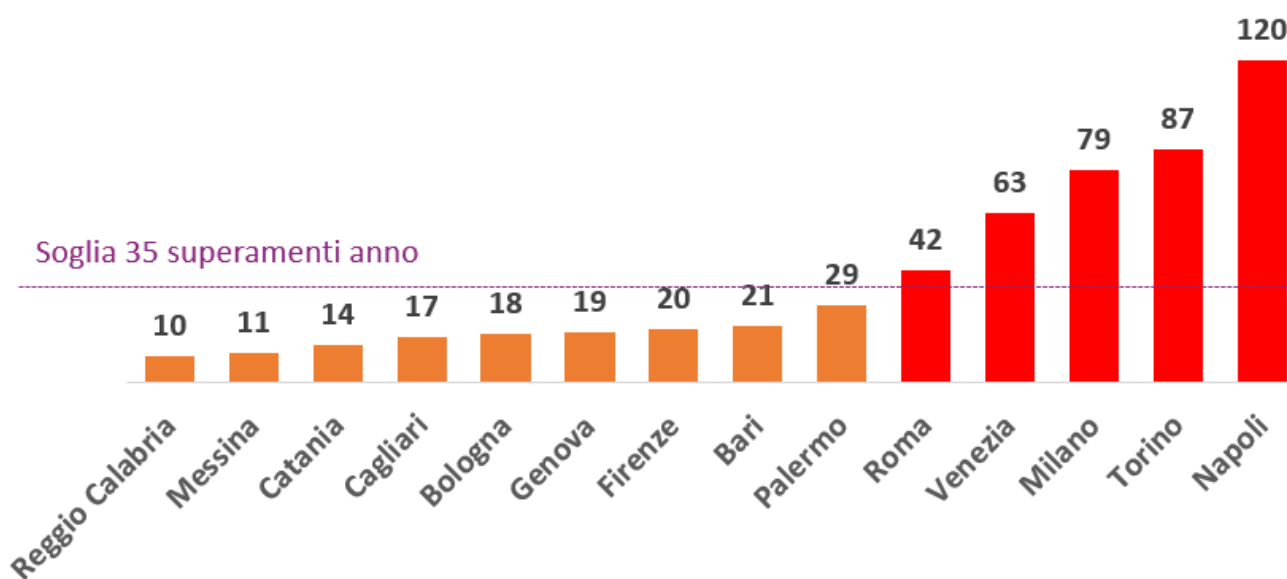
Figura 91: Mappa numero giorni superamento PM10 2017 (fonte EEA)



Nel presente studio i dati delle singole centraline di rilevazione sono stati associati al solo comune di appartenenza della colonnina utilizzando per gli altri comuni i driver geo-morfologici (altimetria, grado di urbanizzazione) che consentono di stimare condizioni più o meno favorevoli all'istaurarsi di problematiche di qualità dell'aria³².

³² È previsto un ulteriore affinamento della metodologia utilizzata nel presente studio al fine di estendere la copertura del dato della qualità dell'aria a tutto il territorio nazionale. La rete di centraline di rilevazione della qualità dell'aria copre infatti delle aree di riferimento più estese dal comune di appartenenza e nel suo insieme l'intero territorio nazionale, secondo le norme vigenti la qualità dell'aria si valuta su zone appositamente disegnate a livello regionale. In Italia ci sono 81 zone.

Figura 92: Numero giorni di superamento PM10 città metropolitane (ISPRA 2018)

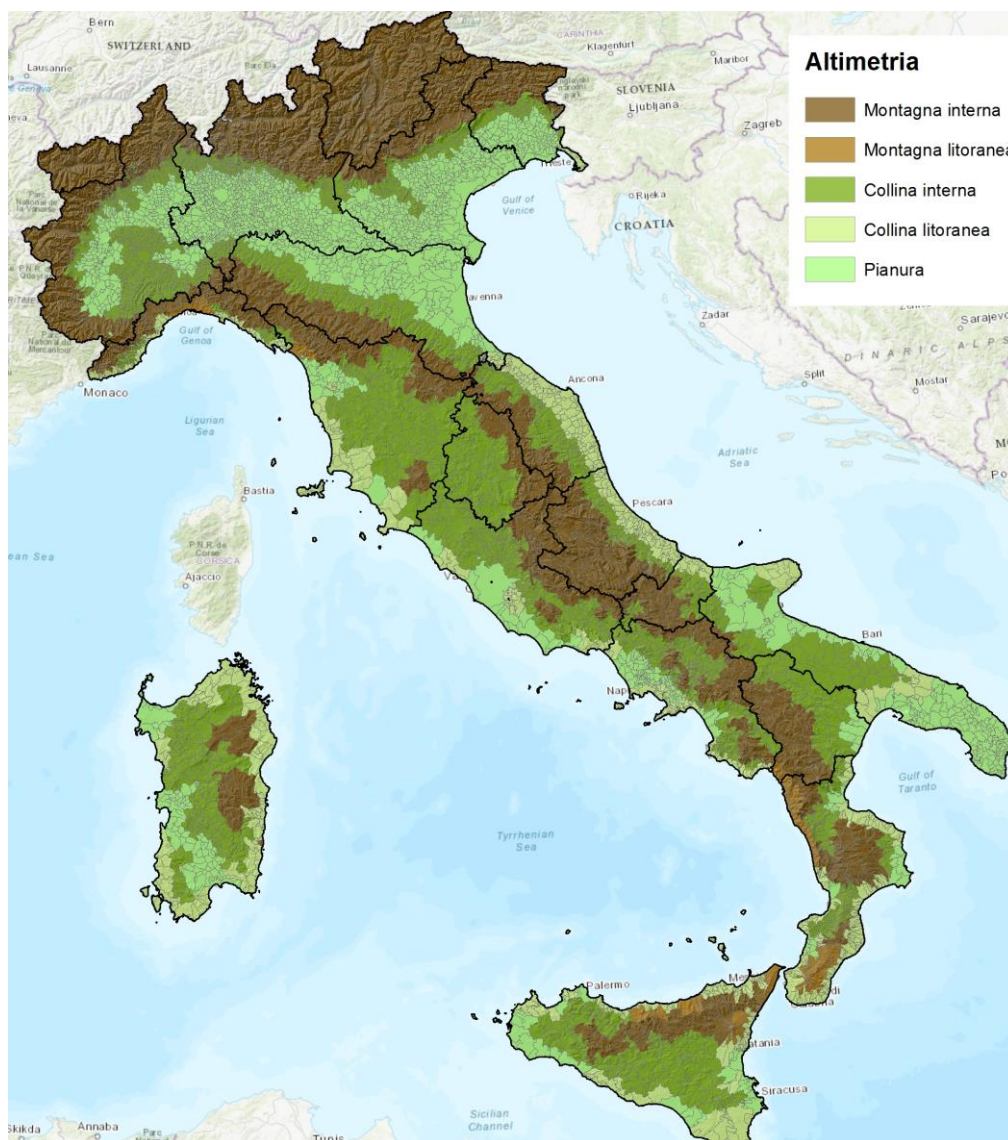


6.3.7 Altimetria

Si è tenuto conto della suddivisione classica di Istat tra montagna interna e montagna litoranea, collina interna e collina litoranea e pianura. Le fasce altimetriche dei comuni individuate dall'Istat sono otto e precisamente: 0-299 mslm; 300-599 mslm; 600-899 mslm; 900-1199 mslm, 1200-1499 mslm, 1500-1999 mslm, 2000-2499 mslm e oltre i 2500 mslm. Queste sono state individuate tenendo conto della definizione del territorio italiano in base all'altitudine (es. montagna – quota superiore ai 600 mslm) e considerando anche le classificazioni fitosociologiche maggiormente utilizzate. L'altimetria è solitamente correlata con altre dimensioni geografiche e sociali: nel caso del territorio italiano sappiamo che prevale la superficie collinare (42%) su quella montuosa (35%) e a seguire la pianura (23%).

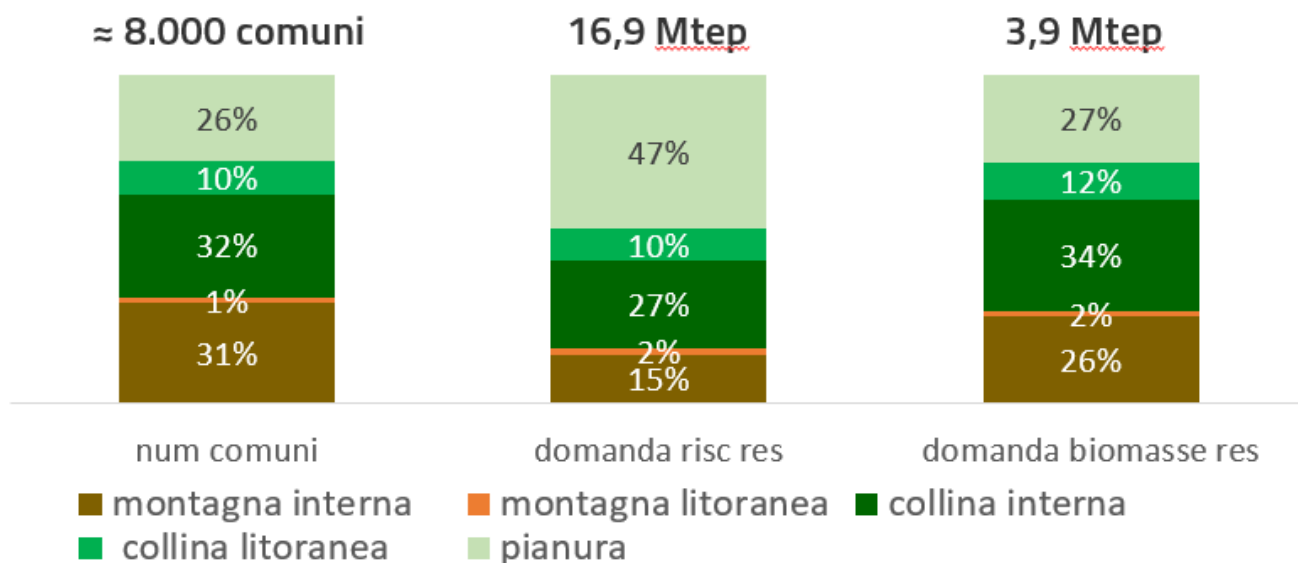
Si tratta di un aspetto molto importante, specie se correlato ai vincoli ambientali insistenti in alcune Regioni relativamente alla qualità dell'aria e che trovano nella quota orografica (solitamente compresa nel range 200-300 metri) un parametro distintivo di limitazione all'uso, ad esempio, degli apparecchi domestici per il riscaldamento obsoleti a legna, oltre che a fissarne la progressiva sostituzione con installazioni di ultima generazione, più performanti e meno inquinanti. Altimetria e urbanizzazione sono d'altronde abbastanza correlati, poiché con l'aumentare della quota orografica i centri urbani sono meno urbanizzati e più articolati in frazioni rurali, con ampie riserve forestali in cui autoapprovvigionarsi di biomassa.

Figura 93: Ripartizione altimetrica per Comune



L'altimetria è generalmente correlata alle superfici forestali, a fabbisogni termici elevati e a minori problematiche di qualità dell'aria. In alcune Regioni (es. Toscana, Piemonte), sono presenti vincoli ambientali volti a limitare l'uso di apparecchi di riscaldamento a biomassa sotto una quota orografica (in genere 300 metri e limitatamente agli apparecchi < 4 stelle).

Figura 94: Numero di comuni e domanda di riscaldamento residenziale per zona altimetrica



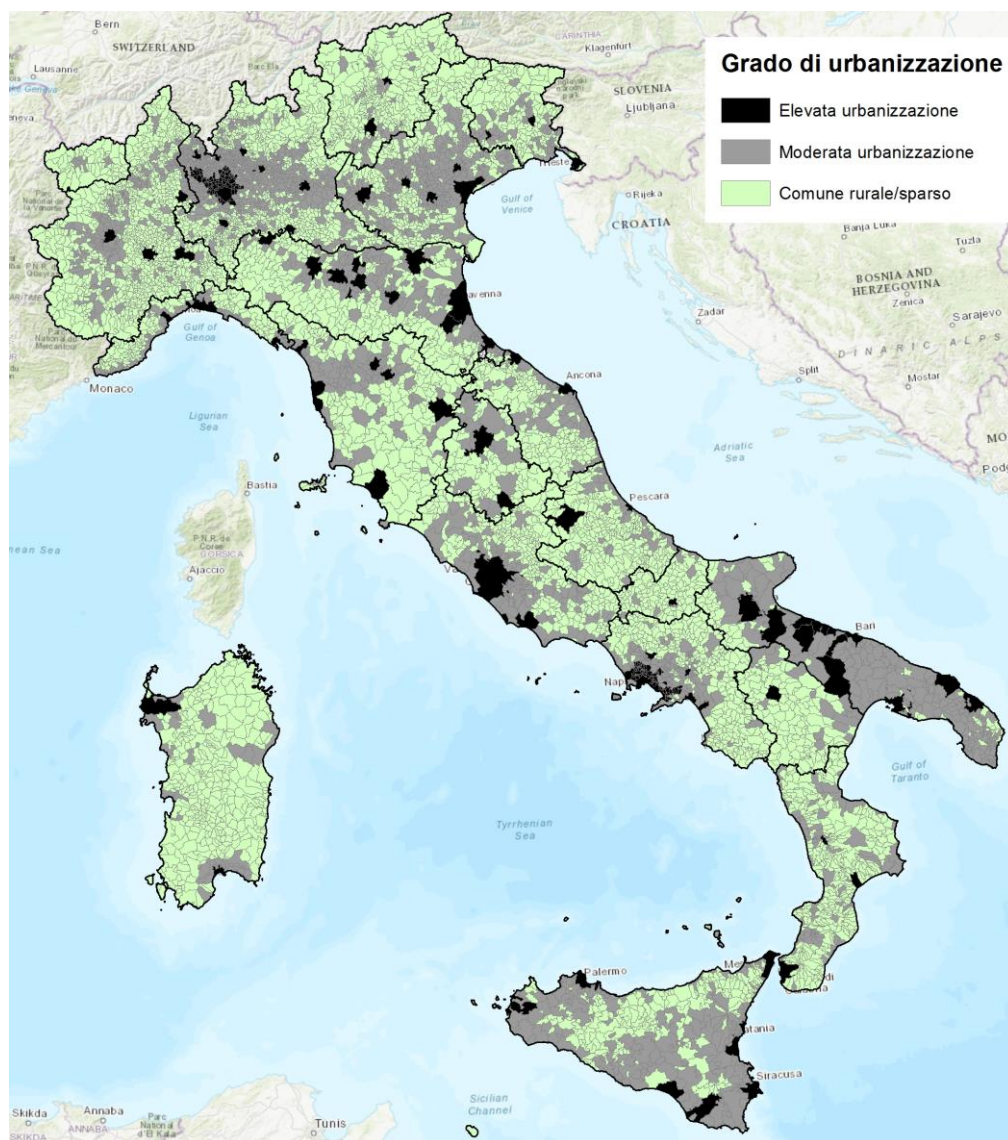
6.3.8 Grado di urbanizzazione

I comuni sono classificati da Istat secondo tre gradi di urbanizzazione – alta, media e bassa – ricorrendo a uno strumento basato su densità demografica e numero di abitanti. In Italia risulta circa il 65% dei comuni ricade nella classe di bassa urbanizzazione, area prevalentemente rurale, dove su una superficie del 73% si localizza una popolazione pari al 24%. Nei comuni ad alta urbanizzazione, che rappresentano solo il 3% del totale nazionale e con una superficie territoriale complessiva del 5%, è presente il 33% della popolazione italiana. Circa un terzo dei comuni possiede un grado medio di urbanizzazione, su un'estensione territoriale del 23%, dove si concentra il 42% della popolazione complessiva.

Si tratta di un indicatore composito, in alcuni casi integrativo in altri sostitutivo, degli altri parametri collegati alle informazioni geomorfologiche dei territori analizzati, poiché gli aspetti climatici concorrono, ad esempio con i trasporti, a determinare la pressione ambientale in certi contesti, in cui possono essere complementari il ricorso a tipologie di riscaldamento individuale e collettivo.

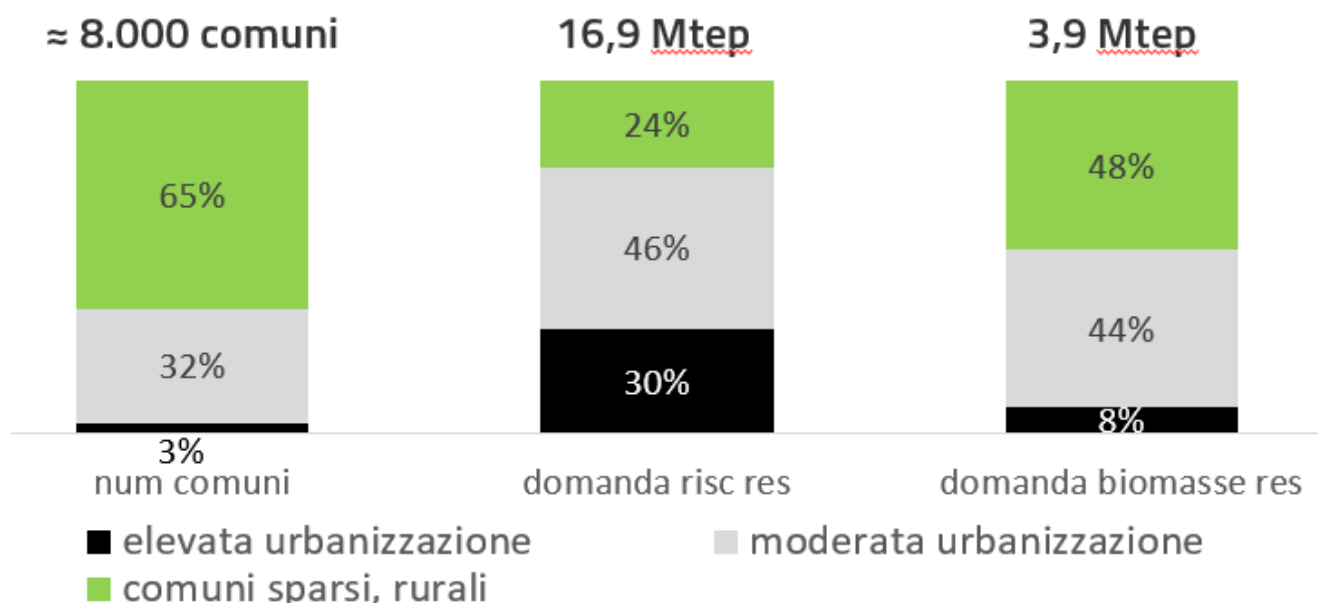
Chiaramente la movimentazione della biomassa solida pone delle criticità, dal traffico viario alla logistica e allo stoccaggio domestico nei centri urbani, che invece non conosce nelle piccole realtà rurali di provincia: pertanto questo parametro è fortemente correlato agli altri indicatori geoclimatici che disegnano i perimetri dei territori comunali a maggiore o minore vocazione bioenergetica.

Figura 95: Grado di urbanizzazione comunale



La movimentazione e lo stoccaggio della biomassa solida pone delle maggiori difficoltà negli ambiti urbanizzati, dal traffico viario ai minori spazi disponibili. Inoltre in assenza del dato di rilevazione del particolato il grado di urbanizzazione può costituire una *proxy* utile a inquadrare i territori con maggiori esternalità ambientali legate al traffico veicolare.

Figura 96: Numero di comuni e domanda di riscaldamento residenziale per grado urbanizzazione



6.3.9 Zone climatiche

Il D.P.R. n.412/1993 individua in Italia 6 zone climatiche in funzione dei Gradi Giorno e fissa il numero massimo di ore giornaliere in cui è consentita l'accensione degli impianti di riscaldamento.

Città di riferimento:

A: Lampedusa, Linosa, Porto Empedocle

B: Agrigento, Catania, Crotone, Messina, Palermo, Reggio Calabria, Siracusa, Trapani

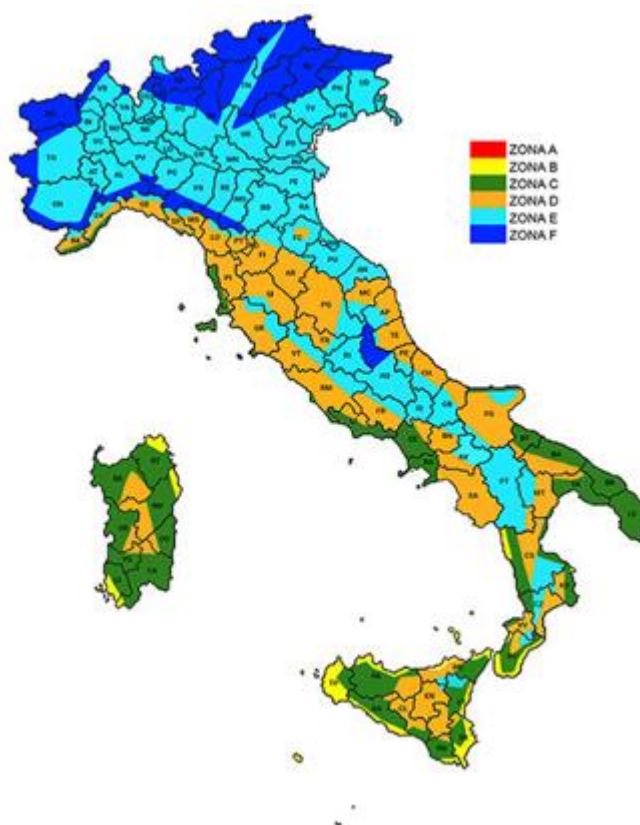
C: Bari, Benevento, Brindisi, Cagliari, Caserta, Catanzaro, Cosenza, Imperia, Latina, Lecce, Napoli, Oristano, Ragusa, Salerno, Sassari, Taranto

D: Ancona, Ascoli Piceno, Avellino, Caltanissetta, Chieti, Firenze, Foggia, Forlì, Genova, Grosseto, Isernia, La Spezia, Livorno, Lucca, Macerata, Massa, Carrara, Matera, Nuoro, Pesaro, Pesaro, Pescara, Pisa, Pistoia, Prato, Roma, Savona, Siena, Teramo, Terni, Verona, Vibo Valentia, Viterbo

E: Alessandria, Aosta, Arezzo, Asti, Bergamo, Biella, Bologna, Bolzano, Brescia, Campobasso, Como, Cremona, Enna, Ferrara, Cesena, Frosinone, Gorizia, L'Aquila, Lecco, Lodi, Mantova, Milano, Modena, Novara, Padova, Parma, Pavia, Perugia, Piacenza, Pordenone, Potenza, Ravenna, Reggio Emilia, Rieti, Rimini, Rovigo, Sondrio, Torino, Trento, Treviso, Trieste, Udine, Varese, Venezia, Verbania, Vercelli, Vicenza

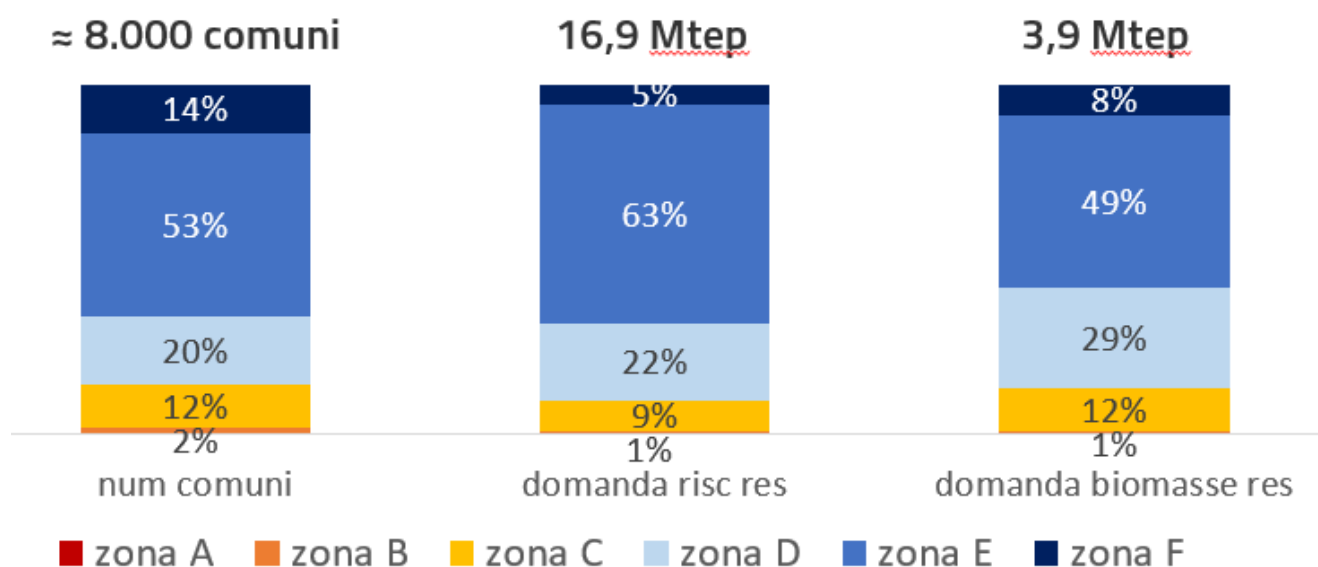
F: Belluno, Cuneo

Figura 97: Zone climatiche di riferimento a livello provinciale



Nelle zone E ed F si concentra la maggior parte della domanda di riscaldamento del Paese (68%). Climi rigidi comportano ovviamente maggiori spese per il riscaldamento e la biomassa una possibile soluzione per contenere questi costi. La zona E presenta una certa eterogeneità in termini di distribuzione geografica.

Figura 98: Numero di comuni e domanda di riscaldamento residenziale per zona climatica



6.3.10 EcoRegioni

Si tiene conto delle ecoRegioni individuate da Istat, ossia una classificazione dei comuni in base all'omogeneità rispetto a fattori climatici, biogeografici, fisiografici e idrografici. Le ecoRegioni, o Regioni ecologiche, sono porzioni più o meno ampie di territorio ecologicamente omogenee nelle quali specie e comunità naturali interagiscono in modo discreto con i caratteri fisici dell'ambiente. Nel panorama internazionale, i processi di classificazione ecologica che portano alla definizione delle ecoRegioni vengono utilizzati come strumento di indirizzo per le strategie di gestione e sviluppo sostenibile del territorio a diverse scale. L'approccio adottato in Italia prevede una classificazione gerarchica e divisiva del territorio in unità a crescente grado di omogeneità, coerentemente con specifiche combinazioni tra i fattori climatici, biogeografici, fisiografici e idrografici che determinano presenza e distribuzione di diverse specie, comunità ed ecosistemi.

Un elemento rilevante di questa nuova modalità di classificare i comuni è quello di consentire una nuova lettura del territorio in base alla quale analizzare in modo congiunto i dati statistici di carattere socio-demografici ed economici con le caratteristiche intrinseche delle ecoRegioni, relative all'omogeneità rispetto a fattori climatici, biogeografici, fisiografici e idrografici.

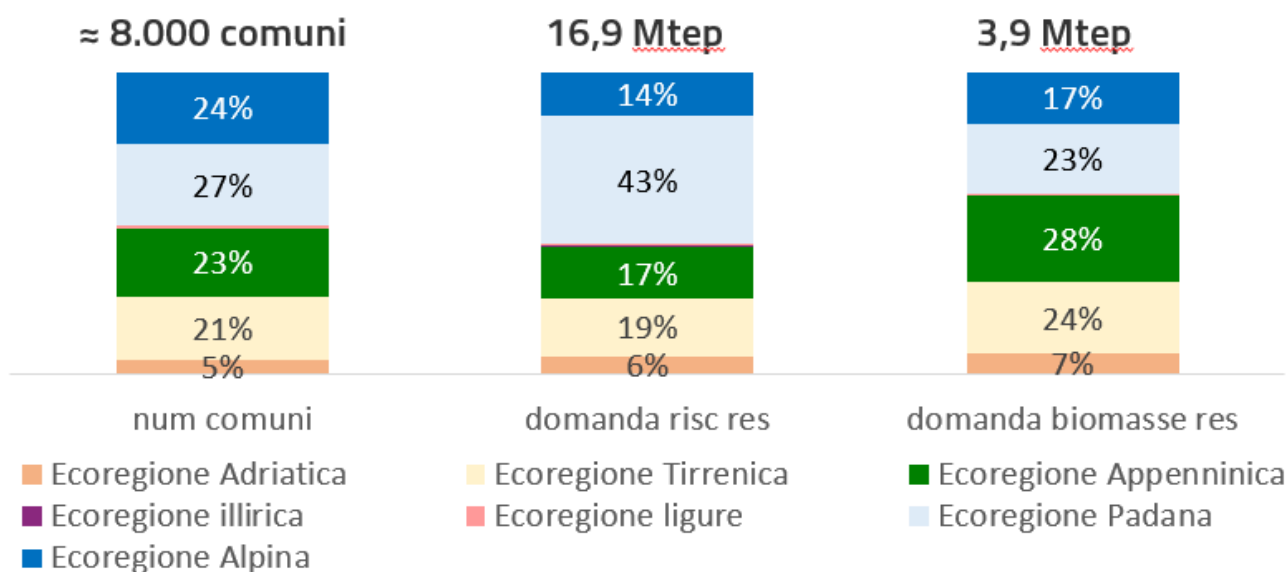
Con riferimento alle zone climatiche, classificabili dalla A alla F a seconda dei gradi giorno, si è già fatto ricorso nell'aggiornamento della lista dei comuni non metanizzati; tuttavia quale indicatore composito anche climatico, quello delle ecoRegioni sembra poter offrire su scala comunale una più eterogenea ricchezza di informazioni a trazione geografica, assenti nelle zone climatiche.

Figura 99: Le sezioni delle ecoRegioni



Analizzare in modo congiunto i dati statistici socio-demografici, economici ed energetici con una vista per ecoRegioni, omogenee rispetto a fattori climatici, biogeografici, fisiografici e idrografici, potrebbe consentire di superare alcune eterogeneità racchiuse nei limiti amministrativi regionali/provinciali che spesso rendono non semplice l'individuazione di soluzioni ad hoc su base territoriale.

Figura 100: Numero comuni e domanda di riscaldamento residenziale per ecoRegioni



L'insieme di indicatori quantificati e descritti su base territoriale cercano di fornire un quadro abbastanza ampio dei molteplici aspetti (tecnici, economici, territoriali, ambientali ecc.) connessi all'utilizzo delle biomasse

Per la definizione del potenziale tecnico di sfruttamento delle biomasse è stato inoltre sviluppato un apposito modello di calcolo (sul quale confluiscono i diversi indici valutati su base comunale) che attraverso l'assegnazione di opportuni pesi e punteggi (modificabili a seconda delle priorità) consente di definire un indice adimensionale ponderato rappresentativo delle aree più vocate all'impiego di biomassa (IAVB).

6.4 Altre tecnologie: pompe di calore, solare, gas naturale

Il potenziale tecnico delle altre fonti che possono concorrere ad alimentare le reti TLR risultano meno vincolate alle risorse energetiche locali e sono quindi state valutate sulla base di alcune assunzioni formulate in maniera uniforme sul territorio nazionale e descritte anche in termini di risultati al Paragrafo 7.3.4.

7 Potenziale tecnico e finanziario del teleriscaldamento

La metodologia adottata per la valutazione del potenziale di sviluppo del teleriscaldamento efficiente segue un approccio bottom up, che parte dalla individuazione del potenziale tecnico del teleriscaldamento a partire dai dati territoriali della domanda e dell'offerta di fonti di calore. Tale potenziale tecnico è oggetto poi di un'analisi economica volta a individuare la parte di potenziale sfruttabile da un punto di vista economico per gli investitori a condizioni di mercato e normative vigenti. Lo stesso potenziale tecnico è poi oggetto anche di un'ulteriore analisi economica di sistema, descritta nel Capitolo 9, con un approccio integrato all'intero settore energetico e ai suoi scenari di evoluzione.

7.1 Metodologia valutazione potenziale teleriscaldamento

A seguire si riporta una descrizione sintetica delle principali attività di analisi condotte per pervenire alla valutazione del potenziale economico finanziario del TLR:

Potenziale tecnico domanda teleriscaldamento

- Caratterizzazione domanda termica civile: il fabbisogno termico civile, ricostruito su base territoriale secondo quanto descritto nel Capitolo 2, è stato caratterizzato con un ampio set di parametri (densità, settore, tipologia d'uso, ore riscaldamento, ecc.);
- Caratterizzazione domanda termica teleriscaldata: per ciascun comune si è ricostruita l'energia erogata dalle reti e una serie di parametri che caratterizzano il dimensionamento e il funzionamento delle reti di teleriscaldamento esistenti;
- Valutazione potenziale tecnico domanda TLR: per ciascun comune si è valutata la quota parte di domanda termica civile maggiormente adatta ad essere allacciata al teleriscaldamento sulla base di criteri tecnici di fattibilità commisurati alle reti esistenti e alla disponibilità di fonti per alimentare le reti sul territorio.

Potenziale tecnico offerta teleriscaldamento

- Valutazione potenziale tecnico offerta TLR: la disponibilità territoriale di risorse per ciascuna tecnologia di generazione (geotermia, waste heat, biomassa, PdC, solare, CHP), valutata secondo quanto descritto al Capitolo 6, è stata confrontata con la domanda teleriscaldabile locale. Il minore tra l'offerta e la domanda locale definisce la massima potenzialità di sfruttamento della tecnologia a livello territoriale per il teleriscaldamento.

Analisi economica teleriscaldamento

- Analisi costi infrastruttura TLR: dimensionamento delle reti TLR da sviluppare per allacciare la domanda (lunghezza e diametro tubature, sottostazioni, potenza termica in centrale, ecc.) e stima dei relativi costi di investimento e di esercizio.
- Analisi costi generazione TLR: valutazione dei costi di generazione del calore per ciascuna tecnologia di produzione del calore su base territoriale e selezione per merito economico del mix di fonti in grado di soddisfare la domanda teleriscaldabile al minimo costo.
- Analisi dei ricavi: valutazione dei ricavi derivanti dalla vendita di calore ed elettricità e dagli eventuali incentivi riconosciuti.

Potenziale economico finanziario TLR ed esternalità ambientali

- Potenziale economico finanziario TLR: mediante business plan di progetto per comune, sulla base degli attuali prezzi delle commodities e delle misure a supporto del settore vigenti è stata valutata la sostenibilità economica dell'iniziativa. Il potenziale economico-finanziario è stato elaborato considerando una percentuale di attivazione del potenziale tecnico, definita sulla base dell'IRR (100% di attivazione per $IRR \geq 15\%$, 0% attivazione per $IRR \leq 7\%$, interpolazione lineare per IRR tra il 7% e il 15%).
- Valutazione benefici ambientali veicolati dal potenziale economico finanziario in termini di risparmi energia primaria ed emissioni evitate.

7.2 Potenziale tecnico domanda teleriscaldamento

La ricostruzione dei fabbisogni termici di riscaldamento comunali per il settore civile con un dettaglio geografico per sezione censuaria, utilizzata in input per la valutazione del potenziale tecnico, è stata descritta nel Capitolo 2 del presente rapporto.

È utile evidenziare alcuni indicatori di insieme per le analisi che seguiranno:

- l'89% del fabbisogno di riscaldamento e ACS civile è distribuito nelle zone climatiche D-E-F del Paese;
- il 64% del fabbisogno di riscaldamento e ACS è attribuibile al residenziale e il 36% al terziario;
- il 21% delle abitazioni dispone di un riscaldamento centralizzato, il 55% autonomo in condominio, il 24% autonomo in abitazioni monofamiliari.

La ricognizione della domanda termica comunale soddisfatta attualmente da reti di teleriscaldamento è stata ottenuta elaborando i dati statistici acquisiti dal GSE nell'ambito delle attività di monitoraggio del settore del teleriscaldamento in ambito SISTAN descritti nel Capitolo 3 del presente rapporto.

Si evidenziano alcuni indicatori significativi per individuare alcuni tra i principali driver di sviluppo del teleriscaldamento in Italia:

- il teleriscaldamento copre attualmente il 2,6% del fabbisogno termico civile;
- il 100% dell'energia erogata da reti TLR è nelle zone climatiche caratterizzate da inverni più rigidi (fasce climatiche D-E-F), e in particolare il 97% nelle fasce E-F;
- il 64% dell'energia erogata da reti TLR è destinata al settore residenziale, soltanto nel 7% dei comuni teleriscaldati le utenze residenziali sono trascurabili (con meno del 5% dell'energia erogata al residenziale rispetto al totale);
- il settore terziario assorbe il 34% dell'energia erogata dalle reti TLR, di cui l'81% in zona E;
- il settore industriale copre solo il 3% dell'energia erogata e non è stato considerato nelle presenti valutazioni.

Tabella 58: Fabbisogno termico civile ed energia erogata da TLR per fascia climatica

Zona climatica	Fabbisogno risc + ACS civile (GWh)	Fabbisogno risc residenziale (GWh)	Fabbisogno ACS residenziale (GWh)	Fabbisogno risc + ACS Terziario (GWh)	Erogata TLR totale 2018 (GWh)	Erogata TLR residenziale 2018 (GWh)	Erogata TLR terziario 2018 (GWh)	Erogata TLR Industria 2018 (GWh)
A	35	12	13	11	-	-	-	-
B	5.599	2.028	1.742	1.829	-	-	-	-
C	33.001	17.054	7.409	8.539	0	0	0	0
D	71.263	43.676	9.515	18.072	265	158	73	33
E	237.016	122.890	19.220	94.906	8.159	5.329	2.665	164
F	19.068	10.512	1.415	7.140	1.363	753	548	62
Totale	365.983	196.172	39.314	130.497	9.787	6.241	3.287	260

Tabella 59: Fabbisogno termico civile ed energia erogata da TLR per Regione/Provincia autonoma

Regione	Fabbisogno risc + ACS civile (GWh)	Fabbisogno risc residenziale (GWh)	Fabbisogno ACS residenziale (GWh)	Fabbisogno risc + ACS Terziario (GWh)	Erogata TLR totale 2018 (GWh)	Erogata TLR residenziale 2018 (GWh)	Erogata TLR terziario 2018 (GWh)	Erogata TLR Industria 2018 (GWh)
Abruzzo	8.630	5.468	933	2.229	-	-	-	-
Basilicata	2.712	2.005	418	288	-	-	-	-
Calabria	7.189	5.179	1.039	971	-	-	-	-
Campania	14.777	7.743	3.291	3.743	-	-	-	-
Emilia Romagna	43.046	20.122	3.131	19.793	1.101	540	556	5
Friuli Venezia Giulia	10.856	5.956	803	4.098	42	16	25	0
Lazio	23.237	14.043	3.783	5.411	74	66	8	-
Liguria	8.165	5.372	1.125	1.668	76	19	26	31
Lombardia	82.841	40.974	6.884	34.983	3.706	2.468	1.115	123
Marche	9.631	4.971	997	3.663	14	7	7	-
Molise	1.659	1.231	191	238	-	-	-	-
P.A. Bolzano	5.317	2.655	523	2.139	992	562	393	38
P.A. Trento	5.259	2.830	447	1.982	257	88	147	23
Piemonte	39.197	22.851	3.228	13.118	2.875	2.024	818	34
Puglia	12.400	7.761	2.385	2.254	-	-	-	-
Sardegna	5.703	3.603	967	1.132	-	-	-	-
Sicilia	10.783	5.378	2.743	2.661	-	-	-	-
Toscana	21.218	12.484	2.408	6.326	166	136	26	3
Umbria	6.242	3.584	575	2.083	12	3	9	-
Valle d'Aosta	998	686	81	231	118	76	43	-
Veneto	46.124	21.275	3.365	21.484	352	235	114	3
Totale	365.983	196.172	39.314	130.497	9.787	6.241	3.287	260

Il potenziale tecnico del teleriscaldamento ($P_{i\ TLR}$) è stato valutato su base comunale sulla base della seguente formula, che include un insieme di parametri statistici ed empirici, che caratterizzano lo sviluppo delle reti di TLR in Italia.

$$P_{i\ TLR} = E_{i\ TLR} + P_{i\ INCR-TLR}$$

Dove:

$$P_{i\ INCR-TLR} = \text{MAX}[P_{i\ STOR-TLR}; \text{MIN}[(F_{i\ RES} \cdot K_{i\ LHD} \cdot K_{i\ SWITCH} \cdot K_{i\ ASETT} \cdot K_{i\ MIN} - E_{i\ TLR}); K_{i\ MAX}]]$$

Dove:

$E_{i\ TLR}$: energia termica erogata da TLR esistente nel comune i-esimo.

$P_{i\ INCR-TLR}$: potenziale tecnico incrementale energia erogabile da teleriscaldamento per l'i-esimo comune.

$P_{i\ STOR-TLR}$: potenziale incrementale energia erogata da reti TLR esistenti sulla base dei trend storici. Nei comuni dove non si rilevano reti TLR in esercizio reti è pari a 0.

F_{RESi} : fabbisogno riscaldamento residenziale nell'i-esimo comune.

$K_{i\ LHD}$: fattore di densità lineare, rapporto tra la domanda termica residenziale delle sezioni censuarie comunali che presentano una densità termica lineare maggiore di un determinato valore soglia e la domanda termica residenziale dell'intero comune. Il valore soglia è stato fissato pari a 1 sia per i comuni non metanizzati sia per tutti quelli che presentano un potenziale geotermico, biomassa sfruttabile in loco, sorgenti di calore di scarto limitrofe (fino a 5 comuni di distanza) e pari a 2 per tutti gli altri ovvero i comuni metanizzati senza fonti rinnovabili termiche locali di rilievo.

$K_{i\ SWITCH}$: tasso di allaccio al teleriscaldamento ovvero la quota delle utenze che si ipotizza si allaccerebbero alla rete tra quelle raggiunte dall'infrastruttura. Tale fattore è stato ponderato per ciascun comune sulla base della tipologia degli impianti presenti (centralizzati/autonomi) assumendolo pari al 100% per le utenze che dispongono di impianti centralizzati, pari al 50% per le abitazioni monofamiliari e nullo per le abitazioni in condomini con riscaldamento autonomo per via dei rilevanti lavori di adeguamento sugli impianti propedeutici all'allaccio.

$K_{i\ ASETT}$: tasso incrementale per tener conto dell'energia da erogare agli altri settori diversi dal residenziale, assunto pari al rapporto tra energia erogata totale e l'energia erogata al residenziale. Nei comuni in cui già è presente il TLR si è utilizzato il valore caratteristico rilevato sulle singole reti, per i comuni in cui non erano presenti reti in esercizio si è utilizzato il rapporto calcolato sui totali nazionali (157%).

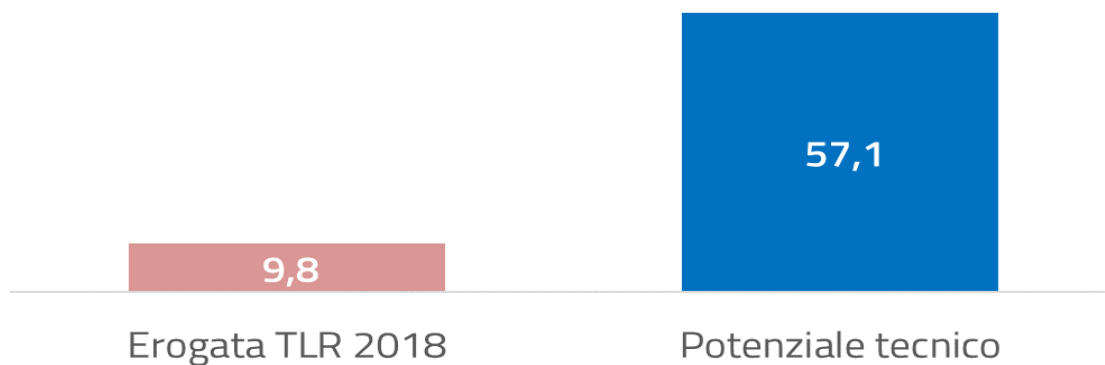
$K_{i\ MIN}$: è un fattore pari a 0 nel caso $F_{RESi} \cdot K_{i\ SAT} \cdot K_{i\ SWITCH} \cdot K_{i\ TERZ}$ sia $< 2\text{GWh}$ per le aree metanizzate $< 1\text{GWh}$ per le aree non metanizzate. Nel caso sia già presente una rete TLR nel comune, oppure i valori dei potenziali calcolati siano maggiori delle soglie indicate il fattore è posto pari a 1. Questo fattore ha lo scopo di individuare una soglia minima di domanda per avviare lo sviluppo di una nuova infrastruttura TLR.

$K_{i\ MAX}$: crescita massima delle reti TLR sviluppabile per il 2030, desunta dai dati di massimo sviluppo storico riscontrati nelle reti. Per i comuni non teleriscaldati questo cap è stato fissato pari al 50% della volumetria comunale, moltiplicato per il relativo fabbisogno volumetrico specifico mentre per i comuni già teleriscaldati

è stato posto pari ad uno sviluppo di 4 Mmc anno per relativo fabbisogno volumetrico specifico per gli anni residui.

Il potenziale tecnico totale del teleriscaldamento calcolato per ciascun comune con la formula analitica appena descritta ammonta a 57 TWh di energia termica erogabile da TLR, pari circa al 16% dei fabbisogni totali termici civile e a 6 volte i livelli di sviluppo attuale del TLR.

Figura 101: Confronto energia erogata da teleriscaldamento nel 2018 e potenziale tecnico (TWh)



Il potenziale tecnico del teleriscaldamento si rileva in oltre 3.000 comuni distribuiti in tutte le Regioni del Paese, con una concentrazione abbastanza marcata nelle Regioni del nord del Paese (84% della domanda teleriscaldabile).

Figura 102: Energia erogata da TLR nel 2018 e potenziale tecnico per Regione/Provincia autonoma

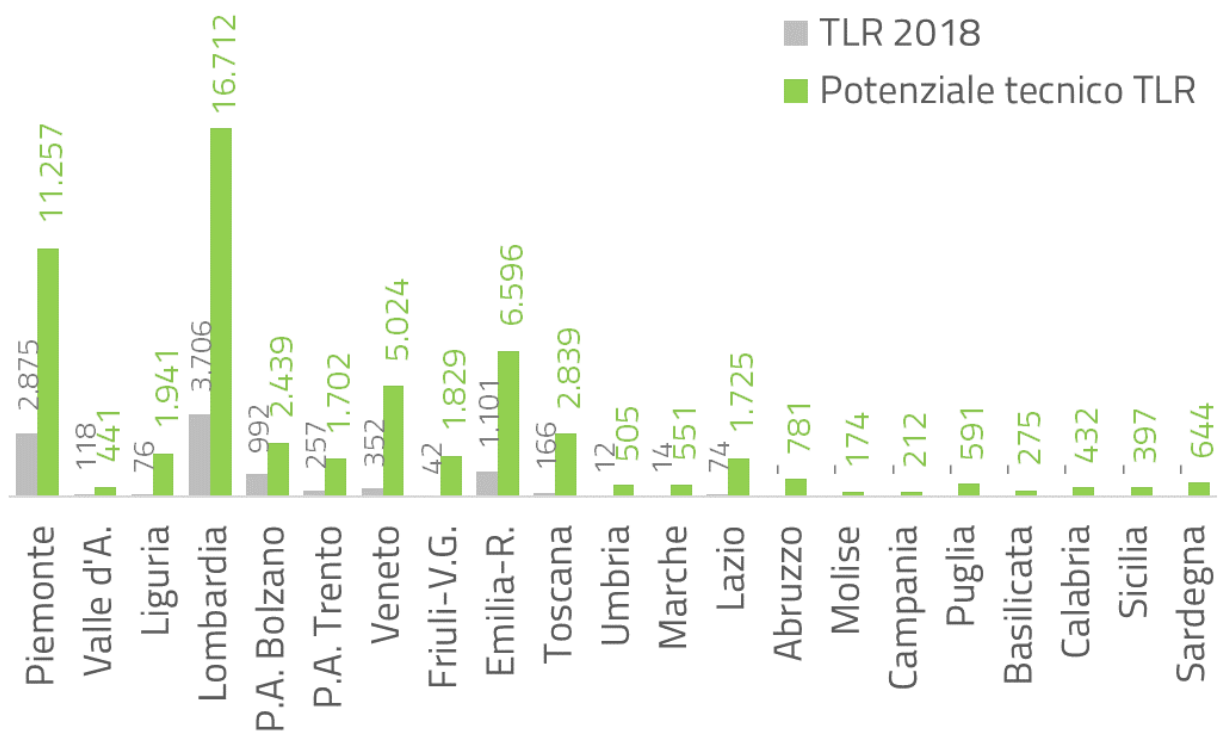
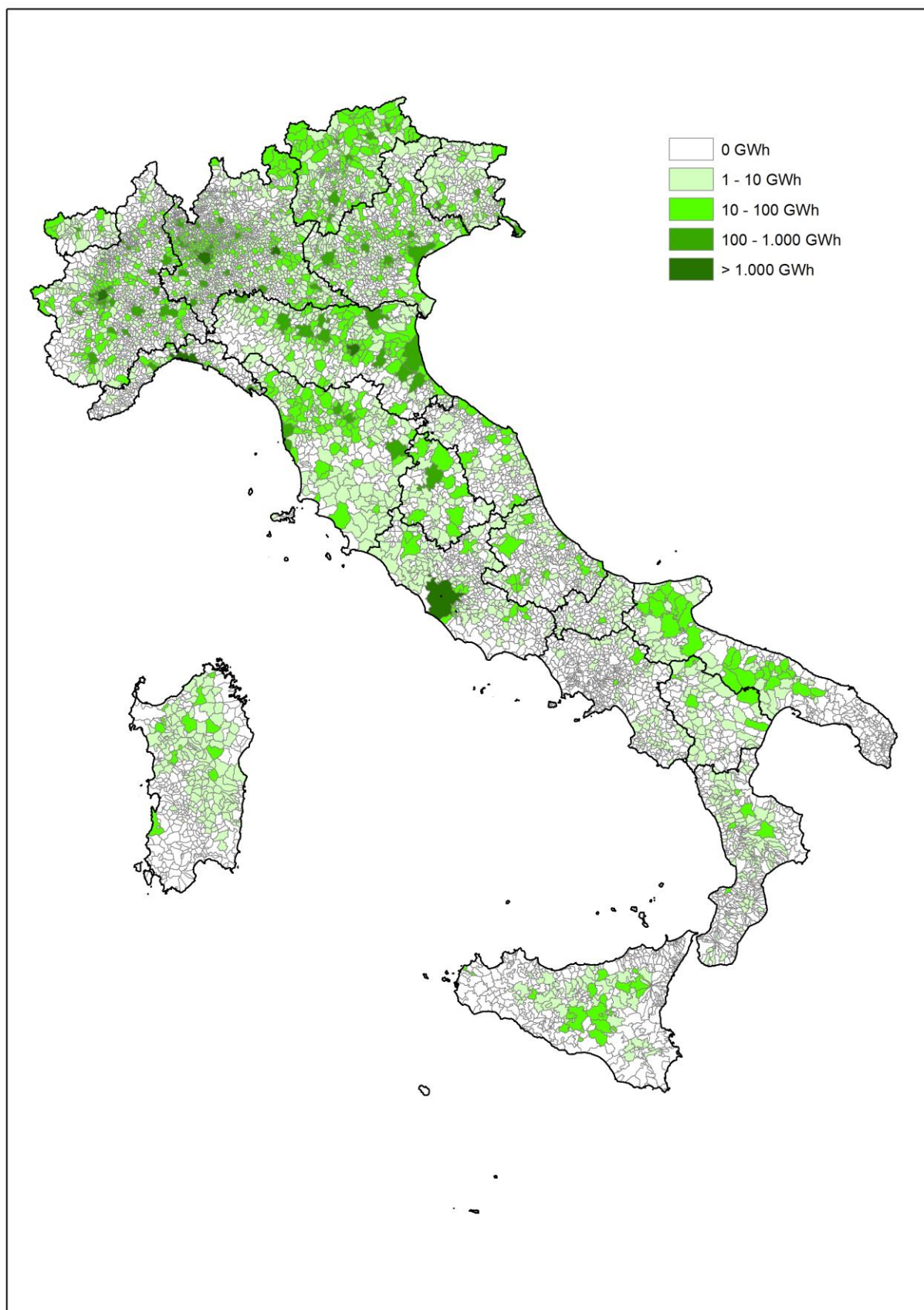


Figura 103: Mappa potenziale tecnico teleriscaldamento per comune

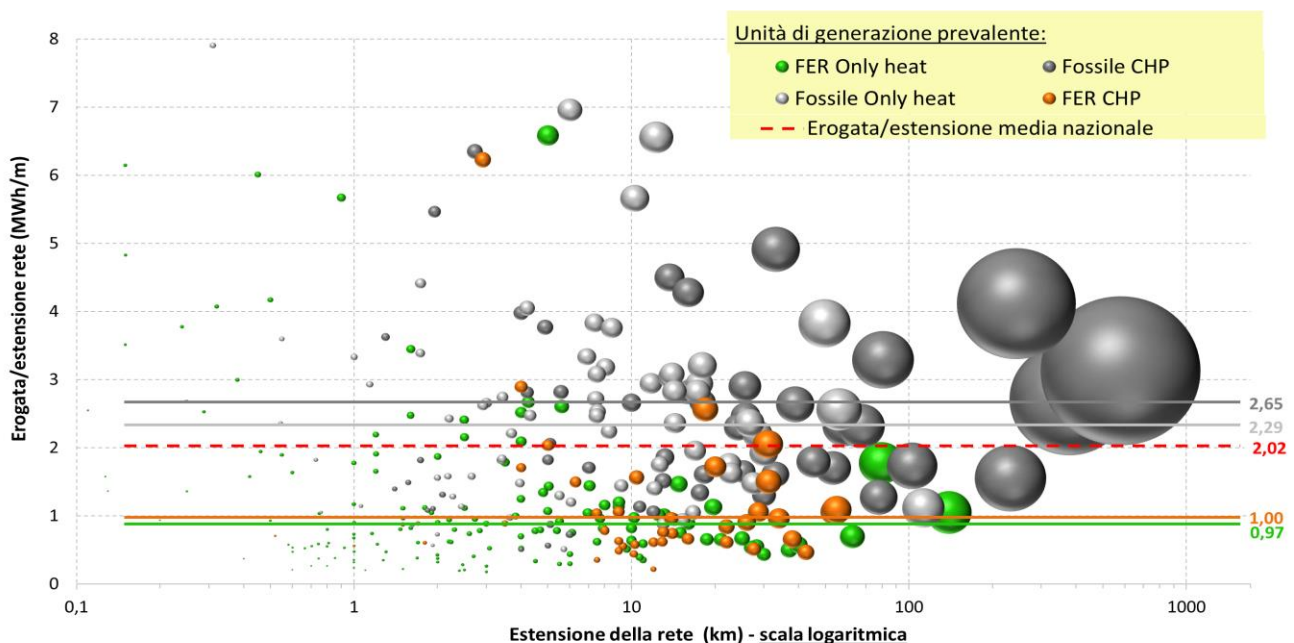


7.2.1 Densità termica lineare

La densità termica lineare (LHD) è pari al rapporto tra l'energia erogata annualmente e la lunghezza delle tubature di una rete di teleriscaldamento e consente di stimare, dalla domanda termica allacciabile a una rete TLR, la lunghezza di tubatura che bisogna realizzare.

Le reti di teleriscaldamento italiane presentano una densità lineare media di 2 MWh/m. Le reti con alimentazione prevalente da fossili sono generalmente di maggiori dimensioni ed hanno densità lineari più elevate (in media 2,65 MWh/m in presenza di cogenerazione). Le numerose piccole reti montane presentano valori medi della densità termica lineare più bassi (1 MWh/m). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo 3.2.6 dove è fornita una descrizione più esaustiva di questo parametro nelle reti Italiane.

Figura 104: Grafico a bolle che descrive la densità termica lineare delle reti italiane (ordinate) in funzione dell'estensione lineare della rete (ascisse) energia erogata (ampiezza bolle) e fonte di alimentazione prevalente (colore bolle)



È possibile calcolare un valore teorico di densità termica lineare anche per i centri abitati in cui non è presente una rete di teleriscaldamento, implementando la metodologia di calcolo proposta da Persson³³:

$$LHD = e \cdot q \cdot w$$

Dove:

LHD: densità termica lineare

e: plot ratio ovvero rapporto tra superficie utile calpestabile e area di riferimento in pianta

q: fabbisogno termico specifico relativo alla superficie calpestabile

³³Urban Persson "Realize the potential! Cost effective and energy efficient district heating in European urban areas", 2011.

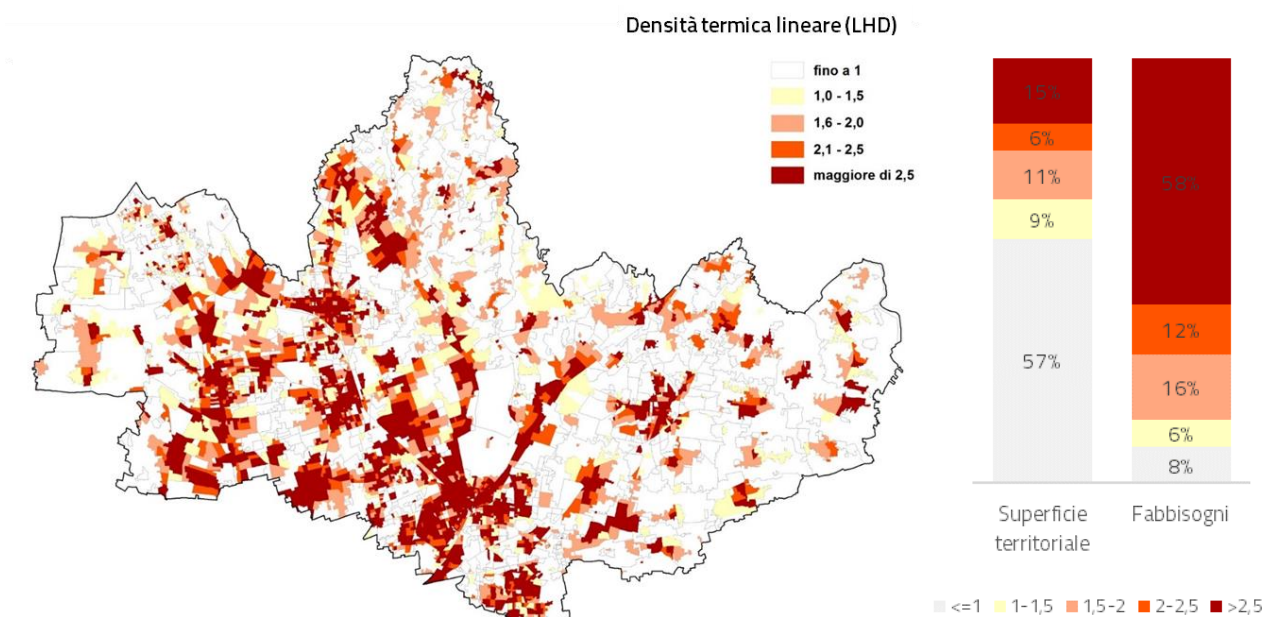
w : "effective width" rapporto tra l'area in pianta servita dalla rete e la sua lunghezza, calcolato sulla base della formula empirica fornita dallo stesso autore $w = 61,8 \cdot e^{-0,15}$

La densità lineare è una delle variabili che incide di più sui costi di distribuzione, che diminuiscono al crescere di tale parametro. Laddove i costi di distribuzione sono più elevati, le tecnologie di riscaldamento autonome o centralizzate installate presso i singoli edifici risultano le soluzioni più convenienti. Si è scelto quindi di utilizzare la densità termica lineare come parametro per selezionare le porzioni di centri abitati (ovvero le sezioni censuarie) più idonee ad essere connesse al teleriscaldamento. In particolare, si è calcolato per ogni sezione censuaria dei centri non serviti da reti di teleriscaldamento il valore di LHD, per poi selezionare per i successivi passaggi dell'analisi solo le sezioni con valori superiori a:

- 2 MWh/m, nelle zone metanizzate senza disponibilità di fonti rinnovabili termiche di rilievo;
- 1 MWh/m, nelle zone dove (attraverso le analisi descritte nel Capitolo 6) si sono rilevate delle potenzialità per lo sfruttamento di calore di scarto, geotermia o biomasse, poiché la presenza sul territorio di fonti o tecnologie particolarmente pregiate o a basso costo difficilmente sfruttabili senza il ricorso al TLR possono giustificare in alcuni casi la realizzazione di una rete TLR anche in zone a ridotta densità termica. Oltre a queste zone sono state prese in considerazione tutte le zone non metanizzate, anche quelle in cui non sono state rilevate fonti rinnovabili di rilievo, dove il teleriscaldamento potrebbe mitigare il gap infrastrutturale.

A titolo di esempio, per comprendere l'impatto sul potenziale tecnico TLR dell'operazione di selezione delle sezioni basata sulla densità termica lineare, si riporta il caso della Provincia della Monza e Brianza, dove le zone con una densità termica lineare inferiore a 1 rappresentano ben il 57% della superficie provinciale, ma soltanto l'8% dei fabbisogni termici.

Figura 105: Clusterizzazione delle sezioni censuarie della Provincia di Monza e Brianza in funzione della densità termica lineare



7.3 Potenziale tecnico offerta teleriscaldamento

Attraverso un confronto tra la disponibilità territoriale delle risorse di generazione termica descritte nel capitolo 6 e il potenziale tecnico della domanda di teleriscaldamento descritto nel paragrafo precedente si è valutato il massimo potenziale tecnico dell’offerta del teleriscaldamento per ciascuna tecnologia e per ciascun comune al netto di considerazioni di carattere economico.

Nella seguente tabella si riporta una sintesi dei principali risultati ottenuti su base nazionale per le diverse fonti tecnologiche considerati nel potenziale tecnico dell’offerta.

La somma del contributo dei potenziali tecnici dell’offerta in questo step dell’analisi è superiore a quello del potenziale tecnico della domanda (57 TWh) perché in un dato comune è possibile rilevare più fonti e tecnologie tecnicamente sviluppabili per soddisfare una data domanda, che saranno selezionate nella seguente analisi del potenziale economico.

Tabella 60: Sintesi potenziali tecnici di offerta per fonte tecnologia di teleriscaldamento

Tecnologia	Taglia tipo
Recupero calore di scarto	5,7 TWh
Geotermia (Alta, Media)	3,4 TWh
Biomassa	3,3 TWh
Pompe di calore	11,3 TWh
Solare	3,7 TWh
Gas CHP	48,0 TWh
Boiler gas	13,3 TWh
Boiler GPL	0,7 TWh

Segue una descrizione della domanda massima soddisfacibile da ciascuna tecnologia di generazione attraverso sistemi di teleriscaldamento e i criteri adottati per definirla.

7.3.1 Calore di scarto

Il calore di scarto stimato per gli impianti termoelettrici, inceneritori e industriali descritto nel Capitolo 6, è un calore potenzialmente recuperabile che non tiene conto né di fattori stagionali, né della domanda di calore teleriscaldabile limitrofa agli impianti, né di considerazioni economiche.

Per valutare il calore di scarto effettivamente dispacciabile tramite le reti di teleriscaldamento (potenziale tecnico offerta WH per TLR) è stato elaborato un algoritmo di matching tra il calore di scarto totale recuperabile nella stagione invernale da ciascun impianto e la domanda termica teleriscaldabile (potenziale tecnico domanda TLR) dei 5 comuni limitrofi compresi in un raggio max di 15 km. La risorsa calore di scarto è caratterizzata in alcuni casi da una certa concentrazione geografica (centrali termoelettriche, distretti industriali) che non sempre si associa territorialmente a contesti urbani con una domanda termica teleriscaldabile sufficientemente elevata da poterla assorbire (es. zone rurali, zone climatiche A-B-C).

Nei comuni con più impianti di calore di scarto e quindi con offerta di calore eccedente rispetto alla domanda, la selezione degli impianti da attivare è stata effettuata sulla base di un *merit order* economico, ovvero attivando prioritariamente gli impianti con il minimo costo di recupero del calore.

Attraverso il matching tra domanda e offerta di calore di scarto, oltre a quantificare il calore potenzialmente convogliabile nelle reti TLR, si è stimata la lunghezza delle tubazioni preisolate di trasporto necessarie al collegamento alla rete di distribuzione del TLR.

Dei 67 TWh di calore recuperabili da installazioni stazionarie di interesse prioritario, 38 TWh possono essere recuperati verosimilmente nel corso della stagione di riscaldamento (26 TWh nelle zone climatiche D-E-F). Di questi 38 TWh, soltanto 6 TWh sono risultati dispacciabili nei comuni limitrofi agli impianti.

Sulla base della definizione da normativa del calore di scarto (Paragrafo 6.1), dei quasi 6 TWh di calore recuperabile soltanto 2 TWh provenienti da installazioni industriali sono contabilizzabili nei risultati finali come calore di scarto recuperato, mentre i restanti 4 TWh recuperati da termoelettrici a gas e rifiuti sono da considerare come produzione di calore CHP addizionale da gas e rifiuti.

Figura 106: Calore di recupero in reti di teleriscaldamento nel 2018 e potenziale tecnico

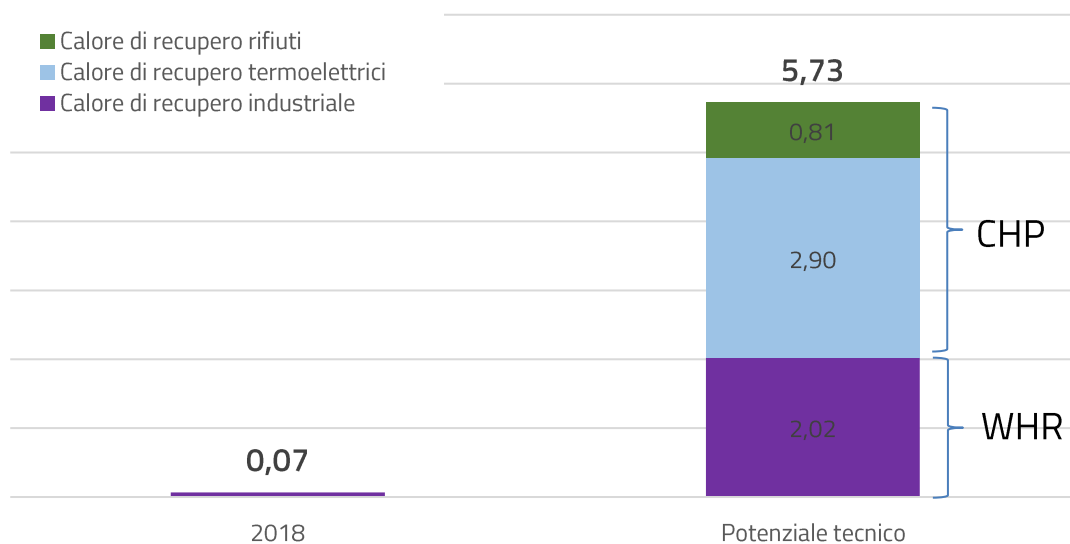
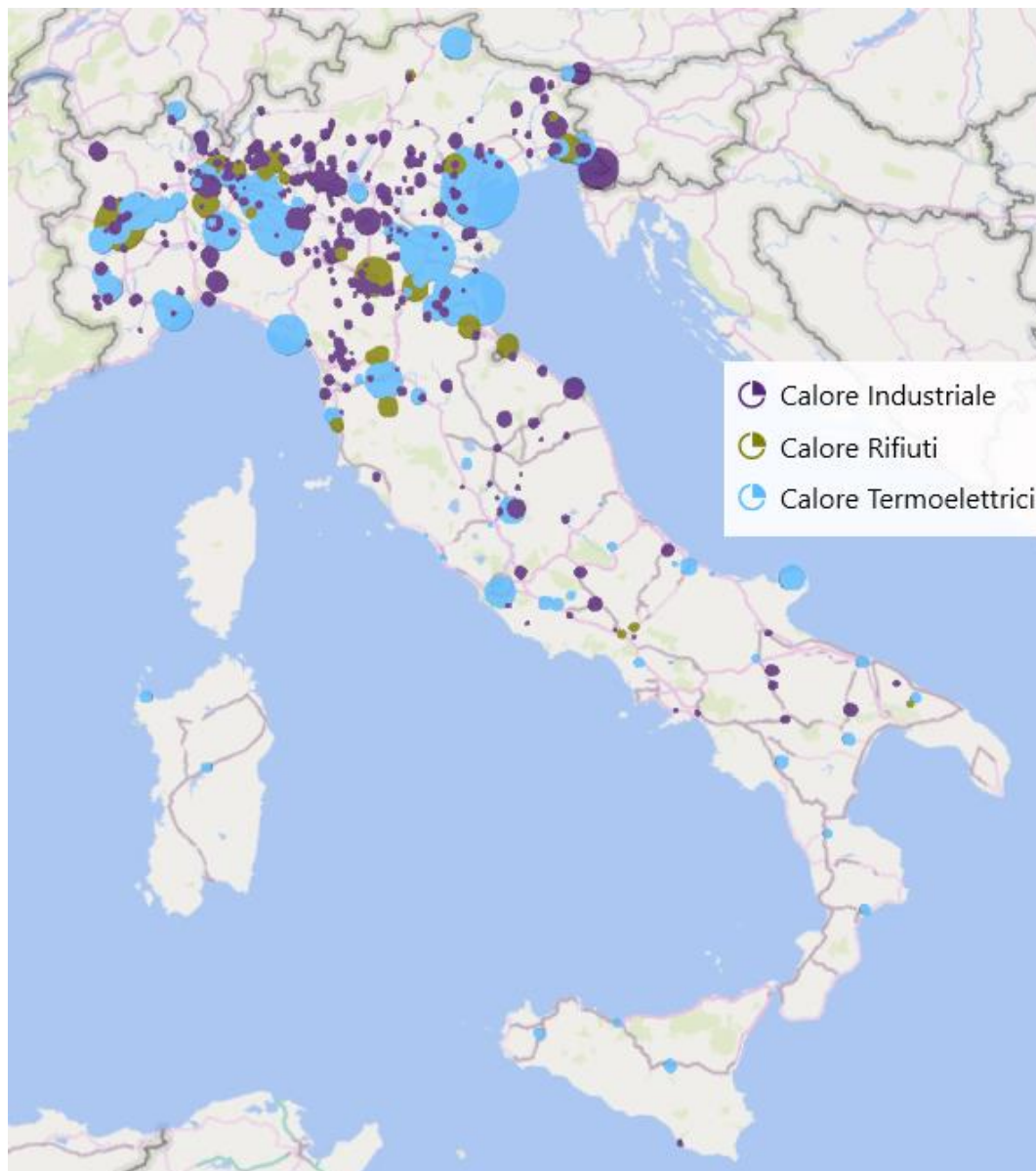


Figura 107: Mappa potenziale tecnico calore di recupero in reti TLR da impianti industriali, termoelettrici e a rifiuti



7.3.2 Geotermia

Per valutare il potenziale tecnico dell'energia producibile da geotermico sfruttabile da sistemi di TLR si è partiti dalla clusterizzazione dei potenziali geotermici comunali descritti al Paragrafo 6.2 applicando i seguenti criteri di calcolo:

1. **Comuni ad alto potenziale geotermico:** per questi comuni il potenziale tecnico da geotermico coincide con la domanda teleriscaldabile di questi comuni.
2. **Comuni a medio potenziale geotermico:** l'energia termica producibile da geotermia stimata attraverso la funzione parametrica di cui al Paragrafo 6.2 è stata nettata dagli utilizzi geotermici esistenti e confrontata con la domanda teleriscaldabile comunale, prendendo la minore tra le due.
3. **Comuni a basso potenziale geotermico:** la stima del potenziale del calore geotermico producibile è considerata nel potenziale tecnico delle pompe di calore che per ciascun comune ipotizza un 20% della

domanda di calore teleriscaldabile alimentabile da PdC e i cui risultati sono riportati nel Paragrafo 7.3.4.

Il potenziale tecnico del teleriscaldamento da geotermico ammonta a 3,4 TWh con una prevalenza nelle Regioni Toscana, Lazio e Veneto.

Figura 108: Mappa potenziale tecnico TLR geotermico

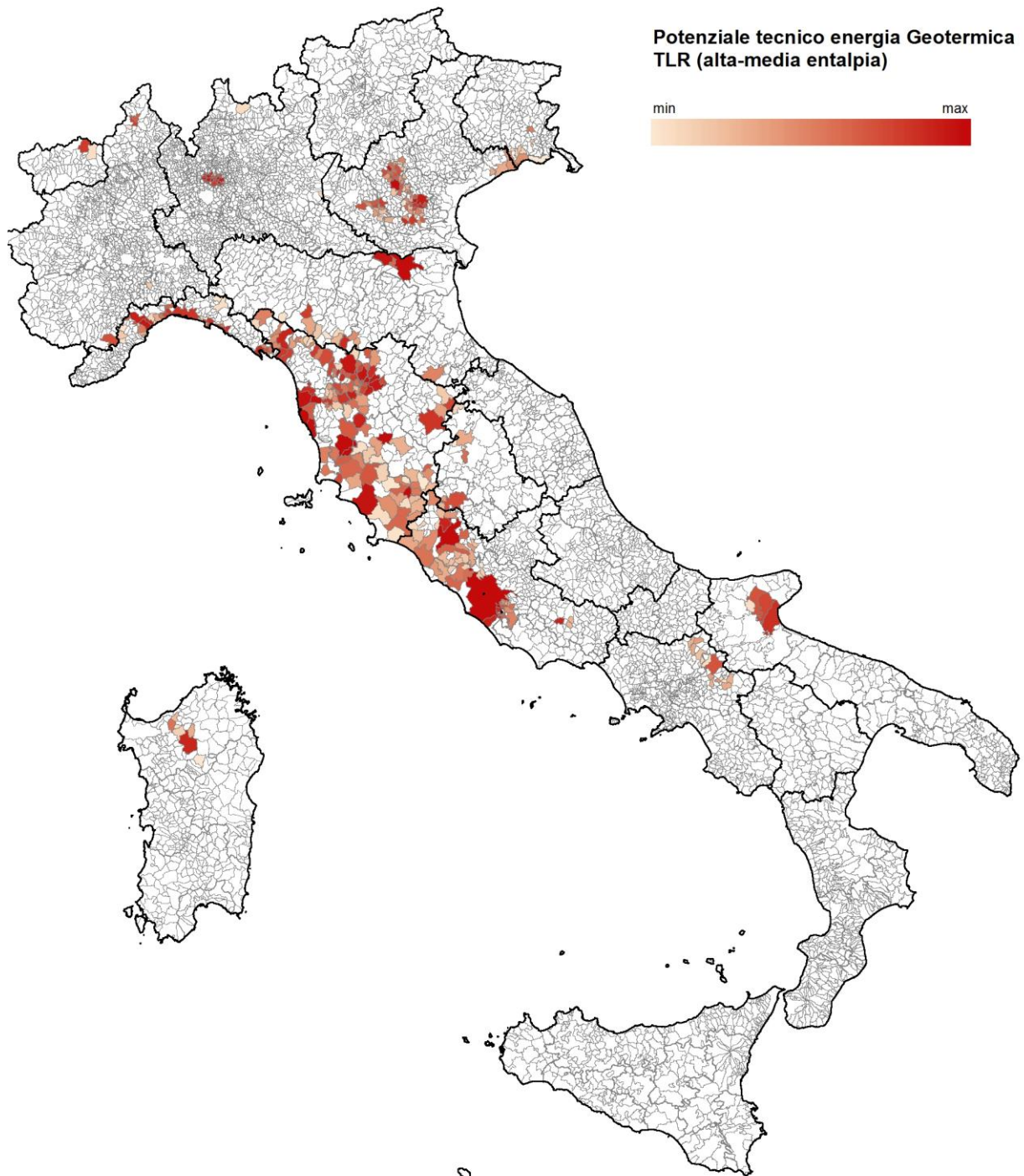


Figura 109: Potenziale tecnico teleriscaldamento da geotermico per Regione (TWh)

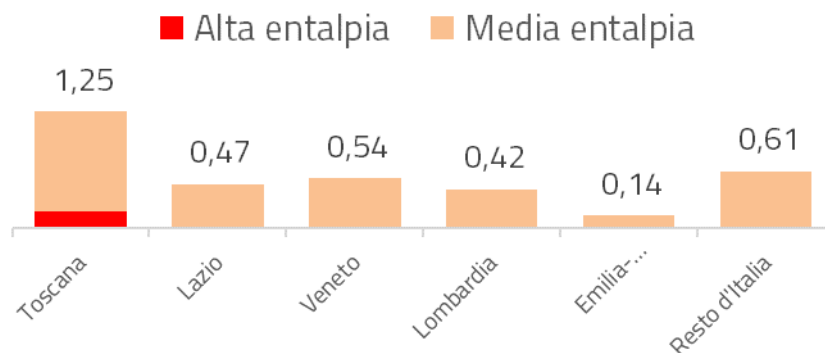
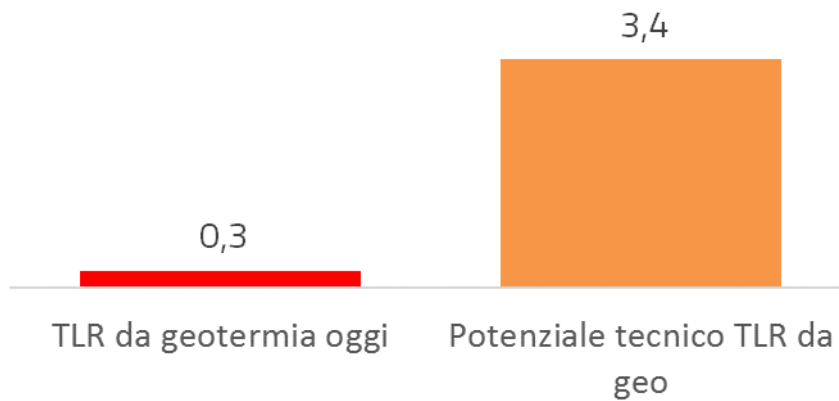


Figura 110: Confronto tra teleriscaldamento da fonte geotermica nel 2018 e potenziale tecnico (TWh)



7.3.3 Biomasse

Per valutare il potenziale tecnico dell'energia producibile da biomasse sfruttabile da sistemi di TLR si è partiti dalla clusterizzazione dei comuni più idonei all'utilizzo di questa fonte effettuata sulla base dell'indice IAVB (descritto nel Paragrafo 6.3), volto a identificare quei comuni in cui lo sfruttamento e l'utilizzo di biomasse sembra più sostenibile per via della disponibilità di risorse forestali, infrastrutture esistenti e condizioni geomorfologiche che rendono difficile il verificarsi di problematiche inerenti la qualità dell'aria.

Il potenziale tecnico delle biomasse per il teleriscaldamento è stato quindi valutato pari alla domanda teleriscaldabile dei comuni ricadenti nel cluster indicizzato come maggiormente idoneo all'utilizzo di biomasse (IAVB > 2,25). Il potenziale del teleriscaldamento a biomasse ammonta ad oltre 3 TWh, con una maggiore concentrazione nelle aree alpine (Trentino Alto Adige e Lombardia su tutte), che già ospitano queste infrastrutture, oltre ad alcuni potenziali distretti minori sparsi lungo la dorsale appenninica.

Figura 111: Mappa potenziale tecnico TLR da biomassa



Figura 112: Confronto tra teleriscaldamento da biomassa nel 2018 e potenziale tecnico (TWh)

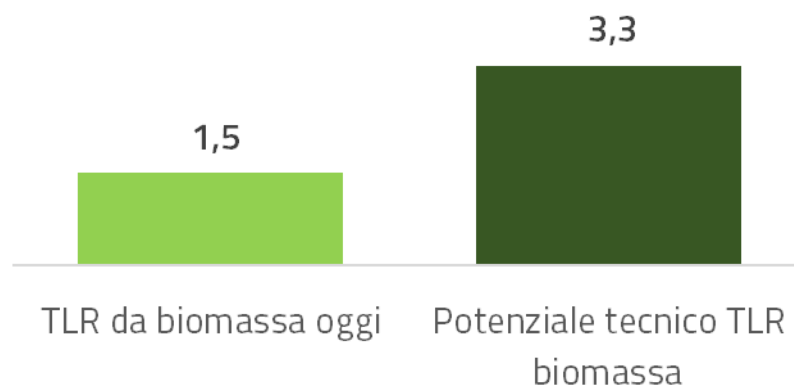
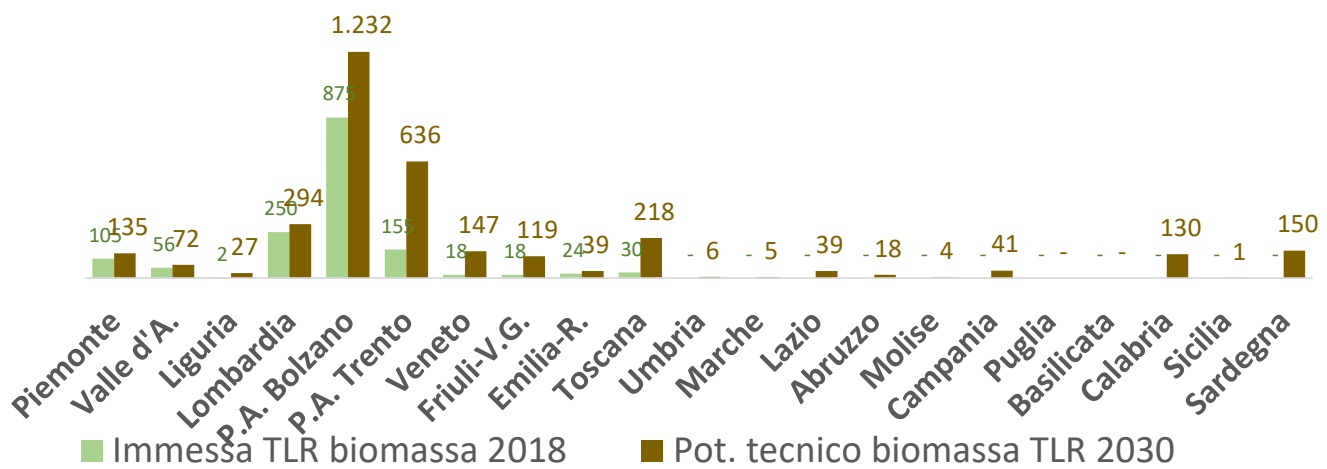


Figura 113: Potenziale tecnico teleriscaldamento da biomassa per Regione/Provincia autonoma (TWh)



7.3.4 Altre fonti

Il potenziale tecnico delle altre fonti che possono concorrere ad alimentare le reti TLR risultano meno vincolate alle risorse energetiche locali e sono quindi state valutate sulla base di alcune assunzioni di seguito esplicitate.

Tabella 61: Potenziale tecnico delle altre fonti che possono concorrere ad alimentare reti TLR

Altre fonti	Ipotesi calcolo potenziale tecnico
Pompe di calore	20% della domanda di calore teleriscaldabile
Solare termico	Minore tra la producibilità solare ottenibile dall'1/1000 della superficie amministrativa e il 10% della domanda teleriscaldabile
CHP gas	90% della domanda di calore teleriscaldabile dei comuni metanizzati
Boiler gas	25% della domanda di calore teleriscaldabile dei comuni metanizzati
Boiler Petroliferi	25% della domanda di calore teleriscaldabile dei comuni non metanizzati

Sulla base di queste ipotesi si ottiene un potenziale tecnico di cogenerazione a gas per il teleriscaldamento di 48 TWh, 11 TWh di energia termica producibile da pompe di calore di diversa tecnologia (incluse quelle geotermiche) e quasi 4 TWh di potenziale tecnico da solare.

Figura 114: Potenziale tecnico per il teleriscaldamento da CHP a gas, pompe di calore e solare (TWh)

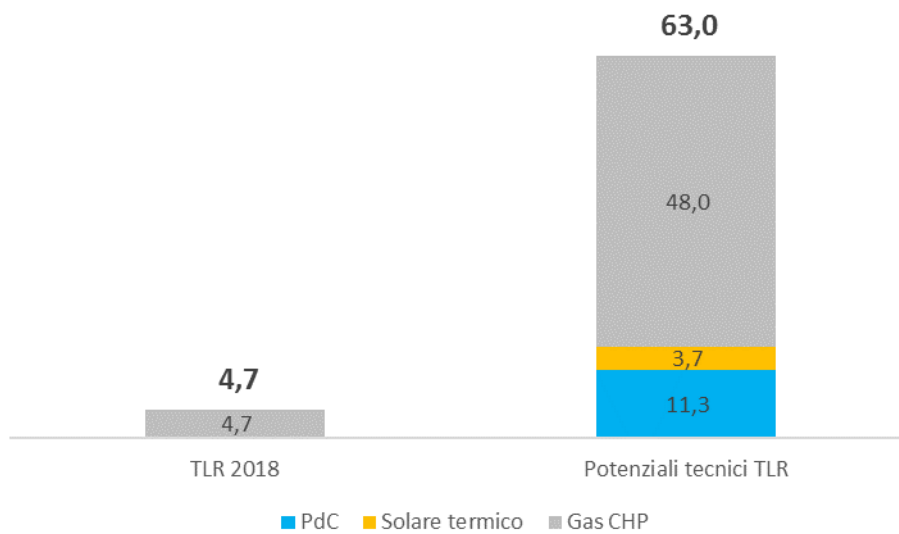
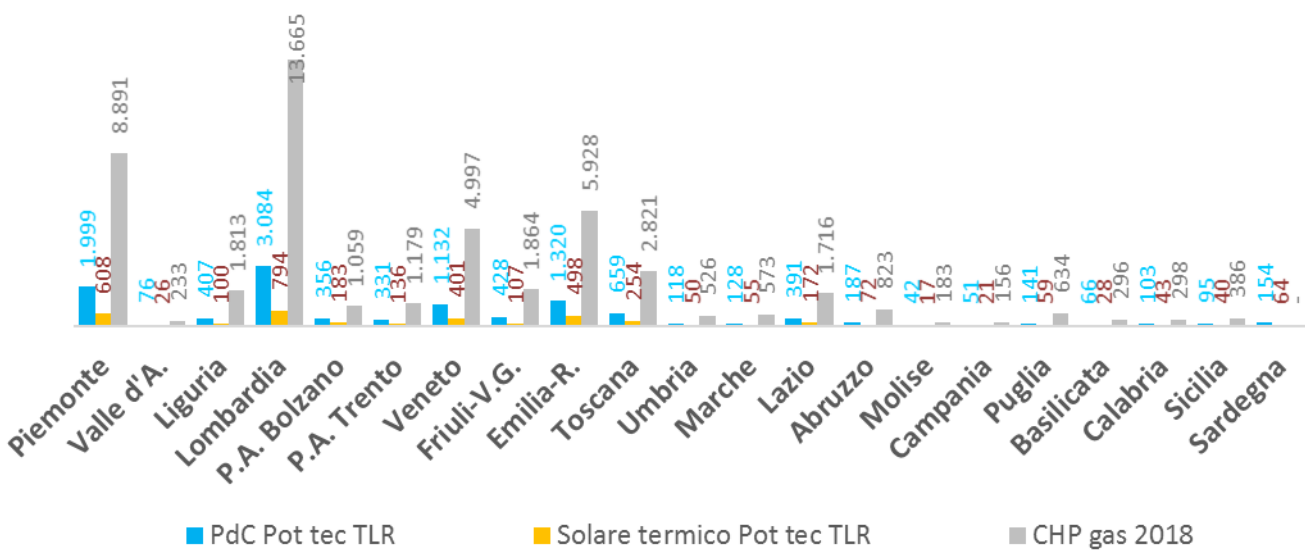


Figura 115: Potenziale tecnico per il teleriscaldamento da CHP a gas, pompe di calore e solare per Regione/Provincia autonoma (TWh)



7.4 Analisi economica teleriscaldamento

Per arrivare a definire un potenziale economico di sviluppo del teleriscaldamento è stato necessario sviluppare un'analisi economica dei costi dei sistemi di teleriscaldamento e delle soluzioni individuali alternative per il riscaldamento.

Per la valutazione dei costi del teleriscaldamento si è proceduto ad un predimensionamento di massima delle infrastrutture TLR da realizzare per allacciare la domanda di calore teleriscaldabile, definendone i principali parametri tecnici da cui sono stati valutati i costi di investimento e di esercizio delle reti.

7.4.1 Costi di generazione del calore da tecnologie individuali

I costi di generazione termica delle soluzioni individuali sono un benchmark molto importante per i sistemi di teleriscaldamento che devono presentare delle tariffe concorrenziali per espandersi verso nuove utenze con impianti autonomi o centralizzati non connessi alla rete.

I costi unitari di generazione delle diverse tecnologie sono stati calcolati con riferimento agli impianti delle utenze monofamiliari dove si dispone di dati di costo più robusti e omogenei e che possono in ogni caso ritenersi sufficientemente rappresentativi anche dei costi unitari di generazione degli impianti centralizzati³⁴.

I costi di generazione sono stati quindi calcolati sulla base degli attuali valori di mercato delle tecnologie (acquisiti dal GSE per le richieste di incentivi), delle agevolazioni esistenti per gli investimenti (detrazioni fiscali) e sulla base degli attuali prezzi finali dei prodotti energetici consumati per la produzione di calore.

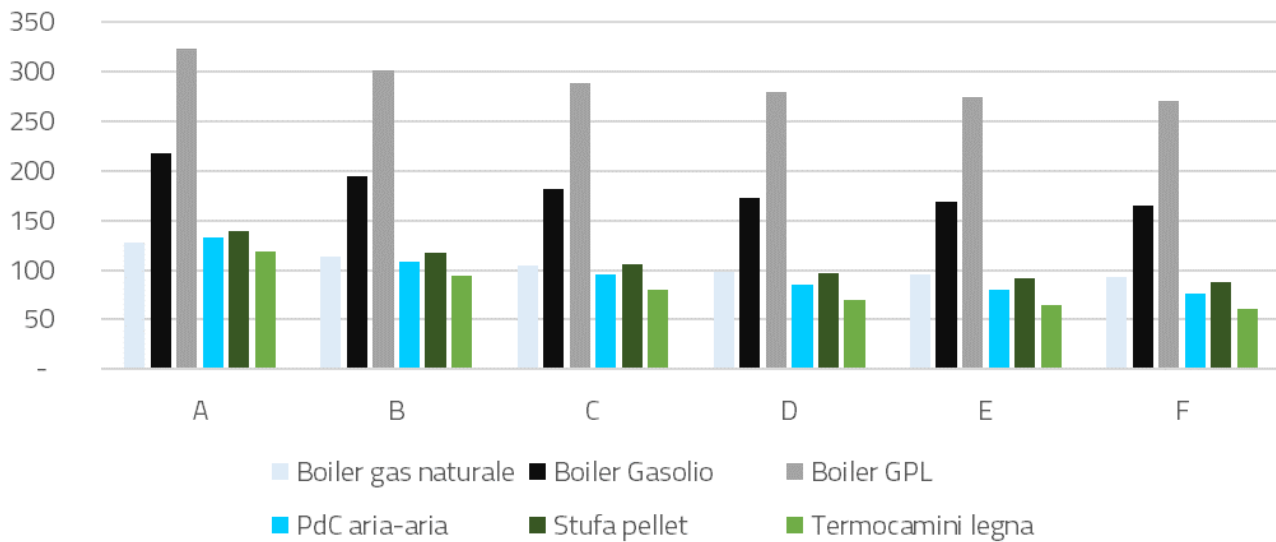
Tabella 62: Costi tecnologie individuali per la produzione di calore

Tecnologia	Costo impianto [€]	Costo O&M [€/anno]	Vita utile [y]	Rendimento [%]	Costo energia consumata [€/MWh]
Boiler gas	1.400	70	15	95%	80
Boiler gasolio	1.400	70	15	85%	129
Boiler GPL	1.400	70	15	90%	233
PdC	4.500	70	15	3,50	219
Stufa pellet	2.700	70	15	80%	61
Termocamini a legna	3.200	70	15	80%	38

I costi di generazione unitari variano significativamente su base territoriale in funzione delle zone climatiche che determinano i fabbisogni energetici e le ore di funzionamento. Nelle zone più calde del Paese la ridotta durata della stagione invernale incide pesantemente sulla competitività delle tecnologie con maggiori costi di investimento pur se caratterizzate in alcuni casi da performance energetiche migliori e costi di esercizio più contenuti.

³⁴ Teoricamente inferiori per le economie di scala e per la ripartizione delle spese tra i proprietari, ma che in alcuni casi sono in parte compensati da gestioni meno oculate, maggiori perdite di distribuzione e maggiori oneri gestionali (es. contabilizzazione).

Figura 116: LCOH costo di generazione termica unitaria per le diverse tecnologie individuali per fascia climatica (€/MWh)



7.4.2 Costi di distribuzione del calore per il TLR

A partire dal potenziale tecnico incrementale di ciascun comune, ovvero il potenziale tecnico meno l'energia già erogata dalle infrastrutture esistenti, si è proceduto a dimensionare le nuove infrastrutture di teleriscaldamento necessarie per trasportare questo calore alle nuove utenze e sono stati ricostruiti i costi di investimento e operativi associati che si compongono di diverse componenti, come segue:

$$CAPEX_{TLR\ infr} = C_{tub} + C_{ss} + C_{acc}$$

$$OPEX_{TLR\ infr} = C_{o\&m\ rete} + C_{pump}$$

C_{tub} : costo investimento tubature

C_{ss} : costo investimento sottostazioni

C_{acc} : costo investimento accessori

$C_{o\&m\ rete}$: costo operativo e manutenzione della rete

C_{pump} : costo pompaggi

Le differenti componenti di costo precedentemente descritte sono state ricostruite sulla base un'ampia ricognizione dei dati di letteratura sul settore del teleriscaldamento, dei dati di esercizio delle reti TLR esistenti e avvalendosi anche di alcune formule parametriche sviluppate per il contesto Italiano dal Politecnico di Milano in collaborazione con AIRU.

La componente maggioritaria del costo di distribuzione del calore è dovuta al costo di investimento per la realizzazione e la posa delle tubature necessarie per trasportare il calore. Il costo specifico di realizzazione delle reti (€/km) è strettamente connesso al diametro della tubazione da porre in opera ed è stato valutato attraverso la seguente formula parametrica (fonte HeatRoadMap Europe 2019):

$$C_{tub} [€] = L_{incr} C_{lin}$$

$$C_{lin} [€/m] = C_1 + C_2 D_m$$

C_{lin} costo specifico per unità di lunghezza

C_1 e C_2 sono due parametri di costo ricavabili dalla seguente tabella in funzione del livello di densità abitativa dell'area esaminata, valutata attraverso la variabile plot ratio (rapporto tra superficie calpestabile e superficie dell'area in pianta)³⁵.

Tabella 63: Componenti costo C1 e C2 in funzione di plot ratio

Area urbana	Plot ratio E [%]	C1 [€/m]	C2 [€/mq]
Inner city areas	>0,5	286	2.022
Outer city areas	0,3-0,5	214	1.725
Park areas	<0,3	151	1.378

D_m : diametro medio della tubatura

Il diametro medio delle tubature è stato valutato attraverso la seguente formula parametrica (fonte: Heat Roadmap Europe³⁶):

$$D_m [m] = 0,0486 LN (LHD) + 0,0007$$

LHD: densità lineare

La lunghezza incrementale della rete a cui applicare i costi lineari è stata calcolata attraverso il rapporto tra potenziale tecnico incrementale e la densità termica lineare (*LHD*), caratteristica del comune, valutata come segue:

- per comuni già teleriscaldati si è utilizzato il valore di densità lineare osservato sulle reti (rapporto tra energia erogata annua e lunghezza della rete);
- Per comuni senza reti di teleriscaldamento si è utilizzata la media della densità lineare teorica (calcolato mediante formula Persson Par. 7.2.1) delle sezioni censuarie del comune con caratteristiche favorevoli al teleriscaldamento.

Per quanto riguarda il costo per unità di potenza delle sottostazioni di utenza è stata utilizzata la formula parametrica per calcolare i costi per unità di potenza delle sottostazioni elaborata dal Polimi sulla base di dati AIRU.

$$C_Q [€/kW] = 2389 Q^{0,715} \quad \text{con } 25 < C_Q < 145$$

³⁵ Persson Urban "Realise the potential! Cost effective and efficient district heating in European urban areas" 2011

³⁶ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219306097#fig2>

Q: potenza media sottostazione

La potenza media delle sottostazioni è stata calcolata per i comuni teleriscaldati sulla base dei dati raccolti dal GSE per il monitoraggio statistico del settore TLR, mentre per i comuni non teleriscaldati si è assunta la media del settore.

I costi accessori (comprensivi di tubature di allaccio, componenti “speciali” quali pozzetti di ispezione, stacchi, ecc.) e di progettazione sono stati considerati pari al 20% dei costi complessivi di investimento nella rete.

Per quanto riguarda i costi operativi si è fatto riferimento ai costi di esercizio delle reti forniti nelle *guidelines* JRC³⁷ pari a:

- 250 €/TJ per la parte afferente all’esercizio e manutenzione della rete;
- 1,5 €/kW per la parte afferente all’esercizio e manutenzione delle sottostazioni.

I consumi da pompaggio sono stati desunti dai consumi elettrici delle reti di teleriscaldamento in esercizio, individuando un benchmark di consumo di energia elettrica per il pompaggio pari al 2,6% dell’energia termica immessa in rete, valorizzato attraverso un prezzo finale dell’elettricità in Italia desunto da fonte Eurostat pari a 140,8 €/MWh (prezzo finale senza iva applicabile alla banda di consumo 2-20 GWh).

Le perdite di rete sono state poste per i comuni teleriscaldati, pari alle medesime osservate nelle reti in esercizio in quei comuni (fonte dati statistiche GSE TLR 2018), mentre per i comuni non teleriscaldati sono state assunte pari alla media del settore 17%.

La vita utile è stata considerata pari a 30 anni per le reti e a 15 anni per le sottocentrali di utenza. Il tasso di attualizzazione dell’investimento delle reti è stato considerato pari al 5%. I costi medi di rete calcolati per il potenziale tecnico incrementale sono sintetizzati nella seguente tabella, espressi come costo specifico di distribuzione, ovvero il costo per unità di energia termica distribuita dalla rete.

Tabella 64: Costi distribuzione TLR suddivisi nelle principali componenti

Costo specifico tubazioni [€/MWh]	Costo specifico sottocentrali di utenza [€/MWh]	Costo specifici accessori [€/MWh]	Costo operativo pompaggi [€/MWh]	Costi O&M rete [€/MWh]	Costo totale distribuzione [€/MWh]
8,1	5,2	2,3	3,7	2,4	21,7

7.4.3 Costi di generazione del calore per il TLR

I costi di generazione del calore con cui alimentare reti di teleriscaldamento sono stati elaborati a partire dalla costruzione di un catalogo delle tecnologie di generazione del calore. A tal fine sono stati acquisiti ed elaborati una serie di dati di costo da diverse fonti eterogenee comprendenti: i costi comunicati dagli operatori al GSE in corrispondenza delle richieste di incentivi, dati sui costi delle tecnologie derivanti da studi RSE, dati acquisiti dalle associazioni di categoria attraverso la consultazione e dati da letteratura del settore.

Sebbene si sia cercato di elaborare dei costi quanto più rappresentativi della realtà italiana, la forte dipendenza da condizioni sito-specifiche e una copertura non sempre esaustiva del dato, devono indurre a

³⁷ JRC “Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level”, 2015

considerare questi dati economici come indicativi e non sempre rappresentativi di tutte le applicazioni che in alcuni casi possono scostarsi anche considerevolmente da quanto riportato a seguire:

Tabella 65: Catalogo costi delle principali tecnologie per produrre calore da immettere nelle reti di teleriscaldamento

Tecnologia	Taglia tipo	Dettagli tecnologia considerata	C Inv [€/kW]	O&M [€/kW anno]	vita utile [anni]
Biomassa Boiler	0,5-5MW	Boiler Biomassa	400	16	15
Biomassa ORC	0,5-5MW	ORC	5500	300	15
Solare ³⁸	>500 mq	Solare circ. forzata	400	4	20
WH-Industriale ³⁹	0,5-40MW	GVR, Scambiatori, PdC + coll. TLR	1000	20	20
WH-CHP inceneritori ⁸	0,5-40MW	interventi retrofit CHP + coll. TLR	400	10	20
WH-CHP termoelettrici ⁸	0,5-70MW	interventi retrofit CHP + coll. TLR	650	15	20
CHP gas nuovi	5MW	MCI CHP	700	30	15
Boiler gas	0,5-5MW	Caldaia a gas	125	9	15
Boiler Petroliferi	0,5-5MW	Caldaia GPL	125	9	15
Geo Alta Entalpia	0,5-5MW	Geotermico open-loop	580	23	20
Geo Media Entalpia	0,5-5MW	Geotermico closed-loop	1100	44	20
PdC (Idro, Geo)	0,5-5MW	PdC acqua-acqua e captazione	500	10	15

Ai costi per la realizzazione e gestione degli impianti precedentemente riportati si aggiungono anche i costi dei vettori energetici per i quali sono stati utilizzati i valori riportati nella seguente tabella.

Tabella 66: Prezzi commodities utilizzati nell'analisi economica delle reti TLR

Vettore energetico	Tipologia prezzo	Fonte (anno)	Valore 2019 [€/MWh]
Gas Naturale	Prezzo finale esc. Iva + acc. gen. ele.	Eurostat (2019) 100- 1.000 PJ	25,1
Light Fuel Oil	Prezzo finale esc. Iva	MISE (Light fuel Oil - 2019)	106,6
Cippato	Prezzo finale esc. Iva	AIEL (media 2013-17)	19,6
Rifiuti	Prezzo finale esc. Iva	hp in altra filiera	-
Elettricità	Prezzo finale esc. Iva	Eurostat (2019) 2.000-20.000 MWh	140,8

³⁸ I costi di investimento e di O&M sono espressi per questa tecnologia in €/mq anziché €/kW.

³⁹ I costi di investimento e di O&M includono i costi medi di collegamento necessari a collegare il sito industriale al centro urbano risultanti dal matching tra domanda e offerta.

Per quanto riguarda i parametri tecnici utilizzati per simulare il funzionamento degli impianti e calcolare gli input e gli output energetici si è fatto riferimento a dei valori medi desunti dai dati di esercizio degli impianti CAR asserviti a reti di teleriscaldamento e a rendimenti convenzionali indicativi per quanto riguarda caldaie e pompe di calore.

Tabella 67: Catalogo parametri tecnici per tecnologia

Tecnologia	H/E	$\eta_{el\ CHP}(\%)$	$\eta_{el\ no\ CHP}(\%)$	Echp/E	η_H
MCI grande taglia	0,94	40%	40%	96%	
MCI piccola taglia	1,37	33%	33%	94%	
ORC biomassa	4,17	15%	15%	43%	
CCGT	0,94	41%	58%	38%	
Rifiuti	3,2	19%	30%	36%	
Caldaia GAS					92%
Caldaia petroliferi					85%
Caldaia a biomassa					85%
Pompe di calore					3,5

I costi totali del calore venduto tramite TLR possono in definitiva ricondursi a tre componenti:

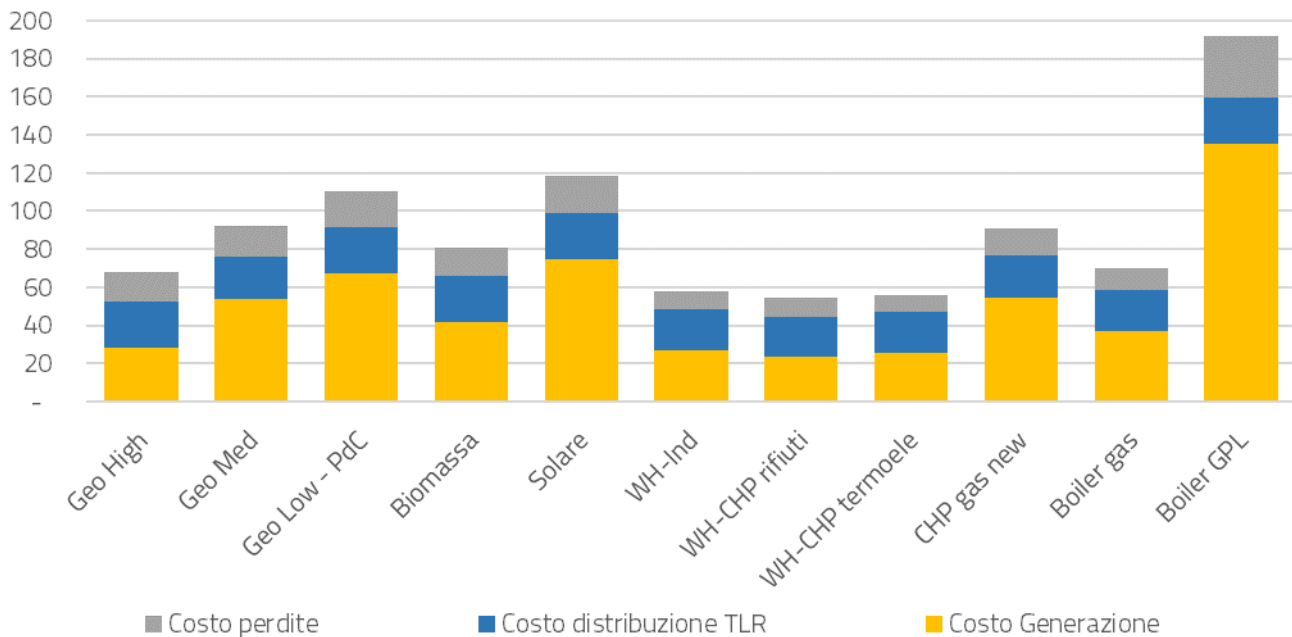
- *generazione*: costi di generazione del calore dovuti ai costi di investimento, O&M e alle commodities consumate negli impianti per la produzione di calore. Per gli impianti cogenerativi da realizzare ex novo per ripartire i costi totali tra output elettrici e termici si è calcolato il costo attribuibile alla produzione termica per differenza tra i costi totali di impianto e la valorizzazione economica della produzione elettrica ai prezzi di mercato all'ingrosso attuali. Per gli impianti di recupero di calore di scarto i costi di investimento e O&M sono stati attribuiti alla sola produzione termica, a cui si aggiungono gli eventuali costi per i consumi elettrici per PdC e pompaggi e nel caso di impianti termoelettrici i mancati ricavi legati alla riduzione di generazione elettrica⁴⁰;
- *distribuzione*: costi per la realizzazione e la gestione operativa delle infrastrutture di trasporto;
- *perdite di rete*: a cui è possibile ricondurre alcuni costi aggiuntivi di generazione e distribuzione rispetto a quelli necessari a soddisfare i fabbisogni termici.

I costi di generazione risultano generalmente inferiori alle soluzioni individuali in particolare per via dei minori costi dei vettori energetici influenzati in maniera rilevante anche dalle politiche tariffarie e fiscali. Il margine è in parte compensato e in alcuni casi superato dai costi delle infrastrutture e delle maggiori perdite.

Tutti i costi sono molto variabili e sito specifici: tendono a diminuire per zone climatiche più fredde dove l'aumento delle ore di funzionamento riduce l'incidenza dei costi di investimento e con l'aumento del livello di urbanizzazione dove si distribuisce più calore a parità di lunghezza di tubo.

⁴⁰ Gli interventi di retrofit per incrementare il calore di scarto si assume abbiano luogo prevalentemente nelle grandi centrali elettriche del Paese in genere CCGT o impianti a vapore e che gli impianti lavorino a parità di consumi di conseguenza l'aumento dei recuperi termici da spillamenti o contropressione dà luogo ad una mancata produzione elettrica valutabile attraverso il fattore β posto pari al 20% sulla base dei dati di esercizio osservati negli impianti CAR.

Figura 117: LCOH costo di generazione termica unitaria per le diverse tecnologie (€/MWh)



Sulla base dei costi unitari della componente di generazione termica è stato selezionato per merito economico il mix di fonti in grado di soddisfare la domanda di calore teleriscaldabile incrementale per ciascun comune al minimo costo. Nei comuni in cui l’offerta di fonti era sovrabbondante rispetto alla domanda le tecnologie più costose non sono state, di conseguenza, prese in considerazione nel business plan della rete TLR potenziale.

A partire dalla domanda di calore teleriscaldabile incrementale soddisfatta da ciascuna tecnologia, si è proceduti a calcolare la potenza termica da installare per produrre l’energia richiesta tenendo conto delle perdite di rete e le ore equivalenti di funzionamento assunte pari alle ore di riscaldamento del DPR 26 agosto 1993, n. 412 per le differenti fasce climatiche. Per ciascun comune la potenza termica di base necessaria a soddisfare i fabbisogni termici è stata sempre affiancata una potenza termica di integrazione e riserva da boiler a gas o petroliferi (a seconda dell’avvenuta metanizzazione del comune), dimensionata con un fattore di picco pari all’1,3 della potenza termica media.

Per rispettare i requisiti di efficienza delle reti di teleriscaldamento, si è assunto come vincolo che il calore generato dalle caldaie di integrazione non potesse superare il 25% dell’energia termica immessa nelle reti TLR. La produzione elettrica è stata definita sulla base del rapporto H/E, specifico della tecnologia e nel caso del calore di scarto recuperato da impianti termoelettrici o rifiuti, si è tenuto conto della mancata produzione elettrica associata al maggior calore recuperato basandosi su un fattore β pari al 20%.

Sulla base di quanto descritto, sono stati calcolati i principali parametri che caratterizzano la rete TLR e gli impianti per alimentarla (lunghezza reti, diametro tubature, potenza impianti, mix di tecnologie) funzionali anche a definire i costi di investimento e tutti gli input e output energetici con cui sono stati elaborati i costi gestionali tenuti in considerazione per l’elaborazione dei flussi di cassa sulla base dei quali si è determinato il potenziale economico descritto nel Paragrafo 7.5.

7.4.4 Ricavi da vendita energia ed incentivi per il TLR

Parallelamente ai costi pocanzi descritti, sono stati valutati per ciascuna rete potenziale sviluppabile per ciascun comune anche i ricavi. I ricavi sono riconducibili alla vendita di calore ed elettricità prodotta dagli impianti per i quali si è considerata la seguente valorizzazione:

- l'elettricità si è ipotizzato essere venduta all'ingrosso a un prezzo in linea agli attuali valori di mercato (PUN 2019: 53 €/MWh);
- il calore erogato si è ipotizzato essere venduto al dettaglio a un prezzo agganciato ai costi di generazione del calore della soluzione individuale (95 €/MWh che corrisponde al costo di generazione unitario del calore LCOH di una caldaia a gas in zona E con rendimento pari al 95%, e con un costo del combustibile commisurato al prezzo finale gas inclusivo anche delle imposte nel 2019).

Nell'analisi finanziaria sono state considerate anche tutte le politiche vigenti a supporto del settore che comprendono:

- credito di imposta: concessione di un credito d'imposta pari a 21,94 €/MWh per ogni unità di calore fornita da fonte geotermica o biomassa. Il valore del beneficio è stato interiorizzato nel prezzo di cessione all'utente finale;
- accise agevolate sul gas naturale: sul gas consumato per la produzione di calore nelle reti di teleriscaldamento a prevalenza CHP sono state considerate accise per la produzione elettrica invece che civile;
- IVA agevolata al 10% sulla vendita di calore;
- detrazioni fiscali per la realizzazione delle sottocentrali di utenza;
- Certificati Bianchi: per la produzione elettrica e termica in cogenerazione si è valutato il riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica, secondo le regole previste dal DM 5 settembre 2011, nel caso di produzione termica da rinnovabili i titoli riconoscibili sono stati valutati conformemente al Decreto Legge n. 34/2019 e i relativi chiarimenti operativi pubblicati da GSE, assumendo in entrambi i casi un prezzo di mercato dei Certificati Bianchi di 260 €.

7.5 Potenziale economico-finanziario del teleriscaldamento

Sulla base della caratterizzazione dei parametri tecnici ed economici relativi allo sviluppo delle infrastrutture di teleriscaldamento efficienti, l'analisi si è dunque concentrata sulla valutazione della sostenibilità economica delle iniziative individuate lato investitore, andando a definire il potenziale economico-finanziario del teleriscaldamento alle attuali condizioni di mercato e normative. Per la valutazione del potenziale economico di sistema, in cui si individua uno sviluppo del teleriscaldamento che garantisca il conseguimento dei target pianificati in materia di energia e clima dal PNIEC minimizzando al contempo i costi complessivi di sistema, si rimanda al Capitolo 9.

7.5.1 Metodologia e interpretazione dei risultati

L'analisi economica finanziaria, condotta su scala comunale, ha verificato la fattibilità economica degli investimenti, valutando costi e ricavi derivanti dallo sviluppo ed esercizio della rete e delle centrali da parte di un potenziale investitore, ipotizzando un prezzo di vendita al cliente finale in linea con il costo marginale di produzione termica assunto pari al costo di generazione da boiler a gas naturale.

La fattibilità economica delle iniziative è stata analizzata sulla base del Valore Attuale Netto (VAN) di ciascuna rete, considerando un periodo di valutazione di 30 anni.

Per il calcolo del VAN è stato assunto un costo medio ponderato del capitale (WACC) pari al 5%. Il potenziale economico finanziario è stato desunto limitando il potenziale tecnico alle sole iniziative con VAN positivo. Inoltre, è stata definita una quota di fattibilità per ciascuna iniziativa in funzione del valore del tasso interno di rendimento (IRR). Per iniziative caratterizzate da un IRR maggiore del 15% si è ipotizzata una fattibilità completa dell'intero potenziale tecnico individuato. Per le iniziative risultanti, invece, con un IRR inferiore al valore minimo di accettabilità (*hurdle rate*), il potenziale economico è stato considerato nullo. Il valore di *hurdle rate* è stato ipotizzato pari al 7%. Per i casi con IRR risultanti compresi tra il valore di *hurdle rate* e la soglia del 15%, la quota di fattibilità è stata determinata in modo proporzionale.

Avendo fissato dei ricavi delle reti di teleriscaldamento sulla base dei costi di generazione del calore nel settore residenziale con soluzioni convenzionali, la valutazione della sostenibilità economica lato investitore si sovrappone almeno in parte a quella del cliente finale⁴¹.

I risultati dell'analisi sono da interpretare in ottica complessiva e servono per caratterizzare in modo comparativo le iniziative più favorevoli. Per le valutazioni dei singoli investimenti si rimanda a specifiche analisi di fattibilità in grado di prendere in considerazione le peculiarità individuali e gli aspetti sito-specifici, difficilmente modellabili in analisi su scala nazionale.

La valutazione del potenziale economico del TLR è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi al suo sviluppo.

7.5.2 I risultati del potenziale economico-finanziario TLR

Il potenziale economico-finanziario del TLR efficiente alle attuali condizioni di mercato e normative è stimato pari a 21 TWh di energia termica erogata. A questo potenziale corrisponde un raddoppio dell'energia attualmente erogata alle reti (11,2 TWh incrementali) e un incremento delle reti TLR circa 3.700 km (+77% rispetto al 2018) e nuove volumetrie allacciate per 340 mln mc (+93% rispetto al 2018).

Da un punto di vista delle tecnologie che minimizzano i costi di alimentazione lato investitore, il potenziale del teleriscaldamento è trainato soprattutto dalle tecnologie CHP a gas che coprono il 52% di questo potenziale con 11 TWh, con un rafforzamento della quota odierna, pari al 40%. Questo potenziale CHP a gas comprende anche 1,6 TWh (circa un 15%) di calore utile recuperato attraverso interventi di retrofit e cambi di assetto volti ad incrementare la quota cogenerata di impianti esistenti che oggi dissipano quest'energia sotto forma di calore di scarto⁴². Da un punto di vista economico finanziario l'impiego di caldaie a gas continua a presentare costi di generazione piuttosto competitivi in virtù dei ridotti costi di investimento degli impianti e dei prezzi del gas agevolati riconosciuti nel settore del teleriscaldamento quando lavorano in accoppiamento a impianti CHP⁴³. Questa tecnologia copre il 23% del potenziale economico delle reti (livelli in linea agli attuali

⁴¹ Tale considerazione ha una valenza parziale non avendo messo in competizione il teleriscaldamento con tutte le tecnologie efficienti per la fornitura di calore (Es. PdC + FV) ma solo con le convenzionali.

⁴² Per lo più al condensatore a temperature prossime a quella ambiente, essendo progettati per massimizzare la produzione elettrica.

⁴³ Al teleriscaldamento in cogenerazione, se l'energia e la potenza elettrica sono almeno il 10% dell'energia e della potenza termica totale, tutto il combustibile che non è ad accisa elettrica, anche quello utilizzato nelle caldaie di integrazione/soccorso, passa ad accisa industriale invece che civile.

24%), andando quasi a saturare il vincolo assunto per i requisiti di efficienza delle reti non CHP assunto pari al 25%⁴⁴.

Le bioenergie impiegate in ambito teleriscaldamento possono continuare a giocare un ruolo importante nel settore incrementando il loro contributo da 2 TWh a 3 TWh. In particolare le biomasse risultano economicamente più favorite nelle aree montane, soprattutto se non metanizzate⁴⁵, anche grazie al supporto della misura del credito di imposta che aiuta a migliorare i risultati economici di questa soluzione in contesti con ridotta densità abitativa e costi infrastrutturali maggiori. I costi di generazione termica degli impianti a biomassa di produzione solo termica sono risultati inferiori rispetto a quelli di produzione in cogenerazione (tecnologia ORC) e di conseguenza lo sviluppo è risultato più orientato su questo tipo di tecnologia rispetto all'altra che nel passato ha conosciuto un notevole sviluppo anche in virtù di incentivi piuttosto remunerativi in ambito elettrico. L'incremento dell'utilizzo di biomassa per sola produzione termica è stato ottenuto in particolare perimetrando lo sviluppo delle stesse nelle sole aree più vocate a questo tipo di sviluppo (per disponibilità di risorsa, per la geomorfologia che limita problemi della qualità dell'aria, ecc.) e potrebbe essere realizzato senza richiedere ulteriori prelievi di biomassa forestale qualora avvenisse in sostituzione di impianti poco efficienti a biomassa individuali.

Nell'ambito degli incrementi dei recuperi di calore, oltre agli 1,6 TWh di energia termica recuperata contabilizzati nel potenziale CHP a gas, si aggiungono i 0,4 TWh di calore recuperabile incrementando la cogenerazione in impianti di incenerimento dei rifiuti⁴⁶ e 0,7 TWh di calore di scarto industriale recuperato attraverso scambiatori, GVR e pompe di calore dai cascami termici di processo che si stimano ad oggi dissipati. I numeri di queste tipologie di interventi di recupero termico appaiono dunque di sicuro interesse. La sostenibilità economica dei singoli progetti di recupero, oltre alla possibilità di incrocio tra domanda e offerta, è determinata dal costo delle differenti tecnologie di recupero, dalle lunghezze dei collegamenti fino al punto di connessione alla rete di TLR e dall'entità del calore recuperabile.

La geotermia a media e alta entalpia incrementa da 0,2 TWh a 0,3 TWh riuscendo a sviluppare solo una parte ridotta del suo potenziale perché in diverse zone di interesse per il potenziale geotermico i costi complessivi di un sistema teleriscaldamento si mantengono comunque elevati. Il solare e le pompe di calore (comprendente geotermia a bassa entalpia, idrotermiche) in base agli attuali costi e misure a supporto non hanno mostrato un potenziale finanziario apprezzabile poiché le altre soluzioni che consentono di raggiungere i requisiti di efficienza alle reti TLR comportano costi inferiori e si fanno a queste preferire. In ogni caso le pompe di calore e il solare rimangono delle soluzioni centrali per decarbonizzare il settore del riscaldamento, principalmente con impianti individuali, come meglio descritto nel Capitolo 9.

Da un punto di vista geografico si conferma un potenziale economico del teleriscaldamento che, per oltre il 95%, si localizza al Nord del Paese, quota in linea all'attuale, e più marcata rispetto al potenziale tecnico che trovava maggiore spazio anche nella dorsale appenninica e nei grandi centri urbani del centro Italia in zona D. Il potenziale economico-finanziario è fortemente concentrato in due Regioni, Lombardia e Piemonte, 60% del

⁴⁴ ai fini dello studio si è applicata una soglia massima di sviluppo per i boiler fossili più stringente rispetto a quella attualmente prevista per il teleriscaldamento efficiente, in cui questo valore può raggiungere anche il 49% nel caso il TLR sia alimentato in parte da FER o calore di scarto.

⁴⁵ Per via anche della mancata concorrenza con le soluzioni CHP a gas.

⁴⁶ Contabilizzati 0,2 TWh nella cogenerazione bioenergie CHP e 0,2 TWh nella parte di rifiuti no FER CHP.

totale nazionale. I margini di crescita più interessanti per il teleriscaldamento si rilevano in Lombardia (32% del potenziale economico incrementale), Piemonte (19%), Veneto ed Emilia Romagna (11% entrambi) e P.A. Trento (9%).

Figura 118: Energia erogata TLR nel 2018 e il suo potenziale economico-finanziario al 2030 [TWh]

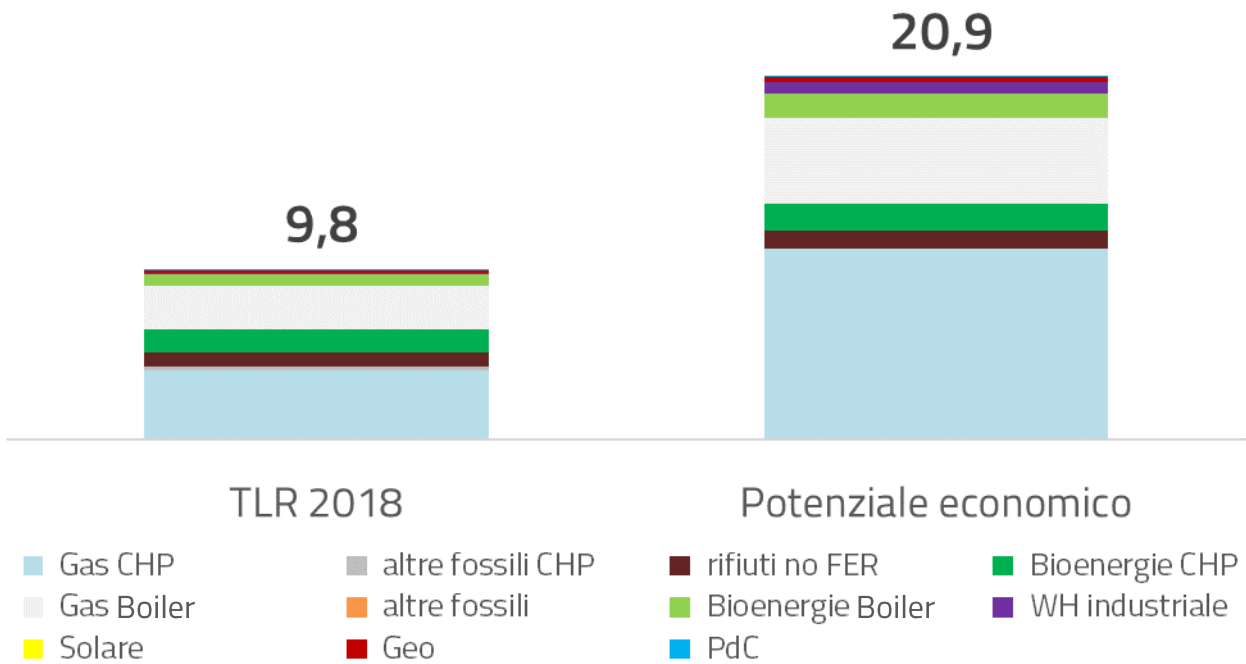


Tabella 68: Energia erogata TLR nel 2018 e il suo potenziale economico finanziario al 2030 [TWh]

Tecnologia	Erogata TLR 2018 [TWh]	Erogata TLR Pot economico finanziario [TWh]
Gas naturale CHP	4,0	11,0
Gas naturale boiler	2,5	4,9
Bioenergie CHP e boiler	2,0	3,0
Rifiuti no FER CHP	0,8	1,0
Altre fossili CHP e boiler	0,3	-
Geotermia uso diretto	0,2	0,3
Calore di scarto industriale	0,1	0,7
Pompe di calore	0,0	0,0
Solare	0,0	0,0
Totale TLR	9,8	20,9

Figura 119: Energia erogata da TLR nel 2018, potenziale tecnico e economico-finanziario al 2030 per Regione/Provincia autonoma [TWh]

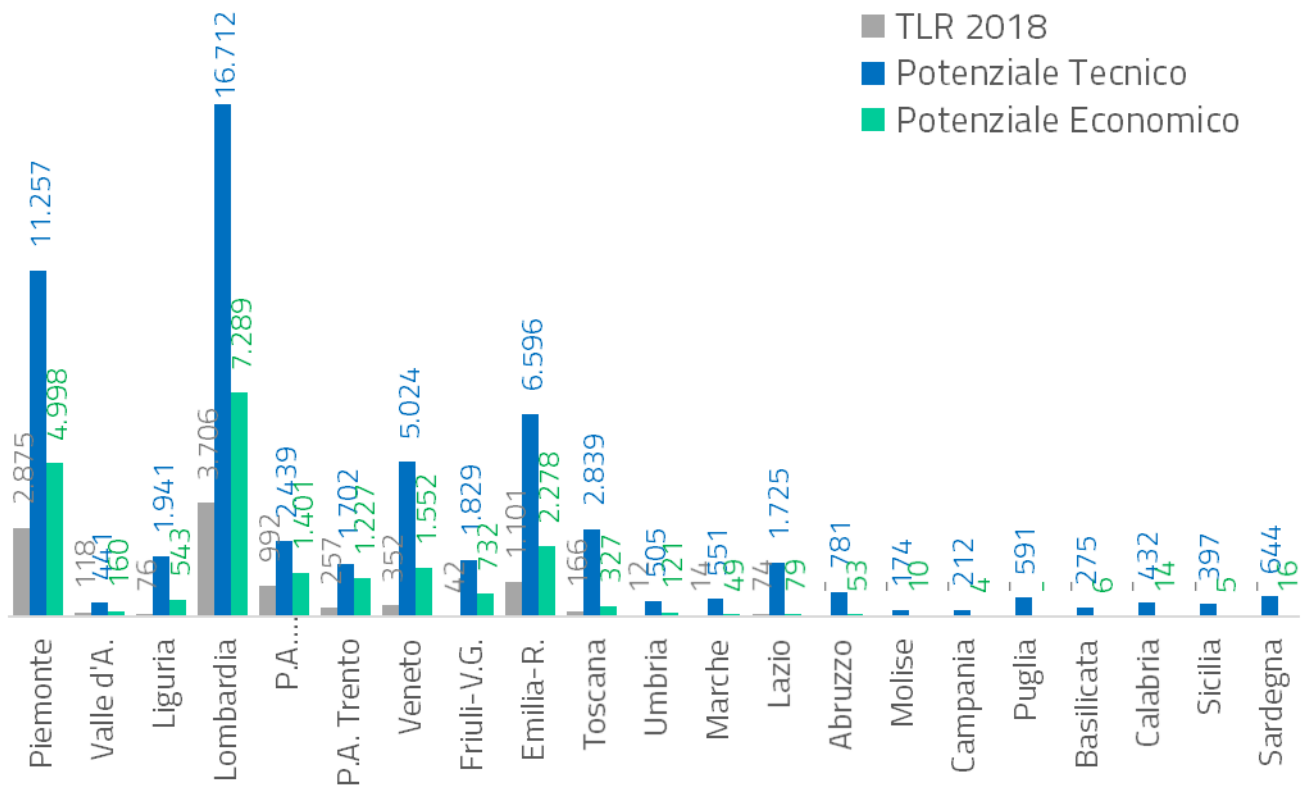


Figura 120: Potenziale economico-finanziario per Regione/Provincia autonoma e per tecnologia [TWh]

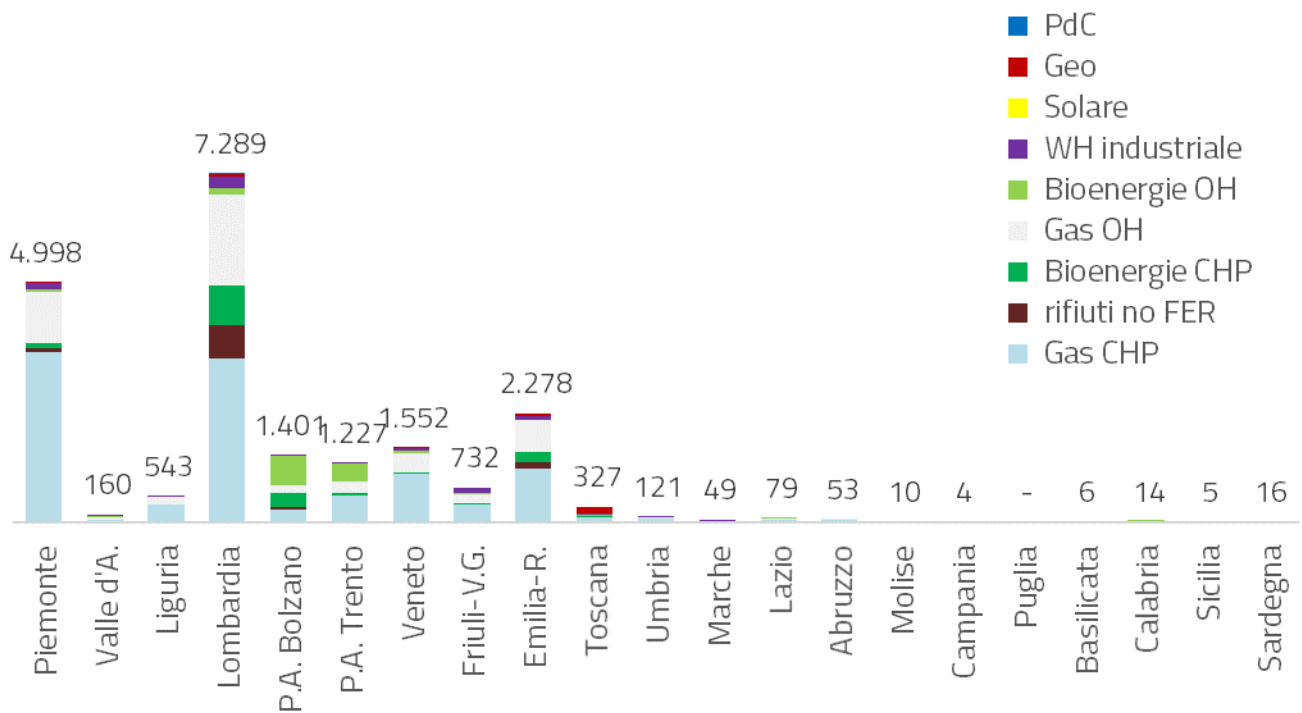
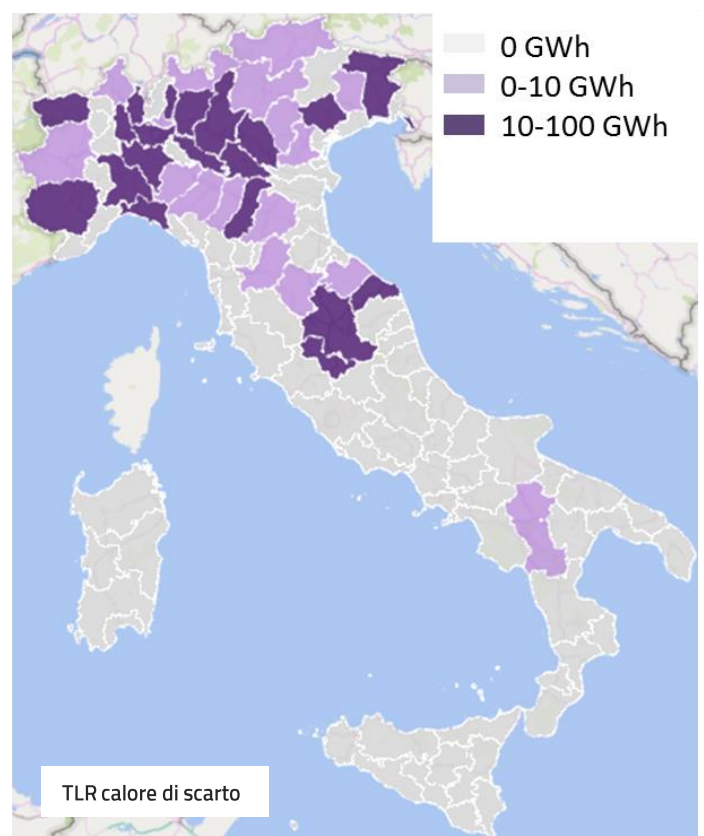
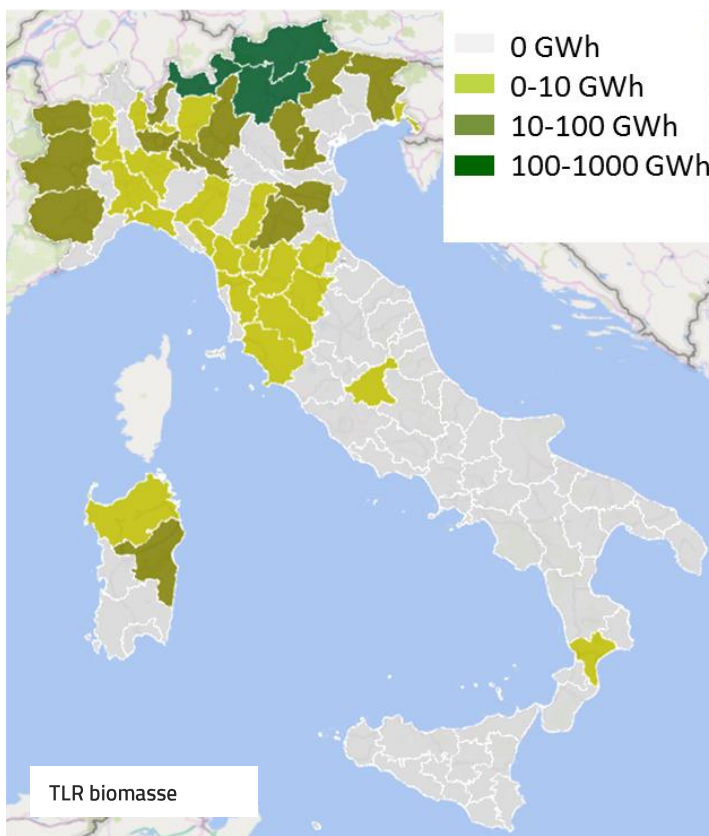
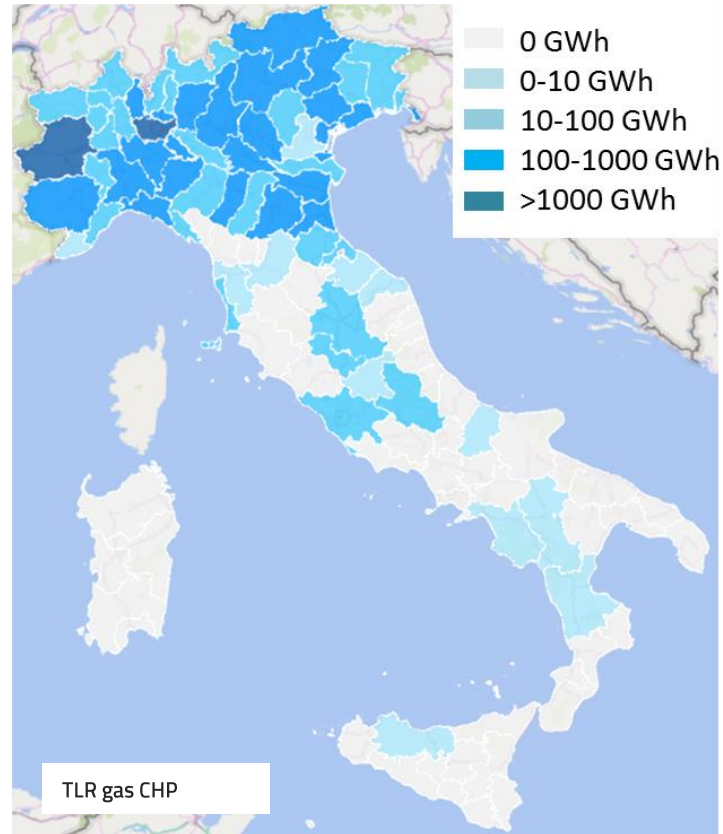
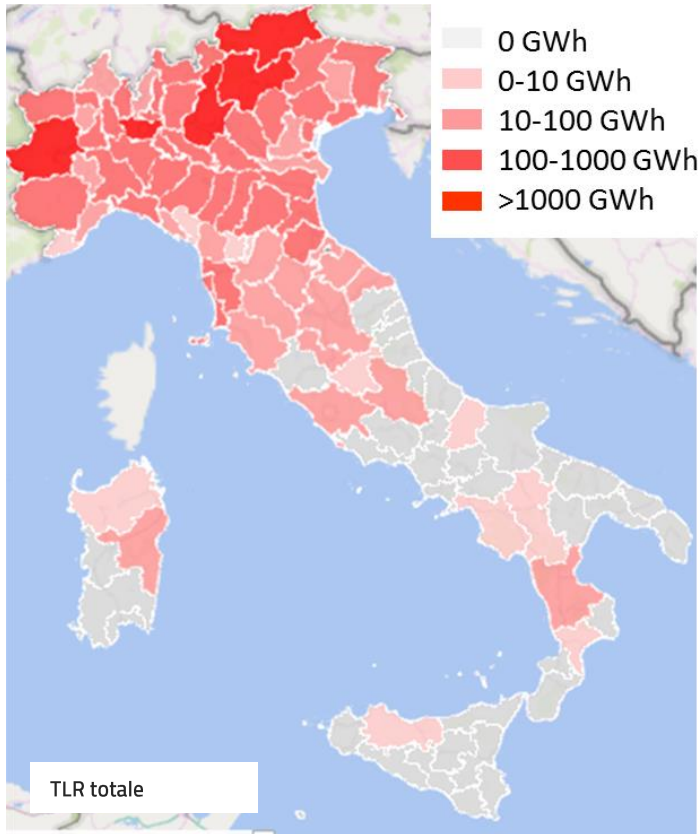


Tabella 69: Energia erogata TLR 2018, potenziale economico-finanziario per tecnologia per Regione/Provincia autonoma

	Energia erogata TLR 2018 [GWh]	Potenziale tecnico TLR totale [GWh]	Potenziale economico-finanziario per tecnologia							TLR totale [GWh]
			TLR CHP gas [GWh]	TLR Biomasse [GWh]	TLR Rifiuti no FER [GWh]	TLR calore di scarto [GWh]	TLR geotermia [GWh]	Potenziale economico TLR altro (Boiler gas) [GWh]		
Piemonte	2.875	11.257	3.553	179	73	117	6	1.069	4.998	
Valle d'Aosta	118	441	48	49	-	17	-	45	160	
Liguria	76	1.941	366	1	-	19	-	157	543	
Lombardia	3.706	16.712	3.411	977	712	237	43	1.908	7.289	
P.A. Bolzano	992	2.439	279	928	30	0	-	164	1.401	
P.A. Trento	257	1.702	565	411	-	1	-	250	1.227	
Veneto	352	5.024	1.005	80	9	41	7	411	1.552	
Friuli Venezia Giulia	42	1.829	362	58	20	111	-	181	732	
Emilia Romagna	1.101	6.596	1.115	216	148	64	68	668	2.278	
Toscana	166	2.839	100	41	7	10	154	15	327	
Umbria	12	505	76	-	-	28	-	17	121	
Marche	14	551	12	-	-	19	-	19	49	
Lazio	74	1.725	42	2	-	-	-	35	79	
Abruzzo	-	781	40	-	-	-	-	13	53	
Molise	-	174	7	-	-	-	-	2	10	
Campania	-	212	3	-	-	-	-	0	4	
Puglia	-	591	-	-	-	-	-	-	-	
Basilicata	-	275	2	-	-	3	-	1	6	
Calabria	-	432	9	2	-	-	-	3	14	
Sicilia	-	397	4	-	-	-	-	1	5	
Sardegna	-	644	-	16	-	-	-	-	16	
Italia	9.787	57.068	10.999	2.961	999	666	277	4.961	20.862	

Figura 121: Mappe provinciali del potenziale economico-finanziario TLR con dettaglio delle tecnologie di alimentazione: in alto a sinistra TLR totale, in alto a destra TLR a gas CHP, in basso a sinistra TLR a biomasse, in basso a destra TLR da calore di scarto nella pagina seguente a sinistra TLR da geotermia, nella pagina seguente a destra TLR da rifiuti no FER. Nel potenziale è incluso anche lo sviluppo esistente.



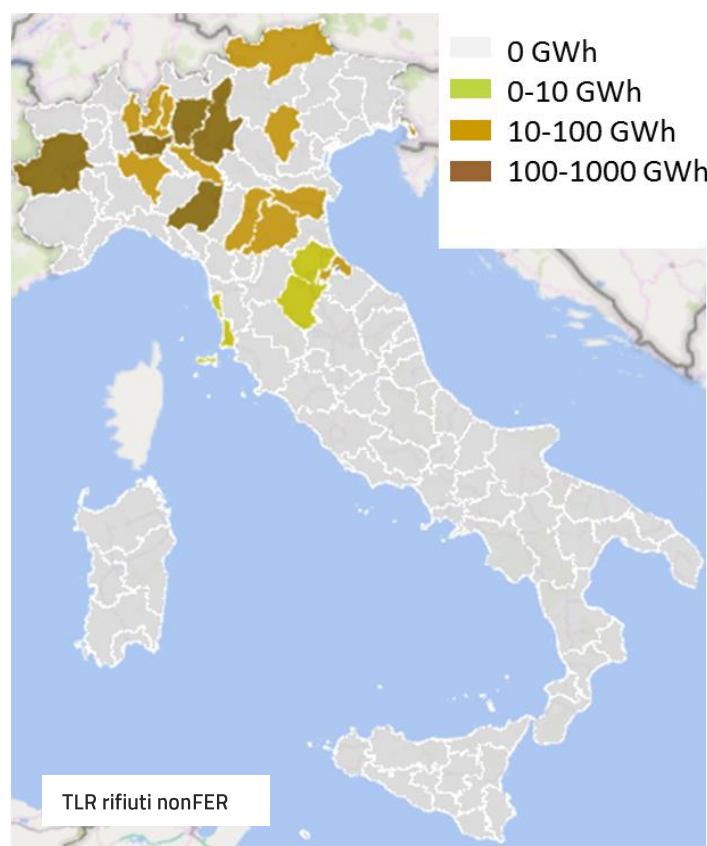
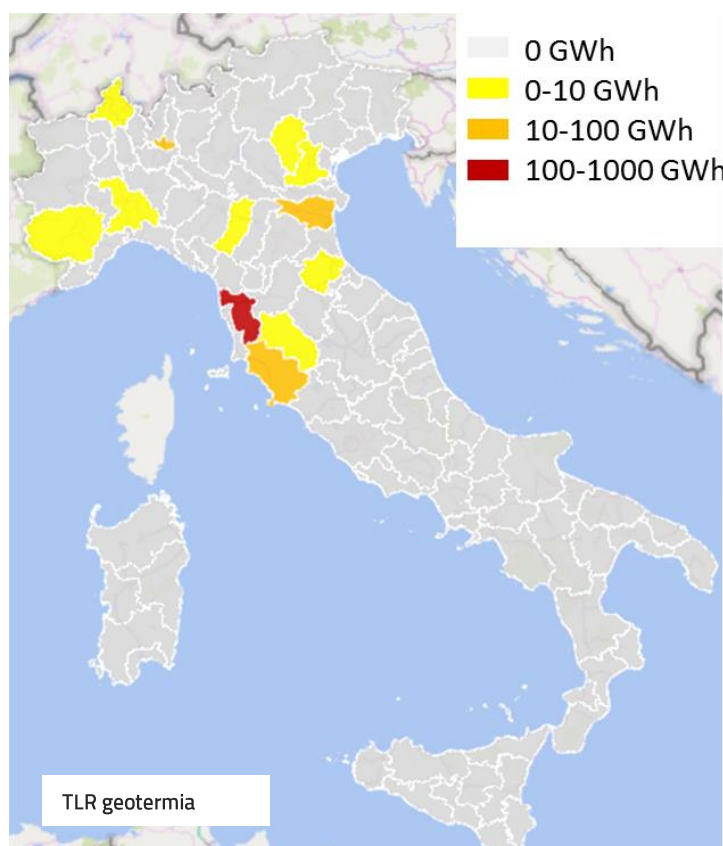


Figura 122: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR

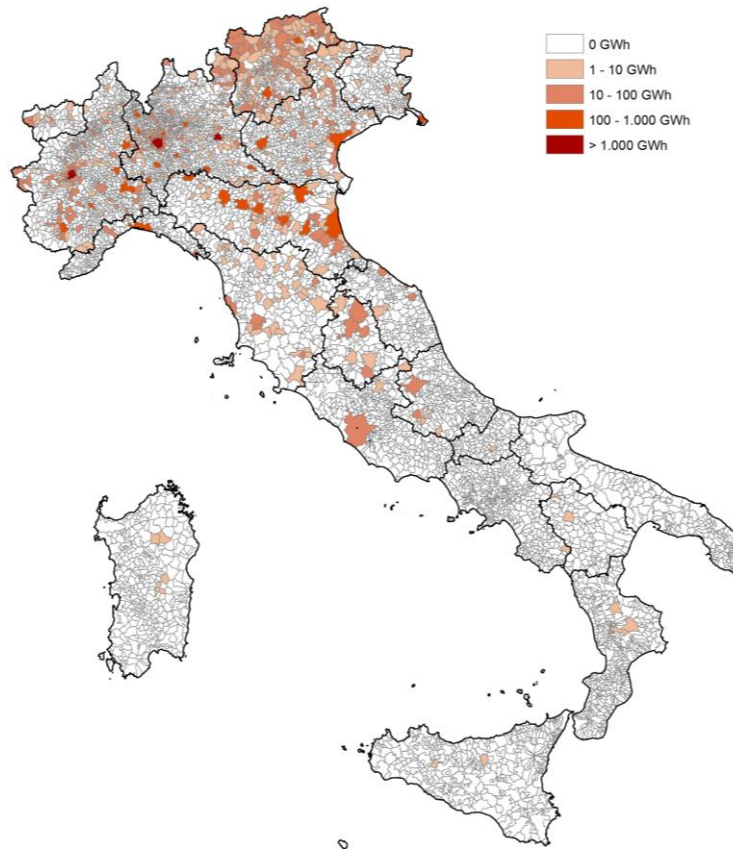


Figura 123: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR alimentato da CHP a gas

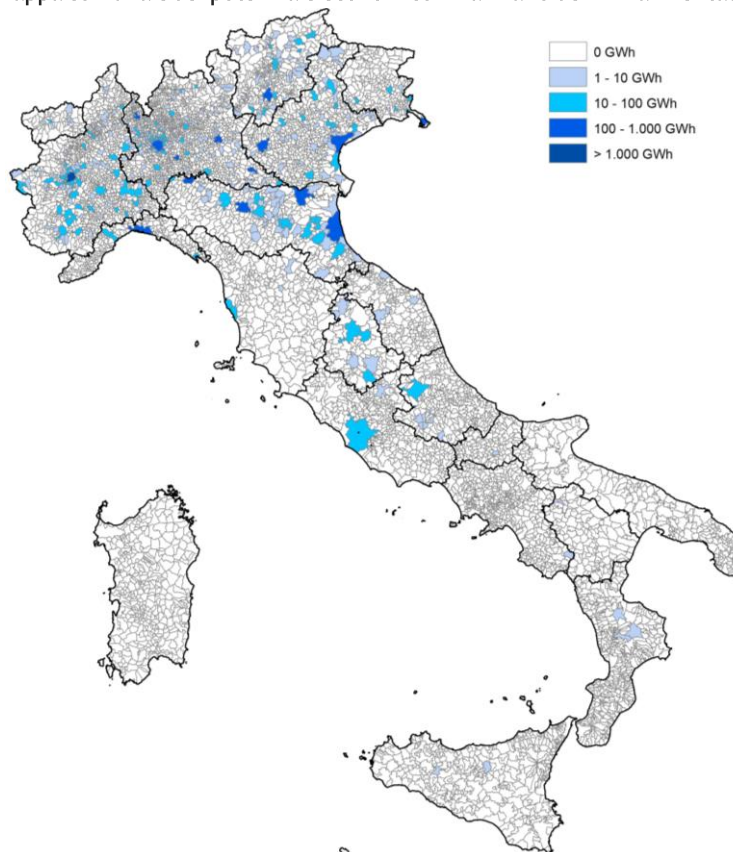


Figura 124: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR alimentato da biomasse

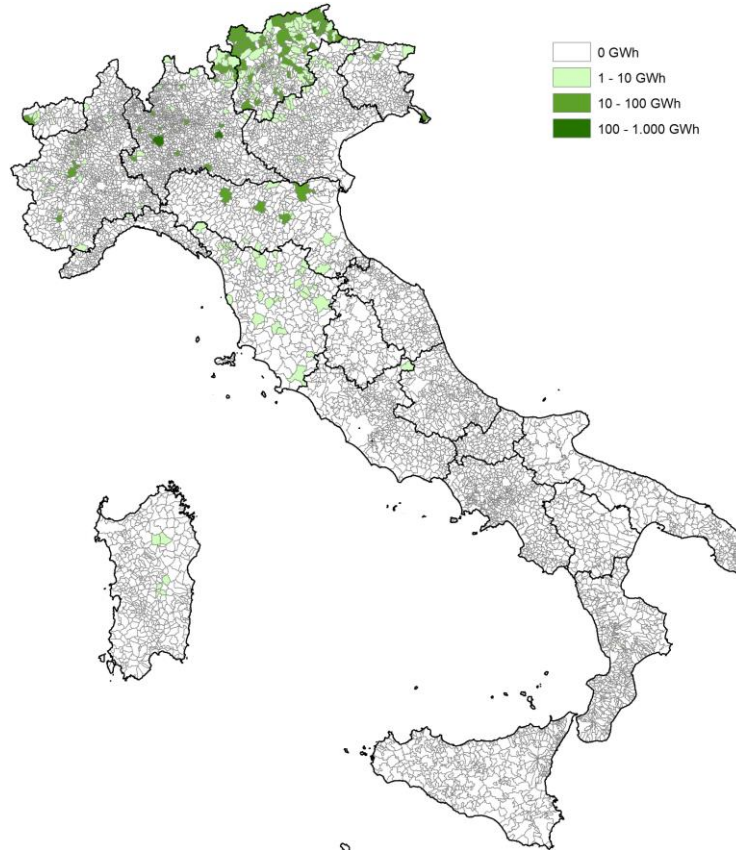


Figura 125: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR alimentato da calore di scarto recuperato in ambito industriale (non include i recuperi di calore CHP da termoelettrici e inceneritori)

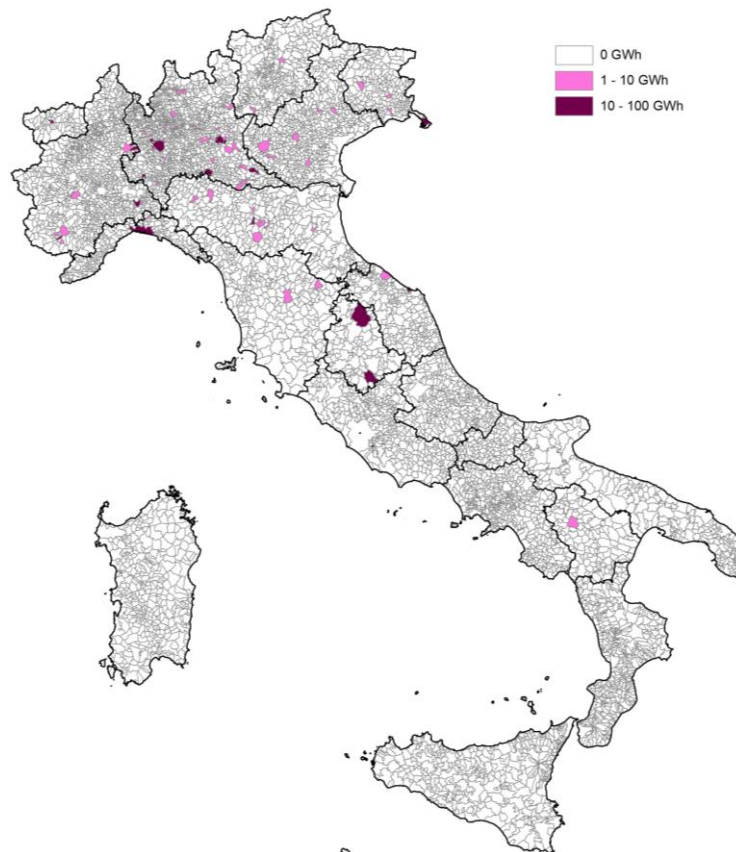


Figura 126: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR alimentato da geotermia

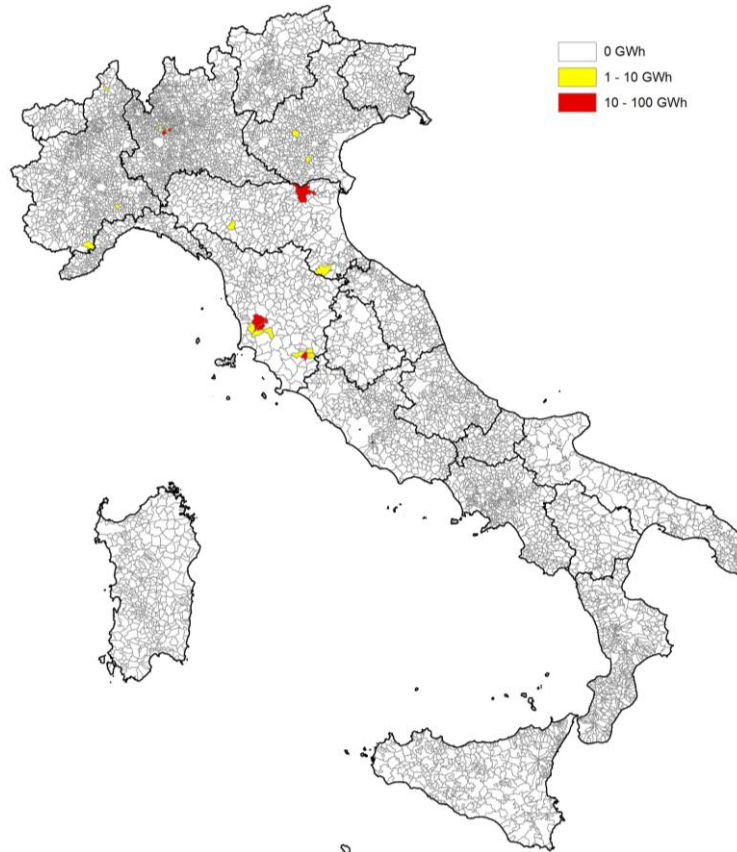
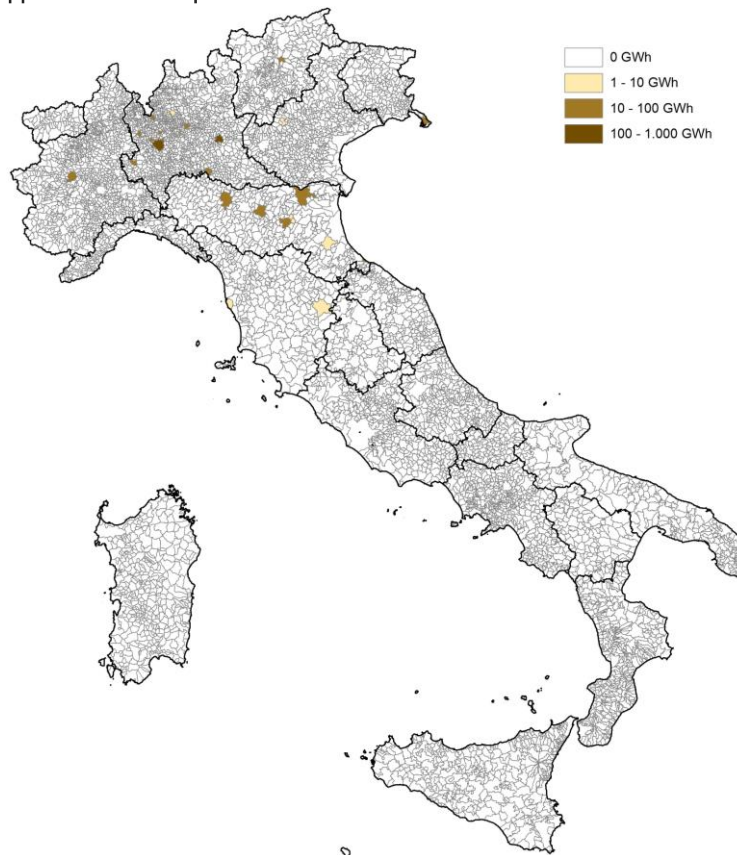


Figura 127: Mappa comunale del potenziale economico-finanziario del TLR alimentato da rifiuti no FER



7.5.3 Benefici ambientali

I benefici ambientali connessi allo sviluppo del potenziale economico finanziario del teleriscaldamento sono stati valutati in termini di risparmi di energia primaria fossile ed emissioni evitate di gas serra.

Per questa valutazione è stato effettuato un bilancio energetico ed emissivo tra lo sviluppo incrementale del TLR individuato dal potenziale economico-finanziario e la soluzione controfattuale, rappresentata dalla produzione termica ed elettrica separata a gas, considerando le seguenti peculiarità tecnologiche:

- teleriscaldamento: sono state calcolate per ciascuna rete i consumi di energia dei diversi vettori energetici impiegati nelle reti TLR risultanti dal potenziale economico-finanziario (gas, rifiuti, biomasse, consumi elettrici pompaggi ecc.), utilizzando dei rendimenti medi degli impianti desunti dai dati di esercizio degli impianti CAR-TLR desumibili al Paragrafo 7.4.3.
- Controfattuale: consumi boiler gas per produrre la stessa energia termica erogata dal TLR (η : 95%) e i consumi a gas per produrre la stessa energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi TLR attraverso un CCGT non cogenerativo (η_{el} : 50%).

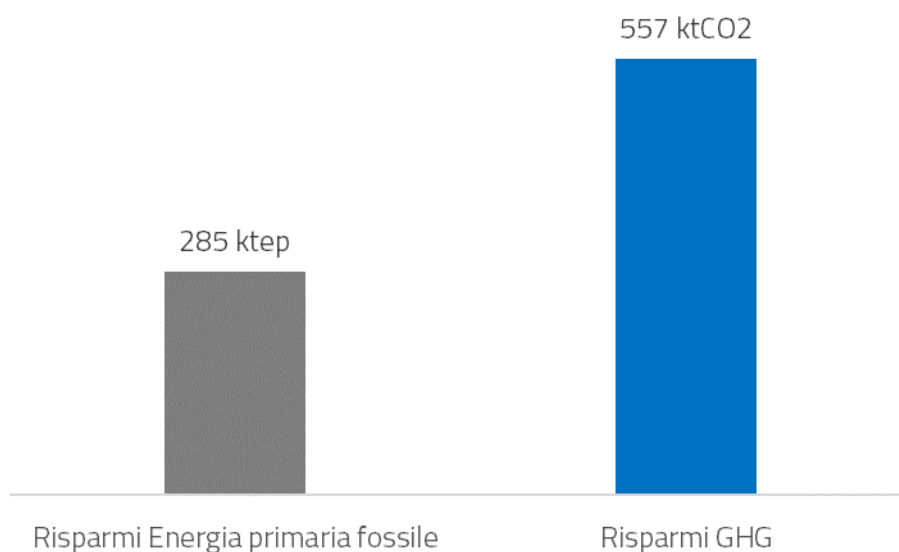
I fattori emissivi di gas serra con cui sono state calcolate le emissioni associate ai vettori energetici sono di seguito riportati:

Tabella 70: Fattori emissivi adottati per la stima delle emissioni

Vettore	Tecnologia-settore	CO _{2eq} [t/MWh]
Elettricità	CCGT gas	0,391
Gas naturale	Termoelettrici	0,207
Biomassa	Termoelettrici	0,006
Rifiuti	Inceneritore	0,176
Gas naturale	Boiler civile	0,207

Sulla base della metodologia pocanzi descritta si è valutato che lo sviluppo incrementale delle reti relativo al potenziale economico-finanziario consentirebbe un risparmio di 0,3 Mtep di energia primaria fossile e 0,6 MtCO₂ evitate rispetto allo scenario controfattuale di produzione separata a gas, che rappresenta la tecnologia marginale prevalente.

Figura 128: Risparmi di energia primaria fossile e di gas serra riconducibili al potenziale economico finanziario



7.6 Potenziale di efficientamento delle reti

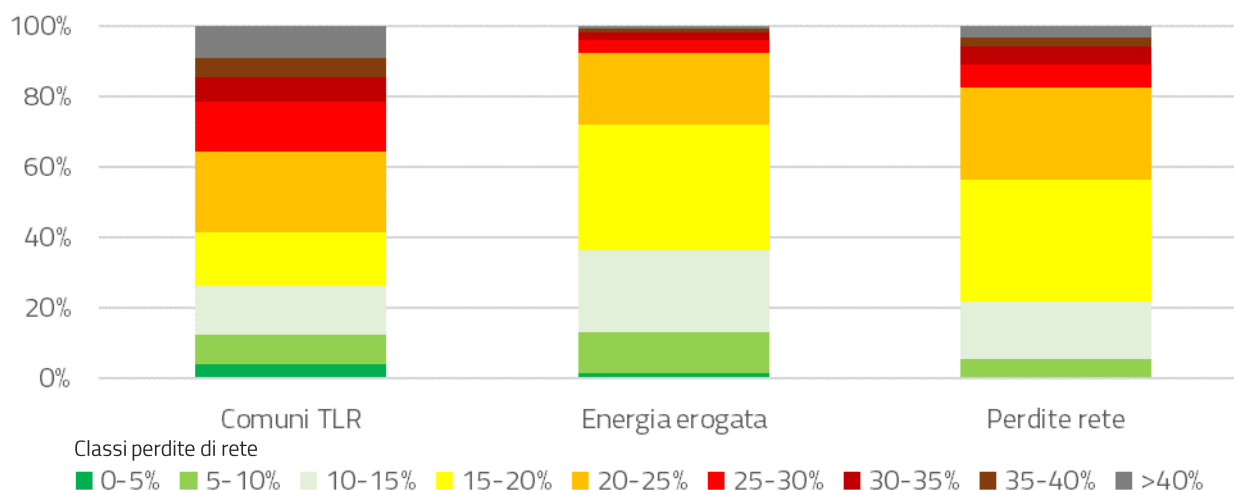
7.6.1 Riduzione delle perdite di rete

Nel 2018 le perdite termiche dovute alla distribuzione del calore attraverso le reti di teleriscaldamento sono risultate pari a 2,01 TWh, ovvero pari al 17% dell'energia termica immessa nelle reti stesse. Le linee guida JRC⁴⁷ riportano che "per reti TLR ben progettate e mantenute le perdite annuali medie non superano il 10% del calore fornito nella rete, per reti storiche e trascurate possono raggiungere il 20% o più". Le perdite dipendono da molti fattori tra cui anche il profilo stagionale della domanda termica sul quale il Paese appare non tra i più avvantaggiati (inverni brevi con picchi non trascurabili). A oggi fissare un target del 10% alle perdite appare molto sfidante per il contesto nazionale, sia sulla base delle performance riscontrate nelle reti in esercizio, che sulla base dei pareri raccolti dalle associazioni di categoria che hanno evidenziato come un target numerico sulle perdite di rete sia difficilmente prevedibile e applicabile e si debba tenere conto dello sviluppo delle reti e di una serie di loro caratteristiche, quali temperature del fluido di mandata e ritorno, densità termica lineare e grado di saturazione della rete. Una delle vie più promettenti per limitare le perdite richiede la realizzazione di reti TLR di IV generazione, in sinergia a uno scenario di forte efficientamento degli edifici volto a ridurre anche le temperature di emissione del calore.

Analizzando la distribuzione delle perdite nei comuni teleriscaldati emerge come soltanto $\frac{1}{4}$ delle reti in esercizio presenta perdite inferiori al 15%. Se l'analisi si effettua sulla base dell'energia erogata, si evince che il 36% dell'energia erogata è fornita con perdite inferiori al 15%, da cui è possibile desumere che le reti grandi urbane tendono ad avere perdite più contenute.

⁴⁷ JRC "Best practices and informal guidance on how to implement the comprehensive assessment at Member State level" 2015.

Figura 129: Analisi distribuzione perdite del teleriscaldamento per classi

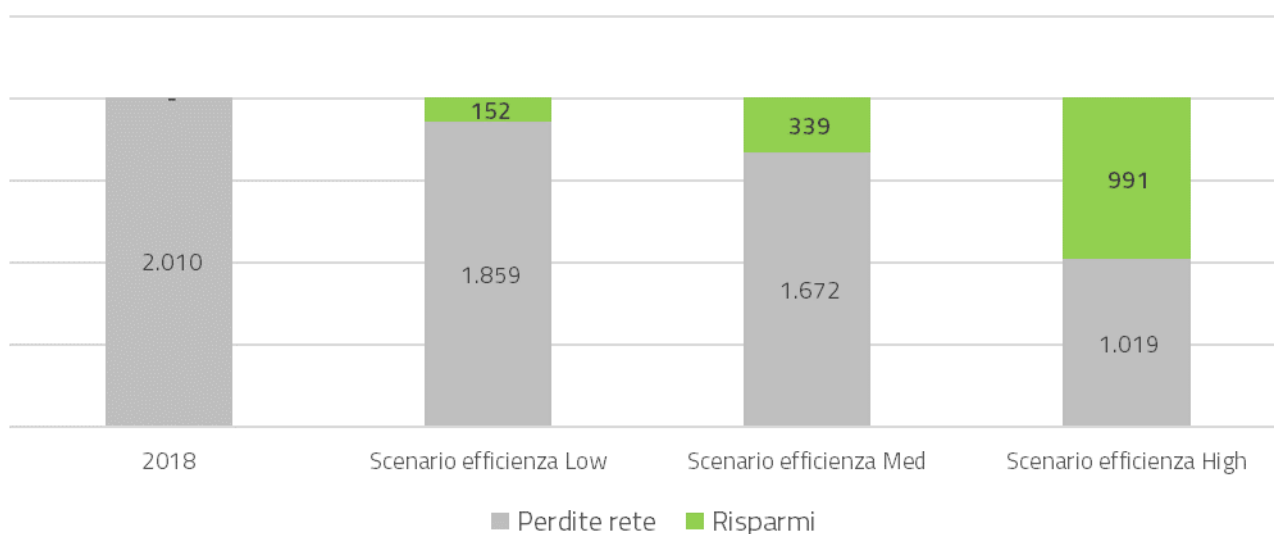


Sono stati costruiti alcuni scenari di efficientamento delle reti fissando dei cap di perdite decrescenti, al fine di stimare quantitativamente dei margini teorici di risparmio energetico conseguibili con scenari caratterizzati da un grado di ambizione crescente:

- scenario basso: cap perdite di rete al 20%;
- scenario medio: cap perdite di rete al 15%;
- scenario alto: cap perdite di rete al 10%.

Sulla base di questi scenari è possibile ipotizzare un range di risparmi connesso alla riduzione delle perdite di rete compreso tra 150 GWh e 1 TWh a parità di energia erogata.

Figura 130: Perdite di rete e risparmi ottenibili nei diversi scenari di efficientamento (GWh)



7.6.2 Reti di teleriscaldamento di IV generazione e impianti di riscaldamento a bassa temperatura

Il teleriscaldamento di quarta generazione prevede la distribuzione di calore tramite acqua calda a temperature dell'ordine dei 55-60°C consentendo una più agevole integrazione delle fonti di energia rinnovabile e di recupero del calore di scarto sul territorio e una riduzione delle perdite di rete.

Nelle reti TLR tradizionali è possibile recuperare direttamente calore prevalentemente a $T > 100^\circ\text{C}$: questo limita o rende l'impiego di sorgenti rinnovabili e di calore di scarto a bassa temperatura che per essere recuperate necessitano di un incremento di temperatura con una riduzione delle performance energetiche e un incremento dei costi.

Il TLR di IV generazione, rispetto al TLR tradizionale, ha inoltre dei vantaggi anche in termini di costi di investimento (possono essere utilizzate tubazioni in polietilene ed anche in polipropilene, con un elevato livello di prefabbricazione anche dei giunti andando a ridurre notevolmente costi di materiale⁴⁸) di ingombri e posa.

La realizzazione di reti di IV generazione è strettamente legata ai livelli di temperatura degli impianti di riscaldamento dell'utenza allacciata. Gli impianti di riscaldamento civile a bassa temperatura (pannelli radianti) presentano indubbi vantaggi in termini di efficienza incrementando sia i rendimenti di generazione che di distribuzione. La regolazione è tuttavia più difficoltosa per via della maggiore inerzia termica di questa tipologia di impianti che privilegiano un utilizzo continuo durante la stagione fredda. Le abitazioni occupate da persone che vivono gran parte della giornata fuori casa potrebbero risultare poco adatte a questo tipo di utilizzo, anche se c'è da attendersi a seguito della pandemia un'accelerazione sul fronte dello smart working. Se per i nuovi quartieri ed edifici non vi è dubbio che realizzare una rete TLR di IV generazione con sistemi di riscaldamento a bassa temperatura possa rappresentare una delle soluzioni da privilegiare per via dell'elevata sostenibilità e compatibilità con alimentazioni rinnovabili, nel caso di quartieri esistenti la sua realizzazione per quanto virtuosa può risultare più complessa per le difficoltà tecniche ed economiche che si incontrano nell'adeguare gli edifici e gli impianti esistenti. Queste difficoltà sono tutt'altro che trascurabili nel Paese, essendo meno del 10% i nuovi edifici realizzati nell'ultimo decennio (Paragrafo 2.1.2) e circa il 5% la quota di edifici con riscaldamento a pannelli radianti, secondo alcune stime di associazioni di categoria.

Sebbene nella strategia del Paese in materia di energia e clima, sia prevista una profonda riqualificazione del patrimonio edilizio sempre più rivolta alla *"deep renovation"* con importanti strumenti di sostegno per favorirla⁴⁹, è realistico attendersi che occorrerà comunque del tempo per adeguare l'intero patrimonio edilizio e delle fasi transitorie caratterizzate da una certa eterogeneità nelle dotazioni di riscaldamento degli edifici. Tenendo conto di questo, una configurazione da non trascurare per allacciare alle reti di IV generazione edifici con riscaldamento di tipo tradizionale potrebbe essere quello di ricorrere all'installazione di pompe di calore presso l'utenza volte a coprire il solo delta di temperatura tra rete (55-60°C) e temperature di funzionamento del sistema di riscaldamento tradizionale (80°C).

⁴⁸ Fonte Polimi "Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale" 2020.

⁴⁹ ad es. Conto Termico e detrazioni fiscali soprattutto nella misura del Superbonus 110% oggetto di recente prolungamento e di un importante linea di finanziamento all'interno del PNRR

8 Potenziale tecnico e finanziario della CAR

8.1 Metodologia per l'analisi del potenziale CAR

Il potenziale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento è stato valutato a partire dalla caratterizzazione della domanda di energia dei settori residenziale, terziario e industriale descritta nei capitoli 1 e 2 del presente rapporto e approfondita nella seguente trattazione. Questa fase è stata propedeutica ad individuare *cluster*, ovvero sottosectori di utenze tipo che compongono i diversi settori di consumo e a definire sia i fabbisogni energetici unitari dell'utenza (elettrici e termici) sia quelli complessivi del *cluster*.

Per ogni sottosectore di utenze individuate sono stati, inoltre, caratterizzati gli impianti CAR ad oggi in esercizio al fine di identificare l'attuale livello di penetrazione (in termini di energia erogata, potenza installata ecc.), le caratteristiche degli impianti (taglia, tecnologia, combustibili ecc.) e le performance tecnologiche (rendimenti, ore di esercizio, quota di energia cogenerata, quota di energia autoconsumata ecc.).

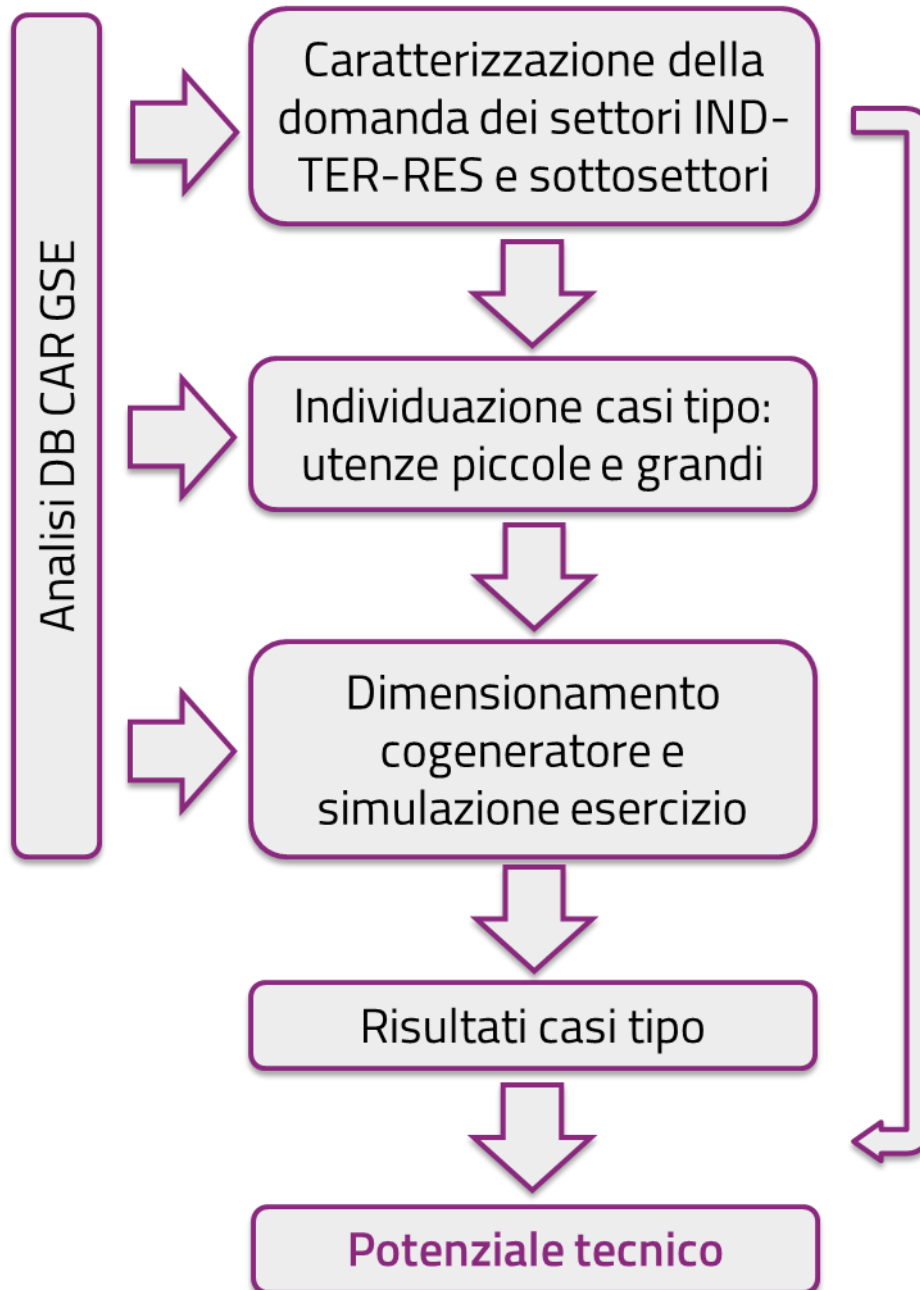
L'analisi della domanda e dell'offerta esistente ha consentito sia di individuare le utenze che maggiormente si prestano ad essere alimentate da soluzioni cogenerative, sia di valutare quanta potenza ed energia da cogenerazione sia tecnicamente realizzabile presso queste utenze. È stato in tal modo individuato una sorta di *massimo teorico*, denominato **potenziale tecnico** di sviluppo della cogenerazione, da intendersi come la massima porzione della domanda di calore che, sulla base di vincoli tecnici, è possibile soddisfare mediante impianti cogenerativi, senza tener conto di considerazioni economico-finanziarie.

Più nel dettaglio la valutazione del potenziale tecnico è stata effettuata attraverso le seguenti fasi:

1. Caratterizzazione della domanda energetica dei sottosectori che si prestano maggiormente ad essere alimentati mediante un cogeneratore, tenendo conto di alcuni indicatori e di vincoli di natura tecnica (entità del fabbisogno di calore dell'utenza, presenza di impianti già in esercizio commerciale nel sottosectore, temperatura a cui è richiesto il calore, rapporto calore elettricità, vincoli impiantistici, ecc..).
2. Individuazione dei casi tipo, per ciascun sottosectore individuato, e definizione dei fabbisogni energetici degli stessi, nonché di quelli dell'intero universo di riferimento di ciascun caso tipo.
3. Dimensionamento del cogeneratore e simulazione delle sue condizioni di esercizio presso l'utenza tipo del sottosectore individuato, mediante l'utilizzo di indicatori di performance specifici desunti dagli impianti in esercizio presso utenze simili da un punto di vista dei fabbisogni energetici. Ne derivano il calore e l'elettricità cogenerabili presso l'utenza di riferimento.
4. Stima della massima quantità di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabile nei sottosectori cui si riferiscono le utenze tipo simulate, mediante estensione dei risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosectore di riferimento.

Si riporta di seguito una rappresentazione schematica della metodologia di individuazione del potenziale tecnico.

Figura 131: Metodologia di calcolo del potenziale tecnico CAR



Una volta definiti per ciascuna utenza tipo i parametri dell’impianto in esercizio e il relativo potenziale tecnico del sottosectore, si è valutato il **potenziale economico**, valutando la sostenibilità economico-finanziaria dell’esercizio dell’impianto stesso, sulla base delle normative in vigore e degli attuali trend di mercato.

Le simulazioni economiche hanno tenuto conto delle attuali condizioni normative e di mercato, valorizzando opportunamente per ogni iniziativa:

- i prezzi delle *commodities* tenendo conto degli attuali prezzi delle materie prime e dei diversi schemi tariffari previsti in funzione dell'utenza e dell'utilizzo/destinazione dell'energia prodotta dal cogeneratore;
- le premialità e gli sconti legati ai meccanismi di supporto e alle agevolazioni che interessano gli impianti di autoproduzione cogenerativi, in funzione della taglia, dell'uso e di altri requisiti specifici (sconto sulle accise, esenzione dagli oneri di sistema per l'energia autoconsumata, Certificati Bianchi riconosciuti in funzione dei risparmi di energia primaria conseguiti, scambio sul posto per gli impianti CAR al di sotto dei 200 kW);
- i quantitativi energetici a cui applicare le precedenti valorizzazioni;
- i costi tecnologici dei cogeneratori (di investimento e di manutenzione) ricavati da un'indagine di mercato relativa ai principali fornitori di queste tecnologie in Italia.

È stato quindi analizzato per ciascuna utenza un *business case* dettagliato volto ad identificare i flussi di cassa e i relativi indicatori di performance economico-finanziaria dell'investimento nell'impianto cogenerativo, confrontandolo con lo scenario di *baseline* del settore. Sulla base degli indicatori economici definiti (VAN, IRR, ecc.) e assumendo che le scelte di investimento delle utenze tipo perseguano la strada della massima convenienza economica per l'approvvigionamento energetico, è stata valutata la sostenibilità economica degli impianti CAR e quindi il loro potenziale economico. Per il calcolo del VAN è stato assunto un costo medio ponderato del capitale (WACC) pari al 5%. Il potenziale economico è stato desunto in primo luogo limitando il potenziale tecnico alle sole iniziative con VAN positivo. In secondo luogo è stata definita una quota di fattibilità per ciascuna iniziativa in funzione del valore del tasso interno di rendimento (IRR). Per iniziative caratterizzate da un IRR maggiore del 15% si è ipotizzata una fattibilità completa dell'intero potenziale tecnico individuato. Per le iniziative risultanti invece con un IRR inferiore al valore minimo di accettabilità (*hurdle rate*), il potenziale economico è stato considerato nullo. Tale valore di soglia minima di IRR è stato assunto pari al 5% nel residenziale, mentre nel terziario e nell'industria il minimo rendimento per l'attivazione del potenziale è stato posto pari al 7%. Il potenziale economico della cogenerazione ad alto rendimento è stato quindi determinato attraverso il prodotto tra la percentuale di fattibilità e il potenziale tecnico sopra descritto.

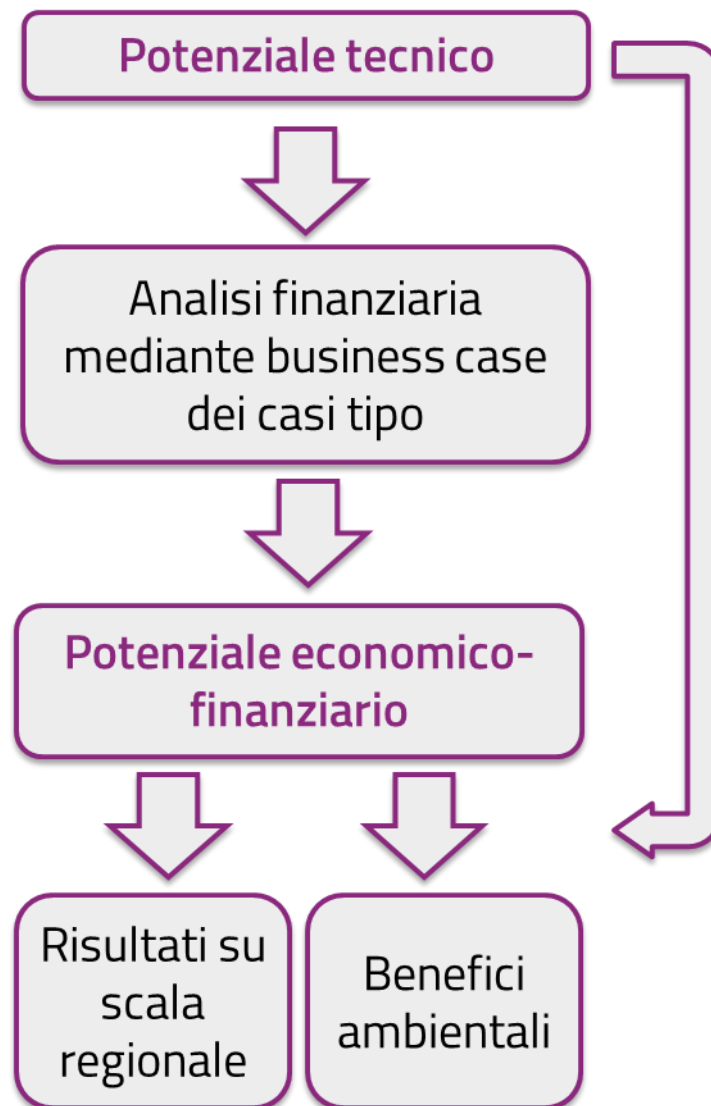
I potenziali tecnici ed economici calcolati con le metodologie pocanzi descritte sono stati infine confrontati con i dati statistici relativi alla CAR già realizzata nei diversi settori al fine di determinare i potenziali incrementali. Qualora i risultati del potenziale elaborati dal modello di calcolo sviluppato risultavano inferiori ai dati sulla CAR in esercizio, i risultati del potenziale assoluto sono stati rettificati per tener conto di quanto già realizzato.

I risultati del potenziale economico sono da intendersi in chiave probabilistica poiché le stime, sebbene condotte su basi razionali, con aderenza alle attuali condizioni normative e di mercato e secondo principi ispirati alle recenti direttive europee, non colgono del tutto la presenza di alcuni fattori e barriere non tecnici e non solo economici (disponibilità di finanziamenti, politiche industriali e gestionali, alternative di business, procedimenti autorizzativi, ecc.) che di fatto possono alterare in modo significativo (limitando o talvolta ampliando) le reali possibilità di realizzazione.

I potenziali di sviluppo tecnici ed economici della CAR sono stati espressi in termini di capacità elettrica potenzialmente installabile e di energia termica ed elettrica producibili, così da poter essere confrontati con i dati statistico-energetici sugli impianti CAR in esercizio nei diversi settori di impiego (industriale, terziario, residenziale) e da poterne desumere il potenziale incremento.

Si riporta di seguito una rappresentazione schematica della metodologia di individuazione del potenziale economico-finanziario.

Figura 132: Metodologia di calcolo del potenziale economico finanziario della CAR



I risultati del potenziale tecnico ed economico della CAR sono stati inoltre rielaborati su **scala regionale** mediante un approccio di tipo *top down*. Si è proceduto a distribuire il potenziale calcolato a livello nazionale secondo la domanda di calore settoriale regionale e si è verificata la congruenza tra la distribuzione regionale dei potenziali settoriali calcolati e la CAR esistente a livello regionale settoriale, effettuando una rettifica del valore del potenziale qualora fosse inferiore a quanto già realizzato. La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei **benefici ambientali** quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi allo sviluppo del potenziale CAR.

I **risparmi di energia primaria** sono stati calcolati sulla base dei rendimenti di riferimento della produzione elettrica e termica separata, elaborati da GSE sulla base delle tecnologie assunte come sostituite nei diversi settori⁵⁰ e i fattori correttivi che tengono conto della tensione di rete e del rapporto tra energia autoconsumata ed immessa in rete da cui dipendono le perdite di rete (desunti dalla "Regolamento Delegato

⁵⁰Più nel dettaglio il rendimento elettrico di riferimento per produzione separata è stato posto pari al 53%. Il rendimento termico di riferimento per la produzione termica separata è stato posto pari al 92%.

(UE) 2015/2402 della Commissione Europea, nel quale sono state analizzati ed aggiornati i fattori di perdita sulla rete elettrica nazionale).

Le **emissioni evitate di gas serra** sono state ricavate dai risparmi di energia primaria pocanzi descritti applicando i fattori emissivi di gas serra del combustibile marginale prevalente ovvero il gas naturale.

I risparmi di energia primaria e di emissioni sono stati valutati per ogni utenza tipo di ciascun settore e sono stati estesi al potenziale tecnico ed economico incrementale di sviluppo della CAR di quel settore (per "incrementale" si intende la differenza tra i potenziali e quanto già realizzato ad oggi in termini di capacità ed energia da CAR nel settore di riferimento).

Per la realizzazione della valutazione del potenziale della cogenerazione il GSE ha collaborato con RSE per la caratterizzazione della domanda energetica di alcuni sottosettori, in particolare in ambito terziario.

8.2 Costi delle tecnologie: investimento e O&M

A seguito della caratterizzazione energetica delle utenze tipo individuate, si è proceduto a definire in ciascun caso tecnologia e dimensionamento del cogeneratore, simulandone le condizioni di esercizio. Per l'analisi economica è stato dunque necessario disporre di un set informativo in merito ai costi di investimento, esercizio e manutenzione e alla vita utile delle diverse tecnologie. Come evidenziato al paragrafo 4.3.1, mentre in termini di capacità esistente i grandi cicli combinati coprono a tutt'oggi la maggior quota del parco cogenerativo esistente, in termini di numerosità i MCI sono ampiamente prevalenti, soprattutto guardando il trend delle nuove installazioni degli ultimi anni.

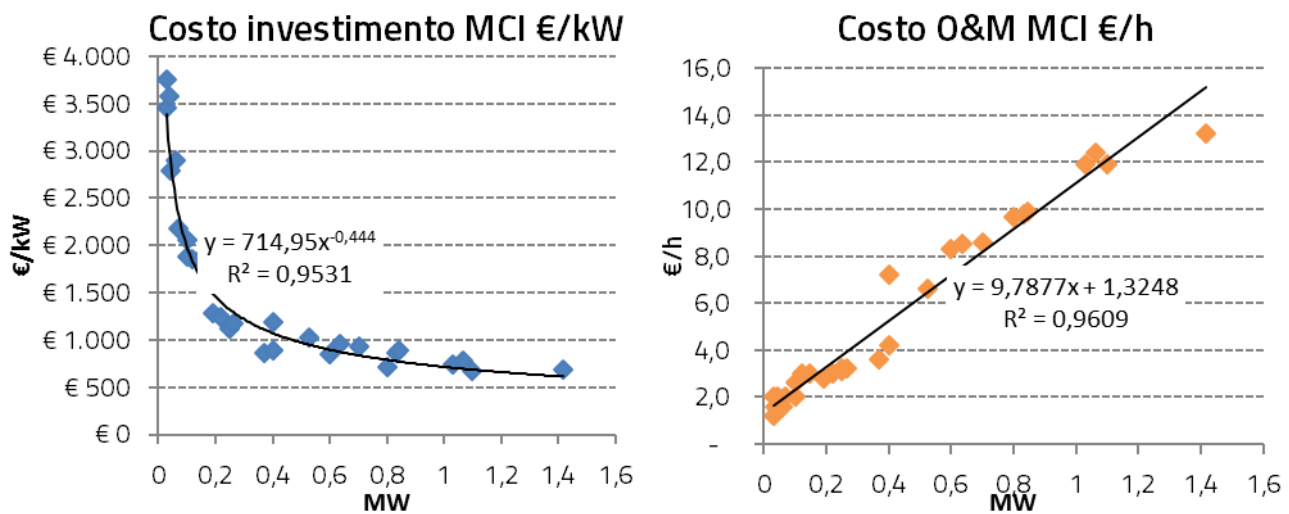
Per questo motivo per i MCI è stata effettuata una disamina ad-hoc dei costi di mercato. I costi di investimento dei cogeneratori di tipo MCI sono molto variabili in funzione della taglia degli stessi. I costi crescono notevolmente al diminuire della taglia. È stata implementata una curva parametrica derivante dai dati di costo rilevati, con fitting esponenziale da 30 kW fino a 500 kW, il range di potenza più diffuso nei casi simulati, e interpolazioni lineari per impianti più grandi.

Per la manutenzione si è applicato un costo tipico dei contratti *full service* che vengono valorizzati in funzione delle ore di esercizio della macchina. Il costo di manutenzione per ora di esercizio offerto dai fornitori cresce pressoché linearmente con la taglia dell'impianto. La vita utile degli impianti MCI è stata desunta dai dati di targa dei fornitori. Per gli impianti di taglia ridotta (micro-CAR <20 kW) la vita utile è stimabile in 20.000 ore di esercizio, per gli impianti di taglia intermedia, tra 20-500 kW, si assumono circa 40.000 ore di esercizio, mentre per gli impianti MCI di taglia medio grande (>500 kW) la vita utile è stimabile nel range di 60.000-70.000 ore. La vita utile in anni solari dipende quindi sia dalla taglia che dal fattore di utilizzo delle macchine (ore di esercizio) e oscilla nei diversi casi studio dai 6 ai 15 anni.

Tabella 71: Costi di investimento, O&M e vita utile assunti per i MCI nelle simulazioni, per diverse potenze elettriche

Potenza (MWe)	Costo investimento (€/kW)	O&M (€/h)	Vita utile (anni)
0,001	6.000	1,33	20.000
0,005	3.163	1,37	20.000
0,01	3.163	1,42	20.000
0,02	3.163	1,52	20.000
0,03	3.163	1,62	40.000
0,05	2.704	1,81	40.000
0,1	1.987	2,30	40.000
0,2	1.461	3,28	40.000
0,5	973	3,28	40.000
0,8	828	6,22	40.000
1	732	9,15	60.000
4	698	11,11	60.000
5	687	12,00	60.000

Figura 133: Ricognizione di mercato dei costi di investimento e di O&M dei MCI e curve di fitting



Per gli impianti CCGT e TG, ipotizzati solo nelle grandi aziende delle industrie più energivore, sono stati considerati costi di investimento pari a 1.000 €/kW_e, costi di manutenzione fissi pari al 4%-6% dei costi di investimento e una vita utile di 75.000 ore, comunque non maggiore di 15 anni.

Tabella 72: Costi di investimento, O&M e vita utile assunti per cicli combinati e turbine a gas nelle simulazioni

Tecnologia	Costo investimento (€/kW)	O&M (€/kW/anno)	Vita utile (ore)
CCGT	1.000	40	75.000
Turbine Gas	1.000	60	75.000

In tutte le applicazioni le caldaie preesistenti vengono mantenute anche nello scenario riqualificato mediante il cogeneratore, come integrazione e riserva, e non sono stati quindi considerati i loro costi di investimento e manutenzione e la loro vita utile.

8.3 Commodities e ipotesi finanziarie

Per quanto riguarda le commodities, i prezzi finali al consumo del gas e dell'elettricità prelevata dalle utenze sono stati desunti da Eurostat utilizzando come anno di riferimento il 2019⁵¹. Da tale fonte informativa si sono considerati sia i prezzi in ambito domestico che quelli di tipo non domestico, applicati a utenze industriali e al terziario, con e senza IVA. I suddetti prezzi sono disponibili per bande di consumo, pertanto alle diverse utenze tipo sono stati attribuiti prezzi finali di elettricità e gas in base al corrispondente consumo.

Tabella 73: Prezzi finali dell'elettricità e gas (IVA esclusa) considerati per le diverse bande di consumo (fonte Eurostat)

Codice elettricità	Banda min (MWh)	Banda max (MWh)	Prezzo IVA esclusa (€/MWh)	Codice gas	Banda min (MWh)	Banda max (MWh)	Prezzo gas (€/MWh)
D1	-	1,0	464	D1	0	5,6	104
D2	1,0	2,5	225	D2	5,6	55,6	72
D3	2,5	5,0	211	D3	55,6		63
D4	5,0	15,0	210				
D5	15,0		204				
I1	-	20	311	I1	0	277,8	60
I2	20	500	188	I2	277,8	2.777,8	46
I3	500	2.000	163	I3	2777,8	27.778	32
I4	2.000	20.000	141	I4	27777,8	277.778	26
I5	20.000	85.000	114	I5	277777,8	1.111.111	24
I6	85.000	150.000	92	I6	1.111.111		25
I7	150.000		76				

Gli impianti CAR ipotizzati per le aziende PMI spesso ricadono al di sotto dei 200 kWe e quindi si è assunto, laddove tale condizione è verificata, che accedano al meccanismo dello scambio sul posto. L'energia prodotta dal cogeneratore e scambiata con la rete, in questi casi, viene quindi valorizzata ad una tariffa di scambio sul

⁵¹ "Energy statistics natural gas and electricity prices (from 2007 onwards) (nrg_pc)
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

posto desunta da una media delle tariffe SSP riconosciute agli impianti CAR nel 2019 dal GSE (circa pari a 80 €/MWh). Qualora l'energia immessa ecceda quella prelevata dalla rete, non tutta l'energia immessa è valorizzata con la tariffa SSP, l'eccedenza viene valorizzata ai prezzi del mercato all'ingrosso. I settori industriali per cui si sono ipotizzati impianti con potenza superiore a 200 kW, non accedendo al meccanismo SSP, valorizzano tutta l'energia immessa nella rete ai prezzi di mercato all'ingrosso.

Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso preso a riferimento nelle elaborazioni è il prezzo medio unico nazionale del 2019 del mercato del giorno prima (PUN MGP 2019)⁵², pari a 52,3 €/MWh.

L'elettricità autoconsumata è soggetta al pagamento delle accise elettriche al pari di quella consumata. I valori delle accise elettriche variano in funzione degli scaglioni di consumo.

Il prezzo del gas consumato dal CHP è stato ricavato dal prezzo finale del gas descritto precedentemente, al netto dell'agevolazione sulle accise per la produzione e autoproduzione di energia elettrica in conformità a quanto previsto attualmente dall'Agenzia delle Dogane. È, infatti, prevista un'accisa agevolata per i consumi di gas naturale per la produzione elettrica al di sotto della soglia di consumo specifico di 0,22 kWh/Smc. I consumi eccedenti la franchigia e i consumi di gas relativi alla caldaia sono invece soggetti ad accisa ordinaria, per la quale è importante distinguere tra le accise relative agli usi industriali e quelle per il civile, considerevolmente più elevate.

Il prezzo dei titoli di efficienza energetica o Certificati Bianchi (tipologia II-CAR) è stato desunto dai dati statistici GME sui prezzi medi del mercato centralizzato dei CB nel 2019⁵³, e risulta pari a 260 €/TEE; tale valore è assunto costante in futuro.

8.4 Driver economici della CAR

Può essere interessante anticipare i principali driver economici associati alla CAR risultanti dall'analisi finanziaria; nei diversi casi simulati infatti, l'inserimento determina innanzitutto dei costi di investimento. In termini di costi di esercizio, rispetto al controfattuale considerato, si osservano diverse variazioni:

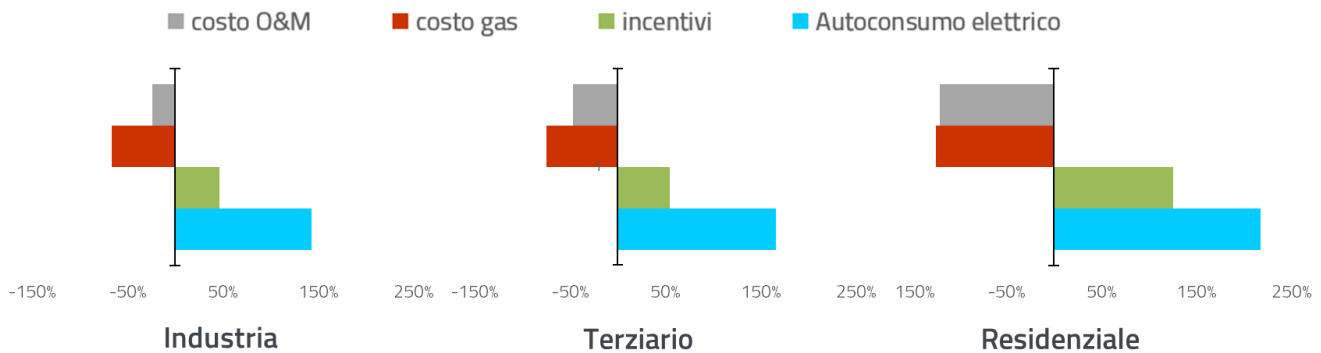
- **Autoconsumo elettrico:** risparmio sulla bolletta elettrica dovuto all'elettricità autoprodotta;
- **Incentivi:** Certificati Bianchi, Scambio sul Posto, accise gas agevolate
- **Costo gas:** incremento della bolletta gas a seguito del maggior consumo di gas del cogeneratore
- **Costo O&M:** costi di esercizio e manutenzione dell'impianto CAR

Nei diversi casi simulati la somma algebrica di tali contributi costituisce il margine operativo annuo dell'intervento CAR rispetto al controfattuale. In figura seguente si rappresenta il valore percentuale di ciascuno dei suddetti contributi al margine operativo annuo osservato mediamente nei settori industriale, terziario e residenziale. Il risparmio in bolletta legato all'autoconsumo elettrico rappresenta in tutti i casi il maggior driver economico, anche rispetto agli incentivi, specialmente nell'industria.

⁵² In realtà viene riconosciuto un prezzo zonale ma data la generalità della trattazione in termini geografici e gli spread zonali di prezzo ormai ridotti del mercato elettrico italiano, si è considerato trascurabile tale aspetto.

⁵³ <http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/TEE/StatisticheTEE.aspx>

Figura 134: Contributi % dei principali driver economici al margine operativo annuo nei business case CAR



8.5 Potenziale CAR nel settore industriale

L'industria rappresenta tradizionalmente il settore di maggior interesse per la CAR, come anche evidente dall'analisi dello sviluppo esistente di cui al paragrafo 4.3.3, in cui si evidenzia che al 2018 sia destinato all'industria il 75% del calore CAR generato.

Il potenziale CAR per il settore industriale è stato elaborato a partire dalla caratterizzazione della domanda termica settoriale. Anche mediante l'analisi degli impianti esistenti, sono stati individuati i sottosettori di maggiore interesse per la CAR, e all'interno di essi sono stati caratterizzati i fabbisogni energetici delle utenze tipo di riferimento. Sulla base di una serie di considerazioni e vincoli tecnici, è stata individuata la quota di domanda termica tecnicamente soddisfacibile attraverso la cogenerazione ad alto rendimento; l'estensione di tale risultato all'universo di riferimento delle corrispondenti utenze tipo costituisce il potenziale tecnico. Attraverso un'analisi economico-finanziaria effettuata su differenti scenari di applicazione degli impianti cogenerativi, è stato individuato il potenziale economico-finanziario, in termini di calore producibile da CAR e, conseguentemente, di potenza installabile.

8.5.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore industriale

Come descritto in dettaglio nei paragrafi 1.4 e 2.3, i consumi finali del settore industriale e delle industrie energetiche⁵⁴ in Italia nel 2018 risultano pari a 31,9 Mtep, di cui 20,2 Mtep impiegati per usi termici di processo⁵⁵ (a cui corrisponde un fabbisogno stimato di 18,5 Mtep), mentre 11,7 Mtep per soddisfare usi elettrici obbligati tra cui una quota marginale di calore che per esigenze di processo è alimentata tramite elettricità.

I fabbisogni termici sono soddisfatti perlopiù tramite consumi diretti di combustibili fossili e per la restante parte, circa il 17%, da calore derivato, mentre i fabbisogni elettrici sono prevalentemente soddisfatti tramite prelievi dalla rete nazionale.

⁵⁴ Nell'analisi sono stati considerati come parte integrante del settore industriale i consumi a fini energetici delle industrie del settore della trasformazione. Nei consumi del settore della trasformazione sono stati inclusi i consumi a fini energetici delle industrie energetiche (quali raffinerie, cokerie, ecc.) al netto dei consumi delle materie prime. I fabbisogni sono stati calcolati dai consumi diretti assumendo un rendimento di conversione del 90%.

⁵⁵ La quota di fabbisogni termici per usi di riscaldamento degli ambienti e cottura in questo settore è da considerarsi trascurabile.

In merito ai sottosettori, complessivamente si osserva che i maggiori consumi industriali sono da attribuirsi al settore delle raffinerie e dei minerali non metalliferi, seguiti da quello chimico e petrolchimico e da quello siderurgico.

I settori della meccanica, della siderurgia e della chimica hanno i maggiori consumi elettrici (complessivamente il 40% del totale considerato). In merito ai consumi termici, i comparti della raffinazione e dei minerali non metalliferi presentano i consumi più elevati (rispettivamente il 19% ed il 17% del totale).

Ai fini della valutazione del potenziale tecnico CAR è stato necessario condurre un'approfondita caratterizzazione della domanda termica ed elettrica dei diversi comparti ad un livello di dettaglio maggiore di quello desumibile dai settori industriali riportati sui bilanci energetici nazionali e pubblicati da Eurostat. A tal fine sono stati disaggregati i consumi dei settori industriali riportati sui bilanci Eurostat 2018, utilizzando dati statistici Istat sui singoli comparti industriali relativi alla spesa energetica delle imprese e al numero delle aziende per sottosettore ATECO e per classe di addetti.

Sono stati, quindi, stimati i fabbisogni elettrici e termici complessivi di ogni sottosettore ATECO e quelli delle singole aziende tipo che lo compongono per classi di grandezza: micro-imprese (0-10 addetti), PMI (10-50 addetti), medie e grandi imprese (>50 addetti).

Il passo successivo è stato selezionare le utenze tipo su cui simulare l'esercizio di un cogeneratore; a tal fine sono stati selezionati quei settori caratterizzati da aziende con un'elevata richiesta di calore ed energia elettrica o dove sono presenti impianti CAR in esercizio evidenziati dalla ricognizione del DB CAR GSE.

Per ciascun sottosettore selezionato si è ritenuto utile considerare due utenze tipo: una riferita a imprese medie e grandi (MGI), verosimilmente di maggiore interesse, e una relativa a imprese piccole e medie (PMI), tipicamente caratterizzate da minori fabbisogni. Sono state invece trascurate le micro-imprese, dati i ridotti fabbisogni.

Sono stati dunque considerati sia i fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo sia quelli degli universi di riferimento delle stesse che costituiscono, per costruzione, un sottoinsieme dei fabbisogni del relativo sottosettore.

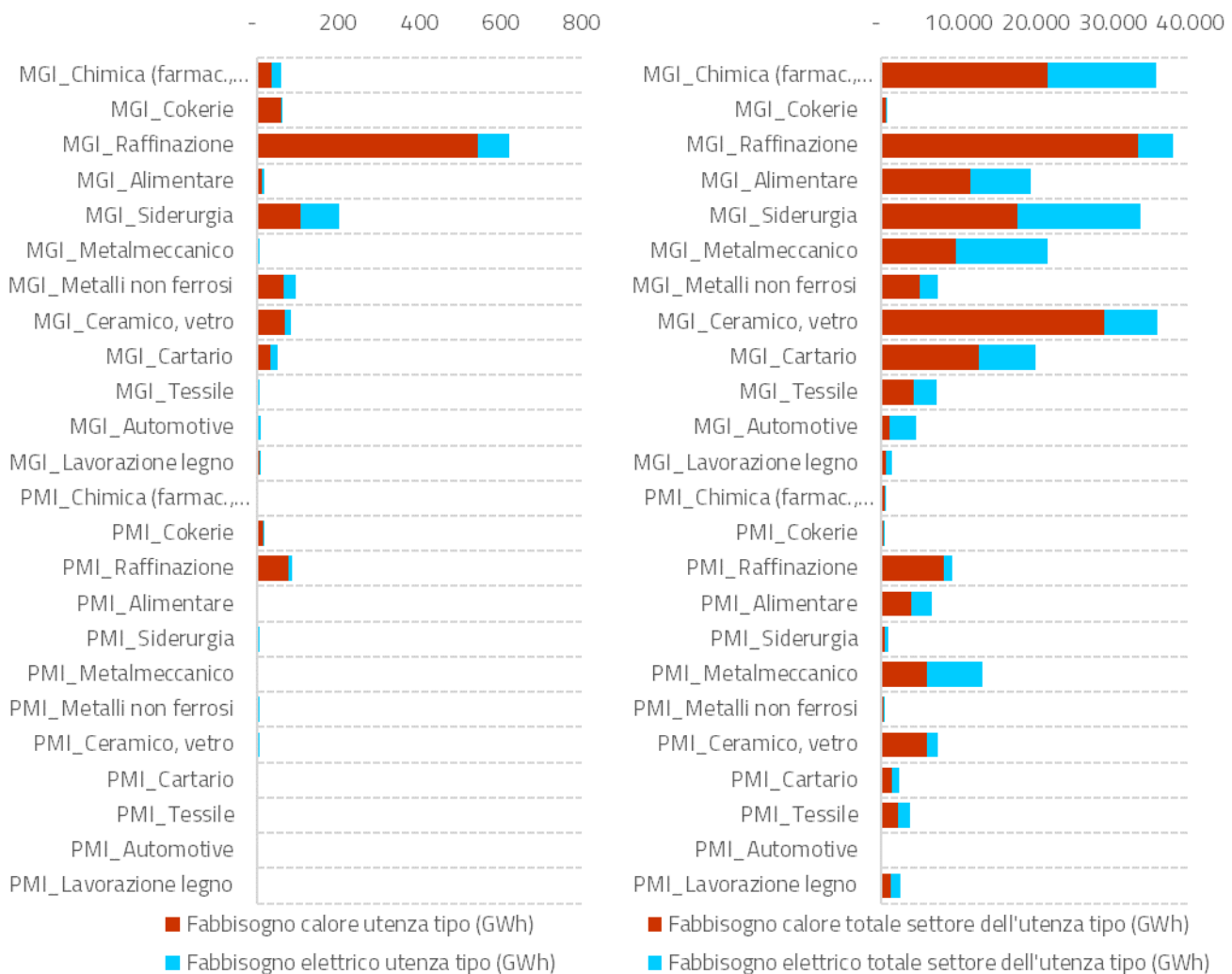
Si riporta di seguito una rappresentazione della domanda termica ed elettrica dei suddetti casi, e dei corrispondenti universi di riferimento. Si noti come complessivamente i fabbisogni termici degli universi di riferimento delle utenze tipo ammontino a circa 177 TWh, pari ad oltre l'80% dei fabbisogni termici totali dell'industria, a testimonianza dell'ampio insieme considerato.

Tabella 74: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento

utenza tipo (*)	Fabbisogno calore utenza tipo (GWh)	Fabbisogno elettrico utenza tipo (GWh)	Fabbisogno calore totale settore dell'utenza tipo (GWh)	Fabbisogno elettrico totale settore dell'utenza tipo (GWh)
MGI_Chimica (farmac., plastiche, ecc.)	36	24	21.469	14.095
MGI_Cokerie	58	3	582	30
MGI_Raffinazione	546	76	33.246	4.620
MGI_Alimentare	10	7	11.575	7.852
MGI_Siderurgia	107	96	17.691	15.899
MGI_Metalmeccanico	3	3	9.747	11.839
MGI_Metalli non ferrosi	64	31	4.957	2.411
MGI_Ceramico, vetro	67	16	28.867	6.939
MGI_Cartario	31	18	12.667	7.301
MGI_Tessile	3	2	4.224	2.991
MGI_Automotive	2	7	1.152	3.433
MGI_Lavorazione legno	5	5	614	728
PMI_Chimica (farmac., plastiche, ecc.)	0	0	388	255
PMI_Cokerie	15	1	291	15
PMI_Raffinazione	76	11	8.043	1.118
PMI_Alimentare	1	0	3.890	2.639
PMI_Siderurgia	1	1	524	471
PMI_Metalmeccanico	0	0	5.894	7.159
PMI_Metalli non ferrosi	2	1	240	117
PMI_Ceramico, vetro	3	1	5.872	1.411
PMI_Cartario	1	0	1.457	840
Totale			176.775	95.187

(*) Ai fini del presente studio MGI: Medio e Grande Impresa >50 addetti; PMI: piccola e media impresa 10-50 addetti

Figura 135: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento



Si noti come, a livello di fabbisogni delle singole utenze tipo, le grandi industrie della raffinazione sono quelle di gran lunga con maggiori fabbisogni, seguite da quelle siderurgiche e poi via via metalli non ferrosi, ceramiche e altro. Tuttavia, in ragione della numerosità delle aziende censite in ciascun sottosettore, in termini di universi di riferimento i fabbisogni sono maggiormente distribuiti, con elevati contributi, oltre che nei suddetti sottosettori, anche nel chimico, cartario e alimentare.

8.5.2 Potenziale tecnico per il settore industriale

A partire dal fabbisogno di ciascun caso tipo, per ogni settore industriale sono stati effettuati studi di tipo *bottom-up* dei processi produttivi in cui sono stati individuati i fabbisogni specifici (per unità di prodotto/fatturato) e in cui viene definita la quota parte del fabbisogno di calore cogenerabile sulla base di vincoli tecnici quali la temperatura⁵⁶.

Sulla base di queste analisi sono stati calcolati i fabbisogni elettrici e termici cogenerabili delle utenze tipo dei diversi comparti sui quali è stato effettuato un opportuno dimensionamento tecnico.

⁵⁶ Gambini M. Vellini. M. "Illustrazione dei principali processi industriali rilevanti ai fini CAR" 2015

Dopo aver caratterizzato la domanda termica ed elettrica delle utenze tipo considerate, si è proceduto alla scelta e dimensionamento del cogeneratore e una verosimile simulazione delle sue condizioni di funzionamento.

La scelta tecnologica è stata orientata agli attuali trend di mercato riscontrati sugli impianti in esercizio, analizzando il DB CAR del GSE. Le analisi vedono nei MCI a gas la tecnologia nettamente prevalente per le nuove installazioni, salvo casi di elevata potenza per cui possono essere preferibili TG o CCGT.

I cogeneratori sono stati dimensionati di caso in caso tenendo conto delle potenze tipiche delle installazioni esistenti nei settori, presenti sul database CAR del GSE, tenendo conto del rapporto H/E dell'utenza, delle ore di funzionamento tipiche degli impianti e della quota di calore cogenerabile.

In particolare, il dimensionamento CAR è stato volto a massimizzare il soddisfacimento del fabbisogno di energia termica ed elettrica richieste dal processo. Ovvero si è cercato di:

- minimizzare l'energia elettrica immessa nella rete nazionale e quindi dimensionare l'impianto con una potenza elettrica al massimo pari a quella richiesta dal processo;
- massimizzare il calore reso disponibile dal cogeneratore e, quindi, sfruttare appieno l'H/E massimo del cogeneratore che consenta di ottenere le massime prestazioni in termini di produzione CAR e risparmi di energia di primaria.

Per far questo si è proceduto a calcolare il rapporto tra la potenza media elettrica e termica del processo $H/E_{utenza-chp}$ soddisfacibile mediante cogenerazione e a confrontarlo con il rapporto $(H/E)_{cog}$ della specifica tecnologia di cogenerazione. Se risulta:

$$\left(\frac{H}{E}\right)_{utenza-chp} > \left(\frac{H}{E}\right)_{cog}$$

significa che la tecnologia cogenerativa prescelta è in grado di soddisfare la richiesta elettrica del processo, ma non la termica; pertanto si dimensiona il cogeneratore sulla potenza elettrica del processo e si ricorre a caldaie ausiliarie per soddisfare la potenza termica richiesta dal processo.

Se invece risulta:

$$\left(\frac{H}{E}\right)_{utenza-chp} < \left(\frac{H}{E}\right)_{cog}$$

significa che la tecnologia cogenerativa prescelta è in grado di soddisfare tutta la richiesta termica del processo, ma non quella elettrica; pertanto si dimensiona il cogeneratore sulla potenza termica del processo e si ricorre al prelievo dalla rete nazionale per soddisfare la potenza elettrica richiesta dal processo.

Seguendo tale criterio, è possibile dimensionare il cogeneratore (quantificazione della potenza elettrica, della potenza utile cogenerativa e della potenza termica da combustibile) nonché le eventuali potenze termiche da combustibile associate alla produzione di calore da sistemi ausiliari e la potenza elettrica prelevata dalla rete.

Le condizioni di funzionamento sono state simulate utilizzando gli indicatori di performance specifici desunti dai dati di esercizio presso utenze simili da un punto di vista dei fabbisogni energetici elaborati dal database CAR, per ciascun sottosettore. In particolare, si sono caratterizzate le ore di funzionamento (in assetto CAR e solo elettrico), il rendimento elettrico e termico, la quota di autoconsumo, ecc. Si è assunto che il cogeneratore vada a riquilibrare un'utenza alimentata da un punto di vista elettrico dalla rete nazionale e dal punto di vista termico da una caldaia a gas con prestazioni in linea con la *baseline* di mercato (90% di rendimento) che viene mantenuta anche a seguito dell'installazione del cogeneratore con funzioni di integrazione e riserva.

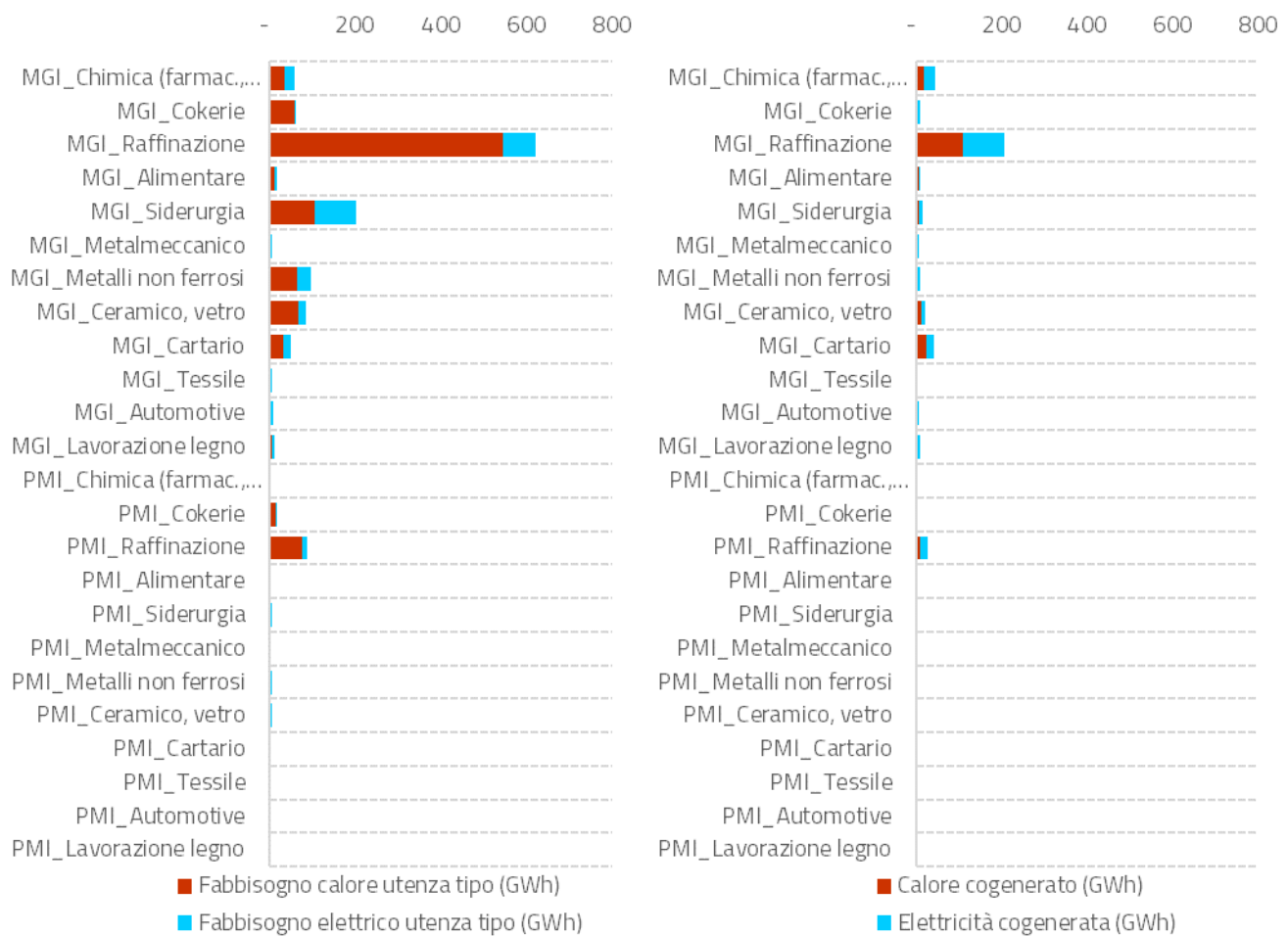
Tabella 75: Parametri tecnici e output energetici delle condizioni di esercizio degli impianti CAR ipotizzati per il settore industriale

Caso studio	MGI_Chimica (farmac., plastiche, ecc)	MGI_Co kerie	MGI_Raf finazion e	MGI_Ali mentare	MGI_Sid erurgia	MGI_Me talmecca nico	MGI_Me talli non ferrosi	MGI_Cer amico, vetro
Tecnologia CHP	MCI	MCI	CCGT	MCI	MCI	MCI	MCI	TG
taglia impianto	1-10MW	1-10MW	10- 100MW	1-10MW	1-10MW	0,1- 1MW	1-10MW	1-10MW
Potenza elettrica (MW)	4,6	1,1	21,1	1,1	1,8	0,3	1,1	1,5
Potenza termica (MW)	4,1	1,0	30,4	1,0	1,7	0,4	1,0	2,3
rendimento elettrico CAR (%)	40%	38%	35%	40%	40%	35%	40%	30%
rendimento termico CAR (%)	35%	37%	47%	36%	37%	45%	37%	47%
Autoconsumo (%)	94%	92%	50%	92%	73%	59%	73%	94%
Quota elettricità CHP (%)	80%	60%	80%	81%	84%	96%	84%	73%
ore equiv. elettriche	5.395	4.661	4.507	5.121	4.463	3.353	4.463	5.935
Quota calore cogenerabile (%)	50%	15%	36%	40%	6%	50%	6%	15%
Calore cogenerato (MWh)	17.786	2.893	109.212	4.173	6.394	1.286	3.862	10.117
Elettricità CAR cogenerata (MWh)	20.092	2.967	75.878	4.585	6.839	964	4.131	6.384
Elettricità prodotta totale (MWh)	25.260	4.943	95.222	5.677	8.116	1.002	4.902	8.769
Elettricità autoconsumata (MWh)	23.511	2.967	47.598	5.246	5.951	591	3.594	8.252
Elettricità prelevata da rete (MWh)	-	-	28.280	1.831	89.824	2.532	27.718	7.960
Consumi caldaia integrazione (MWh)	20.028	61.415	485.340	6.955	111.310	1.428	67.233	63.700
Consumi cogeneratore CAR (MWh)	49.794	7.813	219.317	11.527	17.123	2.747	10.343	21.309
Consumi cogeneratore tot (MWh)	62.602	13.016	273.537	14.273	20.321	2.853	12.274	29.272

Caso studio	MGI_Cartario	MGI_Tes sile	MGI_Aut omotive	MGI_Lav orazione legno	PMI_Chi mica (farmac., plastiche, ecc.)	PMI_Cok erie	PMI_Raf finazione	PMI_Ali mentare
Tecnologia CHP	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI	MCI
taglia impianto	1-10MW	0,1- 1MW	0,1- 1MW	1-10MW	0,02- 0,1MW	0,1- 1MW	1-10MW	0,02- 0,1MW
Potenza elettrica (MW)	2,9	0,3	0,4	1,4	0,03	0,3	2,7	0,05
Potenza termica (MW)	4,8	0,3	0,3	1,4	0,04	0,3	2,4	0,07
rendimento elettrico CAR (%)	33%	39%	42%	38%	36%	38%	39%	34%
rendimento termico CAR (%)	50%	38%	33%	37%	42%	37%	36%	47%
Autoconsumo (%)	77%	97%	96%	100%	85%	92%	100%	86%
Quota elettricità CHP (%)	90%	80%	71%	43%	85%	60%	68%	84%
ore equiv. elettriche	5.577	4.046	4.924	4.281	4.563	4.661	5.866	4.037
Quota calore cogenerabile (%)	77%	30%	50%	55%	50%	15%	36%	40%
Calore cogenerato (MWh)	23.906	987	1.185	2.503	155	723	9.594	233
Elettricità CAR cogenerata (MWh)	14.647	1.007	1.474	2.622	129	742	10.566	159
Elettricità prodotta totale (MWh)	16.260	1.263	2.087	6.155	152	1.236	15.648	190
Elettricità autoconsumata (MWh)	12.448	1.220	1.999	5.394	130	742	10.566	163
Elettricità prelevata da rete (MWh)	5.447	1.111	5.064	-	75	-	-	232
Consumi caldaia integrazione (MWh)	7.934	2.560	1.317	2.275	175	15.354	73.822	389
Consumi cogeneratore CAR (MWh)	44.990	2.588	3.524	6.825	357	1.953	26.849	472
Consumi cogeneratore tot (MWh)	49.998	3.247	4.987	16.022	421	3.254	39.762	563

Caso studio	PMI_Siderurgia	PMI_Metalmeccanico	PMI_Metalli non ferrosi	PMI_Ceramico, vetro	PMI_Cartario	PMI_Tessile	PMI_Automotive	PMI_Lavorazione legno
Tecnologia CHP	MCI	MCI	MCI	TG	MCI	MCI	MCI	MCI
taglia impianto	0,02-0,1MW	0,02-0,1MW	0,1-1MW	0,02-0,1MW	0,1-1MW	0,02-0,1MW	0,001-0,02MW	0,1-1MW
Potenza elettrica (MW)	0,060	0,028	0,102	0,063	0,106	0,022	0,005	0,191
Potenza termica (MW)	0,071	0,043	0,122	0,100	0,165	0,027	0,004	0,183
rendimento elettrico CAR (%)	34%	33%	34%	37%	35%	35%	42%	38%
rendimento termico CAR (%)	41%	49%	41%	40%	53%	43%	33%	37%
Autoconsumo (%)	100%	69%	100%	79%	49%	77%	96%	100%
Quota elettricità CHP (%)	39%	98%	39%	79%	100%	90%	71%	43%
ore equiv. elettriche	2.630	3.314	2.630	5.179	2.654	2.841	4.924	4.281
Quota calore cogenerabile (%)	6%	50%	6%	15%	77%	30%	50%	55%
Calore cogenerato (MWh)	74	140	126	407	438	70	15	333
Elettricità CAR cogenerata (MWh)	62	91	105	257	281	57	19	349
Elettricità prodotta totale (MWh)	157	93	268	326	281	63	27	819
Elettricità autoconsumata (MWh)	157	64	268	256	138	49	26	718
Elettricità prelevata da rete (MWh)	950	275	754	396	189	116	66	-
Consumi caldaia integrazione (MWh)	1.287	155	2.195	2.560	145	181	17	303
Consumi cogeneratore CAR (MWh)	181	272	309	699	813	160	46	908
Consumi cogeneratore tot (MWh)	460	279	785	883	813	178	65	2.132

Figura 136: Fabbisogno energetico delle utenze tipo con indicazione del calore ed elettricità cogenerati CAR



Estendendo i risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosettore di riferimento è possibile stimare il potenziale tecnico; questo rappresenta, sulla base delle ipotesi adottate, la quantità massima teorica di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabili nei sottosectori industriali che si ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore, al netto di qualsiasi considerazione economico finanziaria che verrà di seguito affrontata.

Figura 137: Potenziale tecnico e CAR esistente nel terziario. Calore CAR (GWh) e Potenza elettrica (MW)

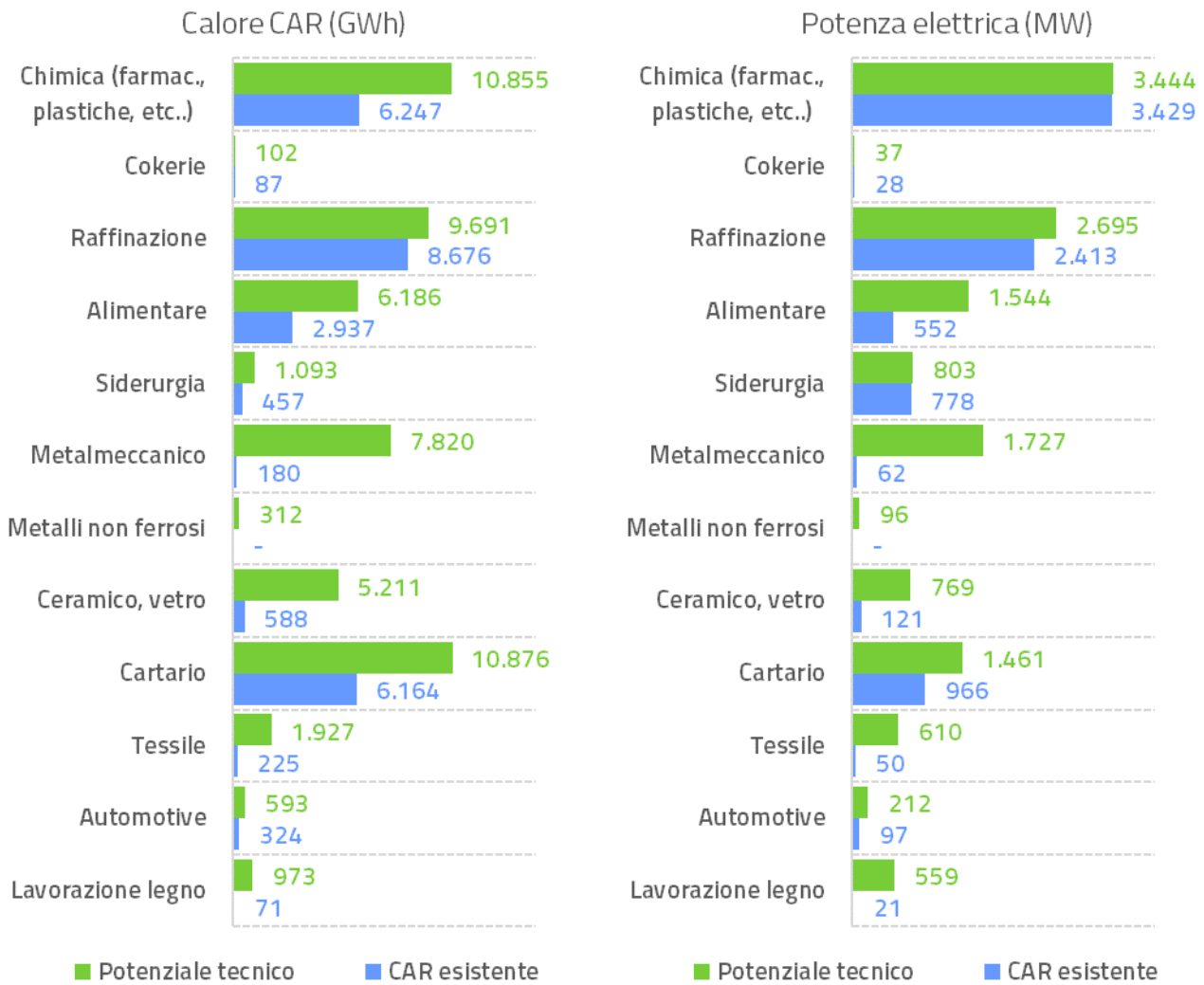
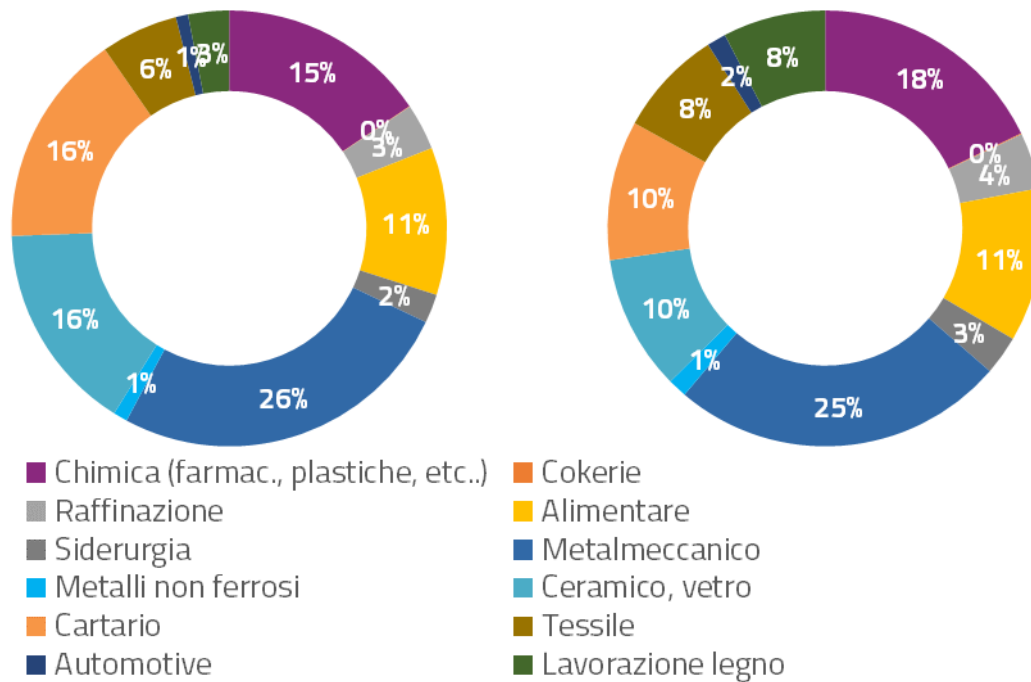


Figura 138: Potenziale tecnico incrementale nell'industria. Ripartizione del calore CAR (GWh) e della potenza elettrica (MW)



I settori cartario e chimica di base hanno il maggior potenziale tecnico di calore da CAR (11 TWh), seguiti dal settore della raffinazione. Seguono poi metalmeccanico (7,8 TWh), alimentare (6,2 TWh), ceramico (5,2 TWh) e via via le altre industrie.

Complessivamente, all'industria è associato un potenziale tecnico di 55.638 GWh di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di 13.957 MW.

È importante tuttavia interpretare tali risultati alla luce della CAR esistente, desumendo il potenziale incrementale. Alcuni settori industriali particolarmente energivori, quali ad esempio raffinerie, sembrano aver in gran parte già saturato i potenziali tecnici di sviluppo. I comparti con il maggior potenziale incrementale risultano il metalmeccanico (7,6 TWh), cartario (4,7 TWh), ceramico (4,6 TWh), chimica di base (4,6 TWh) e alimentare (3,2 TWh).

Complessivamente, il potenziale incrementale dell'industria è pari a 29.680 GWh di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di 6.790 MW. Si noti che la potenza elettrica incrementale non è stata calcolata come differenza tra quella del potenziale tecnico e quella esistente, in quanto questo potrebbe comportare una sostanziale sottostima della stessa; ci sono infatti svariati casi esistenti che presentano elevata capacità ma poche ore di utilizzo, mentre per i nuovi impianti si sono considerate delle ore medie di settore della specifica tecnologia simulata. Pertanto si è prima proceduto al calcolo del calore ed elettricità incrementali, e da questi si è desunta la capacità degli impianti necessaria per generarli, alle condizioni simulate.

8.5.3 Potenziale economico per il settore industriale

Come descritto in dettaglio nella metodologia, per ciascuna utenza tipo è stato quindi simulato un *business case* dettagliato, considerando le possibili voci di costo, quali l'investimento, l'O&M e il combustibile, ivi inclusa l'elettricità prelevata dalla rete, nonché i ricavi derivanti dall'incentivazione e dall'eventuale vendita di energia alle vigenti condizioni regolatorie. I flussi di cassa sono stati confrontati con lo scenario di *baseline* del settore, per i quali si è assunto l'utilizzo di una caldaia a gas per la generazione di calore, derivando i relativi indicatori di performance economico-finanziaria dell'investimento nell'impianto cogenerativo. Come detto, l'IRR di progetto è stato utilizzato per determinare la percentuale di attivazione del potenziale tecnico che si traduce in potenziale economico.

Si riportano di seguito i risultati del potenziale economico per le diverse utenze tipo industriali.

Tabella 76: Principali costi e ricavi delle simulazioni economiche e output finanziari nell'industria

Caso studio	MGI_Chimica (farmac., plastiche, ecc)	MGI_Co kerie	MGI_Raf finazion e	MGI_Ali mentare	MGI_Sid erurgia	MGI_Me talmecca nico	MGI_Me talli non ferrosi	MGI_Cer amico, vetro
Costo investimento CHP (mln€)	3,2	0,8	21,1	0,8	1,3	0,4	0,8	1,5
Costo annuo O&M CHP (mln€)	0,3	0,1	0,8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Costo combustibile CHP (mln€)	1,6	0,3	6,5	0,4	0,5	0,1	0,3	0,8
Costo combustibile caldaia integrazione (mln€)	0,5	1,6	11,8	0,2	2,9	0,0	1,8	1,7
Costo elettricità prelevata (mln€)	-	-	3,2	0,3	8,3	0,4	3,1	1,1
Ricavi energia immessa (mln€)	0,1	0,1	2,5	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Ricavi energia scambiata (mln€)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavi CB (mln€)	0,5	0,1	2,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,1
Costo combustibile caldaia ex ante (mln€)	1,1	1,7	14,8	0,4	3,1	0,1	1,9	2,0
Costo elettricità prelevata ex ante (mln€)	2,7	0,4	8,6	1,0	8,8	0,4	3,6	2,3
VAN (mln€)	6,4	0,8	18,7	1,9	1,3	0,0	1,2	3,0
IRR	>15%	>15%	>15%	>15%	>15%	10%	>15%	>15%
Tempo di ritorno attualizzato (anni)	2,0	3,8	4,7	1,9	3,9	7,1	3,0	2,2

Caso studio	MGI_Cartario	MGI_Tessile	MGI_Automotive	MGI_Lavorazione legno	PMI_Chimica (farmac., plastiche, ecc.)	PMI_Corriere	PMI_Raffinazione	PMI_Alimentare
Costo investimento CHP (mln€)	2,1	0,4	0,4	1,0	0,1	0,3	1,9	0,1
Costo annuo O&M CHP (mln€)	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0
Costo combustibile CHP (mln€)	1,3	0,1	0,2	0,5	0,0	0,1	1,0	0,0
Costo combustibile caldaia integrazione (mln€)	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	1,9	0,0
Costo elettricità prelevata (mln€)	0,8	0,2	0,7	-	0,0	-	-	0,0
Ricavi energia immessa (mln€)	0,2	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,3	-
Ricavi energia scambiata (mln€)	-	-	-	-	0,0	-	-	0,0
Ricavi CB (mln€)	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0
Costo combustibile caldaia ex ante (mln€)	0,9	0,1	0,1	0,2	0,0	0,5	2,2	0,0
Costo elettricità prelevata ex ante (mln€)	2,5	0,3	1,0	0,8	0,0	0,1	1,5	0,1
VAN (mln€)	6,4	0,1	0,2	1,1	<0	<0	3,4	<0
IRR	>15%	>15%	>15%	>15%	No convenienza	1%	>15%	No convenienza
Tempo di ritorno attualizzato (anni)	1,4	4,5	3,1	3,8		7,7	2,1	

Caso studio	PMI_ Siderurgia	PMI_ Metalme ccanico	PMI_ Metalli non ferrosi	PMI_ Cer amico, vetro	PMI_ Cartario	PMI_ Tessile	PMI_ Automot ive	PMI_ Lavorazi one legno
Costo investimento CHP (mln€)	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0	0,3
Costo annuo O&M CHP (mln€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo combustibile CHP (mln€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Costo combustibile caldaia integrazione (mln€)	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo elettricità prelevata (mln€)	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-
Ricavi energia immessa (mln€)	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Ricavi energia scambiata (mln€)	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Ricavi CB (mln€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo combustibile caldaia ex ante (mln€)	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo elettricità prelevata ex ante (mln€)	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
VAN (mln€)	<0	<0	<0	0,2	<0	<0	<0	<0
IRR	No convenienza	No convenienza	No convenienza	>15%	3%	No convenienza	No convenienza	No convenienza
Tempo di ritorno attualizzato (anni)				1,8	13,4	<0		

Figura 139: Potenziale tecnico, economico e CAR esistente nel terziario. Calore CAR (GWh) e Potenza elettrica (MW)

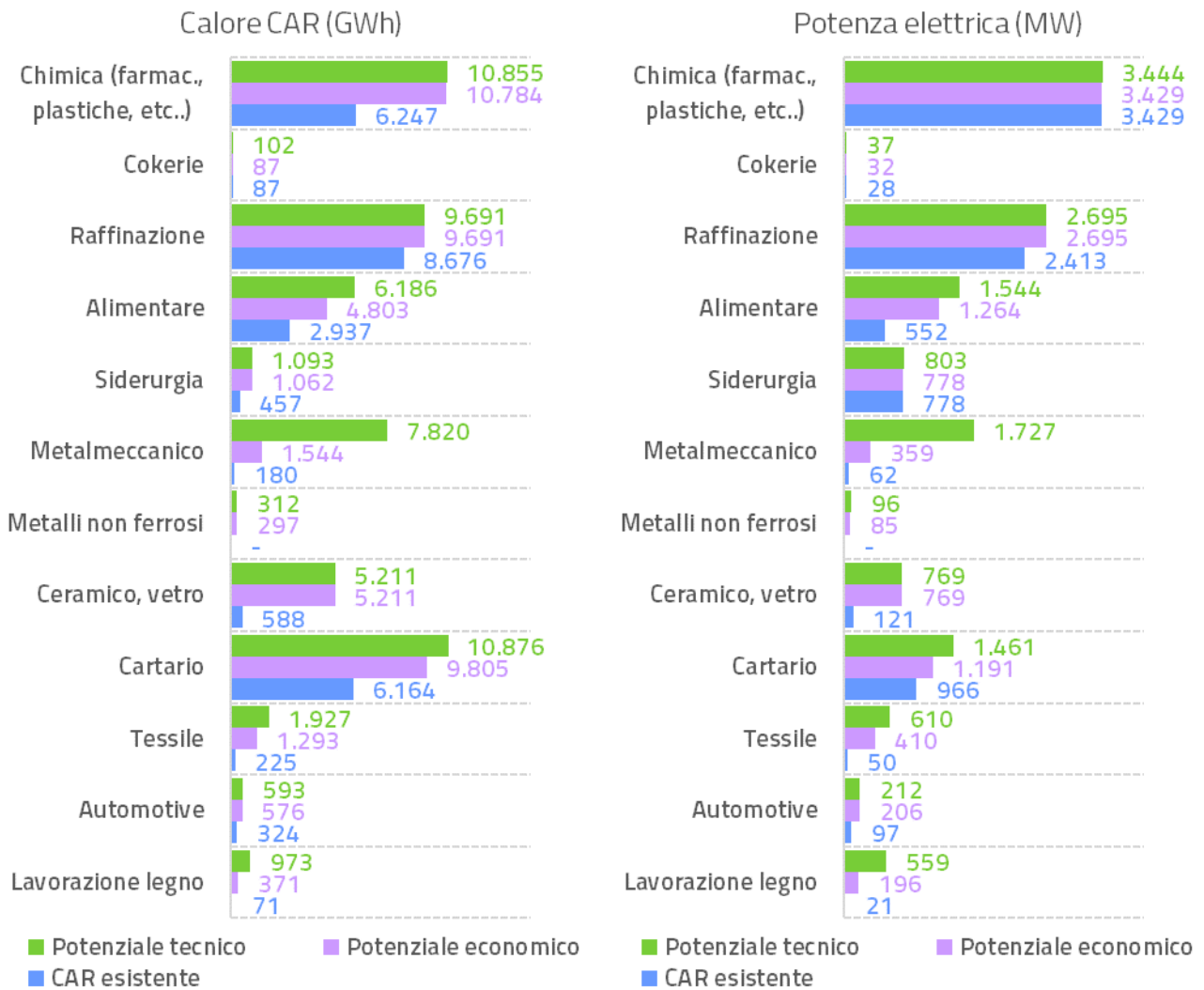
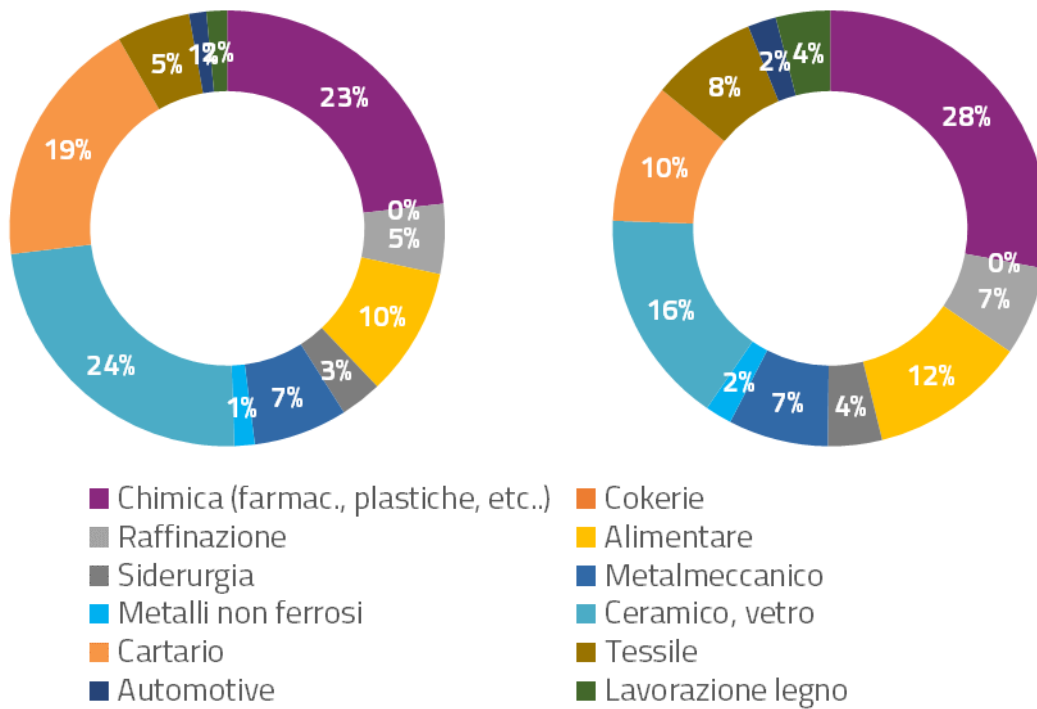


Figura 140: Potenziale economico incrementale nel terziario. Ripartizione del calore CAR (GWh) e della potenza elettrica (MW)



Complessivamente, all'industria è associato un potenziale economico di **45.523 GWh** di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di **11.415 MW**. Si tratta dunque di un potenziale di circa 1,7 volte l'installato attuale, e che dunque individua ancora rilevanti margini di crescita, da un punto di vista finanziario, in diversi comparti dell'industria.

I settori chimica (10,8 TWh) e cartario (9,8 TWh) hanno il maggior potenziale economico di calore da CAR, seguiti dal settore della raffinazione (9,7 TWh). Seguono poi il ceramico (5,2 TWh) e alimentare (4,8 TWh).

Nel confronto con lo sviluppo esistente, in utenze energivore come le raffinerie, l'elevato potenziale economico sembra in gran parte già espresso dagli impianti attualmente in esercizio. I comparti con il maggior potenziale incrementale risultano ceramico (4,6 TWh), chimica di base (4,5 TWh), cartario (circa 3,6 TWh), seguiti da alimentare (1,9 TWh) e metalmeccanico (1,4 TWh).

Complessivamente, il potenziale incrementale dell'industria è pari a 19.566 GWh di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di 4.272 MW. Per le ragioni già citate nel potenziale tecnico, la potenza elettrica incrementale non è stata calcolata semplicemente come differenza tra quella del potenziale economico e quella esistente.

L'analisi economica dei flussi di cassa generati nella vita utile dall'investimento nell'impianto di cogenerazione ha evidenziato una mancata o limitata convenienza in alcuni dei sottosettori caratterizzati da un interessante potenziale tecnico incrementale quali: meccanica, legno, parte del tessile (filati, tessitura, altre industrie tessili), soprattutto per quanto riguarda le PMI.

8.6 Potenziale CAR nel settore terziario

Il potenziale CAR per il settore terziario è stato elaborato a partire dalla caratterizzazione della domanda termica settoriale. Sono stati individuati i sottosettori di maggiore interesse per la CAR, e all'interno di essi sono stati caratterizzati i fabbisogni energetici delle utenze tipo di riferimento. Sulla base di una serie di considerazioni e vincoli tecnici, è stata individuata la quota di domanda termica tecnicamente soddisfacibile attraverso la cogenerazione ad alto rendimento; l'estensione di tale risultato all'universo di riferimento delle corrispondenti utenze tipo costituisce il potenziale tecnico. Attraverso un'analisi economico-finanziaria effettuata su differenti scenari di applicazione degli impianti cogenerativi, è stato individuato il potenziale economico-finanziario, in termini di calore producibile da CAR e, conseguentemente, di potenza installabile.

8.6.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore terziario

Come descritto più dettagliatamente nei paragrafi 1.3 e 2.2 di analisi della domanda energetica del settore terziario, nel 2018 i consumi negli usi finali del comparto dei servizi sono stati pari a 19,1 Mtep; l'energia elettrica ha coperto il 43% dei consumi, seguita da gas (38%) e FER (14%). Con riferimento al riscaldamento e all'ACS, i fabbisogni termici nel settore terziario sono stati pari a 11,2 Mtep (130,5 TWh).

All'interno del comparto dei servizi, gran parte dei fabbisogni per riscaldamento e ACS sono ascrivibili al commercio (53%), distribuiti tra un numero molto elevato di utenze; seguono i fabbisogni della sanità (9%), uffici e impianti sportivi (7%), e via via gli altri sottosettori.

A partire da un'analisi degli impianti CAR esistenti nel terziario, nonché sulla base di considerazioni tecniche in merito all'entità e al profilo della domanda termica ed elettrica, nel presente studio sono state selezionate alcune utenze tipo, afferenti a determinati sottosettori, considerate di significativo interesse per la CAR, ed in particolare:

- **ospedali:** sono state considerate strutture sanitarie di grandi dimensioni, con superficie maggiore di 5.000 m²;
- **alberghi:** sono stati considerati alberghi 4 e 5 stelle, che in ragione dei servizi offerti presentano maggiori fabbisogni specifici, e di grandi dimensioni (superficie maggiore di 3.000 m²);
- **piscine e centri sportivi:** sono state considerate strutture di grandi dimensioni, con superficie maggiori di 2.000 m², tipicamente con piscina, per le quali il fabbisogno termico oltre ad essere elevato è piuttosto costante durante l'anno;
- **centri commerciali:** sono stati considerati gli esercizi della grande distribuzione organizzata (GDO), che per le elevate dimensioni presentano fabbisogni potenzialmente di interesse alla CAR;
- **scuole:** sono state considerate le strutture di grande dimensione, con superficie maggiore di 2.000 m²;
- **università-centri di ricerca:** strutture non particolarmente energivore ma che, in ragione delle elevate dimensioni, dovute spesso alla presenza di più edifici ascrivibili alla stessa utenza, presentano fabbisogni complessivi potenzialmente di interesse alla CAR;
- **uffici:** sono state considerate le strutture di grande dimensione, con superficie maggiore di 2.000 m².

Le utenze di maggiore interesse alla CAR sono caratterizzate da un'elevata richiesta di calore e, parallelamente, da elevati consumi di energia elettrica, quali gli ospedali, i centri sportivi e gli alberghi. In particolare, all'interno dell'insieme dei centri sportivi sono stati considerati prioritariamente quelli dotati di piscine, in quanto particolarmente energivori e con una richiesta termica molto elevata in tutti i 12 mesi

dell'anno⁵⁷. Poiché tendenzialmente queste utenze sono caratterizzate da elevate richieste di calore durante tutto l'anno, e non solo durante i mesi invernali, aumentano notevolmente le ore di funzionamento del cogeneratore e, di converso, si riducono i suoi tempi di ritorno. Inoltre, in questi casi il fattore climatico ha un'influenza molto più ridotta, rispetto al caso residenziale

La caratterizzazione della domanda termica ed elettrica delle suddette utenze tipo è stata effettuata a partire da studi letteratura⁵⁸, ed elaborazioni specifiche effettuate dal GSE, anche sulla base di parametri di superfici e consumi dedotti dagli interventi incentivati in Conto Termico; per ciascuna utenza si sono dunque individuati dei fabbisogni specifici per unità di superficie, e al contempo è stato stimato il numero di utenze di tale fattispecie e la superficie media e totale delle stesse. Si è giunti così a determinare i fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo e degli universi di riferimento delle stesse che costituiscono, per costruzione, un sottoinsieme dei fabbisogni del relativo sottosettore.

Si riporta di seguito una rappresentazione della domanda termica ed elettrica dei suddetti casi, e dei corrispondenti universi di riferimento. Si noti come complessivamente i fabbisogni termici degli universi di riferimento delle utenze tipo ammontino a circa 29 TWh, pari al 22% dei fabbisogni termici totali del terziario.

⁵⁷ Queste considerazioni sono in linea rispetto a quanto riportato in alcuni studi del settore (cfr. ad es.: R. Loschi "La cogenerazione: applicazione nel settore terziario in Italia", M. Vio "Impianti di cogenerazione", ecc.).

⁵⁸ Studio RSE - I consumi del settore terziario: alberghi e grande distribuzione organizzata, 2015. Rds 15000305.

Studio RSE - Potenziale CAR 2015. Rds 15008445.

Studio RSE - Potenziale CAR 2015. Rds 14009625.

Studio RSE - Consumi energetici della PA. Rds14009243.

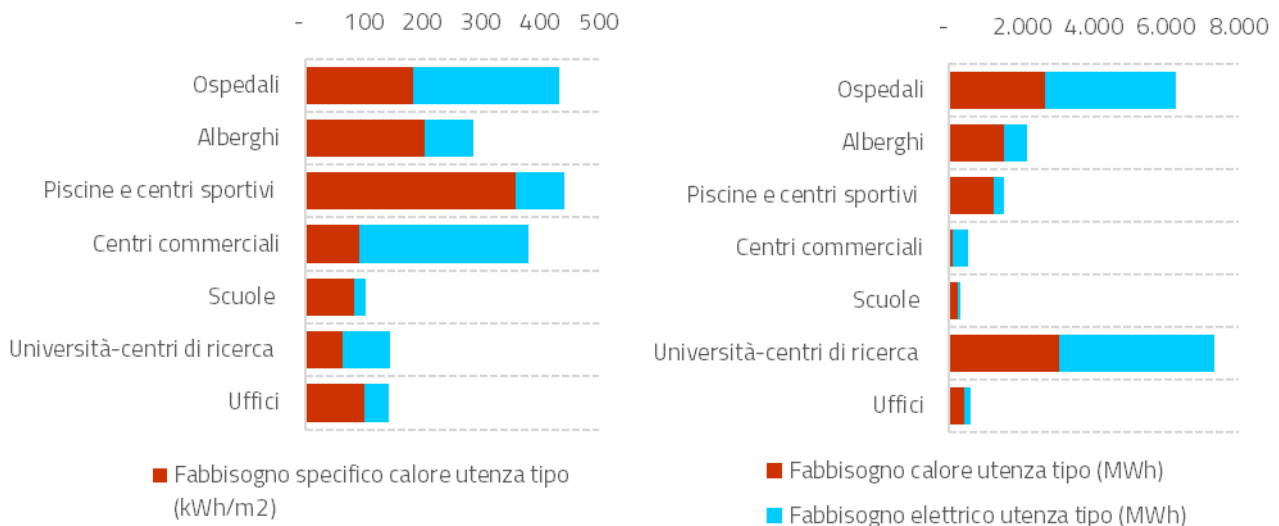
Studio RSE- A. Gelmini, F. Bazzocchi "GDPint - un applicativo per la valutazione tecnico economica di distretti energetici", presentazione McTer, Milano, 28 giugno 2012.

Aprèa et al. "Riqualificazione energetica di una piscina", AICARR Journal, settembre 2014 (viene descritto dettagliatamente un caso reale di applicazione cogenerativa).

Tabella 77: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento

utenza tipo	Fabbisogno specifico calore utenza tipo (kWh/m ²)	Fabbisogno specifico elettrico utenza tipo (kWh/m ²)	Fabbisogno calore utenza tipo (MWh)	Fabbisogno elettrico utenza tipo (MWh)	Fabbisogno calore totale settore dell'utenza tipo (MWh)	Fabbisogno elettrico totale settore dell'utenza tipo (MWh)
Ospedali	184	249	2.664	3.593	6.461.239	8.716.112
Alberghi	203	84	1.512	626	4.313.149	1.786.491
Piscine e centri sportivi	360	82	1.240	282	4.855.279	1.103.936
Centri commerciali	92	28	96	419	2.571.224	8.913.725
Scuole	84	20	241	57	3.661.586	774.440
Università-centri di ricerca	63	81	3.027	4.300	1.396.314	1.785.548
Uffici	102	42	429	175	5.692.421	2.325.911
Totale					28.951.211	25.406.163

Figura 141: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento



Si noti come, a livello di fabbisogni delle singole utenze tipo, le università-centri di ricerca e gli ospedali abbiano i maggiori fabbisogni; gli ospedali hanno anche i maggiori consumi complessivi, seguiti da centri commerciali e uffici.

8.6.2 Potenziale tecnico per il settore terziario

Dopo aver caratterizzato la domanda termica ed elettrica delle utenze tipo considerate, si è proceduto alla scelta e dimensionamento del cogeneratore e una verosimile simulazione delle sue condizioni di funzionamento.

La scelta della tecnologia di riferimento ha seguito quelli che sono gli attuali trend di mercato in questi settori, che vedono un'applicazione diffusa (quasi esclusiva) di motori a combustione interna alimentati a gas naturale.

I cogeneratori sono stati dimensionati di caso in caso tenendo conto delle potenze tipiche delle installazioni esistenti nei settori, presenti sul database CAR del GSE, tenendo conto del rapporto H/E dell'utenza, delle ore di funzionamento tipiche degli impianti e della quota di calore cogenerabile desunta da alcuni casi studio analizzati da RSE.

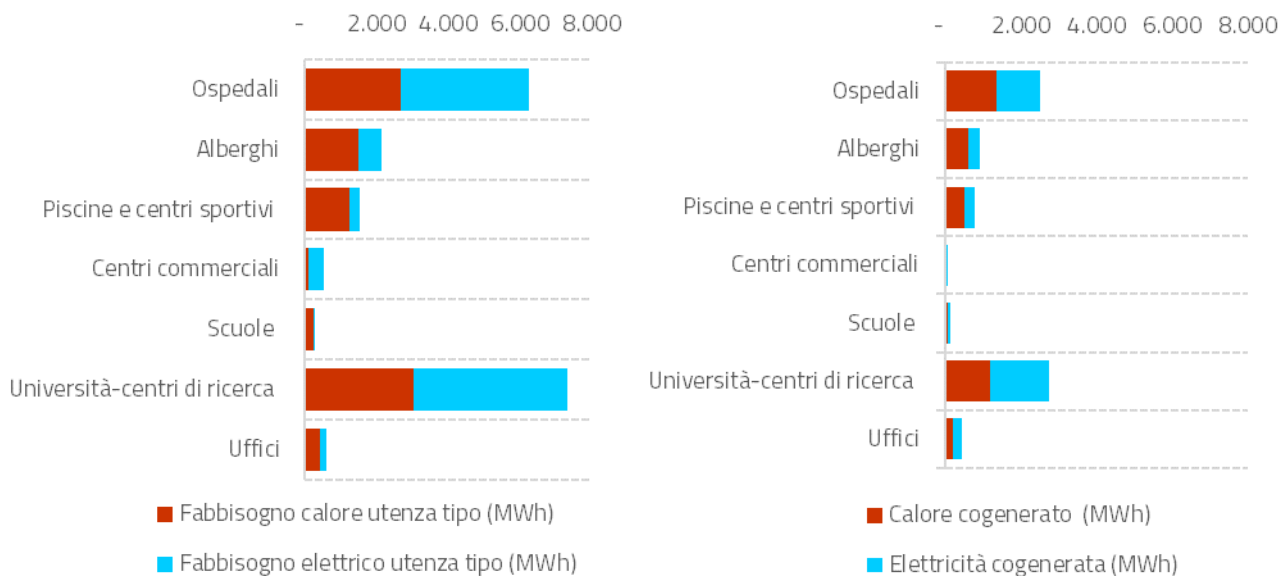
Le condizioni di funzionamento sono state simulate utilizzando gli indicatori di performance specifici desunti dai dati di esercizio presso utenze simili da un punto di vista dei fabbisogni energetici elaborati dal database CAR, per ciascun sottosettore. In particolare, si sono caratterizzate le ore di funzionamento (in assetto CAR e solo elettrico), il rendimento elettrico e termico, la quota di autoconsumo, ecc. Si è assunto che il cogeneratore vada a riqualificare un'utenza alimentata da un punto di vista elettrico dalla rete nazionale e dal punto di vista termico da una caldaia a gas con prestazioni in linea con la *baseline* di mercato (90% rendimento) che viene mantenuta anche a seguito dell'installazione del cogeneratore con funzioni di integrazione e riserva.

Come emerge dai risultati delle simulazioni, solo una quota parte del fabbisogno di calore dell'utenza è soddisfatto da CAR. Una porzione della quota di domanda non soddisfacibile dal cogeneratore è dovuta a picchi di domanda, ad una non contemporaneità tra carichi elettrici e termici e ad un rapporto termico-elettrico non sempre favorevole alle applicazioni cogenerative, e dipendente in modo rilevante dallo specifico ambito di riferimento. Sebbene esistano soluzioni quali serbatoi di acqua calda e batterie elettriche per differire carichi termici ed elettrici nel tempo, i relativi costi (e spesso anche limiti di spazio) rendono al momento poco competitive tali opzioni.

Tabella 78: Parametri tecnici e output energetici delle condizioni di esercizio degli impianti CAR ipotizzati per il settore terziario

Caso studio	Ospedali	Alberghi	Piscine e centri sportivi	Centri commerciali	Scuole	Università-centri di ricerca	Uffici
Tecnologia CHP	MCI gas	MCI gas	MCI gas	MCI gas	MCI gas	MCI gas	MCI gas
taglia impianto	0,1-1MW	0,02-0,1MW	0,02-0,1MW	0,001-0,02MW	0,02-0,1MW	0,1-1MW	0,02-0,1MW
Potenza elettrica (MW)	0,255	0,069	0,098	0,009	0,027	0,527	0,080
Potenza termica (MW)	0,340	0,139	0,182	0,016	0,049	0,519	0,096
rendimento elettrico CAR (%)	35%	29%	31%	32%	31%	38%	35%
rendimento termico CAR (%)	45%	58%	57%	57%	56%	37%	41%
Autoconsumo (%)	96%	93%	69%	84%	62%	53%	94%
Quota elettricità CHP (%)	93%	100%	100%	92%	100%	79%	76%
ore equiv. elettriche	4.382	4.550	2.896	2.293	1.954	2.954	2.889
Quota calore cogenerabile (%)	52%	42%	81%	36%	40%	0,4	50%
Calore cogenerato (MWh)	1.385	630	526	34	97	1.211	212
Elettricità CAR cogenerata (MWh)	1.039	313	282	19	52	1.228	175
Elettricità prodotta totale (MWh)	1.118	314	283	21	52	1.556	230
Elettricità autoconsumata (MWh)	1.072	293	195	18	32	823	175
Elettricità prelevata da rete (MWh)	2.521	333	87	401	24	3.477	-
Consumi caldaia integrazione (MWh)	1.421	980	793	69	161	2.018	242
Consumi cogeneratore CAR (MWh)	2.993	1.078	919	60	169	3.243	503
Consumi cogeneratore tot (MWh)	3.223	1.081	923	65	169	4.109	661

Tabella 79: Fabbisogno energetico delle utenze tipo con indicazione del calore ed elettricità cogenerati CAR



Estendendo i risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosettore di riferimento è possibile stimare il potenziale tecnico; questo rappresenta, sulla base delle ipotesi adottate, la quantità massima teorica di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabili nei sottosettori del terziario che si ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore, al netto di considerazioni economiche finanziarie che verranno di seguito affrontate.

Tabella 80: Potenziale tecnico CAR e CAR esistente nel terziario. Calore CAR (GWh) e Potenza elettrica (MW)

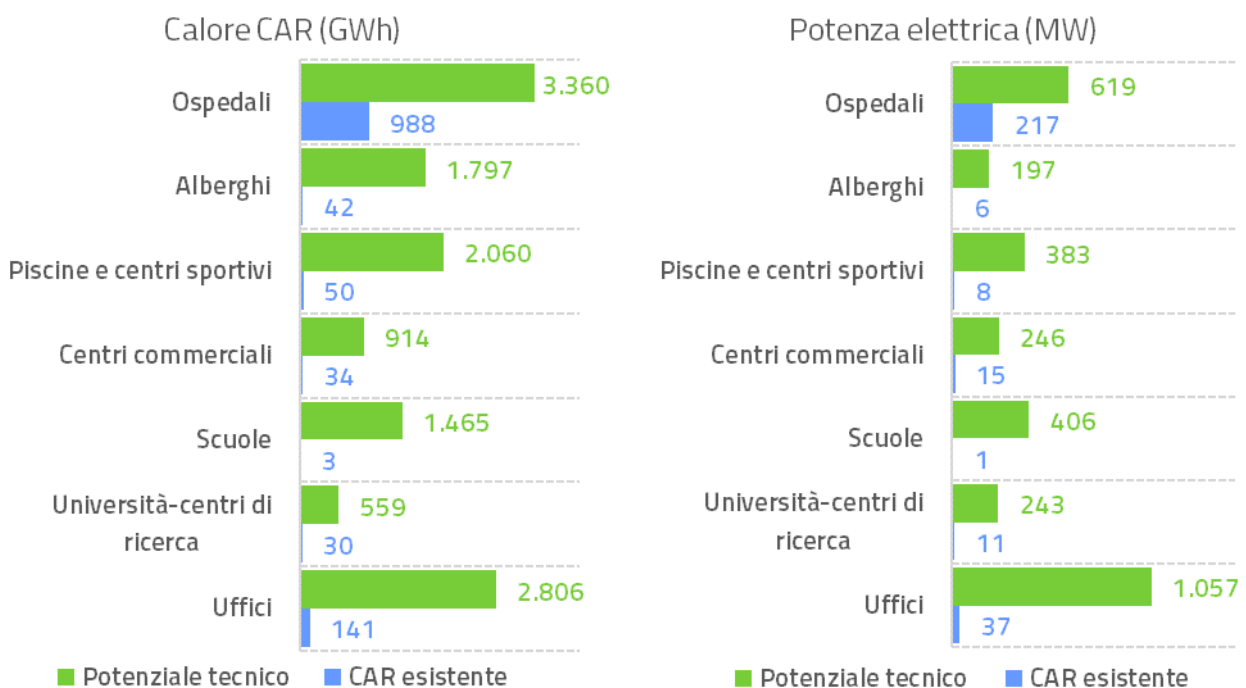
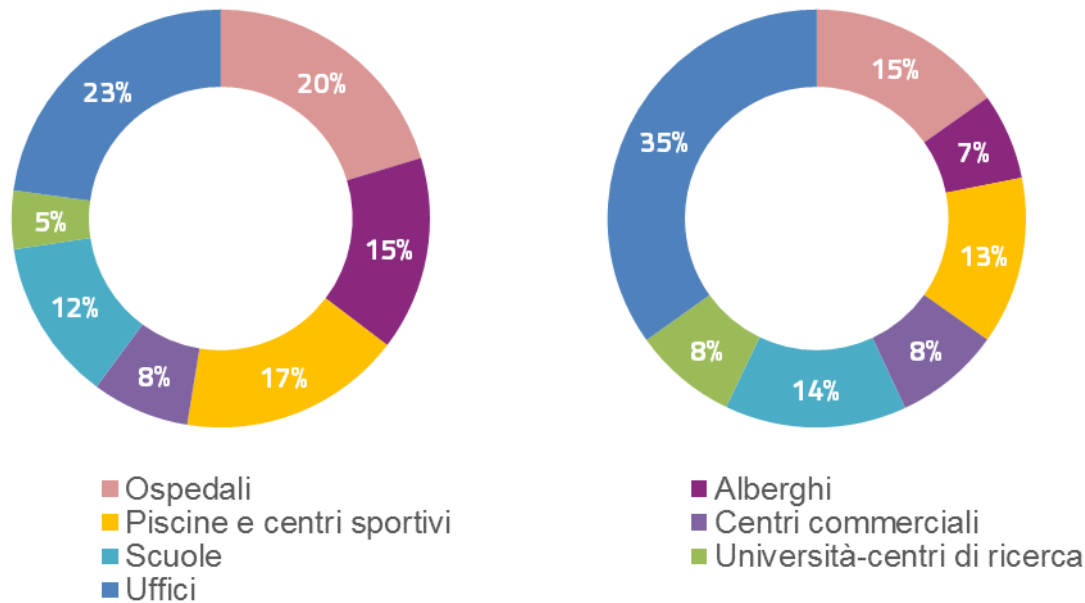


Tabella 81: Potenziale tecnico incrementale nel terziario. Ripartizione del calore CAR (GWh) e della potenza elettrica (MW)



Complessivamente, al terziario è associato un potenziale tecnico di **12.960 GWh** di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di **3.152 MW**.

Agli ospedali corrisponde la quota maggiore di potenziale tecnico (3,4 TWh di calore), seguiti dagli uffici (2,8 TWh) e piscine e grandi centri sportivi con 2,0 TWh di calore. Gli ospedali sono anche la tipologia di utenza del terziario con il maggior sviluppo attuale (circa 1,0 TWh) a dimostrazione della particolare vocazione alla CAR di tali strutture, caratterizzate da una domanda termica ed elettrica elevata e per lo più costante nell'anno. Ne consegue un potenziale incrementale che, in termini di calore, si distribuisce in modo piuttosto ampio tra uffici, ospedali, piscine/centri sportivi, alberghi e scuole.

8.6.3 Potenziale economico per il settore terziario

Come descritto in dettaglio nella metodologia, per ciascuna utenza è stato quindi simulato un *business case* dettagliato, considerando le possibili voci di costo, quali l'investimento, l'O&M e il combustibile, ivi inclusa l'elettricità prelevata dalla rete, nonché i ricavi derivanti dall'incentivazione e dall'eventuale vendita di energia alle vigenti condizioni regolatorie. I flussi di cassa sono stati confrontati con lo scenario di *baseline* del settore, per i quali si è assunta l'utilizzo di una caldaia gas per la generazione di calore, derivando i relativi indicatori di performance economico-finanziaria dell'investimento nell'impianto cogenerativo. Come detto, l'IRR di progetto è stato utilizzato per determinare la percentuale di attivazione del potenziale tecnico che si traduce in potenziale economico.

Si riportano di seguito i risultati del potenziale economico per le diverse utenze tipo del terziario.

Tabella 82: Principali costi e ricavi delle simulazioni economiche e output finanziari nel terziario

Caso studio	Ospedali	Alberghi	Piscine e centri sportivi	Centri commerciali	Scuole	Università-centri di ricerca	Uffici
Costo investimento CHP (€)	334.604	161.798	196.201	28.982	84.709	505.663	175.205
Costo annuo O&M CHP (€)	20.939	11.380	8.259	2.898	3.877	23.928	7.603
Costo combustibile CHP (€)	113.310	48.324	47.243	3.873	10.055	159.603	32.660
Costo combustibile caldaia integrazione (€)	51.283	44.598	50.518	4.124	11.594	109.569	15.391
Costo elettricità prelevata (€)	398.600	54.406	16.333	75.308	5.403	549.768	-
Ricavi energia immessa (€)	2.431	-	59	-	0	38.347	2.875
Ricavi energia scambiata (€)	-	1.713	6.959	262	1.590	-	0
Ricavi CB (€)	31.720	13.260	11.700	780	2.080	30.940	5.720
Costo combustibile caldaia ex ante (€)	106.839	76.454	87.736	6.400	19.323	182.616	30.349
Costo elettricità prelevata ex ante (€)	568.071	102.194	52.927	78.638	12.626	679.871	32.928
VAN (€)	342.000	6.626	67.792	<0	<0	162.472	<0
IRR	>15%	8%	13%	No convenienza	No convenienza	12%	No convenienza
Tempo di ritorno attualizzato (anni)	3,4	6,7	7,5			8,6	

Figura 142: Potenziale tecnico, economico e CAR esistente nel terziario. Calore CAR (GWh) e Potenza elettrica (MW)

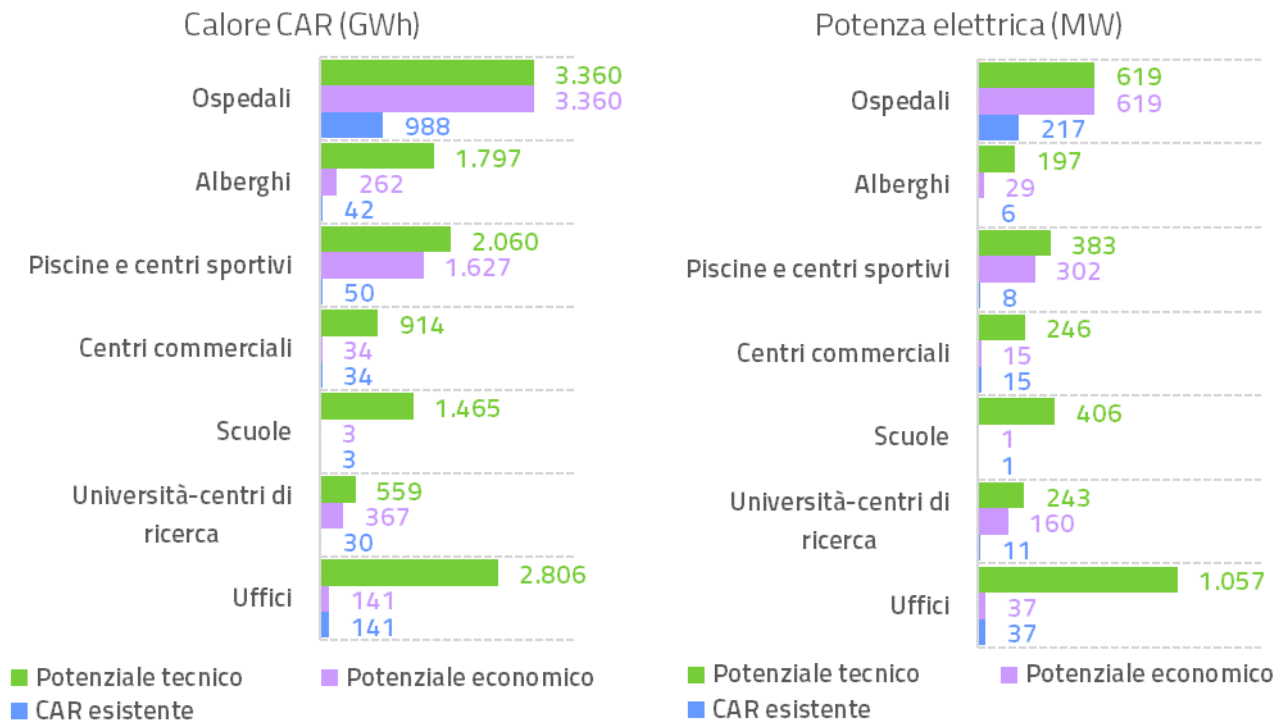
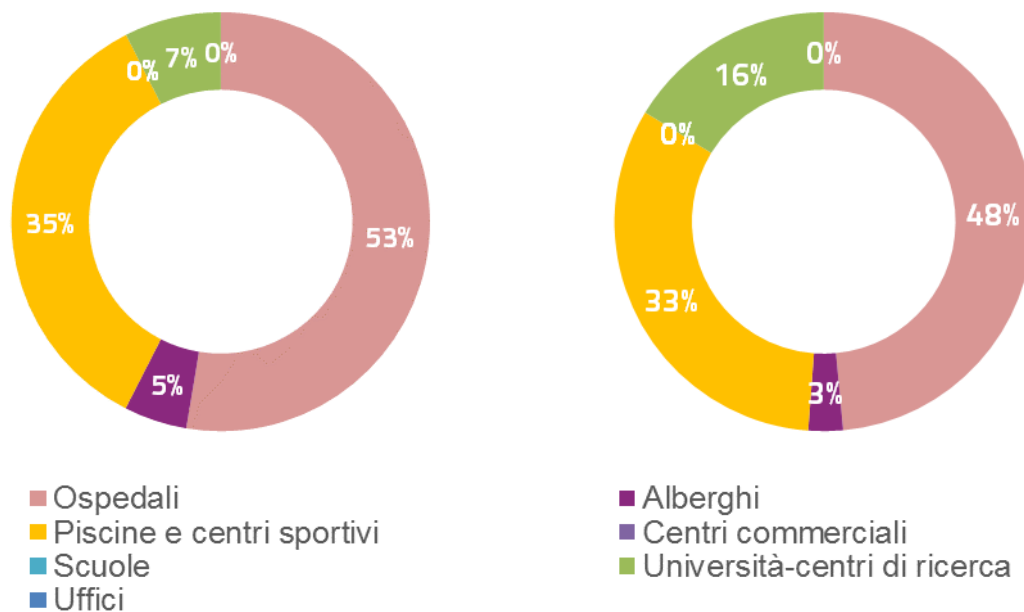


Figura 143: Potenziale economico incrementale nel terziario. Ripartizione del calore CAR (GWh) e della potenza elettrica (MW)



Complessivamente, al terziario è associato un potenziale economico di **5.793 GWh** di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di **1.163 MW**. Si tratta dunque di un potenziale di oltre tre volte l'installato attuale, a dimostrazione del significativo potenziale di crescita della CAR nel terziario.

Agli ospedali corrisponde la quota maggiore di potenziale economico (3,4 TWh di calore), pari all'intero potenziale tecnico individuato, a dimostrazione della particolare vocazione alla CAR di tali strutture. Seguono

i centri sportivi/piscine, con 1,6 TWh. A ospedali e centri sportivi/piscine corrispondono dunque anche i maggiori contributi in termini di potenziale incrementale rispetto allo sviluppo esistente.

Risultano poi margini di crescita interessanti per Università-centri di ricerca e alberghi, che hanno potenziale economico incrementale di calore CAR di 0,3 e 0,2 TWh rispettivamente. In tali strutture si osserva una convenienza intermedia, che è dunque maggiormente dipendente dalle specifiche caratteristiche in termini di dimensioni, fabbisogni che possono anche variare considerevolmente in queste utenze.

Alle condizioni regolatorie vigenti, non si rilevano invece margini di convenienza economica per installazioni presso uffici, centri commerciali e scuole. Come anticipato, tale risultato è da intendersi riferito ai casi tipo simulati e alle relative ipotesi assunte, senza assolutamente escludere che vi siano condizioni diverse dal caso medio qui rappresentato per le quali si possa avere un risultato economico interessante.

8.7 Potenziale CAR nel settore residenziale

Lo sviluppo della CAR in ambito residenziale, sebbene caratterizzato da un numero non del tutto trascurabile di installazioni (stimabili in 243 unità) è da considerarsi piuttosto modesta in termini energetici. La capacità elettrica installata ammonta, infatti, a 3,1 MWe pari solamente allo 0,02% della capacità CAR complessivamente installata nel Paese. L'energia termica cogenerata è pari a circa di 11 GWh, una frazione esigua della domanda termica residenziale complessiva.

Gli aspetti che hanno frenato sino ad oggi lo sviluppo della CAR nel settore residenziale e che presumibilmente, almeno in parte, perdureranno anche nel futuro prossimo, sono di natura tecnica, normativa, economica e comportamentale.

Per quanto riguarda gli aspetti tecnici i principali limiti riguardano le caratteristiche della domanda di calore ed elettricità delle utenze del settore residenziale che presentano un'intensità piuttosto ridotta (anche nelle zone più fredde del paese), una durata limitata, una forte variabilità temporale dei carichi, una non elevata contemporaneità tra domanda termica ed elettrica e rapporti calore/elettricità frequentemente molto sbilanciati sulla parte termica.

Questo insieme di fattori tecnici ha inevitabili ricadute economiche. Le utenze residenziali richiedono perlopiù impianti cogenerativi micro-CHP (<50kW) che non hanno ancora raggiunto quelle economie di scala tali da renderli del tutto competitivi alle attuali condizioni di mercato. I costi specifici di investimento crescono molto più che linearmente al diminuire della taglia. Tale aspetto è particolarmente sfavorevole per il ritorno degli investimenti tenendo conto del ridotto numero di ore di funzionamento riscontrato sugli impianti in esercizio nel settore residenziale (generalmente intorno alle 2.000 ore equivalenti). I costi variabili di produzione sono, inoltre, rilevanti a causa degli elevati prezzi del combustibile e dei rendimenti elettrici inferiori⁵⁹ rispetto a quelli delle applicazioni di più grande taglia, che non consentono di produrre elettricità a costi competitivi rispetto ai prezzi che si generano sul mercato elettrico, costringendo di fatto gli impianti a produrre solo nei casi in cui sia possibile l'autoconsumo elettrico o lo scambio sul posto.

⁵⁹ Nel caso del gas, il principale combustibile di riferimento per tali applicazioni, le maggiori accise del settore e il prezzo di mercato più elevato per le minori economie di scala rende il prezzo finale ben più elevato rispetto alle applicazioni in una utility o in un'industria energivora. Per quanto riguarda i rendimenti elettrici, le applicazioni CAR nel settore residenziale sono generalmente inferiori di circa 10 punti percentuali rispetto alle prestazioni degli impianti tipo di maggiore taglia; sebbene questo aspetto sia compensato da migliori prestazioni lato termico, in termini economici il bilancio è complessivamente negativo.

Da un punto di vista regolatorio gli impianti micro-CHP nel settore residenziale possono beneficiare di uno sgravio di accisa maggiore rispetto ad altri settori, in quanto il differenziale tra l'accisa sul combustibile che alimenta il cogeneratore negli usi di tipo civile è molto più consistente che in altri settori; allo stesso tempo, essendo il rendimento elettrico di queste applicazioni minore rispetto agli impianti di taglia maggiore, la quota parte di consumo del cogeneratore a cui si applica tale sconto è ridotta, mitigando, ma solo in minima parte, i maggiori benefici dello sgravio fiscale⁶⁰. I meccanismi di supporto agli impianti CAR, in particolare i Certificati Bianchi, sebbene prevedano fattori volti ad incrementare la premialità⁶¹ nel caso di impianti di taglia ridotta non riescono a compensare gli incrementi dei costi di investimento ed esercizio.

Un aspetto della regolazione vigente che limita fortemente la convenienza delle installazioni residenziali è la possibilità per la CAR di fornire elettricità alle sole utenze comuni; ciò è di rilievo nelle applicazioni condominiali, dove, in presenza di numerose abitazioni, l'eventuale possibilità di alimentare i consumi elettrici dei singoli utenti cambierebbe drasticamente il dimensionamento del cogeneratore e i relativi driver economici. Ad oggi infatti i gruppi di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche sono circoscritti ad applicazioni alimentate da fonti rinnovabili.

Il potenziale CAR per il settore residenziale è stato elaborato a partire dalla caratterizzazione della domanda termica delle casistiche ritenute di maggiore interesse per la CAR. Sulla base di una serie di considerazioni e vincoli tecnici, è stata individuata la quota di domanda termica tecnicamente soddisfacibile attraverso la cogenerazione ad alto rendimento; l'estensione di tale risultato all'universo di riferimento delle corrispondenti utenze tipo costituisce il potenziale tecnico. Attraverso un'analisi economico-finanziaria effettuata su differenti scenari di applicazione degli impianti cogenerativi, è stato individuato il potenziale economico-finanziario, in termini di calore producibile da CAR e, conseguentemente, di potenza installabile.

8.7.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore residenziale

La caratterizzazione della domanda termica del settore residenziale, già ampiamente descritta nel capitolo iniziale del rapporto, è stata basata su una pluralità di fonti informative, a partire dai dati di consumo del bilancio energetico nazionale 2018.

Complessivamente nel 2018 i consumi termici residenziali sono pari a circa 31,9 Mtep. Il gas è la principale fonte impiegata (52%) seguito da FER (20%) ed energia elettrica (18%).

Nel 2018 il consumo complessivo per riscaldamento e raffrescamento riferito alle famiglie italiane ha superato i 27,5 Mtep, di cui quasi 21,2 Mtep sono destinati al riscaldamento ambienti, circa 3,9 Mtep alla produzione di acqua calda sanitaria, 2,1 usi cucina e 0,2 climatizzazione estiva. Escludendo gli impieghi per cottura, ritenuti in prima approssimazione non facilmente sostituibili dal teleriscaldamento efficiente o dalla cogenerazione ad alto rendimento, i consumi termici di interesse per le successive valutazioni sono quindi

⁶⁰L'accisa del gas negli usi di tipo civile, tenendo conto dei diversi scaglioni di consumo e dei consumi tipo delle utenze considerate, può variare dai 17 ai 19 c€/Smc, l'accisa negli usi industriali, a seconda dei consumi, da 0,75 a 1,25 c€/Smc. L'accisa per il gas utilizzato nei cogeneratori al di sotto della soglia di consumo elettrico specifico di 0,22 kWh/Smc è scontata ed ammonta rispettivamente a 0,04493 c€/Smc e a 0,013479 c€/Smc a seconda se si tratti di produzione o autoproduzione elettrica. Per i rendimenti tipo degli impianti residenziali compresi tra il 15% e il 30%, l'accisa finale applicata sul gas consumato dal cogeneratore è dell'ordine dei 8-12 c€/Smc, quindi con uno sconto finale sulle accise compreso tra 5 e 11 c€/Smc, molto maggiori di quelli ottenibili nel settore industriale.

⁶¹Si fa riferimento ad alcuni fattori con cui si incrementa il computo dei risparmi di energia primaria sulla quale vengono riconosciuti i certificati bianchi, quali il coefficiente K compreso tra 1 e 1,4 che cresce al diminuire della taglia e il fattore che tiene conto dei risparmi legati alle perdite delle reti, più elevato per gli impianti collegati in bassa tensione.

per il comparto residenziale pari a 25,1 Mtep, pari a 291 TWh, di cui l'84% è costituito da climatizzazione invernale ed il restante 16% da consumi per acqua calda sanitaria.

Dal momento che, per i motivi descritti al paragrafo precedente, lo sviluppo della CAR nel settore residenziale è stato molto moderato, si è ritenuto opportuno nel presente studio concentrare l'analisi su alcuni casi tipo, ritenuti di potenziale interesse per la CAR sulla base dell'analisi degli impianti esistenti, nonché sulla base di considerazioni tecniche in merito all'entità della domanda termica ed elettrica. In particolare:

- **monofamiliari:** sono state considerate le villette aventi sistema di riscaldamento autonomo e ubicate nelle zone climatiche E e F;
- **medi condomini:** sono stati considerati condomini aventi 5-15 abitazioni, con un elevato livello di occupazione (superiore al 50%), riscaldamento centralizzato e ubicati nelle zone climatiche E e F;
- **grandi condomini:** sono stati considerati condomini aventi 16 abitazioni o più, con un elevato livello di occupazione (superiore al 50%), riscaldamento centralizzato e ubicati nelle zone climatiche E e F.

Come indicato, a fronte di una prima ricognizione complessiva, si è scelto di concentrare l'analisi nelle zone climatiche E-F, in ragione dei maggiori fabbisogni. Inoltre si è scelto di considerare solamente i condomini aventi un tasso di occupazione elevato (superiore al 50%), in primo luogo per incrementare l'accuratezza nella determinazione dei fabbisogni da attribuire alle utenze tipo, dato che, specialmente in zona F, a forte vocazione turistica, molti condomini non sono stabilmente occupati; in secondo luogo, si è ritenuto che condomini scarsamente abitati siano verosimilmente meno interessati ad investire in impianti CAR la cui convenienza dipende principalmente dall'autoconsumo. Infine, sempre in abito condominiale, si sono considerati i soli casi di riscaldamento centralizzato, ritenendo che laddove il condominio sia caratterizzato da sistemi di riscaldamento autonomo la conversione impiantistica necessaria e la presumibile avversione dei residenti a sistemi di riscaldamento centralizzati renda verosimilmente irrealizzabile la soluzione cogenerativa

La caratterizzazione della domanda termica ed elettrica delle suddette utenze tipo è stata effettuata a partire dai fabbisogni complessivi, considerando tutto il set informativo disponibile ad elevata granularità, fino alla sezione censuaria, del patrimonio edilizio e relative superfici, popolazione, impianti ecc.

Nel caso dell'utenza monofamiliare sono stati imputati i fabbisogni totali elettrici e termici che la caratterizzano (a esclusione della cottura). Nel caso di utenze condominiali il cogeneratore può soddisfare i soli consumi elettrici afferenti le parte comuni (luci, ascensori, ecc.) secondo quanto previsto dalla normativa corrente. Inoltre, per quanto riguarda i consumi termici, è stato considerato tecnicamente ascrivibile alla CAR il solo fabbisogno di riscaldamento degli ambienti, escludendo il fabbisogno di ACS che nella grande maggioranza dei casi è soddisfatto mediante impianti autonomi⁶².

Determinando i fabbisogni degli universi relativi alle utenze tipo selezionate e la relativa consistenza in termini di numero e superficie, si è potuto calcolare il fabbisogno medio, assunto come riferimento per le simulazioni presso le utenze tipo.

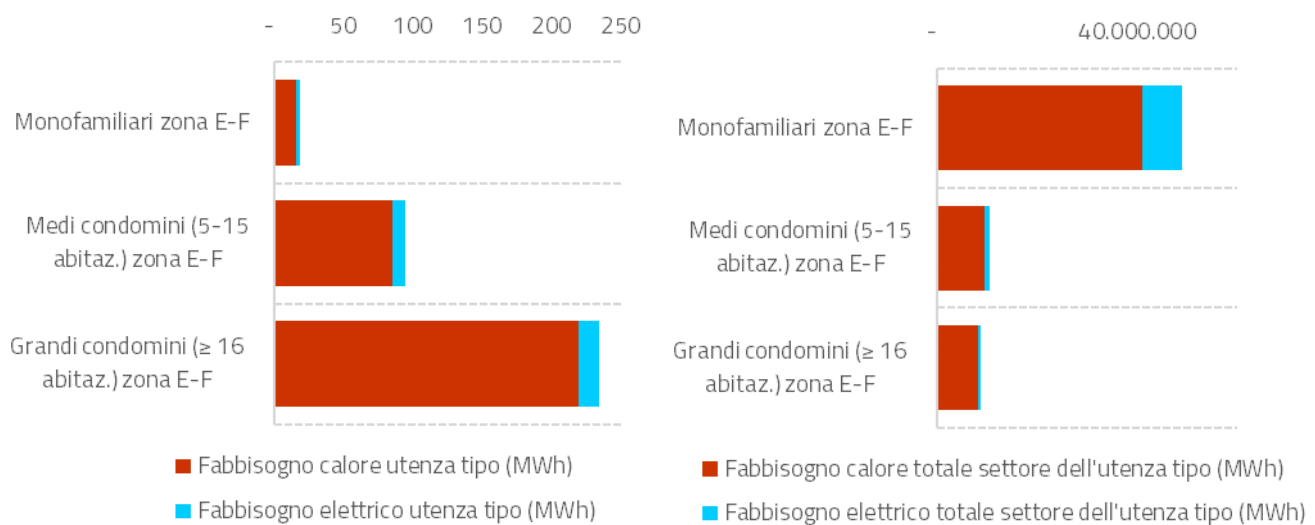
Si riporta di seguito una rappresentazione della domanda termica ed elettrica dei suddetti casi, e dei corrispondenti universi di riferimento.

⁶² Il 73,9% delle famiglie Italiane hanno impianti autonomi per ACS. Fonte ISTAT 2013.

Tabella 83: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento

Caso studio	Fabbisogno specifico calore utenza tipo (kWh/m ²)	Superficie media (m ²)	Fabbisogno calore utenza tipo (MWh)	Fabbisogno elettrico utenza tipo (MWh)	Fabbisogno calore totale settore dell'utenza tipo (MWh)	Fabbisogno elettrico totale settore dell'utenza tipo (MWh)
Monofamiliari zona E-F	123	111	16	3	41.072.855	7.947.639
Medi condomini (5-15 abitaz.) zona E-F	115	741	85	9	9.385.964	990.769
Grandi condomini (≥ 16 abitaz.) zona E-F	86	2.540	219	15	8.169.078	558.347
					58.627.897	9.496.755

Figura 144: Fabbisogni termici ed elettrici delle utenze tipo selezionate e dei relativi universi di riferimento



Si noti come, a livello di fabbisogni delle singole utenze tipo, i grandi condomini sono ovviamente prevalenti, ma la numerosità delle monofamiliari è tale che, considerando i relativi universi di riferimento, il contributo delle monofamiliari, con 41 TWh di calore, è preponderante. Complessivamente i fabbisogni termici degli universi di riferimento delle utenze tipo ammontano a circa 58 TWh.

8.7.2 Potenziale tecnico per il settore residenziale

Dopo aver caratterizzato la domanda termica ed elettrica delle utenze tipo considerate, si è proceduto alla scelta e dimensionamento del cogeneratore e una verosimile simulazione delle sue condizioni di funzionamento.

Sono stati quindi dimensionati cogeneratori tipo installabili presso le utenze: nel caso monofamiliare è prevista l'installazione di un microcogeneratore, di tipo Stirling, con una potenza termica di circa 5 kWt adatto ad abitazioni monofamiliari o a villette con riscaldamento autonomo. Per il caso del medio condominio è stata prevista l'installazione di un microcogeneratore commerciale di taglia leggermente maggiore (13 kWt) mentre nel caso del grande condominio il cogeneratore scelto ha una potenza termica di circa 100 kWt tipico di applicazioni in condomini di grandi dimensioni, come osservato sul DB degli impianti esistenti.

Le condizioni di funzionamento sono state simulate utilizzando gli indicatori di performance specifici desunti dai dati di esercizio presso utenze residenziali simili dal punto di vista dei fabbisogni energetici, elaborati dal database CAR GSE. In particolare, si sono caratterizzate le ore di funzionamento (in assetto CAR e solo elettrico), il rendimento elettrico e termico, la quota di autoconsumo, ecc

Si è assunto che il cogeneratore vada a riquilibrare un'utenza alimentata, per quanto riguarda l'elettricità dalla rete nazionale, e per quanto riguarda il calore da una caldaia a gas con prestazioni in linea con la *baseline* di mercato (90% di rendimento), che viene mantenuta anche a seguito dell'installazione del cogeneratore con funzioni di integrazione e riserva.

Come emerge dai risultati delle simulazioni, solo una quota parte del fabbisogno di calore dell'utenza è soddisfatto da CAR. Gran parte della quota di domanda non sfruttabile dal cogeneratore è dovuta a picchi di domanda, ad una non contemporaneità tra carichi elettrici e termici e ad un rapporto termico-elettrico sfavorevole alle applicazioni cogenerative. Sebbene esistano soluzioni, quali serbatoi di acqua calda e batterie elettriche, per differire i carichi termici ed elettrici nel tempo, costi e limiti di spazio non consentono di poter trascurare questi requisiti.

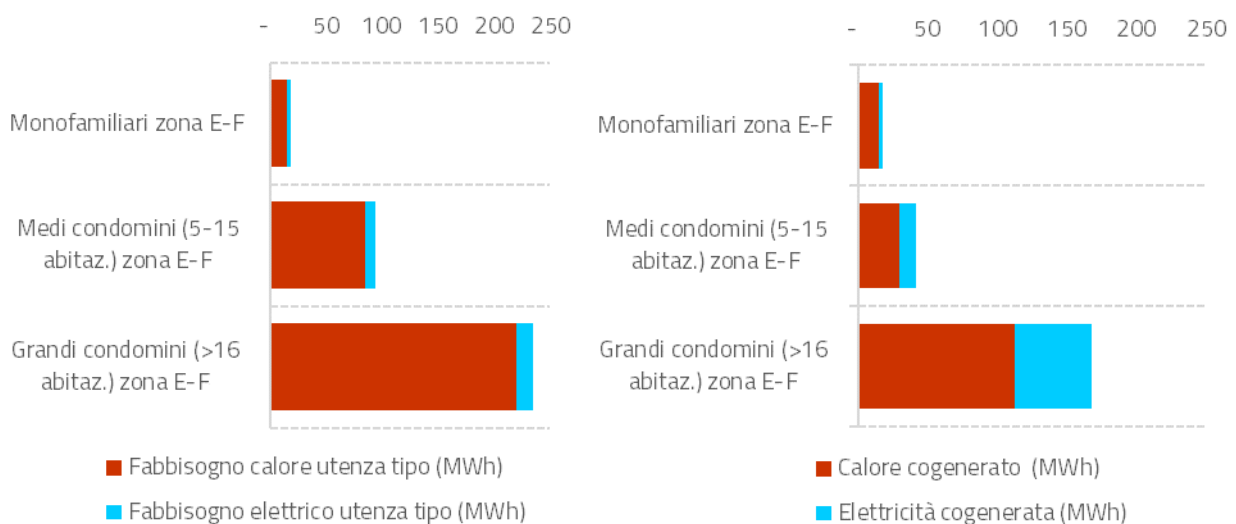
Il dimensionamento del cogeneratore, sulla base dei parametri tecnici desumibili dagli impianti in esercizio, non riesce ad avere un rapporto termico-elettrico simile a quello dell'utenza, in particolar modo nelle realtà condominiali. Questo va a discapito degli autoconsumi elettrici che ne risultano particolarmente ridotti.

Le simulazioni, inoltre, evidenziano che per massimizzare l'utilizzo del cogeneratore si deve in parte sottodimensionare la taglia dell'impianto rispetto ai fabbisogni termici complessivi dell'utenza. Le caldaie continuano così ad avere un ruolo importante per il soddisfacimento dei fabbisogni termici.

Tabella 84: Parametri tecnici e output energetici delle condizioni di esercizio degli impianti CAR ipotizzati per il settore residenziale

Caso studio	Monofamiliari zona E-F	Medi condomini (5-15 abitaz.) zona E-F	Grandi condomini (≥ 16 abitaz.) zona E-F
Tecnologia CHP	MCI gas Stirling	MCI gas	MCI gas
Taglia impianto	0,001-0,02MW	0,001-0,02MW	0,02-0,1MW
Potenza elettrica (MW)	0,001	0,005	0,050
Potenza termica (MW)	0,005	0,013	0,101
Rendimento elettrico CAR (%)	15%	27%	28%
Rendimento termico CAR (%)	75%	64%	56%
Autoconsumo (%)	41%	41%	41%
Quota elettricità CHP (%)	100%	100%	99%
Ore equiv. elettriche	3.000	2.272	1.125
Quota calore cogenerabile (%)	60%	34%	51%
Calore cogenerato (MWh)	15	29	112
Elettricità CAR cogenerata (MWh)	3	12	55
Elettricità prodotta totale (MWh)	3	12	56
Elettricità autoconsumata (MWh)	1	5	15
Elettricità prelevata da rete (MWh)	2	4	-
Consumi caldaia integrazione (MWh)	1	62	119
Consumi cogeneratore CAR (MWh)	20	46	199
Consumi cogeneratore tot (MWh)	20	46	202

Tabella 85: Fabbisogno energetico delle utenze tipo con indicazione del di calore ed elettricità cogenerati CAR.



Estendendo i risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosettore di riferimento è possibile stimare il potenziale tecnico; questo rappresenta, sulla base delle ipotesi adottate, la quantità massima teorica di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabili nei sottosectori del terziario che si ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore, al netto di qualsiasi considerazione economico finanziaria che verrà di seguito affrontata.

Tabella 86: Potenziale tecnico CAR e CAR esistente nel residenziale. Calore CAR (GWh) e Potenza elettrica (MW)

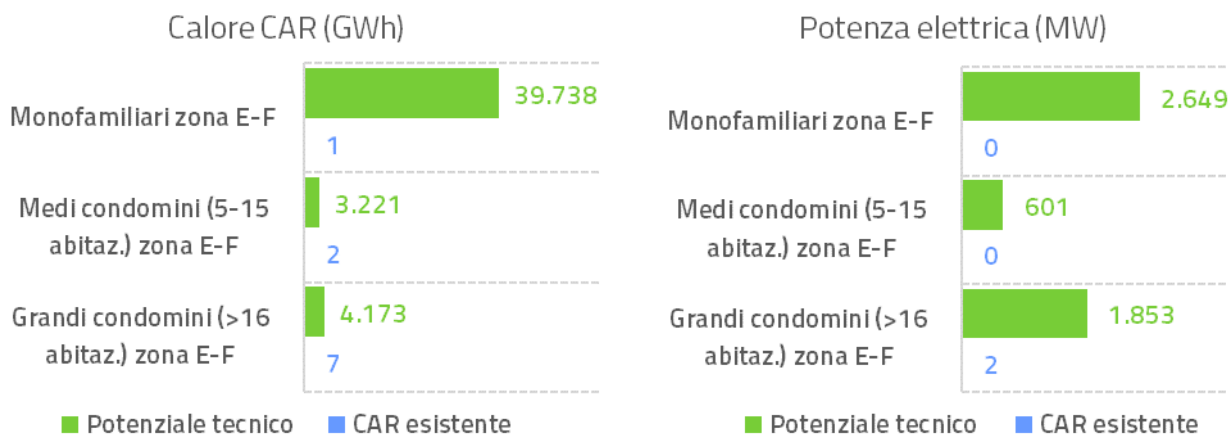
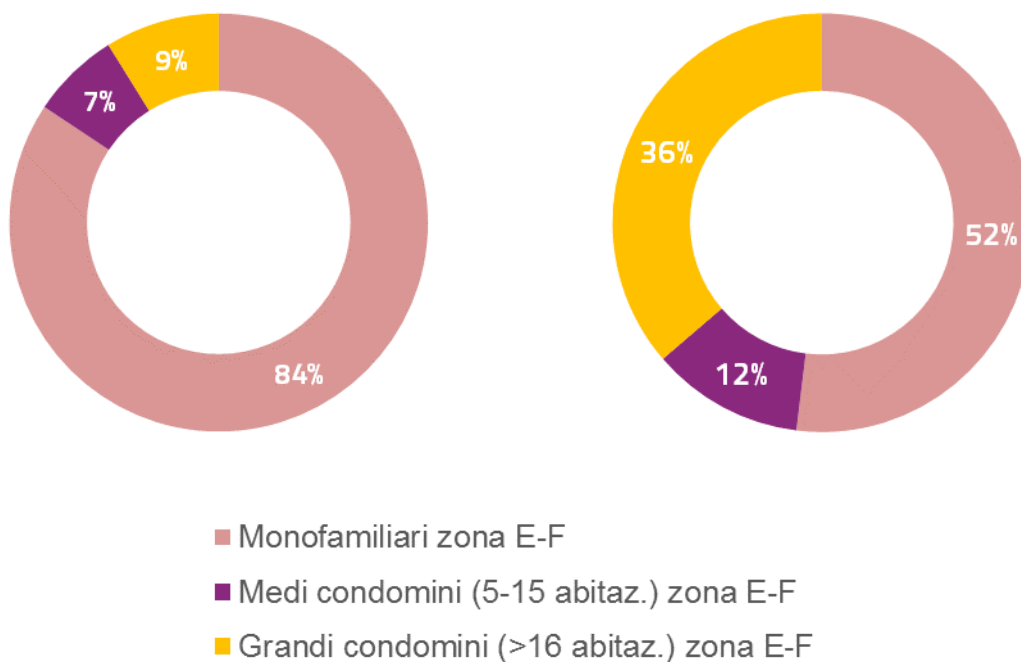


Tabella 87: Potenziale tecnico incrementale nel residenziale. Ripartizione del calore CAR (GWh) e della potenza elettrica (MW)



Complessivamente, al residenziale è associato un potenziale tecnico di **47.132 GWh** di calore, a cui corrisponderebbe una capacità di **5.103 MW**.

Alle monofamiliari, data la numerosità sul territorio nazionale, è associata la maggior parte del potenziale tecnico residenziale, sia per il calore (40 TWh) che per la potenza elettrica (2,6 GW).

Ai medi e grandi condomini sono associati rispettivamente 3,2 TWh e 4,2 TWh rispettivamente.

Dato il minimo sviluppo della CAR esistente in ambito residenziale, il potenziale incrementale è per lo più coincidente con quello tecnico.

8.7.3 Potenziale economico per il settore residenziale

Come descritto in dettaglio nella metodologia, per ciascuna utenza è stato quindi simulato un *business case* dettagliato, considerando le possibili voci di costo, quali l'investimento, l'O&M e il combustibile, ivi inclusa l'elettricità prelevata dalla rete, nonché i ricavi derivanti dall'incentivazione e dall'eventuale vendita di energia alle vigenti condizioni regolatorie. I flussi di cassa sono stati confrontati con lo scenario di *baseline* del settore, per i quali si è assunta l'utilizzo di una caldaia gas per la generazione di calore, derivando i relativi indicatori di performance economico-finanziaria dell'investimento nell'impianto cogenerativo. Come detto, l'IRR di progetto è stato utilizzato per determinare la percentuale di attivazione del potenziale tecnico che si traduce in potenziale economico.

Tabella 88: Principali costi e ricavi delle simulazioni economiche e output finanziari nel residenziale

Caso studio	Monofamiliari zona E-F	Medi condomini (5-15 abitaz.) zona E-F	Grandi condomini (≥ 16 abitaz.) zona E-F
Costo investimento CHP (€)	6.000	17.270	134.831
Costo annuo O&M CHP (€)	180	345	2.697
Costo combustibile CHP (€)	1.594	2.801	12.288
Costo combustibile caldaia integrazione (€)	48	4.483	8.594
Costo elettricità prelevata (€)	413	1.484	-
Ricavi energia immessa (€)	-	178	2.144
Ricavi energia scambiata (€)	142	317	-
Ricavi CB (€)	-	520	2.080
Costo combustibile caldaia ex ante (€)	1.467	6.826	17.569
Costo elettricità prelevata ex ante (€)	696	3.373	5.621
VAN (€)	<0	<0	<0
IRR	No convenienza	No convenienza	No convenienza
Tempo di ritorno attualizzato (anni)			

Come anticipato, in base all'attuale regolazione, che prevede per la CAR condominiale la possibilità di fornire elettricità alle sole utenze comuni, le simulazioni non evidenziano convenienza economica in nessuno dei casi studio considerati, con VAN sempre negativi.

Infatti, sebbene i casi simulati beneficino tutti dello scambio sul posto, nei casi condominiali una parte non trascurabile dell'elettricità immessa (la parte eccedente rispetto ai prelievi della rete) viene valorizzata ai prezzi di mercato, che non permettono di ripagare, per queste piccole installazioni, i costi di produzione. I Certificati Bianchi riconosciuti nel caso delle residenze monofamiliari sono nulli in quanto i risparmi calcolati sono inferiori a 1 tep che rappresenta la soglia minima per il riconoscimento dei Certificati Bianchi. Infine, se si considerano gli elevati extra-costi tecnologici degli investimenti e delle manutenzioni dello scenario riqualificato si hanno nel complesso costi di produzione dell'elettricità e del calore maggiori dello scenario ex-ante.

Pertanto formalmente il potenziale economico-finanziario risulta coincidente con lo sviluppo attuale della CAR.

Come anticipato, tale risultato è da intendersi riferito ai casi tipo simulati e alle relative ipotesi assunte, senza assolutamente escludere che vi siano alcune nicchie di utenze con condizioni diverse dal caso medio, come domande specifiche elettriche e termiche elevate, tali da giustificare gli investimenti⁶³ e avere un risultato economico interessante.

Inoltre se, a seguito di evoluzione regolatorie, fosse abilitato per la CAR il consumo elettrico delle utenze dei singoli condòmini, che rappresentano usualmente la maggior parte dei fabbisogni elettrici, i driver economici potrebbero cambiare significativamente in favore della CAR.

8.8 Potenziale CAR nazionale e benefici ambientali

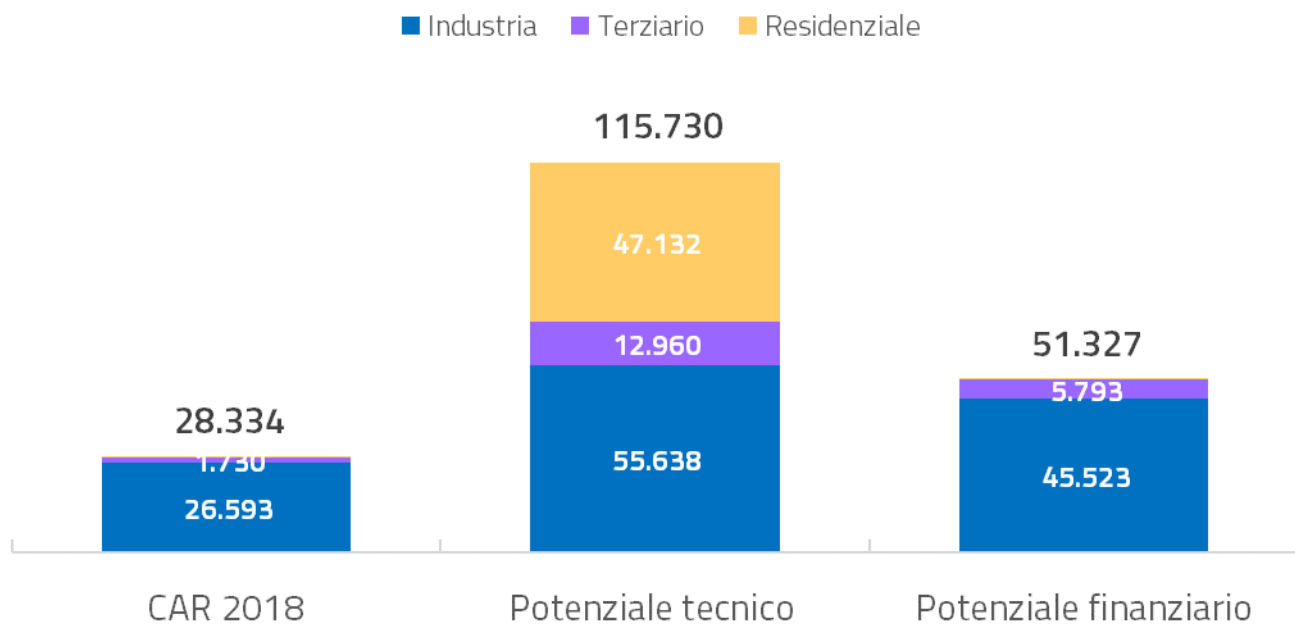
Aggregando i risultati del potenziale CAR analizzati in precedenza per i settori residenziale, terziario e industriale si ottengono i potenziali tecnico ed economico del calore cogenerabile di seguito rappresentati.

I risultati mostrano un potenziale tecnico di **116 TWh**, di cui 56 TWh in ambito industriale, 47 TWh nel residenziale (data l'entità della domanda residenziale teoricamente cogenerabile) e 13 TWh nel terziario. Si tratta di un potenziale pari a circa 4 volte quello esistente al 2018.

Passando a quanto finanziariamente conveniente a regolazione vigente, risulta un potenziale economico di **51 TWh**, di cui l'89% relativo all'industria (45,5 TWh) e 5,8 TWh nel terziario. Si tratta di un potenziale pari a circa 1,8 volte quello esistente al 2018.

⁶³Alcuni esempi di questo tipo potrebbero riguardare le ville di lusso, i comprensori, i maxi-condomini con molti servizi comuni annessi (quali piscine ecc.) e maggiori economie di scala. Tali casi nella presente trattazione non sono stati trattati perché considerati marginali a livello di sistema.

Figura 145: Confronto tra livello attuale CAR, potenziale tecnico e finanziario. Calore CAR (GWh)



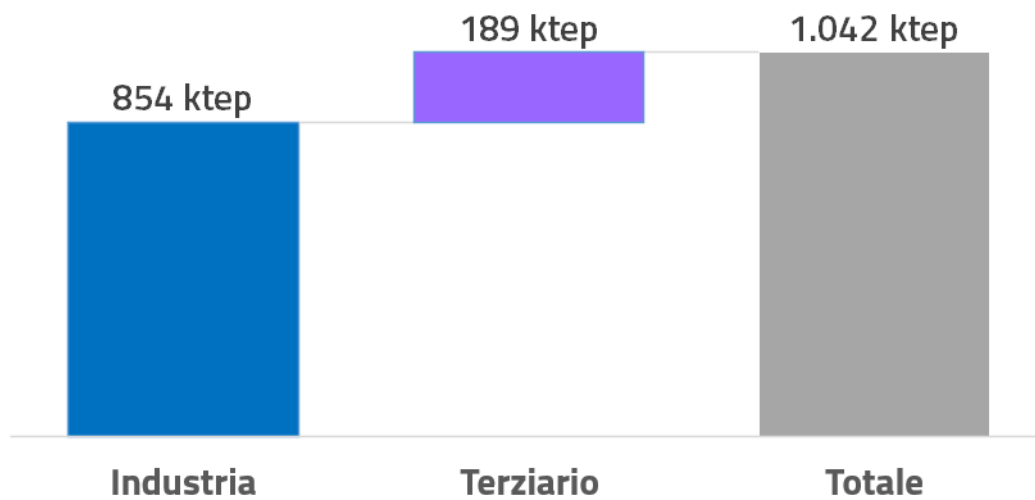
La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi allo sviluppo del potenziale CAR.

Come descritto nella metodologia, i risparmi di energia primaria sono stati calcolati sulla base dei rendimenti di riferimento della produzione elettrica e termica separata elaborati da GSE sulla base delle tecnologie assunte come sostituite nei diversi settori⁶⁴ e i fattori correttivi che tengono conto della tensione di rete e del rapporto tra energia autoconsumata ed immessa in rete da cui dipendono le perdite di rete.

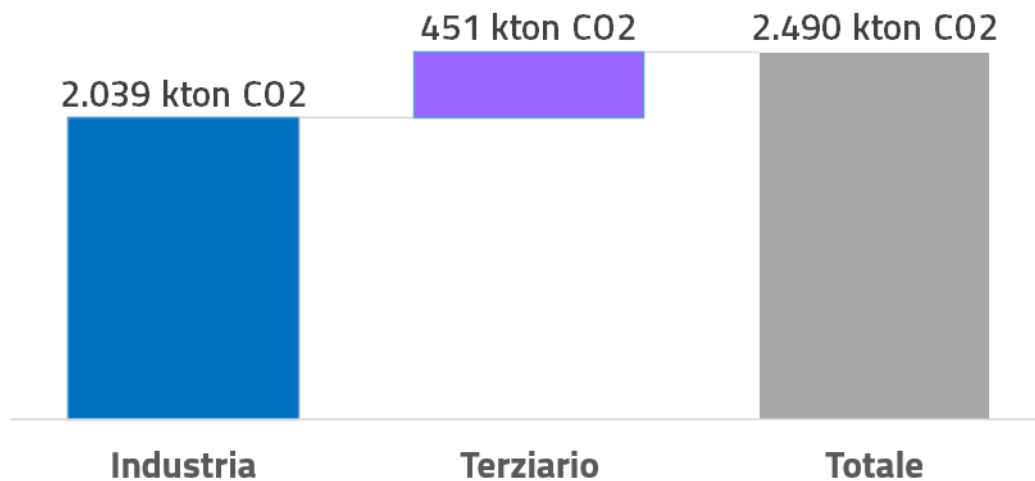
Le emissioni evitate di gas serra legate ai potenziali sviluppi in ambito CAR sono state valutate dai risparmi di energia primaria applicando i fattori emissivi di gas serra del combustibile marginale prevalente ovvero il gas naturale.

⁶⁴Più nel dettaglio il rendimento elettrico di riferimento per produzione separata è stato posto pari al 53%. Il rendimento termico di riferimento per la produzione termica separata è stato posto pari al 92%.

Figura 146: Risparmi di energia primaria associati al potenziale economico incrementale (ktep)



Al potenziale economico incrementale sono associati **1.042 ktep** di risparmi di energia primaria, per gran parte riconducibili all'industria (854 ktep).

Figura 147: Emissioni evitate associate al potenziale economico incrementale (kton CO₂)

Ai risparmi di energia corrispondono emissioni evitate di CO₂: al potenziale economico incrementale sono associate **2.490 ktep di emissioni evitate**, per l'82% nell'industria (2.039 kton CO₂).

Al settore residenziale non sono associati benefici ambientali dal momento che, come descritto in precedenza, non risulta a regolazione vigente un potenziale economico incrementale.

8.9 Potenziale CAR regionale

I risultati del potenziale CAR elaborati su scala nazionale sono stati quindi rielaborati su scala regionale con un approccio di tipo *top down* comprendente:

- un'analisi dell'offerta CAR (in termini di calore, elettricità e capacità elettrica) per settore di impiego (ricostruito sulla base delle informazioni anagrafiche dell'unità), per Regione e Provincia autonoma di appartenenza;
- l'elaborazione del potenziale CAR tecnico ed economico a livello regionale distribuendo il potenziale calcolato a livello nazionale secondo la domanda di calore settoriale regionale⁶⁵ essendo questa la principale variabile su cui sono stati dimensionati gli impianti CAR dei casi studio con cui si è stimato il potenziale;
- una verifica di congruenza tra la distribuzione regionale dei potenziali settoriali calcolati e la CAR esistente a livello regionale settoriale, effettuando una rettifica del valore del potenziale qualora fosse inferiore a quanto già realizzato.

Si rappresenta di seguito il potenziale economico-finanziario in termini di calore CAR a livello regionale e per settore, a confronto con lo sviluppo esistente al 2018.

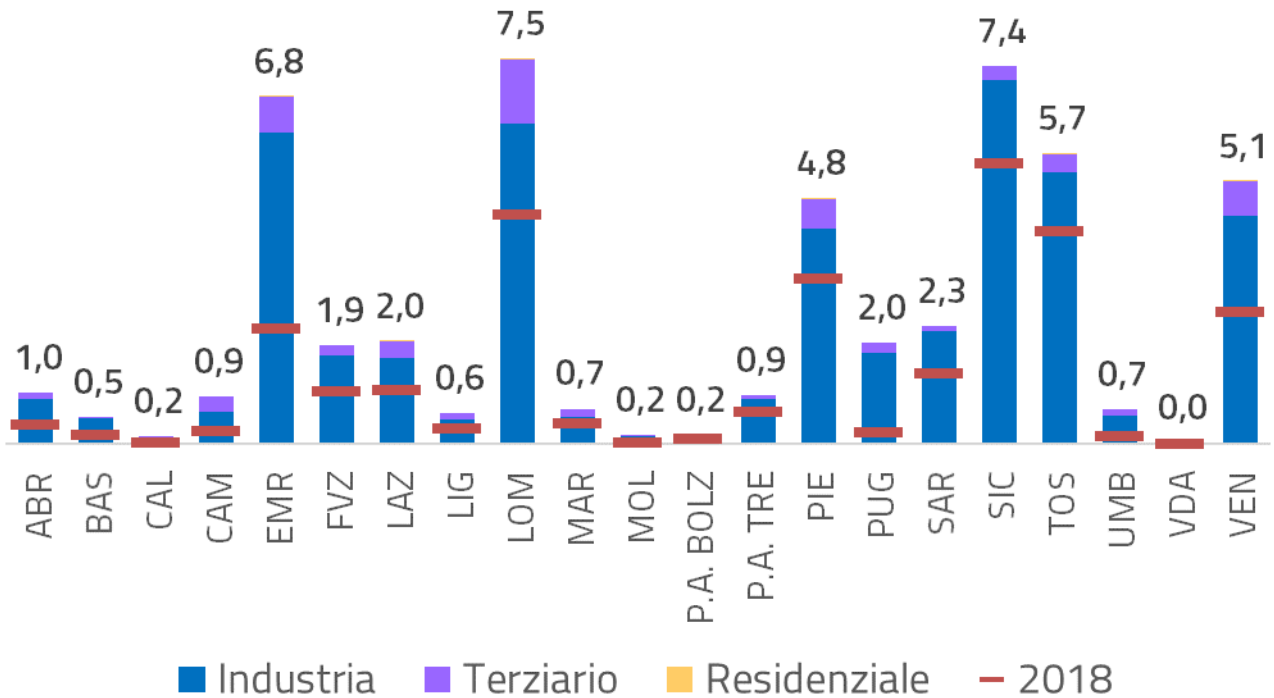
⁶⁵ Nel caso industriale la distribuzione regionale della domanda di calore dei diversi settori è stata stimata attraverso la distribuzione delle emissioni ETS dei diversi comparti.

Tabella 89: Ripartizione regionale/Provincia autonoma per settore del potenziale economico-finanziario di calore CAR (TWh) e CAR esistente al 2018

Regione	Industria	Terziario	Residenziale	Totale	CAR 2018
ABRUZZO	0,9	0,1	-	1,0	0,4
BASILICATA	0,5	0,0	-	0,5	0,2
CALABRIA	0,0	0,1	-	0,2	0,0
CAMPANIA	0,6	0,3	-	0,9	0,3
EMILIA ROMAGNA	6,1	0,7	0,0	6,8	2,2
FRIULI VENEZIA GIULIA	1,7	0,2	-	1,9	1,0
LAZIO	1,7	0,3	0,0	2,0	1,1
LIGURIA	0,5	0,1	-	0,6	0,3
LOMBARDIA	6,3	1,3	0,0	7,5	4,5
MARCHE	0,5	0,2	-	0,7	0,4
MOLISE	0,2	0,0	-	0,2	0,0
P.A. BOLZANO	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1
P.A. TRENTO	0,9	0,1	-	0,9	0,6
PIEMONTE	4,2	0,6	0,0	4,8	3,2
PUGLIA	1,8	0,2	-	2,0	0,2
SARDEGNA	2,2	0,1	-	2,3	1,4
SICILIA	7,1	0,3	-	7,4	5,5
TOSCANA	5,3	0,4	0,0	5,7	4,1
UMBRIA	0,6	0,1	-	0,7	0,2
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	-	0,0	0,0
VENETO	4,5	0,7	0,0	5,1	2,6
TOTALE	45,5	5,8	0,0	51,3	28,3

Complessivamente, la ripartizione regionale del potenziale CAR mostra i maggiori contributi in Lombardia (7,5 TWh), seguita da Sicilia (7,4 TWh), Emilia Romagna (6,8 TWh), Toscana (5,7 TWh), Veneto (5,1 TWh) e Piemonte (4,8 TWh). Nel confronto con lo sviluppo esistente al 2018, l'Emilia Romagna mostra il maggior potenziale incrementale (4,5 TWh), mentre la Lombardia presenta il maggior potenziale incrementale nel terziario (0,7 TWh).

Figura 148: Ripartizione regionale del potenziale economico-finanziario di calore CAR (TWh) e CAR esistente



8.9.1 Potenziale CAR industria regionale

Si riporta di seguito rappresentazione cartografica del potenziale economico-finanziario incrementale rispetto allo sviluppo al 2018, evidenziando il calore CAR e la corrispondente potenza elettrica. Si ricorda che il potenziale economico incrementale nazionale è stato declinato su scala regionale sulla base della ripartizione regionale della domanda energetica di ciascun sottosettore considerato.

Il maggior potenziale economico incrementale nell'industria è in Emilia Romagna (oltre 4,1 TWh di calore) seguita da Lombardia (2,5 TWh) e Veneto (2,1 TWh).

Figura 149: Mappa distribuzione regionale del potenziale economico incrementale nell'industria. calore CAR (GWh, a sinistra) e potenza elettrica (MW, a destra)

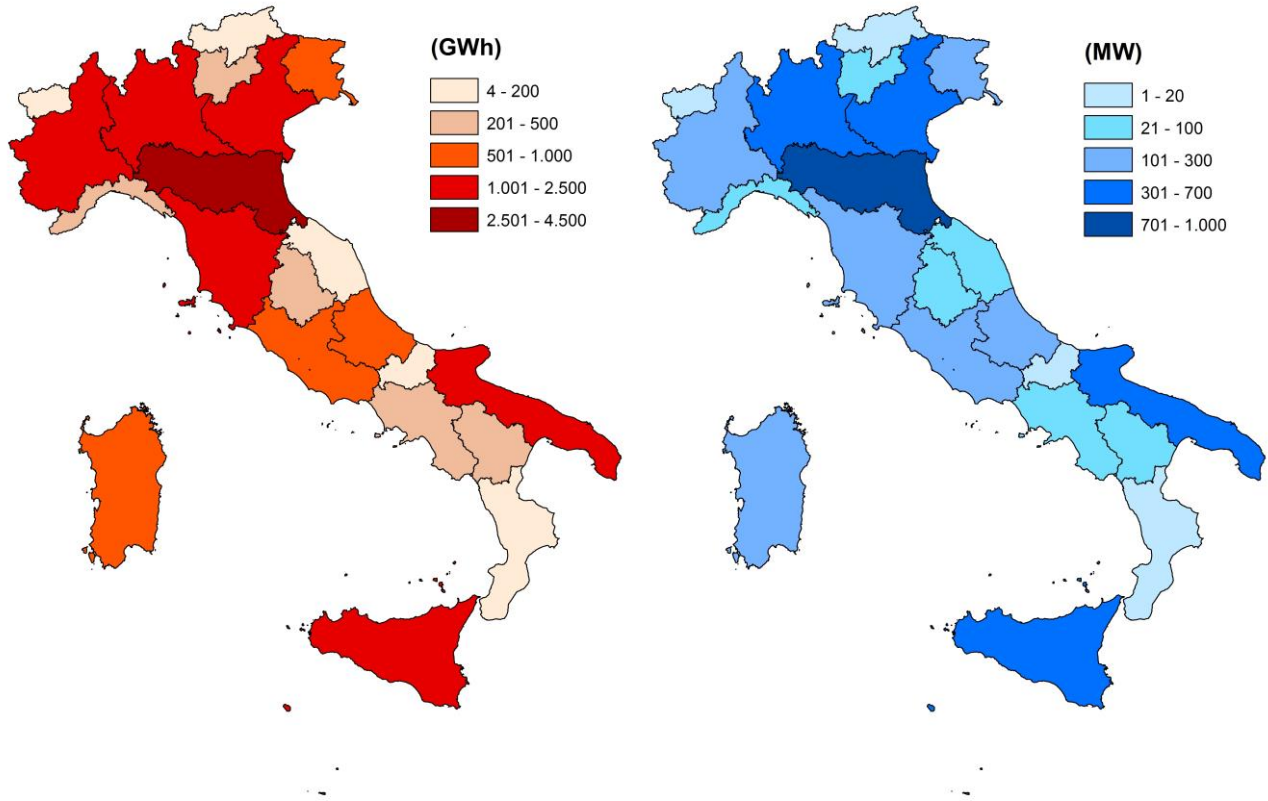


Tabella 90: Distribuzione regionale del potenziale economico incrementale nell'industria. calore CAR (GWh) e potenza elettrica (MW)

Regione	Potenziale economico incr. calore CAR (rettif.) (GWh)	Potenziale economico incr. capacità elettrica CAR (rettif.) (MW)
ABRUZZO	513	106
BASILICATA	309	59
CALABRIA	39	6
CAMPANIA	388	84
EMILIA ROMAGNA	4.142	937
FRIULI VENEZIA GIULIA	824	177
LAZIO	785	156
LIGURIA	234	42
LOMBARDIA	2.446	606
MARCHE	173	42
MOLISE	112	18
P.A. BOLZANO	4	1
P.A. TRENTO	270	46
PIEMONTE	1.173	258
PUGLIA	1.572	400
SARDEGNA	850	224
SICILIA	1.788	449
TOSCANA	1.367	203
UMBRIA	426	72
VALLE D'AOSTA	10	3
VENETO	2.140	385
Totale	19.565	4.272

8.9.2 Potenziale CAR terziario regionale

Si riporta di seguito rappresentazione cartografica del potenziale economico-finanziario incrementale rispetto allo sviluppo al 2018, evidenziando il calore CAR e la corrispondente potenza elettrica. Si ricorda che il potenziale economico incrementale nazionale è stato declinato su scala regionale sulla base della ripartizione regionale della domanda energetica di ciascun sottosettore considerato.

Il maggior potenziale economico incrementale nel terziario è in Lombardia (0,8 TWh di calore) seguita da Veneto (0,5 TWh) e Emilia Romagna (0,5 TWh).

Figura 150: Mappa distribuzione regionale del potenziale economico incrementale nel terziario calore CAR (GWh, a sinistra) e potenza elettrica (MW, a destra)

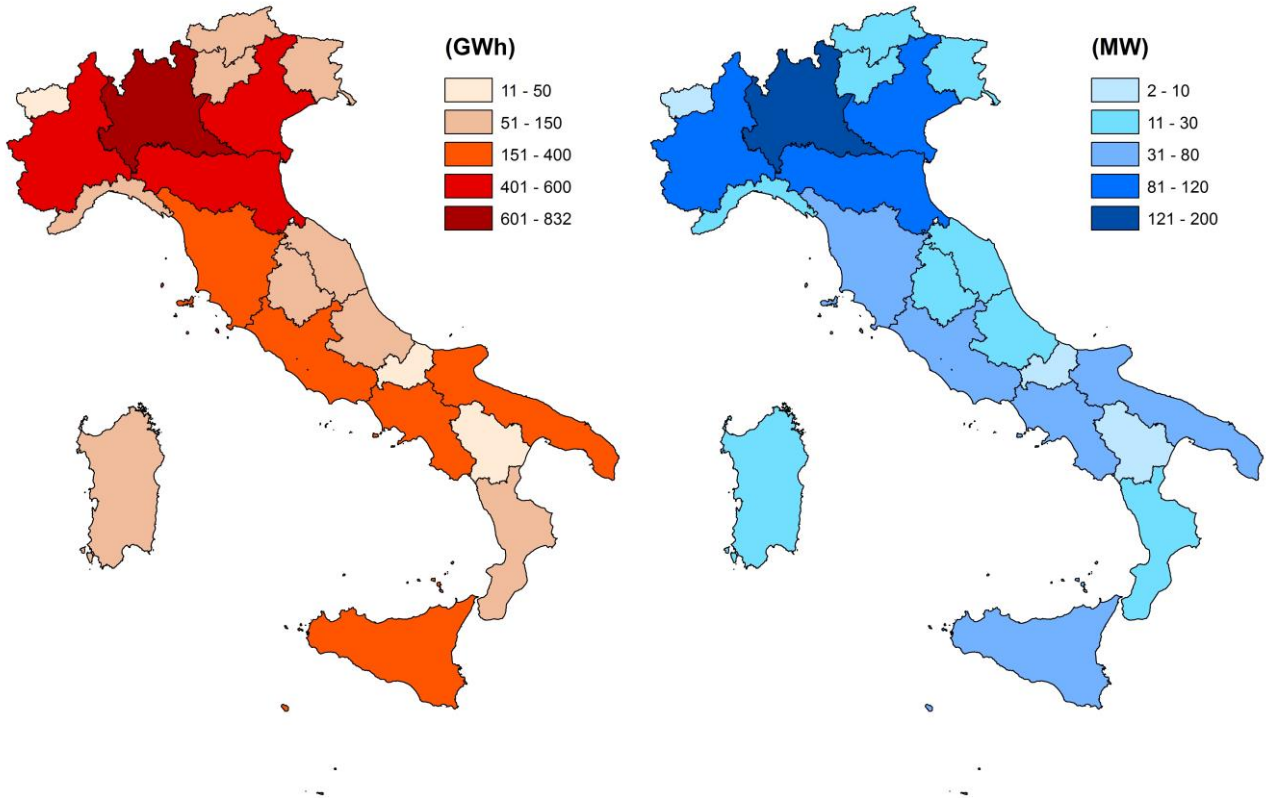


Tabella 91: Distribuzione regionale/Provincia autonoma del potenziale economico incrementale nel terziario. calore CAR e potenza elettrica

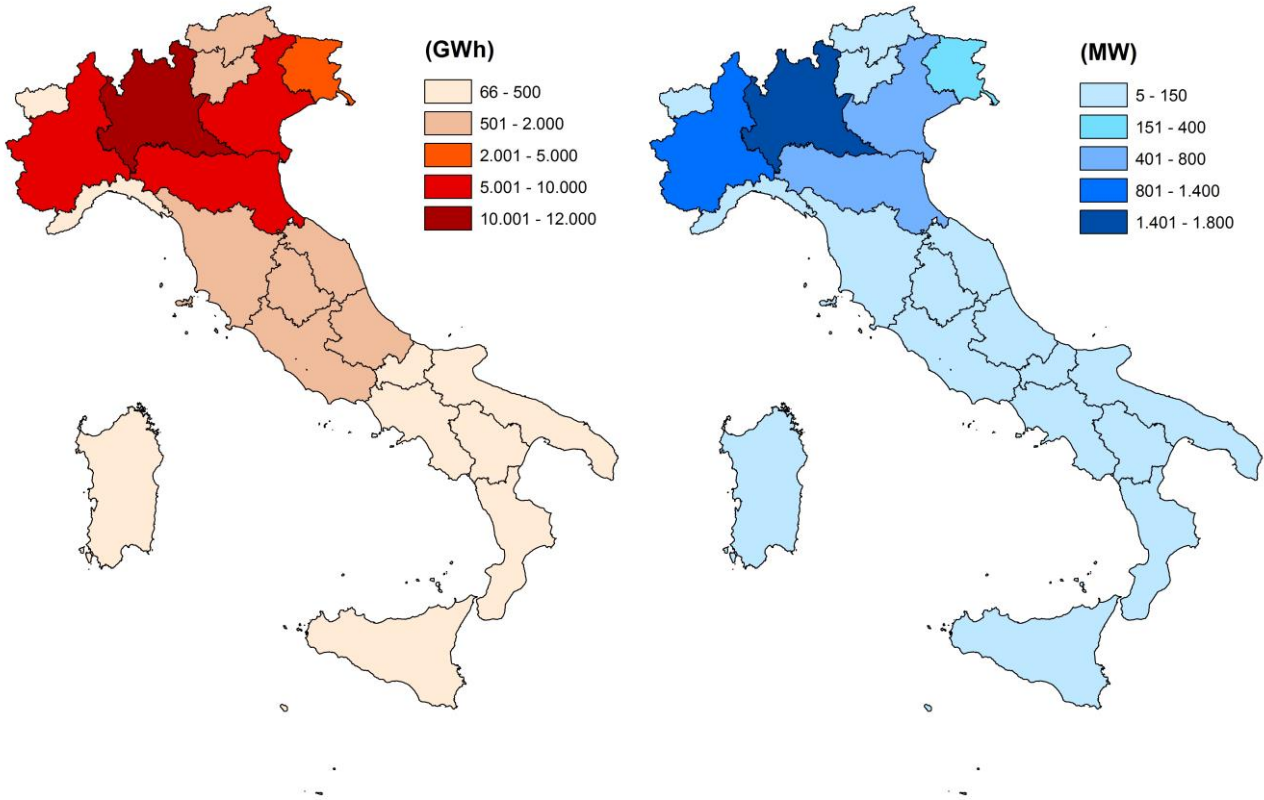
Regione	Potenziale economico incr. calore CAR (rettif.) (GWh)	Potenziale economico incr. capacità elettrica CAR (rettif.) (MW)
ABRUZZO	120	24
BASILICATA	22	4
CALABRIA	88	16
CAMPANIA	297	56
EMILIA ROMAGNA	505	99
FRIULI VENEZIA GIULIA	124	26
LAZIO	223	44
LIGURIA	91	17
LOMBARDIA	832	179
MARCHE	131	26
MOLISE	20	4
P.A. BOLZANO	67	14
P.A. TRENTO	67	14
PIEMONTE	484	95
PUGLIA	188	36
SARDEGNA	99	19
SICILIA	255	48
TOSCANA	271	53
UMBRIA	101	19
VALLE D'AOSTA	11	2
VENETO	506	105
Totale	4.506	901

8.9.3 Potenziale CAR residenziale regionale

Dal momento che, come evidenziato in precedenza, a regolazione vigente e nei casi tipo simulati, non risulta convenienza economica allo sviluppo della CAR nel residenziale, si riporta di seguito rappresentazione cartografica del solo potenziale tecnico, evidenziando il calore CAR e la corrispondente potenza elettrica.

Il maggior potenziale tecnico nel settore residenziale è in Lombardia (oltre 11,2 TWh di calore) seguita da Piemonte (9,2 TWh) e Veneto (8,2 TWh). Si ricorda che il potenziale tecnico si riferisce alle sole zone climatiche E-F, ed è stato declinato sulla base della ripartizione regionale della domanda energetica.

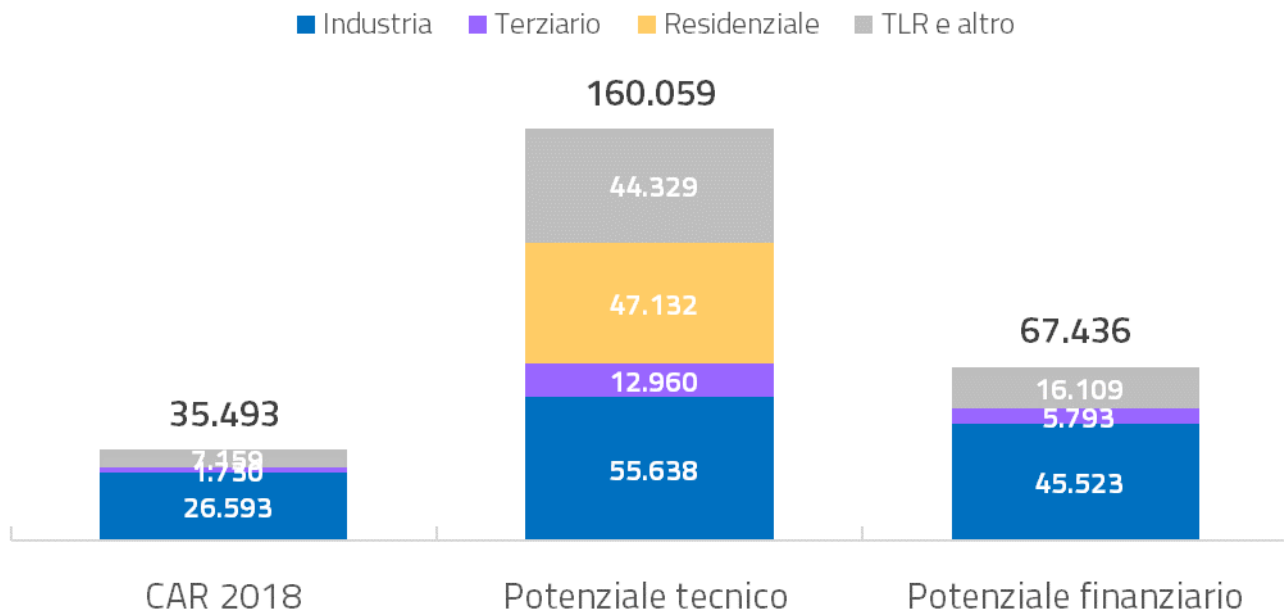
Figura 151: Mappa distribuzione regionale/Provincia autonoma del potenziale tecnico nel residenziale calore CAR (GWh, a sinistra) e potenza elettrica (MW, a destra)



8.10 Potenziale CAR nazionale complessivo

Per avere una vista complessiva della cogenerazione a livello nazionale, è necessario includere anche i risultati della CAR asservita al teleriscaldamento, approfondita in modo specifico nei precedenti capitoli. Si rappresentano di seguito i risultati del potenziale tecnico ed economico-finanziario complessivi, rapportati allo sviluppo esistente al 2018. Si noti che insieme al contributo TLR sono inclusi anche i minimi contributi esistenti nel comparto agricolo.

Figura 152: Confronto tra livello attuale CAR, potenziale tecnico e finanziario. Calore CAR (GWh)



I risultati mostrano un potenziale tecnico di **160 TWh**, di cui 56 TWh in ambito industriale, 47 TWh nel residenziale (data l'entità della domanda residenziale teoricamente cogenerabile), 13 TWh nel terziario, cui si aggiungono 44 TWh di CAR-TLR nel settore civile. Si tratta di un potenziale pari a circa 4,5 volte quanto esistente al 2018.

Passando a quanto finanziariamente conveniente a regolazione vigente, risulta un potenziale economico di **67 TWh**, di cui 45,5 TWh relativi all'industria (67%), 16,1 TWh di CAR-TLR (24%) e 5,8 TWh nel terziario (9%). Si tratta di un potenziale pari a circa 1,9 volte quanto esistente al 2018.

9 Scenari e ottimo di sistema per il settore termico

I dati territoriali e settoriali della domanda e offerta di calore (potenziali tecnici delle diverse tecnologie) sono stati elaborati nel modello del sistema energetico nazionale (TIMES-RSE), avvalendosi della collaborazione di RSE, al fine di aggiornare il mix tecnologico al 2030 proposto nel PNIEC come ottimo di sistema, alla luce degli approfondimenti fatti in ambito CAR e TLR. Attraverso questi strumenti è stato possibile tenere conto degli scenari evolutivi della domanda di calore, dei prezzi delle commodities e individuare il mix di soluzioni tecnologiche che consente di traguardare gli obiettivi in materia di energia e clima al 2030, minimizzando i costi di sistema.

Nel contesto di tale lavoro sono stati mantenuti per lo più inalterati i target energetici e le altre ipotesi macroeconomiche coerenti con lo scenario PNIEC, che pure saranno oggetto di futuri aggiornamenti, ma che al momento della redazione del presente rapporto non hanno ancora trovato una declinazione ufficiale definitiva.

9.1 Metodologia e ipotesi

La configurazione tecnologica ottimale di sistema per il settore del riscaldamento è stata stimata attraverso il modello TIMES-RSE.

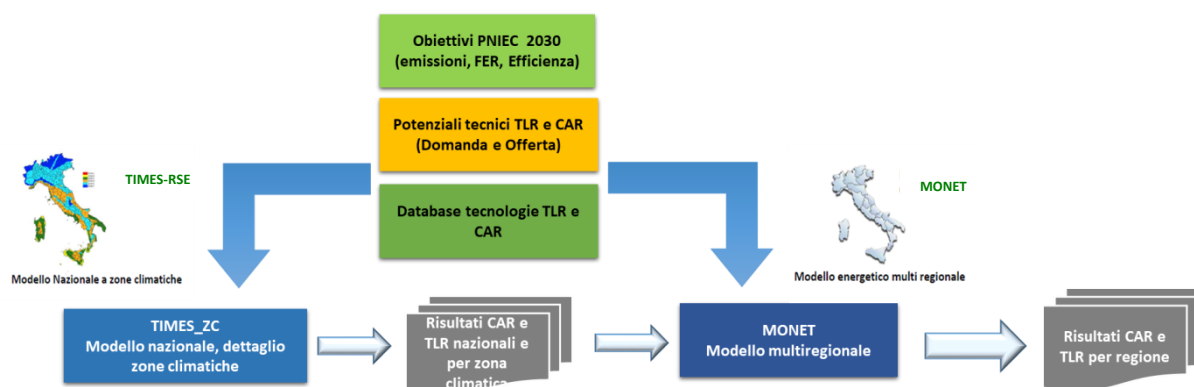
Il TIMES-RSE è il modello del sistema energetico italiano che è stato finora utilizzato in tutte le analisi di scenario a supporto del Governo, come la SEN, il PNIEC e la LTS. Si tratta di un modello di equilibrio parziale a ottimizzazione intertemporale, che minimizza il costo totale del sistema energetico per soddisfare una determinata domanda, soggetta ad una serie di vincoli (ambientali, energetici, tecnologici o di policy). La soluzione di equilibrio è calcolata utilizzando tecniche di programmazione lineare.

L'obiettivo è di minimizzare il costo globale necessario per fornire una data quantità di servizi energetici al sistema, rispettando al contempo una serie di vincoli, come ad esempio gli obiettivi di riduzione delle emissioni, di efficienza energetica e di penetrazione delle rinnovabili. In TIMES le quantità e i prezzi delle varie materie prime sono in equilibrio, cioè in ogni periodo temporale sono tali che i fornitori producono esattamente le quantità richieste dai consumatori. Inoltre, ai fini di una modellizzazione più accurata dell'offerta di energia, sono considerati 12 intervalli di tempo all'interno di un anno, risultanti dalla combinazione di 4 stagioni, giorno e notte e il periodo di picco della domanda. Il modello considera oltre ai settori di generazione e trasformazione dell'energia (raffinerie e settore elettrico) anche 5 settori di utilizzo finale (agricoltura, industria, residenziale, terziario, trasporti) per un totale di quasi 50 tipologie diverse di domanda energetica.

Nel presente studio, a seguito di ulteriori sviluppi nei modelli in questi anni, sono utilizzati due modelli TIMES in cascata: il modello nazionale TIMES-RSE ed il modello multiregionale MONET. Con il modello nazionale è stato individuato l'ottimo di sistema che incorpora le valutazioni sul potenziale tecnico di TLR e CAR con gli

obiettivi previsti dal PNIEC. Per queste elaborazioni si è fatto ricorso al modello nazionale con dettaglio delle zone climatiche, per meglio analizzare le peculiarità e l'influenza dei diversi fabbisogni di riscaldamento sull'opportunità o meno del ricorso a teleriscaldamento o cogenerazione ad alto rendimento. Il modello multiregionale MONET è poi utilizzato per ripartire i risultati nazionali tra le diverse Regioni tenendo conto dei vincoli esistenti, in termini di parco installato, potenziale di offerta, evoluzione dei consumi e dei fabbisogni, tutto a livello regionale.

Figura 153: Schema di sintesi della metodologia e dei modelli TIMES di RSE impiegati per l'individuazione dell'ottimo di sistema



Per aggiornare lo scenario PNIEC nel settore termico sono stati utilizzate le seguenti ipotesi e condizioni al contorno:

- rispetto degli obiettivi al 2030 alla base dell'attuale Piano Energia e Clima (PNIEC) in termini di emissioni, efficienza e rinnovabili;
- mantenimento dei driver socio-economici PNIEC (popolazione, PIL, prezzi commodities etc.);
- massimo sviluppo CAR e TLR allineato ai potenziali tecnici di diffusione del teleriscaldamento (TLR) e Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) definiti nei capitoli 7 e 8.

Gli obiettivi al 2030 del PNIEC sono stati mantenuti anche nel nuovo scenario e comprendono il raggiungimento contemporaneo di:

- obiettivo minimo di quota di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) per l'Italia posto al 30% al 2030;
- incremento annuo delle Fonti rinnovabili termiche (FER-H) dell'1,3%;
- target di efficienza energetica al 2030: -32,5% di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 e obiettivo di risparmio vincolante dei consumi finali dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030 tramite regimi obbligatori;
- obiettivi emissivi ETS e per i settori non soggetti ad Emission Trading (settori ESR) (-33% rispetto al 2005);
- phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025.

Tabella 92: Obiettivi comunitari e obiettivi previsti dal PNIEC per il Paese al 2030

Commodities	UE 2030	ITALIA (PNIEC) 2030
Energie rinnovabili		
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi	32%	30%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti	14%	22%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento	+ 1,3% annuo	+ 1,3% annuo
Efficienza energetica		
Riduzione consumi energia primaria rispetto scenario PRIMES 2007	- 32,5%	- 43%
Riduzioni consumi finali tramite regimi obbligatori	- 0,8% annuo (con trasporti)	- 0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	- 30%	- 33%

I principali driver socio-economici utilizzati nel PNIEC e mantenuti come input al modello sono illustrati nelle seguenti tabelle.

Tabella 93: Evoluzione della popolazione nello scenario PNIEC (Fonte: valori storici: ISTAT, tassi di crescita: EU Reference Scenario 2016).

Commodities	2017	2020	2025	2030
popolazione	60,6	61,2	62,2	63,3

Tabella 94: Evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali degli scenari PNIEC in % (Fonte: tassi medi annui di crescita: EU Reference Scenario 2016)

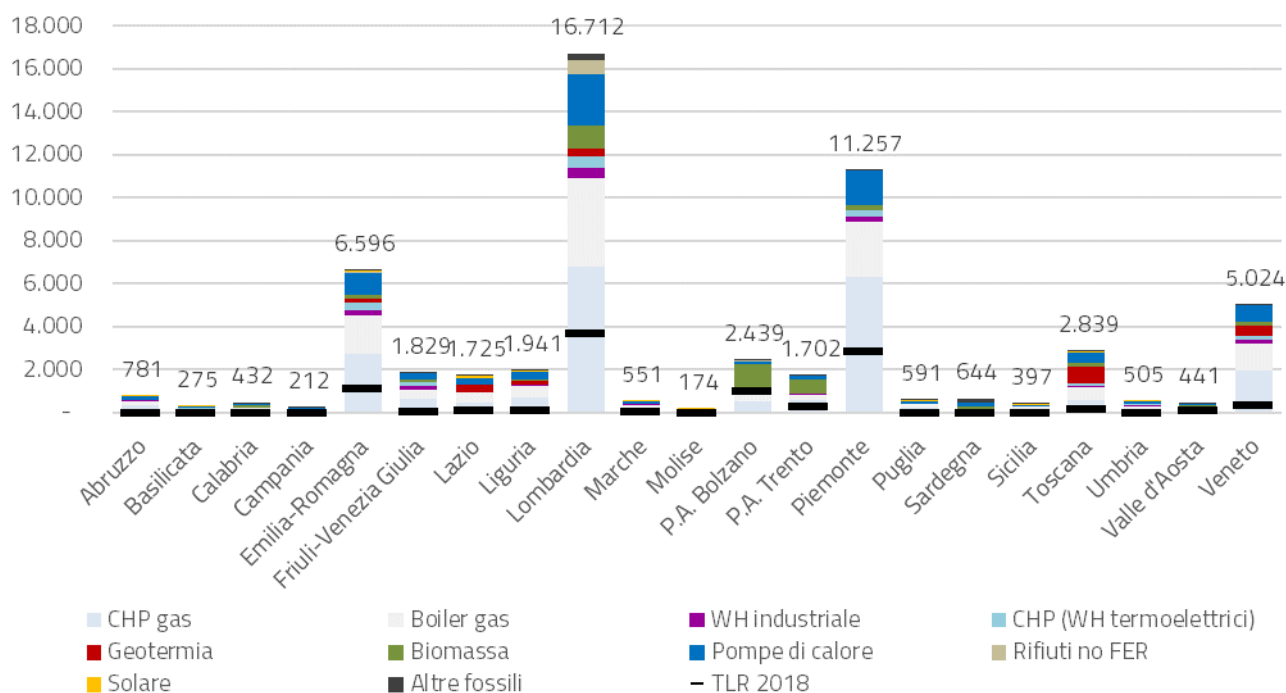
Variabile e Settore	2018-2020	2020-2025	2025-2030
PIL	1,37	1,18	1,19
V.A. Agricoltura	0,78	0,55	0,34
V.A. Costruzioni	1,49	0,93	1,22
V.A. Servizi	1,47	1,34	1,31
V.A. Settore energetico	1,26	0,58	0,91
V.A. Industria	0,93	0,61	0,7

 Tabella 95: Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche e del prezzo della CO₂

Commodities	2017	2020	2025	2030
Petrolio (€ ₂₀₁₃ /GJ)	9,19	11,61	13,18	14,52
Gas naturale (€ ₂₀₁₃ /GJ GCV)	6,58	7,47	8,08	8,79
Carbone (€ ₂₀₁₃ /GJ)	1,95	2,21	2,65	3,18
CO ₂ (€/tCO ₂)	7,5	15,0	22,5	33,5

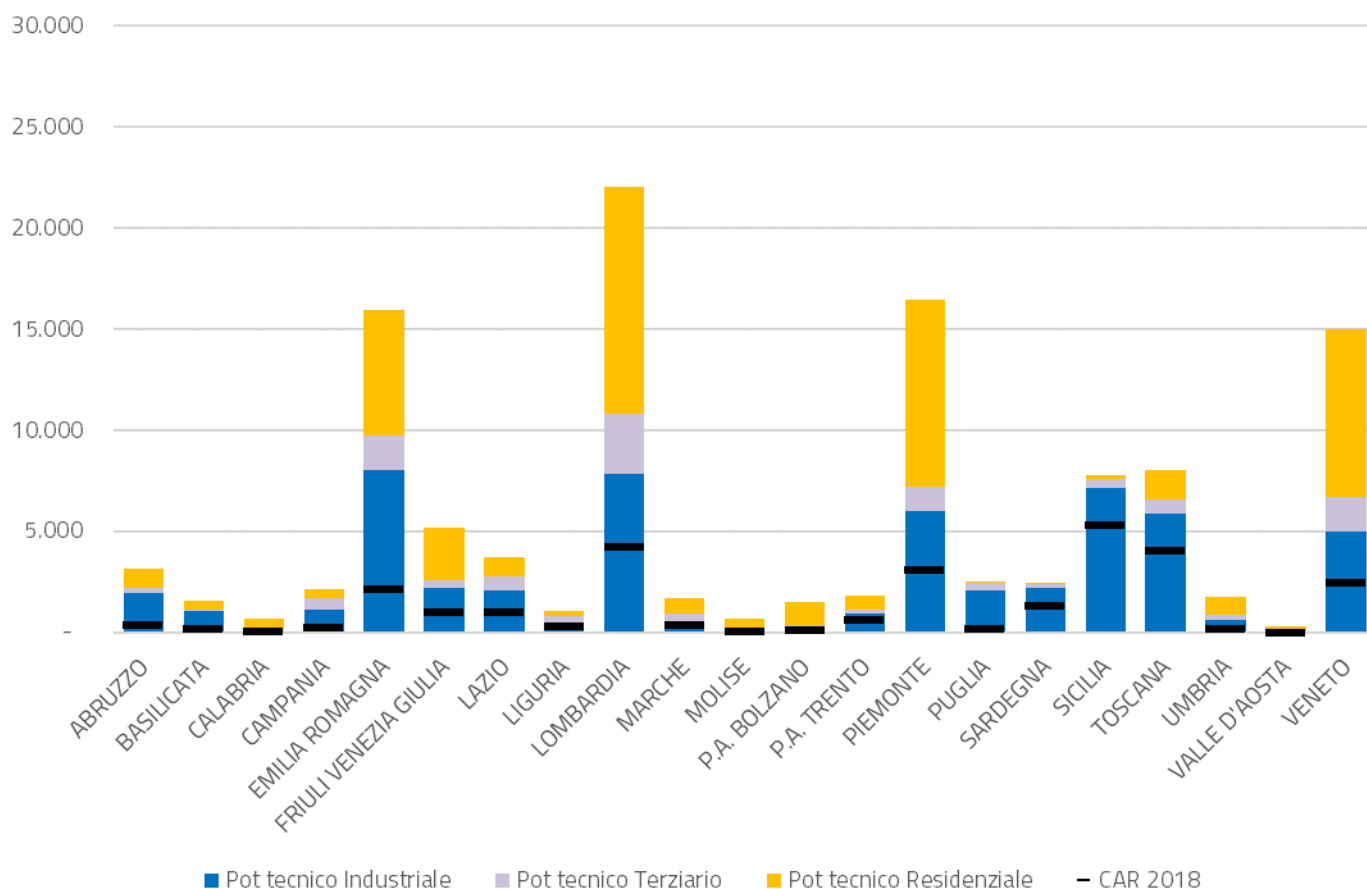
Il potenziale tecnico di sviluppo del teleriscaldamento pari a 57 TWh di energia termica erogabile (68 TWh in termini di immessa) di cui ai Paragrafi 7.2 e 7.3 è stato utilizzato in input al modello TIMES per Regione e fascia climatica al fine di individuare una soluzione ottimo di sistema compatibile con i potenziali tecnici di sfruttamento.

Figura 154: Potenziale tecnico TLR energia erogabile per fonte e Regione/Provincia autonoma (GWh)



Per la CAR, similmente, sono stati utilizzati i potenziali tecnici di sviluppo in ambito residenziale, terziario e industriale di cui ai Paragrafi 8.5, 8.6 e 8.7 per ciascuna Regione.

Figura 155: Potenziale tecnico calore producibile da CAR per settore e Regione/Provincia autonoma (GWh)

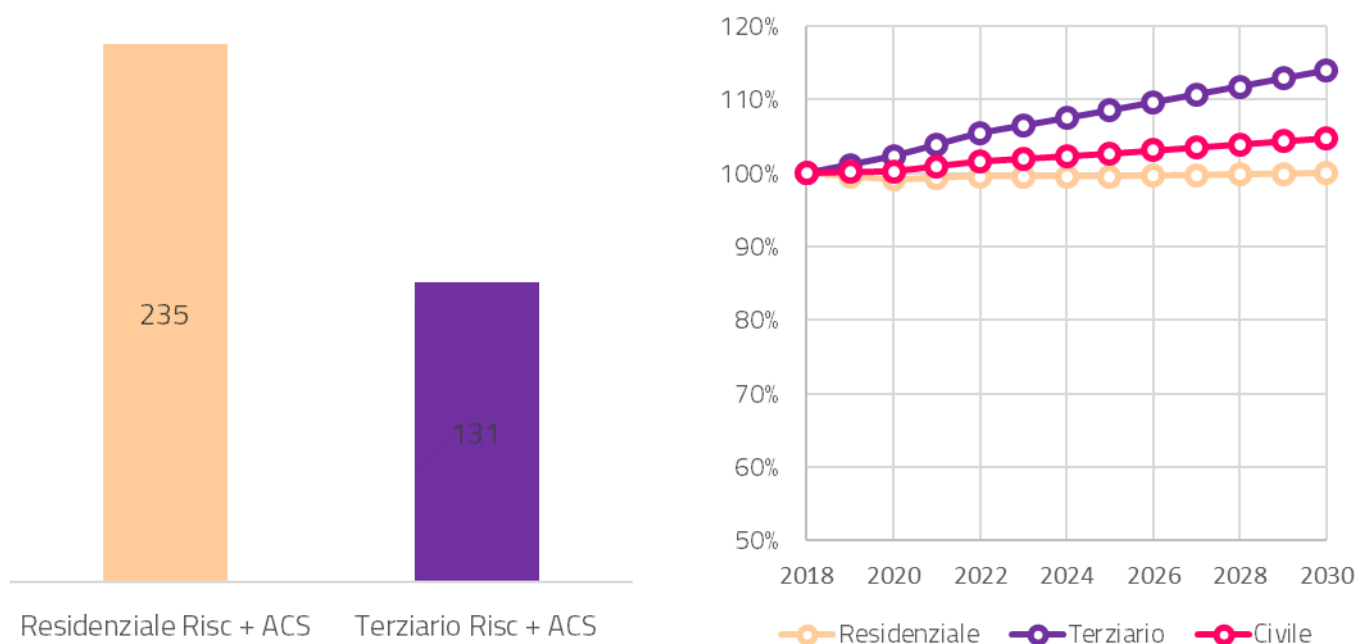


9.2 Scenari domanda termica

Lo scenario dei fabbisogni di energia termica utilizzato ai fini della presente analisi evidenzia una crescita del 5% dei fabbisogni di energia del settore civile, guidata soprattutto dalla crescita dei fabbisogni del settore terziario.

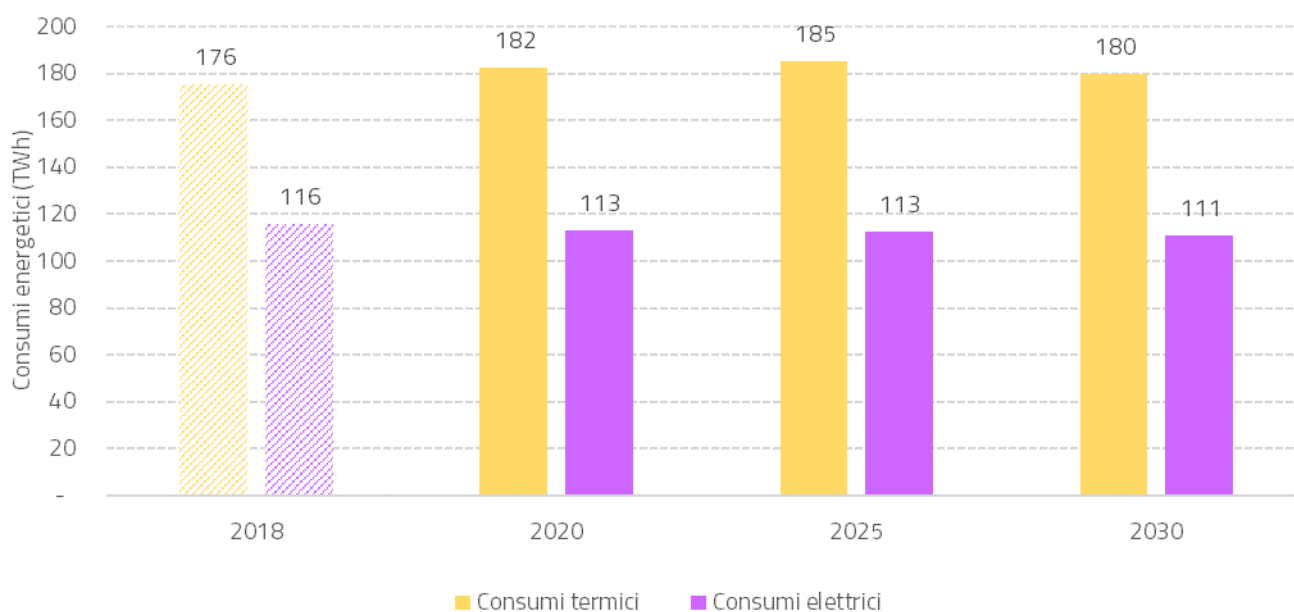
Per il settore terziario si è considerato un aumento dei fabbisogni termici del 14% correlato principalmente alla crescita economica attesa in questo settore (illustrato nelle tabelle del Paragrafo 9.1 sull'evoluzione dei valori aggiunti settoriali 2018-2030) che si riflette direttamente sulla domanda di riscaldamento degli edifici e sulla domanda di acqua calda sanitaria. Per il settore residenziale, al 2030 si osservano dei fabbisogni in linea agli attuali che a fronte di una crescita del 6% nel numero di famiglie tra il 2018 e il 2030 suggerisce l'attivazione di misure di efficienza energetica, in particolare sugli involucri degli edifici, che compensano l'incremento di fabbisogni di energia termica del settore.

Figura 156: Fabbisogno riscaldamento civile 2018 e trend evolutivi fabbisogno riscaldamento civile al 2030 (TWh)



Lo scenario evolutivo dei consumi del settore industriale mostra un andamento complessivamente stabile sebbene i singoli settori mostrino degli andamenti non uniformi per via delle diverse crescite economiche attese nei diversi comparti produttivi.

Figura 157: Evoluzione consumi finali elettrici e termici del settore industriale (TWh)



9.3 Ottimo di sistema per i target 2030 nel settore riscaldamento

9.3.1 Potenziale economico di sistema rinnovabili termiche

Il mix di tecnologie che consente di raggiungere il target FER nel settore termico al minor costo per il sistema (33,9% al 2030 previsto dal PNIEC), si compone di 14,8 Mtep di FER termiche: 7 Mtep di biomasse solide (in linea con il livello attuale), 5,8 Mtep da pompe di calore (quasi due volte il livello attuale), solare e geo insieme 0,9 Mtep (quasi tre volte il livello attuale), 0,5 Mtep di calore da teleriscaldamento rinnovabile (due volte il livello attuale) e 0,6 Mtep di calore derivato non TLR da FER.

Includendo nel rapporto anche il contributo fornito dal recupero di calore di scarto (possibilità prevista dalla Direttiva 2001/2018), il target "FER + calore di scarto" nel settore termico diviene pari a 34,3% come illustrato nella tabella seguente⁶⁶.

Tabella 96: Consumi finali da FER e calore di recupero nel settore termico al 2030 relativi allo scenario ottimo di sistema

Consumo per Fonte (ktep)	2018	Scenario 2030
Numeratore (A)	10.678	14.976
Produzione lorda di calore derivato da FER e calore di scarto	956	1.282
<i>di cui TLR*</i>	257	675
Consumi finali FER per risc.	9.722	13.694
<i>di cui biomassa</i>	6.780	7.016
<i>di cui solare</i>	218	675
<i>di cui geo</i>	128	180
<i>di cui pdc</i>	2.596	5.772
Denominatore (B)⁶⁷		
Consumi finali di energia per riscaldamento	52.792	43.722
Share FER-H (%)	20,2%	34,3%

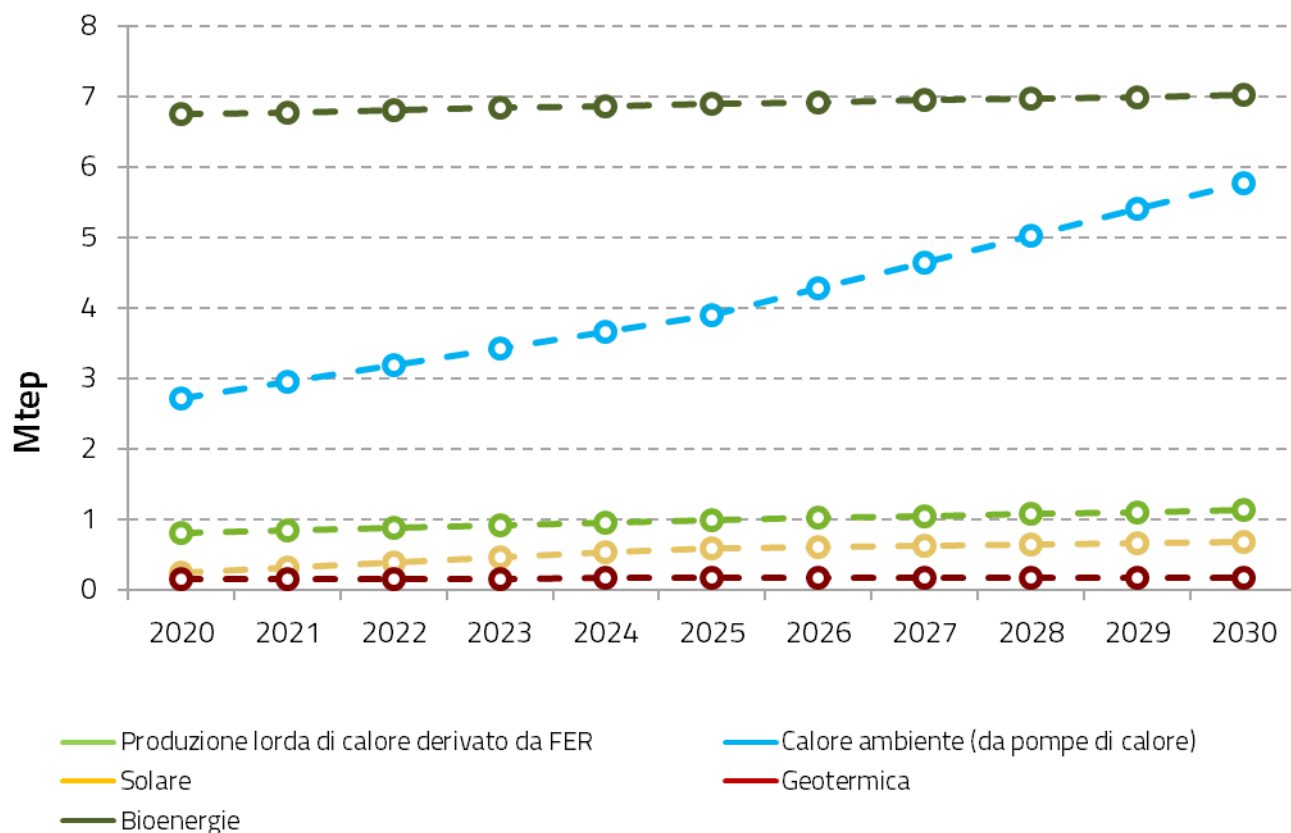
*comprende i consumi di energia termica da fonti rinnovabili per alimentazione dei gruppi frigoriferi ad assorbimento.

I trend di sviluppo delle fonti rinnovabili termiche mostrano una crescita rilevante, trainata soprattutto dallo sviluppo delle pompe di calore, e caratterizzata dal sostanziale mantenimento dell'elevato contributo delle bioenergie. Si segnalano inoltre dei rilevanti tassi di crescita del solare termico individuale (+210%), TLR da rinnovabili (106%) e geotermico (41%).

⁶⁶ Senza contabilizzare il calore di scarto, il target FER nel settore termico ammonta a 33,9%.

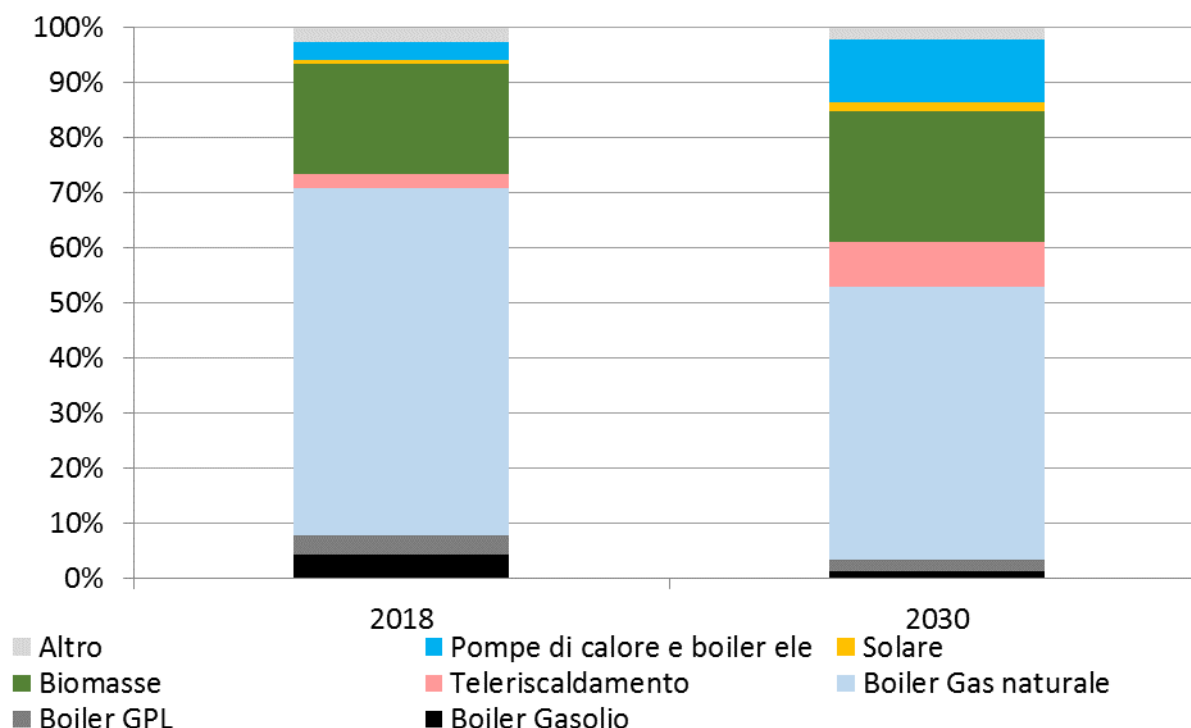
⁶⁷ Il consumo finale per riscaldamento non comprende i consumi elettrici né l'energia ambiente da pompe di calore, coerentemente con la Direttiva 2018/2001. Solo qualora si scelga di conteggiare il recupero di calore di scarto (caso riportato in tabella), questo viene aggiunto sia a numeratore che a denominatore.

Figura 158: Traiettorie di sviluppo delle fonti rinnovabili termiche al 2030 [Mtep]



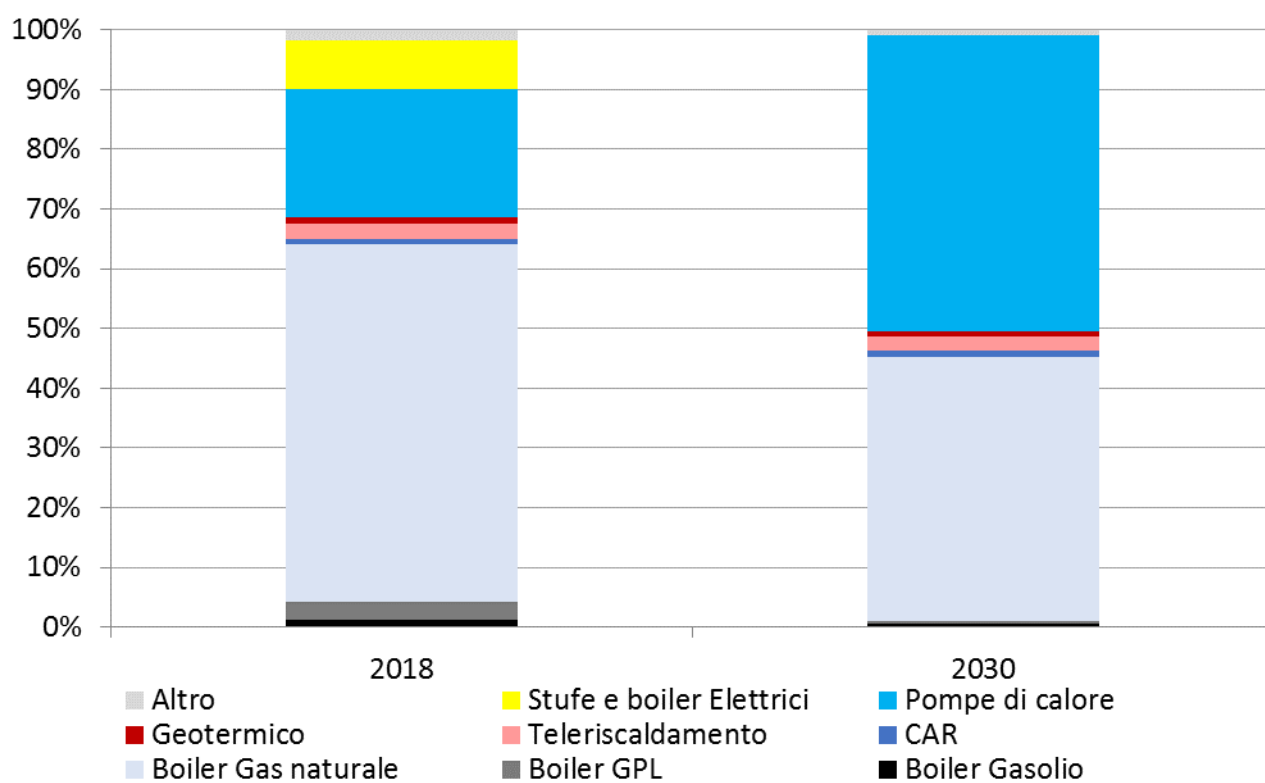
Nel settore residenziale per gli usi riscaldamento e ACS il percorso di transizione energetica verso il 2030 porta a ridurre il contributo delle caldaie alimentate a fonti fossili nella produzione di calore per il riscaldamento e acqua calda sanitaria: primo fra tutti il gasolio (-72% rispetto al 2018), seguito dal GPL (-28%) e dal gas naturale (-13%). Il freno imposto a queste tecnologie è necessario per dare spazio a modalità *low-carbon* ed efficienti di riscaldamento, rappresentate da generatori a biomassa, il cui *share* raggiunge il 24% nel 2030 dal 20% del 2018. L'incremento dei fabbisogni soddisfatti da biomassa è accompagnato da una progressiva evoluzione tecnologica, in cui apparecchi obsoleti vengono sostituiti progressivamente da generatori più efficienti, mentre si mantengono piuttosto stazionari i consumi di questa risorsa. Anche le pompe di calore ed il teleriscaldamento conoscono una rapida espansione nel mix tecnologico di offerta. L'elettificazione dei fabbisogni di riscaldamento è favorita dall'elevata efficienza intrinseca delle pompe di calore, in grado di trasformare l'energia termica presente nell'ambiente esterno in calore utile impiegando quantità ridotte di energia elettrica e limitando di conseguenza il consumo di energia primaria da fonte fossile. Le condizioni favorevoli allo sviluppo del teleriscaldamento sono invece riconducibili alle economie di scala nelle tecnologie di generazione e ai benefici ambientali derivanti da una produzione centralizzata e alla distribuzione di calore in contesti tipicamente urbani ad elevata densità e con una sufficiente durata della stagione invernale, dove la presenza localizzata di innumerevoli caldaie di piccola taglia e spesso obsolete rende economicamente vantaggiosa questa tecnologia. Infine si segnala una crescita importante anche del solare termico concentrata soprattutto negli utilizzi di ACS e quindi non particolarmente rilevante sul complessivo fabbisogno di riscaldamento del settore.

Figura 159: Evoluzione mix tecnologico utilizzato per i fabbisogni di riscaldamento e ACS del settore residenziale nel 2018 e nello scenario 2030



Nel settore terziario la crescita della domanda di riscaldamento e ACS è accompagnata da una sostanziale trasformazione nella struttura di offerta tecnologica. Anche se già oggi il terziario vanta un tasso di elettrificazione di oltre il 30%, il più elevato tra tutti i comparti di uso finale, lo scenario al 2030 spinge tale quota al 50% per mezzo di una diffusa penetrazione delle pompe di calore. Quest'ultime, oltre a sostituire completamente le ormai obsolete stufe elettriche, comprimono lo spazio tradizionalmente occupato dal gas naturale (-13% rispetto al 2018) e da altre fonti fossili (gasolio -39% e GPL -87%), diventando di fatto la principale tecnologia per il riscaldamento degli edifici ad uso commerciale. Il contributo delle rinnovabili termiche rimane marginale e limitato agli usi diretti dell'energia geotermica tipicamente nei distretti dell'Italia centrale. Cresce l'energia erogata da teleriscaldamento nel settore terziario anche se il suo ruolo nel mix di offerta si mantiene piuttosto limitato.

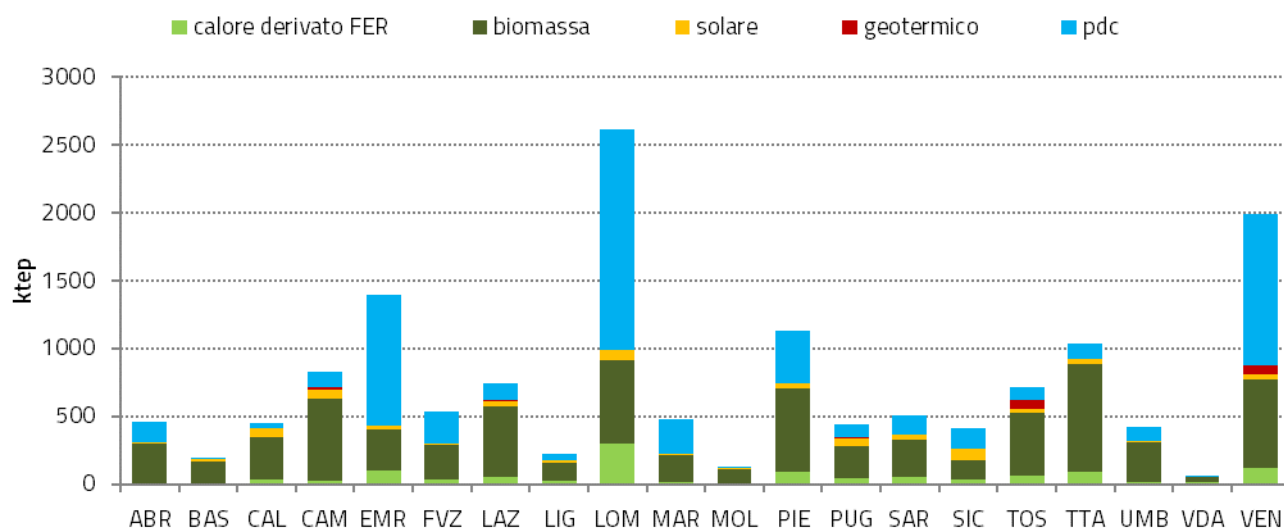
Figura 160: Evoluzione mix tecnologico utilizzato per i fabbisogni di riscaldamento e ACS terziario nel 2018 e nello scenario 2030



La distribuzione regionale delle rinnovabili termiche al 2030 risultante dal modello, mostra una prevalenza in Lombardia (2,6 Mtep), seguita da Veneto (2,0 Mtep) ed Emilia Romagna (1,4 Mtep).

Le biomasse nella maggior parte delle Regioni offrono il maggior contributo di produzione rinnovabile anche se non mancano alcune Regioni del nord in cui il contributo delle pompe di calore è preponderante e in forte crescita rispetto all'attuale (Lombardia, Emilia Romagna, Veneto)

Figura 161: Mix tecnologie FER-H nello scenario di sistema al 2030 per Regione (ktep)



9.3.2 Potenziale economico di sistema teleriscaldamento

Lo scenario di sistema individua al 2030 un potenziale calore erogabile da TLR di 19,8 TWh, circa 2 volte i livelli attuali, in cui permane un contributo maggioritario per la cogenerazione a gas (circa il 50%) accompagnata da una crescita interessante dei contributi da geotermico e recupero di calore di scarto industriale.

Tabella 97: Energia erogata da TLR nel 2018 e nello scenario ottimo di sistema nel 2030

Tecnologia	Storico 2018 (TWh)	Scenario 2030 (TWh)
Geotermico	0,2	1,5
Pompe di calore	0,0	0,0
Biomassa (CHP + Boiler)	2,0	2,3
Biogas	0,0	1,3
Solare	0,0	0,0
Waste Heat Industriale	0,1	1,5
CHP rifiuti no FER	0,8	0,6
CHP gas	4,0	10,6
Boiler gas + altre fossili	2,7	2,0
TOTALE TLR	9,8	19,8

L'espansione degli impianti cogenerativi a gas copre circa il 40% del potenziale tecnico, per effetto sia della competizione interna tra le tecnologie di teleriscaldamento, sia di più ampie esigenze di ottimizzazione del sistema energetico in relazione ai target energia e clima (come ad esempio la riduzione emissioni settori non ETS) ed economici risultando in alcuni contesti più conveniente rispetto alla produzione separata.

Gli altri impianti alimentati a fonti non rinnovabili (caldaie a gas e GPL, termovalorizzazione dei rifiuti) vanno incontro ad una riduzione del 20% della produzione tra il 2018 e lo scenario 2030. Se da una parte la penetrazione degli impianti cogenerativi a gas naturale favorisce l'obiettivo di economicità del sistema energetico, dall'altra è necessario rispettare i target nazionali del PNIEC riguardanti le emissioni climalteranti e le fonti rinnovabili. L'adempimento di questi vincoli è visibile anche nella struttura di offerta del teleriscaldamento, dove tra il 2018 e lo scenario 2030 si assiste ad una crescita notevole degli impianti geotermici e dei cogeneratori a biogas. Per la geotermia si arriva a coprire il 62% delle potenzialità di sviluppo stimate. Per gli impianti a biomassa la crescita risulta invece più contenuta, anche in virtù dei limiti di disponibilità della risorsa e della competizione con altri usi strategici per il sistema, ad esempio per soddisfare i fabbisogni termici civili in aree remote e non metanizzate. Per le pompe di calore e il solare termico, che costituiscono normalmente solo unità integrative a supporto di cogeneratori di grande taglia, lo scenario non prevede ulteriori sviluppi rispetto all'attuale contributo.

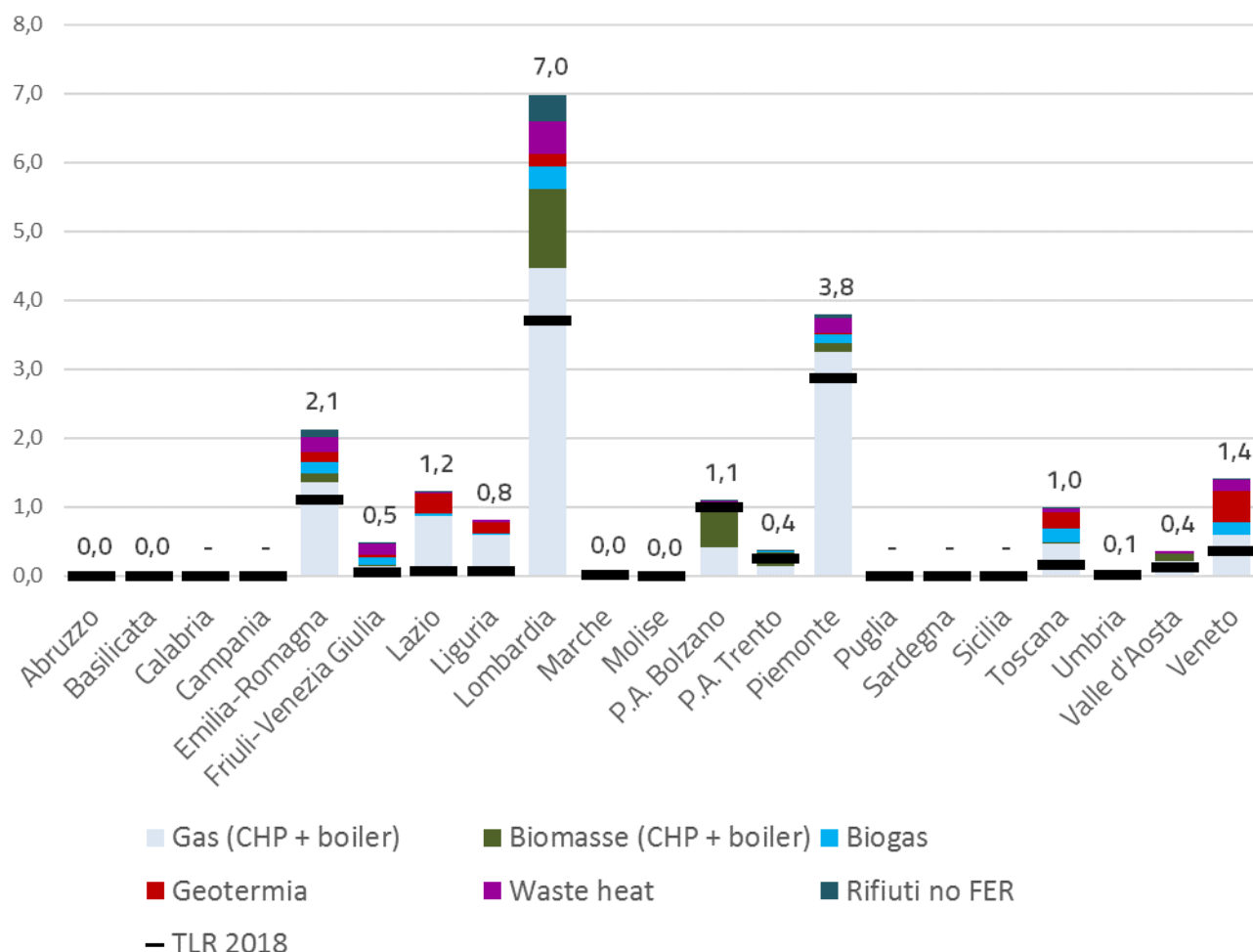
Nel settore residenziale al 2030 il modello individua l'ottimo di sistema in 16,2 TWh complessivi di fabbisogni termici residenziali serviti da teleriscaldamento. Si assiste dunque a un incremento di 10 TWh nella domanda di teleriscaldamento residenziale, oltre il doppio rispetto allo stato attuale (6,2 TWh nel 2018). Tale incremento è completamente ascrivibile alle zone climatiche più fredde, mentre per le zone A, B e C non si

rilevano, al pari di oggi, sviluppi per il teleriscaldamento. Questo risultato conferma la maggiore affinità del teleriscaldamento alle zone più fredde, dove la maggiore domanda termica e le elevate ore di riscaldamento rendono questa modalità centralizzata di produzione del calore, con maggiori costi infrastrutturali, economicamente competitiva rispetto a soluzioni locali per singolo appartamento o edificio. Rispetto al massimo potenziale tecnico di espansione stimato, lo scenario di potenziale economico di sistema al 2030 ne realizza complessivamente poco meno della metà.

Nel settore terziario le opportunità di sviluppo del teleriscaldamento risultano nello scenario più ridotte rispetto a quanto visto per il residenziale. Infatti, se nel 2018 la domanda termica servita da questa tecnologia è di 3,3 TWh essa raggiunge appena 3,6 TWh nello scenario con un incremento del 9%. Il potenziale tecnico prevede la possibilità di espansione del teleriscaldamento nel terziario fino a 20,9 TWh, tuttavia lo scenario sfrutta nel 2030 solo il 17% di questo margine. Il terziario si conferma, un settore a vocazione tipicamente elettrica, in cui la penetrazione delle pompe di calore nel 2030 arriva ad occupare il 51% del mix di offerta per i fabbisogni termici.

A livello regionale il potenziale economico di sistema del TLR si concentra in prevalenza nelle Regioni del Nord (Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna e Veneto) in cui oltre alla prevalente alimentazione da CHP a gas naturale si rilevano interessanti opportunità di sfruttamento del calore di scarto da processi industriali. Per quanto riguarda Toscana, Lazio e Veneto lo sviluppo del teleriscaldamento è legato in molti casi allo sfruttamento della risorsa geotermica.

Figura 162: Potenziale economico di sistema TLR per Regione/Provincia autonoma al 2030 (TWh)



9.3.3 Potenziale economico di sistema CAR

Lo scenario economico di sistema individua al 2030 un potenziale di calore producibile da CAR di 63 TWh, per gran parte concentrato nel settore industriale (72%).

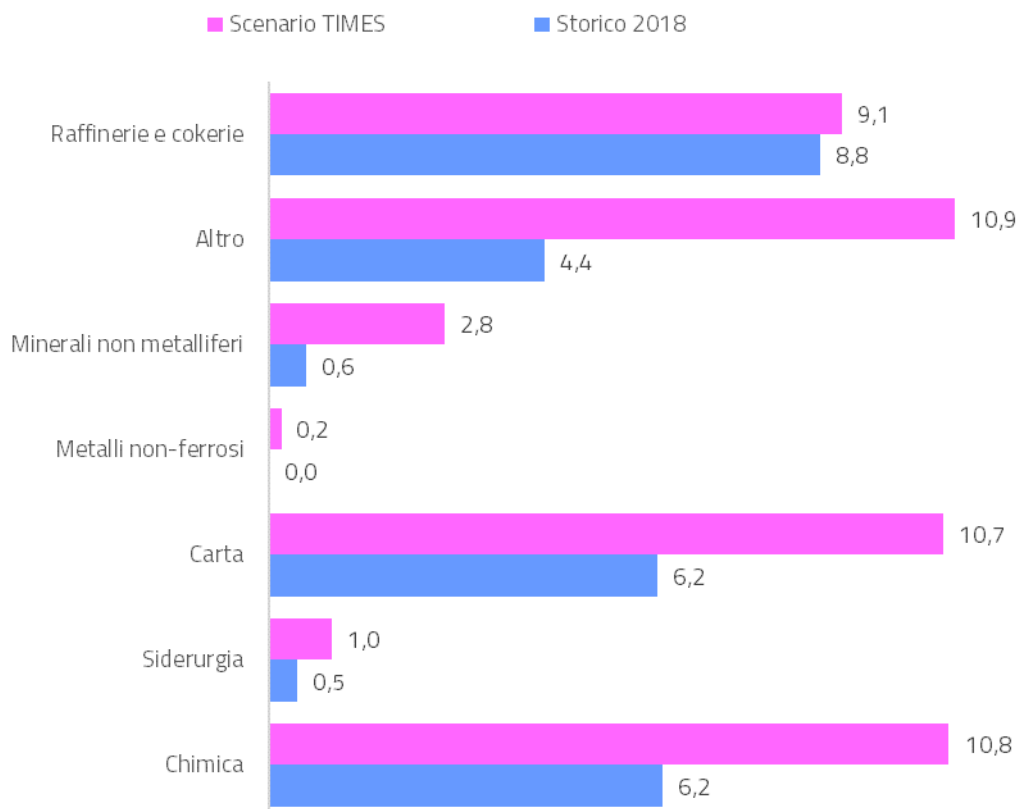
Tabella 98: Calore prodotto da CAR nel 2018 e nello scenario ottimo di sistema nel 2030

Tecnologia	Storico 2018 (TWh)	Scenario 2030 (TWh)
Residenziale	-	-
Terziario	1,7	1,7
Industria	26,6	45,5
TLR (immessa da CAR)	7,1	16,1
Totale CAR	35,4	63,3

Nel 2018 il maggior contributo alla CAR del settore industriale deriva dalle raffinerie e dal settore chimico, oltre che dall'industria della carta. Nello scenario di potenziale economico di sistema al 2030 non solo si rafforzano queste tradizionali sinergie tra i processi industriali e la CAR, ma si rilevano anche importanti

marginari di crescita nella lavorazione di minerali non metalliferi e nella siderurgia. Questa evoluzione della CAR industriale si traduce in un abbondante sfruttamento dei potenziali tecnici messi a disposizione di ciascun settore in alcuni casi fino quasi alla totale saturazione (chimica, carta). Complessivamente il settore industriale al 2030 potrebbe quasi raddoppiare i livelli del 2018 e coprire l'81% delle massime possibilità tecniche di espansione. Al 2030 si completa anche la sostituzione di tutta la cogenerazione non ad alto rendimento, già presente nel 2018, pari a circa 7 TWh di calore derivato.

Figura 163: Potenziale economico di sistema CAR per settore industriale al 2030 (TWh)

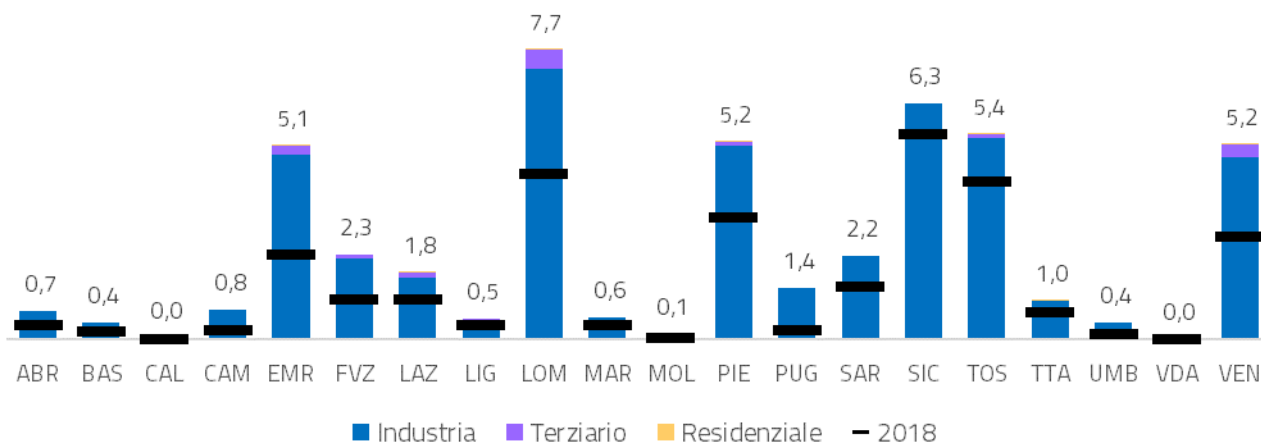


Nel 2018 nel settore terziario la cogenerazione ad alto rendimento copre 1,7 TWh di fabbisogno di calore, nei sottosettori più rilevanti tale apporto ammonta 1,3 TWh coprendo solo l'1% della domanda termica. Si tratta dunque di un contributo piuttosto marginale e tale rimane anche nello scenario al 2030 dove la domanda servita da CAR nel terziario è stimata in linea all'attuale. Il modello di ottimizzazione del sistema energetico al 2030 dà priorità per questo settore a tecnologie altamente efficienti, meno costose e già ampiamente diffuse, in particolare le pompe di calore e in secondo luogo le caldaie a gas a condensazione.

Nel settore residenziale nel 2018 la CAR direttamente a servizio degli edifici (escludendo quindi energia termica CAR immessa in reti di teleriscaldamento) soddisfa una quota trascurabile dei fabbisogni termici residenziali, quantificabile in appena 0,04 TWh distribuiti prevalentemente nelle zone climatiche D, E ed F. Lo scenario al 2030 conferma i ridotti livelli di penetrazione della CAR nel residenziale, nonostante il notevole potenziale tecnico. Si tratta, infatti, di un settore che gode generalmente di un ampio ventaglio di possibilità tecnologiche per la decarbonizzazione, all'interno del quale trova difficilmente posto un investimento ad alta intensità di capitale come può essere un motore a combustione interna CAR.

La ripartizione regionale del potenziale CAR risulta correlata alle Regioni con tessuto produttivo a forte vocazione CAR e mostra i maggiori contributi in Lombardia (7,7 TWh), seguita da Sicilia (6,3 TWh), Toscana (5,4 TWh), Veneto (5,2 TWh), Piemonte (5,2 TWh) ed Emilia Romagna (5,1 TWh)

Figura 164: Potenziale economico di sistema CAR per Regione al 2030 (TWh)

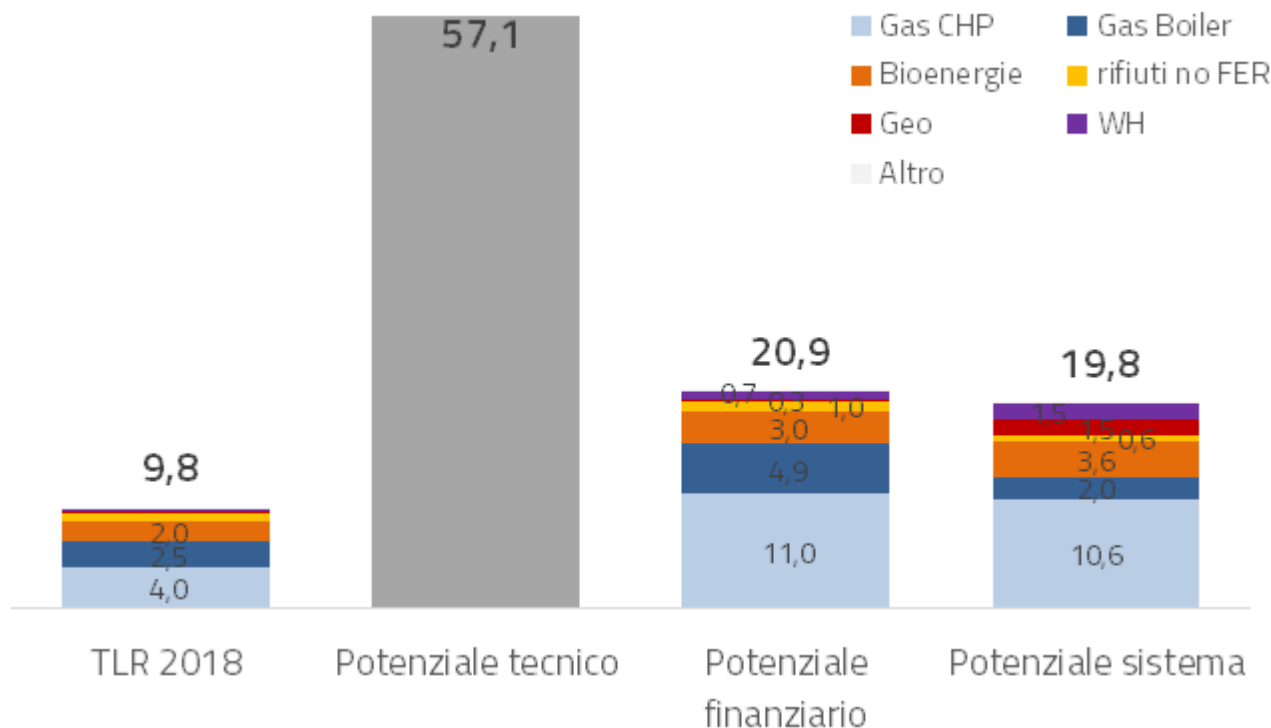


10 Sintesi dei risultati

Il potenziale economico finanziario del TLR efficiente alle attuali condizioni di mercato e normative risulta valutabile, secondo questo studio, in circa 21 TWh, più del doppio dell'attuale livello di sviluppo, riconducibile quasi per la metà alla tecnologia CHP a gas (che include anche i potenziali recuperi di calore di scarto da termoelettrici esistenti). In merito alle rinnovabili termiche che potrebbero alimentare reti TLR, si valuta un possibile sviluppo delle bioenergie (fino a 3 TWh), in particolare nelle zone non metanizzate, a cui si potrebbe aggiungere uno sviluppo dei sistemi di recupero del calore di scarto industriale di processo, per 0,7 TWh. All'attivazione del potenziale economico finanziario del TLR è possibile ricondurre dei benefici ambientali che comprendono 0,3 Mtep di energia primaria fossile risparmiata e 0,6 MtCO₂ di emissioni di gas serra evitate.

Oltre al potenziale finanziario è stato valutato anche un potenziale di sistema del TLR, aggiornando lo scenario del sistema energetico per raggiungere gli obiettivi PNIEC alla luce dei nuovi potenziali tecnici TLR valutati nel presente studio. L'analisi di sistema evidenzia risultati per il TLR in linea con quelli risultanti dall'analisi economico-finanziaria, con un potenziale di quasi 20 TWh, in cui permane un contributo prevalente della CAR a gas (11 TWh) ma anche maggiori contributi da rinnovabili, in particolare per quanto riguarda geotermia (1,5 TWh) e bioenergie (3,6 TWh), a cui si aggiungono 1,5 TWh di calore di scarto.

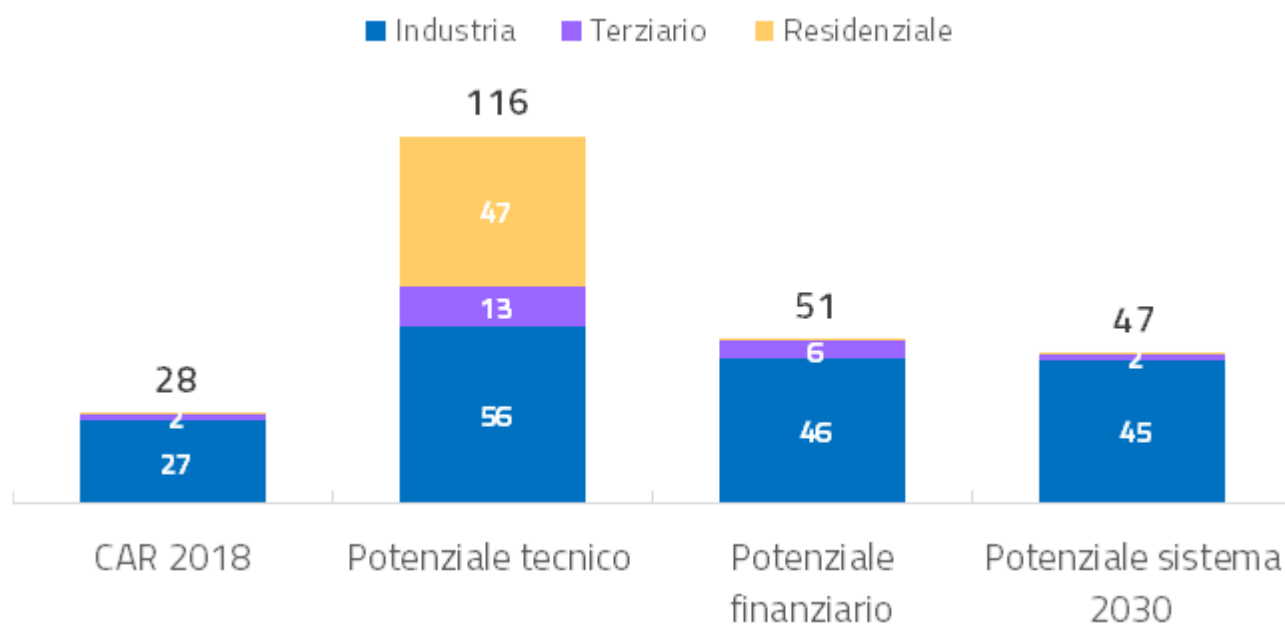
Figura 165: Confronto tra livello attuale TLR, potenziale tecnico, finanziario e di sistema calore TLR (TWh)



Per quanto riguarda la cogenerazione si rileva un potenziale tecnico di 116 TWh, di cui 56 TWh in ambito industriale, 47 TWh nel residenziale (data l'entità della domanda residenziale teoricamente cogenerabile) e 13 TWh nel terziario. Passando a quanto finanziariamente conveniente a regolazione vigente, risulta un potenziale economico di 51 TWh, di cui l'89% relativo all'industria (45,5 TWh) e 5,8 TWh nel terziario. In particolare, nell'industria i settori cartario e chimica di base hanno il maggior potenziale economico di calore da CAR (10-11 TWh), seguiti dalla raffinazione; dato però lo sviluppo attuale, i comparti con il maggior potenziale incrementale risultano essere il ceramico (4,6 TWh), la chimica di base (4,5 TWh), il cartario (3,6 TWh), seguiti dall'alimentare (1,9 TWh) e dal metalmeccanico (1,4 TWh). Quanto al terziario, agli ospedali corrisponde la quota maggiore di potenziale economico (3,4 TWh di calore) e incrementale (2,4 TWh), seguiti dalle piscine e dai grandi centri sportivi con 1,6 TWh di calore incrementale. Anche università-centri di ricerca e alberghi mostrano rilevanti margini di crescita, con potenziale economico incrementale di calore CAR di 0,3 e 0,2 TWh rispettivamente. Nel residenziale invece, nonostante l'elevato potenziale tecnico, in base all'attuale regolazione, che prevede per la CAR la possibilità di fornire elettricità alle sole utenze comuni, i casi studio esaminati, rappresentativi di fabbisogni medi di monofamiliari, medi condomini e grandi condomini, non evidenziano convenienza economica.

Quanto al potenziale di sistema, il modello di ottimizzazione dello scenario energetico mostra per la CAR un potenziale di 47 TWh, quasi interamente nell'industria (45,5 TWh), in cui i risultati sono piuttosto allineati con quelli dell'analisi finanziaria. In ottica di sistema non risultano invece rilevanti margini di crescita per la CAR nei settori terziario e residenziale, anche per l'attesa penetrazione di altre tecnologie quali pompe di calore, strategiche per il raggiungimento dei target sulle rinnovabili al 2030, eventualmente in accoppiamento con il fotovoltaico.

Figura 166: Confronto tra livello attuale CAR (esclusi CAR-TLR), potenziale tecnico, finanziario e di sistema calore CAR (TWh)



11 Politiche vigenti, obiettivi e misure programmate

L'allegato VIII della Direttiva 2012/27/UE, come sostituito dal Regolamento 4 marzo 2019 n.2019/826/UE, prevede che nel rapporto sulla valutazione del potenziale del riscaldamento efficiente venga inclusa anche una sezione dedicata alla ricognizione delle **politiche e misure vigenti e programmate**. In questo capitolo si dà attuazione a tale richiesta, richiamando le principali misure vigenti e programmate a livello nazionale.

11.1 L'evoluzione delle misure per la promozione della cogenerazione e del teleriscaldamento fino al PNIEC

11.1.1 Cogenerazione

In primis è utile segnalare che il gas naturale utilizzato per produrre energia elettrica è soggetto ad un particolare regime di accisa (variabile con il consumo e a seconda dell'uso finale), ovvero: un'accisa pari € 0,000449/m³ per il gas relativamente ad un consumo specifico fino a 0,220 m³/kWh, e un'accisa compresa tra 0,007499 €/m³ e 0.044 €/m³ (a seconda dell'uso finale) per il gas i cui consumi superano il suddetto limite. Se l'elettricità è autoconsumata l'accisa è ridotta del 30%. Sulle forniture di gas metano impiegate per la produzione di energia elettrica (anche in cogenerazione) si applica l'aliquota IVA agevolata al 10% mentre sulle forniture di gas impiegato nelle caldaie si applica l'aliquota ordinaria 22%.

Al fine di promuovere l'efficienza energetica, il D.Lgs. 20/2007, emanato in attuazione della direttiva 2004/8/CE, ha previsto una forma di sostegno economico diretta a interventi tecnologici che, rispettando specifici requisiti in termini di risparmio di energia primaria (indice PES), possano essere ritenuti funzionanti in Cogenerazione ad Alto rendimento. Il decreto ministeriale del 4 agosto 2011 ha completato il recepimento della direttiva stabilendo i criteri per la valutazione della condizione di CAR. Il DM 5 settembre 2011, sulla base dei principi del D.Lgs. 20/2007, ha introdotto l'accesso ai Certificati Bianchi di tipologia II (CB-CAR) per interventi tecnologici effettuati su unità di cogenerazione, secondo determinati criteri:

- per unità di cogenerazione di nuova costruzione entrate in esercizio a decorrere dal 7 marzo 2007, è previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 10 anni solari, in numero variabile, per ciascun anno di rendicontazione, in base al risparmio di energia primaria conseguito e a un coefficiente di armonizzazione "K", compreso tra 1 e 1,4 in relazione alla potenza media di generazione elettrica in regime di CAR; il periodo di incentivazione è esteso a 15 anni solari nel caso di unità abbinate a rete di teleriscaldamento, qualora l'intervento di nuova costruzione comprenda anche la rete;
- per unità di cogenerazione sottoposte, a decorrere dal 7 marzo 2007, a intervento di "rifacimento" (sostituzione di almeno due componenti principali con componenti nuovi, in unità in esercizio da almeno 12 anni) è previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 10 anni solari, in numero variabile, per ciascun anno di rendicontazione, in base al risparmio di energia primaria conseguito (il coefficiente di armonizzazione "K" è posto pari a 1); il periodo di incentivazione è esteso a 15 anni solari nel caso di unità abbinate a rete di teleriscaldamento, qualora l'intervento di rifacimento abbia

previsto anche una capacità di trasporto aggiuntiva della rete, espressa in termini di tep/a, non inferiore al 30% della capacità di trasporto nominale antecedente l'intervento;

- per unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, se riconosciute cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, recependo quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011, è previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 5 anni solari in numero pari al 30% di quanto riconosciuto alle unità di cui alle lettere precedenti.

I Certificati Bianchi (o Titolo di Efficienza Energetica, TEE) possono essere utilizzati per assolvere all'obbligo posto in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di raggiungere annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate, ai sensi del DM 20 luglio 2004 e s.m.i., oppure possono essere oggetto di scambio e contrattazione sul mercato telematico gestito dal GME. In alternativa, può essere richiesto al GSE il ritiro dei Certificati Bianchi; il prezzo di ritiro è quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità, costante per tutto il periodo di incentivazione. Solo per le unità entrate in esercizio prima del DM 5 settembre 2011, il prezzo di ritiro è quello vigente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

L'energia elettrica prodotta dalle unità di cogenerazione per le quali è stato riconosciuto il funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del DM 4 agosto 2011, ha diritto ai seguenti ulteriori benefici:

- la priorità rispetto alla produzione da fonti convenzionali, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR, ovvero unità per le quali la percentuale dell'energia elettrica prodotta in CAR è pari o superiore al 50% del totale dell'energia elettrica prodotta;
- relativamente alla quota di energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili, un incremento, differenziato in base al combustibile, della tariffa base di incentivazione prevista dal DM 6 luglio 2012;
- relativamente all'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biometano, il riconoscimento, ai sensi del DM 5 dicembre 2013, della tariffa riconosciuta alla produzione di energia elettrica da biogas di cui al DM 6 luglio 2012;
- l'esenzione parziale dal pagamento degli oneri generali di sistema, qualora siano rispettati gli altri requisiti previsti dal D.Lgs. 115/2008, come modificato dal D.Lgs. 56/2010, ai fini del riconoscimento di "sistema efficiente di utenza e sistemi equivalenti (SEU e SESEU)".

Il DM MiSE del 4 agosto 2016 ha definito le condizioni e le modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia di cogenerazione ad alto rendimento ottenuta a seguito della riconversione di impianti a bioliquidi sostenibili esistenti che alimentano siti industriali o artigianali. Il decreto prevede tre tipologie di riconversione:

- a: interventi su impianti a bioliquidi già cogenerativi, la cui conversione consiste nella sostituzione del bioliquido con altro combustibile di alimentazione;
- b: interventi su impianti a bioliquidi non cogenerativi, la cui conversione consiste nella sostituzione dei bioliquidi con altro combustibile di alimentazione e nella trasformazione dell'assetto in cogenerativo;
- c: interventi di completo smantellamento di impianti a bioliquidi esistenti, fatte salve infrastrutture eventualmente riutilizzabili, con installazione di un nuovo impianto cogenerativo, ai sensi del DM 5 settembre 2011, alimentato da altro combustibile.

Il DM MiSE del 16 marzo 2017, che si applica agli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e agli impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili, al fine di minimizzare l'onere a carico dei produttori e razionalizzare lo scambio di informazioni tra Comuni, gestori di rete e GSE nell'ambito delle

attività che comprendono la realizzazione, la connessione e l'esercizio di questa particolare tipologia di impianto, ha previsto l'utilizzo di appositi modelli unici.

In generale, un principio importante è stato introdotto dall'art. 14 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica prevedendo che "gli Stati membri garantiscono che qualsiasi possibile sostegno alla cogenerazione sia subordinato alla condizione che l'energia elettrica prodotta provenga da cogenerazione ad alto rendimento e che il calore di scarto sia effettivamente usato per realizzare risparmi di energia primaria".

11.1.2 Teleriscaldamento

In Italia lo sviluppo del teleriscaldamento è stato favorito dalla necessità di raggiungere obiettivi nazionali e comunitari di carattere ambientale e di efficienza energetica, che hanno spinto a promuoverne lo sviluppo. In tale contesto gli Enti locali hanno favorito, anche tramite le imprese municipalizzate, la realizzazione e lo sviluppo di gran parte delle reti esistenti. Nel corso degli anni sono stati predisposti strumenti di vario tipo per la promozione del TLR: obblighi, incentivi in conto esercizio, conto capitale e conto interesse.

In tema di obblighi, il Decreto Legislativo 311/2006 ha previsto che tutti gli edifici di nuova costruzione che distano non più di 1 km da una rete di TLR devono essere predisposti in modo da favorire il collegamento ad essa. Tale norma è stata rafforzata dall'art. 22, comma 1, del D.Lgs 28/2011, secondo il quale le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto alle opere di urbanizzazione primaria. L'art. 11 del D.Lgs. 28/2011 dispone un obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore e di freddo negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la cui inosservanza comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio. Tale obbligo non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria.

Per quanto riguarda gli incentivi in conto capitale negli anni '80 e '90 la realizzazione di impianti e reti di TLR ha goduto di alcune agevolazioni agli investimenti previste da leggi nazionali volte al perseguimento di obiettivi strategici di risparmio energetico e utilizzazione delle risorse rinnovabili. Tali norme hanno esaurito i loro effetti, tuttavia è utile richiamarle brevemente per il ruolo che hanno avuto nel sostenere lo sviluppo del settore.

La legge 308/82 considerava "di pubblico interesse e di pubblica utilità" l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, includendo anche "la trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali [e] il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali, e le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti". In questo contesto, l'art. 4 della legge 308/82 sottraeva al monopolio dell'ENEL la produzione di energia elettrica in cogenerazione e in generale quella da fonti rinnovabili in impianti di potenza inferiore a 3 MWe. Tale legge prevedeva anche un'importante deroga per le imprese municipalizzate: "Qualora gli impianti siano gestiti da Comuni, Province e loro consorzi o aziende singole o consorziate nonché da consorzi costituiti fra aziende pubbliche e private, i limiti di potenza sono determinati dalle esigenze della produzione di calore". L'eccedenza di energia elettrica prodotta da tali impianti era acquistata dall'ENEL a prezzi regolati dal Comitato Interministeriale Prezzi. Al fine di incentivare lo sviluppo della produzione da rinnovabili o in cogenerazione, venivano concessi contributi a fondo perduto per studi di fattibilità e progetti esecutivi e veniva predisposto un fondo di 415 miliardi di lire per contributi in conto capitale ai medesimi soggetti che avessero costruito o sviluppato impianti FER o cogenerativi, nel limite del 30% della spesa totale preventivata. Tali contributi sono stati utilizzati per lo

sviluppo di alcune reti storiche, quali quelle di Brescia, Torino, Brunico, Rovereto, Verona, in particolare per l'acquisto degli impianti di generazione calore.

La Legge 10/91 ha abrogato la Legge 308/82 ma ha confermato ed esteso gli incentivi al TLR. In particolare, l'art. 11 prevedeva che ai medesimi soggetti beneficiari e per le stesse finalità di cui all'art. 10 della legge 308/82 potessero essere concessi contributi in conto capitale nel limite massimo del 50% della spesa ammissibile prevista sino ad un massimo di cinquanta milioni di lire per gli studi di fattibilità tecnico-economica e di trecento milioni di lire per i progetti esecutivi. Nel medesimo articolo veniva, inoltre, previsto un contributo in conto capitale pari al 40% della spesa documentata per le reti di TLR. Il comma 7 dell'art. 11 della Legge 10/91 conteneva, inoltre, una norma specifica a favore del TLR, secondo la quale la "realizzazione degli impianti di teleriscaldamento da parte di aziende municipalizzate, di enti pubblici, di consorzi tra enti pubblici, tra enti pubblici ed imprese private ovvero tra imprese private che utilizzano il calore dei cicli di produzione di energia delle centrali termoelettriche nonché il calore recuperabile da processi industriali possono usufruire di contributi in conto capitale fino al 50 per cento del relativo costo". L'art. 6 obbligava le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano a individuare le zone idonee alla realizzazione di impianti e di reti di teleriscaldamento e imponeva ad amministrazioni ed enti pubblici l'obbligo di privilegiare l'allacciamento alle reti di TLR qualora propri immobili rientrino in tali aree. L'art. 8 prevedeva inoltre contributi in conto capitale, per una percentuale compresa tra il 20% e il 40% della spesa documentata, per interventi di efficientamento energetico degli edifici, favorendo l'allacciamento degli edifici alle reti di TLR. Nel 1995 la legge 10/91 non è stata rifinanziata ed ha quindi esaurito i suoi effetti. Alcune Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Province autonome di Trento e Bolzano) hanno comunque continuato a promuovere la costruzione di reti di TLR attraverso la concessione di contributi in conto capitale, utilizzati soprattutto per la realizzazione delle reti di distribuzione del calore.

Il credito di imposta sul teleriscaldamento è stato istituito per la prima volta dall'art. 8, comma 10, lett. f), della legge 23 dicembre 1998, n. 448. L'agevolazione in esame consiste nella concessione di un credito d'imposta pari a 0,02194 € per ogni kWh di calore fornito (misura così ridotta dal DPCM 21/03/2014), da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale, che è il vero destinatario del beneficio fiscale.

L'art. 22, comma 4, del D.Lgs. 28/2011 ha istituito il fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, posto a carico dei clienti finali, pari a 0,05 c€/Sm³. Il D.Lgs. 102/2014 all'art. 5 comma 12 ha superato il suddetto fondo, stabilendo che le risorse accantonate devono essere versate all'entrata del bilancio dello Stato, per l'importo di 5 milioni di euro nell'anno 2014 e di 25 milioni di euro nell'anno 2015, per essere riassegnate all'attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale.

L'art. 15 del D.Lgs. 102/2014 ha istituito il fondo nazionale per l'efficienza energetica, di natura rotativa, volto a sostenere il finanziamento di interventi coerenti con il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari, nazionali e comunitari, e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi, con particolare riguardo alle seguenti finalità:

- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione;
- realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento;
- efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica;
- efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare;
- efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi.

Per quanto riguarda gli incentivi in conto interesse, un ruolo importante nello sviluppo del settore è esercitato dai prestiti agevolati concessi dalla Banca Europea degli Investimenti.

Le reti TLR sono inoltre state ammesse ad accedere al beneficio del meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi. I titoli spettanti alle reti TLR alimentate da impianti cogenerativi ad alto rendimento sono calcolati secondo la metodologia prevista dal D.M 5/9/2011 che definisce il regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.

Il D.M. 24 ottobre 2005 ha anche ammesso gli impianti cogenerativi che alimentano una rete di TLR al beneficio del meccanismo incentivante dei Certificati Verdi (CV –TLR) proporzionalmente alla quantità di calore immessa nella rete di TLR e alla tecnologia di generazione utilizzata, anche se non alimentati a fonte rinnovabile. Successivamente, il D.M. 6 luglio 2012 ha stabilito che alla tariffa incentivante prevista per impianti a biomasse spetti un premio di 40 €/MWh qualora il calore cogenerato sia utilizzato per il teleriscaldamento.

I TLR ha potuto godere anche di alcuni benefici fiscali rispetto alla produzione di calore presso gli utilizzatori civili finali. I consumi di combustibile impiegati nei gruppi di cogenerazione e nelle caldaie di integrazione connesse alla medesima rete di teleriscaldamento beneficiano dell'aliquota di accisa agevolata per usi industriali (e della relativa quota parte di aliquota agevolata per usi elettrici), solo subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni (cogenerazione ad alto rendimento e rapporto elettricità/calore > 10%). In difetto di tale requisito, tali consumi sono assoggettati all'aliquota di accisa per usi civili.

La Legge n.77 del 17 luglio 2020 ha annoverato tra gli interventi che danno diritto alla detrazione l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficiente, definiti ai sensi dell'articolo 2, comma 2, lettera t), del D.Lgs. 102/2014, per i comuni montani non interessati dalle procedure europee di infrazione per l'inottemperanza dell'Italia agli obblighi previsti dalla direttiva 2008/50/CE,

11.2 Principali obiettivi e misure individuate nel PNIEC

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima inviato alla Commissione Europea in ottemperanza al Regolamento 2018/1999 delinea gli obiettivi e le misure che definiscono il contributo dell'Italia al raggiungimento degli obiettivi europei in materia di transizione energetica e clima. Il Piano sarà oggetto di aggiornamento per tenere conto dell'incremento dell'ambizione in merito alla decarbonizzazione concordata a livello europeo, ma nel momento in cui il presente rapporto è redatto non vi sono versioni ufficiali aggiornate del PNIEC.

Sono cinque le dimensioni in cui il PNIEC si articola:

- la decarbonizzazione, i cui elementi salienti risiedono principalmente su emissioni e assorbimento di gas a effetto serra e sviluppo delle fonti rinnovabili;
- l'efficienza energetica, con la riduzione dei consumi di energia finale rispetto allo scenario tendenziale e grazie alle politiche attive a fungere da pilastro;
- la sicurezza energetica, articolata sulle dinamiche di composizione e provenienza degli approvvigionamenti energetici;
- il mercato interno dell'energia, che include le analisi sulle infrastrutture energetiche, l'integrazione dei mercati e la povertà energetica;
- la ricerca, l'innovazione e la competitività, che in modo trasversale agiscono sulle iniziative su cui si basano le altre quattro dimensioni.

Si richiamano di seguito in particolare quei concetti relativi alle dimensioni della decarbonizzazione, dell'efficienza energetica e della ricerca, innovazione e competitività, i cui contenuti sono maggiormente pertinenti ad ambiti quali la domanda e l'offerta di calore e in generale agli obiettivi, alle politiche e alle misure volte all'incremento dell'efficienza e alla riduzione delle esternalità ambientali del riscaldamento e del raffrescamento.

A proposito di consumi termici va tenuto presente il concetto cardine europeo dell'energy efficiency first, espresso dalla Commissione europea già nel 2016 all'interno del Winter Package e in base al quale si riconosce che l'energia più economica, pulita e sicura è l'energia che non viene utilizzata. L'efficienza energetica è individuata, quindi, come una fonte di energia, il primo e più efficace vettore per ridurre i consumi e diminuirne l'impatto ambientale, favorendo dunque la transizione energetica verso un'economia più competitiva e a basse emissioni di carbonio.

11.2.1 I principali obiettivi del PNIEC correlati ai consumi termici

Decarbonizzazione e rinnovabili

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005. Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale pari, nel 2016, a circa 428 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente. La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

Nel PNIEC l'Italia definisce un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota da fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4 del Regolamento Governance.

Figura 167: Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: PNIEC]

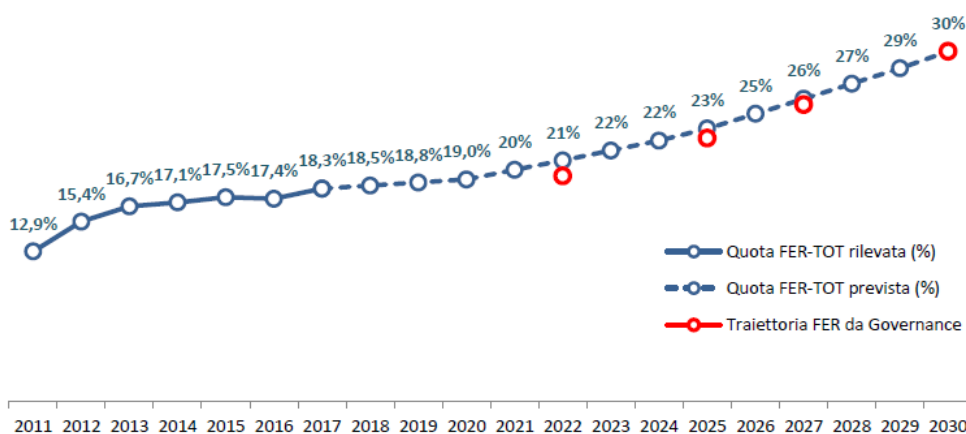


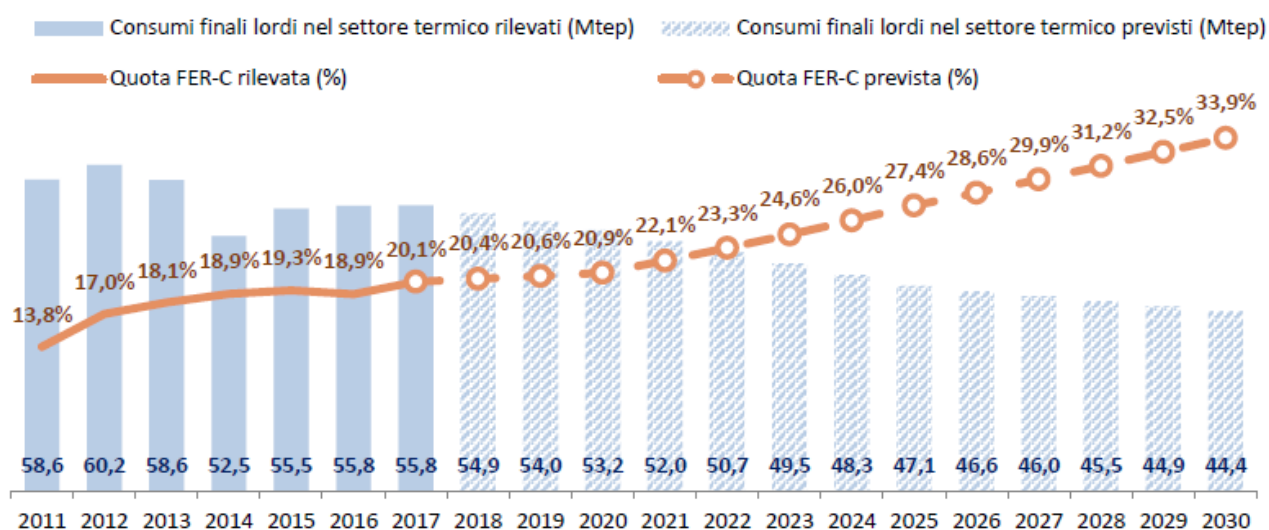
Tabella 99: Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep) [Fonte: PNIEC]

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%

Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- **33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);**
- 22,0% per quanto riguarda la quota di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

Figura 168: Traiettorie della quota FER nel settore termico [Fonte: PNIEC]



Incremento della quota di rinnovabili termiche

Un incremento della quota FER nei consumi termici dipende molto da una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che può condurre a una significativa riduzione dei consumi. In termini assoluti si prevede che i consumi da rinnovabili termiche nel 2030 supereranno i 15 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento, legati principalmente all'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore. L'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. L'introduzione di requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa stimola il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine. Le pompe di calore, considerato il loro alto rendimento, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore. Il solare termico potrà

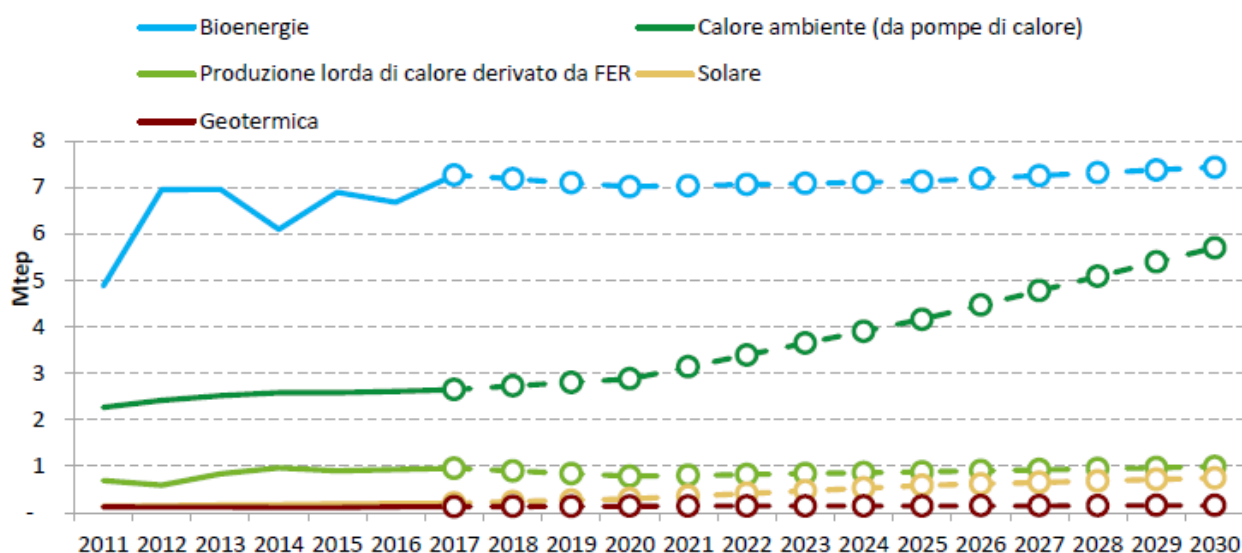
incrementare il suo contributo in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento. Per il teleriscaldamento si prevede un margine di sviluppo; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

Tabella 100: Obiettivi rinnovabili nel settore termico (ktep) [Fonte: PNIEC]

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	10.538	11.211	12.907	15.031
Produzione lorda di calore derivato da FER*	928	957	881	993
Consumi finali FER per riscaldamento	9.611	10.254	12.026	14.038
di cui bioenergie*	6.677	7.265	7.128	7.430
di cui solare	200	209	590	751
di cui geotermico	125	131	148	158
di cui energia ambiente da pdc	2.609	2.650	4.160	5.699
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	55.796	55.823	47.126	44.350
Quota FER-C (%)	18,9%	20,1%	27,4%	33,9%

*Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 169: Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico [Fonte: PNIEC]



Le analisi svolte per la valutazione del potenziale del riscaldamento efficiente conducono a ritenere che le previsioni contenute nel PNIEC sui consumi termici al 2030 possano essere lievemente riviste (cfr. confronto tra Tabella 96 e Tabella 100 tra Figura 158 e Figura 169). Tali valutazioni saranno prese in considerazione nel contesto dell'aggiornamento del PNIEC nel più ampio quadro della sua parziale revisione per tenere conto dell'innalzamento dell'ambizione europea sugli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

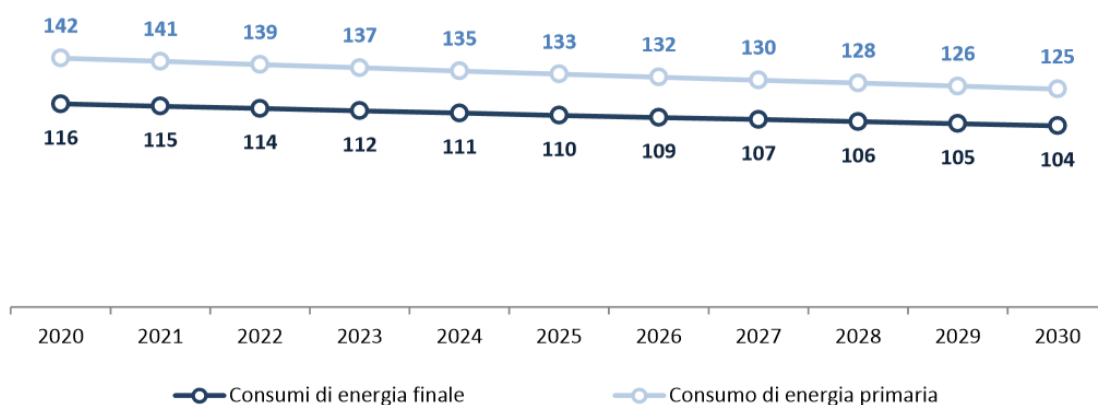
Per quanto riguarda la dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività, l'obiettivo è quello di creare le condizioni di sistema affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai programmi di ricerca sia ampia. In particolare, guardando allo sviluppo di tecnologie per la

penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali: le attività di ricerca si concentreranno su sistemi complessi di pompe di calore o abbinati a sistemi di accumulo non convenzionali; verrà studiato anche l'impiego delle pompe di calore ad alta temperatura nei processi industriali per recupero di calore residuo. L'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie precedentemente citate consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore), aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico e iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico.

Incremento dell'efficienza energetica

Secondo quanto indicato nel PNIEC, l'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007 - in termini assoluti 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale - secondo una traiettoria che deve prevedere, nel periodo 2021-2030, un obiettivo minimo di riduzione complessiva cumulata di energia finale pari 50,98 Mtep.

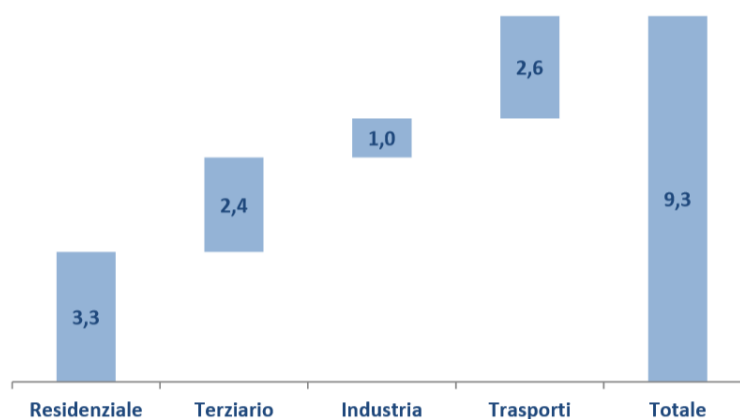
Figura 170: Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2020-2030 [Fonte: PNIEC]



L'Italia nel PNIEC, peraltro, dichiara di voler perseguire un obiettivo di risparmi cumulati pari a circa 51,4 Mtep, corrispondente a oltre 9,3 Mtep di risparmio annuale al 2030, da conseguire tramite politiche attive, indirizzate prevalentemente al settore civile e ai trasporti, in sinergia con il contestuale conseguimento degli obiettivi relativi alle fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione.

La riduzione dei consumi di energia finale al 2030, da dover conseguire tramite politiche attive prevalentemente nei settori non ETS, è stata ripartita nei vari ambiti secondo un approccio modellistico di minimizzazione dei costi di sistema, individuando i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno costo/efficacia, tali da garantire il soddisfacimento dell'obiettivo della Direttiva EED. Influenzano la ripartizione settoriale l'evoluzione delle prestazioni e dei costi delle tecnologie energetiche, il potenziale settoriale e l'obiettivo rinnovabili che spinge a prediligere opzioni che agevolano il raggiungimento dei target rinnovabili, come le pompe di calore.

Figura 171: Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (Mtep) [Fonte: PNIEC]



Si individua nel settore civile (residenziale e terziario) il principale ambito degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5,7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030. In particolare, le diminuzioni di 3,3 Mtep nel residenziale e di 2,4 Mtep nel terziario è previsto possano essere perseguite grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e alle installazioni di tecnologie FER, oltre a un forte efficientamento dei dispositivi di uso finale e, al tempo stesso, all'impegno della graduale eliminazione del gasolio da riscaldamento.

Il minor contributo previsto nel settore industriale con una riduzione dei consumi di circa 1,0 Mtep, non deve indurre a credere che questo sia un settore con poche opportunità di intervento, tutt'altro. L'industria ha già sapientemente intrapreso la strada dell'efficientamento, che peraltro potrà proseguire anche oltre il suddetto obiettivo minimo individuato dai modelli scenari. Un'evoluzione tecnologica sempre più performante offre opportunità di ottimizzazione dei processi industriali sempre maggiori; la possibilità di recuperare il calore di scarto e di potersi avvalere di tecnologie innovative come le CAR rappresentano aspetti centrali su cui focalizzare gli sforzi di ammodernamento ed efficientamento delle attività industriali.

Il conseguimento degli obiettivi energetici è strategicamente correlato al rinnovo del parco immobiliare, sia della Pubblica Amministrazione (PA) che privato, dando priorità all'efficienza energetica e all'utilizzo delle energie rinnovabili. In riferimento al patrimonio immobiliare della PA, è stato posto un obbligo di riqualificazione annua pari al 3% della superficie coperta utile delle Amministrazioni centrali.

Per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi del settore civile (5,7 Mtep), da stime preliminari è emerso che: per il settore residenziale è necessaria un'accelerazione del tasso di ristrutturazione profonda fino a valori intorno allo 0,7% annuo, previa una forte adozione, tra l'altro, di tecnologie come le pompe di calore aria-acqua, da utilizzare come impianti per ACS e climatizzazione, sia in contesto autonomo che centralizzato; per il settore non residenziale il tasso di ristrutturazione profonda al 2030 dovrebbe arrivare a valori del 2,9% (ospedali esclusi). Per fornire un'idea sul tipo di impulso che è necessario fornire con le percentuali di cui sopra, il tasso virtuale di ristrutturazione profonda annuo del parco immobiliare nazionale conseguito nel periodo 2014-2018 si aggira intorno a 0,26%.

Per conseguire gli obiettivi è necessario l'impiego di tecnologie che siano in grado di assicurare bassi fabbisogni energetici dell'involucro per la climatizzazione invernale ed estiva e impianti più performanti per coprire il fabbisogno di energia primaria, incluso quello per ACS, da soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili. Occorre, inoltre, considerare l'aumento della domanda di

comfort nelle abitazioni, in particolare collegato alla necessità relativamente nuova di raffrescamento. Fra le soluzioni disponibili giocano un ruolo strategico le pompe di calore, sia elettriche che a gas, che consentono l'erogazione dei servizi di riscaldamento, di condizionamento e produzione di ACS con un solo apparecchio.

Nell'ottica della miglior ottimizzazione di sistema, sarà necessario avvalersi del più adeguato mix tecnologico tra le possibilità oggi offerte dal mercato, che tenga conto della grande complessità geo-climatica del nostro paese (ivi compresi i vincoli ambientali) e conseguentemente delle molteplici opportunità per rispondere al fabbisogno di climatizzazione estivo /invernale - generatori a biomasse (a basse emissioni e alte prestazioni), sistemi solari, sistemi di recupero del calore, sistemi ibridi, di cogenerazione CAR - da poter sfruttare in loco e/o extra loco - anche avvalendosi di sistemi di teleriscaldamento/teleraffreddamento efficiente, prevedendo per quest'ultime centrali di generazione caldo/freddo sempre più asservite da tecnologie FER.

11.2.2 Le principali misure correlate ai consumi termici previste dal PNIEC e quelle già varate

Tabella 101: Elenco non esaustivo delle principali misure* indicate nel PNIEC correlabili a tematiche legate ai consumi termici e al soddisfacimento dei fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento

Ambito	Tipo di strumento	Nome sintetico della misura
Emissioni	Regolatorio	Misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano
	Regolatorio	Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria
	Regolatorio	Riduzione degli inquinanti atmosferici - Direttiva (UE) 2016/2284
	Regolatorio	Certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse
	Regolatorio	Legge 12 dicembre 2019, n.141
	Regolatorio	Miglioramento della gestione dei rifiuti
	Regolatorio	Fondo per la transizione energetica del settore industriale
FER elettriche e FER termiche	Regolatorio	Estensione obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici esistenti
	Regolatorio	Perfezionamento obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici nuovi
	Fiscale	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche e ristrutturazioni edilizie
	Economico	Incentivi per le rinnovabili elettriche e termiche nelle isole minori
FER termiche ed efficienza	Economico	Certificati Bianchi
	Economico	Conto Termico
	Economico	Contributi ai comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile
Efficienza	Regolatorio	Audit energetici nelle imprese
	Economico	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica
	Fiscale	Piano Nazionale Impresa 4.0
	Programmatico	Misure per il cambiamento comportamentale dei consumatori
	Formazione	Programmi d'informazione e formazione dei consumatori - PIF
	Economico	Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale PREPAC

* Anche le misure su ricerca, innovazione e competitività, abilitando nuove soluzioni, possono avere effetti positivi sulle tematiche connesse ai consumi termici

Tabella 102: Elenco non esaustivo delle principali novità normative – di interesse per il presente studio – successive all’invio del PNIEC alla Commissione Europea

Riferimenti normativi	Descrizione sintetica dei contenuti d’interesse
<p>Legge 17 luglio 2020, n.77</p> <p>Conversione in legge, con modificazioni, del DL 34/2020 (cd. "Rilancio") recante misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19</p>	<p>Disposizioni concernenti l'innovazione tecnologica in ambito energetico.</p> <p>Incentivi per l'efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica di veicoli elettrici.</p> <p>Detrazione fiscale del 110%.</p> <p>Per le unità di cogenerazione in esercizio dal 1° gennaio 2019, i Certificati bianchi CAR sono riconosciuti a partire dalla data in esercizio.</p>
<p>D.L. 16 luglio 2020, n.76</p> <p>Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale ("Decreto Semplificazioni") - Stralcio - Misure in materia di appalti, edilizia, semplificazione amministrativa, valutazione di impatto ambientale (VIA), bonifica dei siti inquinati</p>	<p>Disposizioni di semplificazione in materia di interventi su progetti o impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile e di taluni nuovi impianti, nonché di spalmare incentivi.</p> <p>Semplificazione dei procedimenti autorizzativi per gli impianti, le reti di trasmissione e di distribuzione.</p> <p>Semplificazioni per il rilascio delle garanzie sui finanziamenti a favore di progetti del green new deal.</p>
<p>D.Lgs. 14 luglio 2020, n.73</p> <p>Attuazione della Direttiva 2018/2002/UE che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica</p>	<p>Modifiche al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in primis in termini di promozione dell'efficienza energetica negli edifici, obiettivo nazionale di risparmio energetico, informazione e formazione e Fondo Nazionale dell'Efficienza Energetica.</p>
<p>DM MISE 9 luglio 2020</p> <p>Fondo di garanzia per le PMI. Approvazione integrazioni delle condizioni di ammissibilità e delle disposizioni di carattere generale</p>	<p>Il decreto, a integrazione delle condizioni di ammissibilità e delle disposizioni di carattere generale del Fondo di garanzia per le piccole e medie imprese, approva le modalità operative di intervento della sezione speciale di cui all'art. 56, comma 11, del decreto-legge 17 marzo 2020, n. 18 (Decreto "Cura Italia"), adottate dal Consiglio di gestione del Fondo nella seduta del 14 aprile 2020.</p>
<p>DM MiSE 2 luglio 2020</p> <p>Contributi in favore dei Comuni con popolazione inferiore ai 1.000 abitanti per progetti relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile - Ripartizione per l'anno 2020</p>	<p>Assegnazione di contributi in favore dei comuni per la realizzazione di progetti relativi a interventi di efficientamento energetico e sviluppo territoriale sostenibile.</p>
<p>DM MISE 1 luglio 2020</p> <p>Efficienza energetica – Certificati Bianchi – Ampliamento catalogo progetti ammissibili</p>	<p>Aggiornamento della tabella recante le tipologie progettuali ammissibili, di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo economico 11 gennaio 2017, come modificato dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico 10 maggio 2018 in materia di Certificati Bianchi</p>
<p>D.Lgs. 10 giugno 2020, n.48</p> <p>Prestazione energetica in edilizia - Attuazione della direttiva 2018/844/Ue - Modifiche del D.Lgs. 192/2005</p>	<p>Modifiche al decreto legislativo 19 agosto 2005 n. 192: strategie di ristrutturazione a lungo termine, adozione di criteri generali, di una metodologia di calcolo e requisiti della prestazione energetica, Portale nazionale sulla prestazione energetica degli edifici, APE e monitoraggio,</p>

	analisi, valutazione e adeguamento della normativa energetica nazionale e regionale
DM Interno 14 gennaio 2020 Contributi in favore dei Comuni per progetti relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile - Attribuzione per l'anno 2020 - Attuazione articolo 1, comma 29 della legge di bilancio 2020	Attribuzione ai comuni dei contributi per investimenti destinati ad opere pubbliche in materia di efficientamento energetico e sviluppo territoriale sostenibile per l'anno 2020

Decarbonizzazione e qualità dell'aria

Al fine di raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas effetto serra nel periodo 2021-2030, pari al -33% rispetto al 2005, come previsto dal Regolamento (UE) 2018/842, l'Italia intende avvalersi di diverse misure già in vigore, nonché di nuove politiche che saranno introdotte.

Nell'ambito del contenimento delle emissioni, afferente alla dimensione della decarbonizzazione, un importante provvedimento da considerare, insieme ad altri insistenti sempre sul miglioramento della qualità dell'aria con ovvi riverberi sulle scelte di investimento presenti e future da fare in materia di riscaldamento, è il "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", firmato dalla Presidenza del Consiglio, sei Ministeri, Regioni e Province autonome; esso contiene misure relative a trasporti, agricoltura e riscaldamento domestico a biomassa, che sono i settori maggiormente responsabili degli alti livelli di inquinamento. Fra i 5 ambiti interessati si segnala quello afferente l'ambito termico: riscaldamento civile, con misure di riduzione delle emissioni inquinanti derivanti dalle stufe a biomassa e dagli impianti termici alimentati a biomassa, ma anche limitazioni all'utilizzo degli impianti di riscaldamento alimentati a gasolio e di qualificazione degli installatori di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

In particolare, per quanto riguarda le misure rivolte alla riduzione di inquinamento derivante dalla combustione della biomassa, si prevede: l'aggiornamento della normativa di settore per condizionare l'incentivazione della sostituzione degli impianti termici alimentati a legna da ardere, bricchetti e cippato alla certificazione di tali biocombustibili solidi in conformità alle norme tecniche di riferimento (ISO UNI EN 17225 parti 3, 4 e 5) da parte di organismi di certificazione, nonché al rispetto di idonee forme di tracciabilità e di criteri di sostenibilità ambientale volti ad assicurare, a parità di energia prodotta, una riduzione delle emissioni di inquinanti e di biossido di carbonio; analisi su possibili limitazioni all'uso della biomassa per la produzione di calore destinato al teleriscaldamento nelle aree caratterizzate da particolare inquinamento dell'aria.

Un altro provvedimento per dare concretezza alla politica strategica nazionale per il contrasto ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria è la Legge 12 dicembre 2019, n.141 che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, il cosiddetto "Decreto Clima". Il decreto interviene con misure urgenti in tutti i settori considerati vulnerabili ai cambiamenti climatici: acqua, agricoltura, biodiversità, costruzioni ed infrastrutture, energia, prevenzione dei rischi industriali rilevanti, salute umana, suolo e usi correlati, trasporti. La logica è quella di incentivare comportamenti ed azioni virtuose programmando una serie di interventi a più livelli, idonei a coinvolgere tutti gli attori responsabili e quindi le amministrazioni ma anche i cittadini.

Fonti rinnovabili termiche ed efficienza energetica

Al fine di conseguire l'obiettivo nazionale vincolante in materia di energia rinnovabile, il contributo del settore termico è fondamentale, essendo impiegati per questi utilizzi più del 40% dei consumi finali di energia complessivi.

I principali strumenti che il PNIEC prevede di utilizzare per promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche sono spesso integrati con quelli per l'efficienza energetica e sono già operativi. Si tratta di:

- detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero edile del patrimonio edilizio esistente, entrambe destinate anche a rinnovabili termiche;
- Conto Termico;
- meccanismo dei Certificati Bianchi, compresa la promozione della Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici;
- contributi ai Comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile.

L'obbligo di integrazione delle FER negli edifici è una misura in fase di estensione e perfezionamento da diversi anni, già citata nell'All.3 del D.Lgs. 28/2011, di recepimento della Direttiva RED, con l'individuazione di obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nei nuovi edifici o negli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in vigore dal 31 maggio 2012. Gli obblighi sono attualmente stabiliti in termini di quote percentuali (crescenti negli anni) di copertura con fonti rinnovabili del fabbisogno energetico dell'edificio per la fornitura dei servizi di climatizzazione estiva/invernale e acqua calda sanitaria. In particolare si prevede che nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica debbano essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso a energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e di determinate percentuali (20%, 35% e 50%, in funzione al periodo in cui ricade la richiesta del pertinente titolo edilizio) della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento. È altresì obbligatoria l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili per assolvere una quota parte del fabbisogno elettrico, in funzione della superficie in pianta dell'edificio. L'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici, che ha portato molti vantaggi in merito al miglioramento della prestazione energetica degli immobili e alla diffusione delle fonti rinnovabili termiche, deve essere reso più efficace al fine di ampliarne il campo d'azione e assicurarne l'applicazione in tutti i casi previsti. In particolare, si prevede di aggiornare il sistema di obblighi rendendolo più semplice e immediatamente applicabile, introducendo ad esempio una lista di tecnologie rinnovabili fra le quali il progettista potrà scegliere, caso per caso, sulla base delle caratteristiche dell'edificio, favorendo, come suddetto, l'integrazione delle tecnologie tradizionali con quelle rinnovabili, anche attraverso l'impiego di impianti ibridi. Nell'ampliare il campo d'azione dell'obbligo potranno essere previste sinergie con gli strumenti di promozione esistenti al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici degli investimenti per l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile termica. Questa tematica è in corso di definizione nell'ambito del recepimento della Direttiva RED2.

A proposito dei contributi ai Comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile, emerge come, nell'ultimo decennio, diverse forme e canali di finanziamento anche cumulabili fra loro abbiano concorso ad attivare importanti linee di investimento nel patrimonio edilizio pubblico dei comuni italiani. Un esempio è il Decreto Legge 30 aprile 2019, n.34, che ha istituito un contributo in favore dei comuni, a seconda della popolazione residente, nel limite massimo di 500 mln€ per l'anno 2019

a valere sul Fondo Sviluppo e Coesione (FSC), per interventi relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile.

I meccanismi di promozione delle rinnovabili termiche favoriranno gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, i meccanismi vigenti saranno aggiornati, introducendo requisiti prestazionali e ambientali più stringenti per i generatori di calore a biomassa. Si valuterà l'introduzione di vincoli di sostituzione di apparecchi di riscaldamento obsoleti e di obblighi di controlli e manutenzione periodica per gli impianti a biomasse (catasto telematico), come emerso anche dalla consultazione pubblica.

Gli strumenti espressamente dedicati alla promozione dell'efficienza energetica, che si intersecano con quelli sulle rinnovabili termiche, sono riepilogati nella tabella che segue in funzione dei principali settori su cui gli strumenti incidono prevalentemente.

Tabella 103: Riepilogo misure per conseguire i target art.7 EED e i principali settori a cui si rivolgono [Fonte: PNIEC]

Tipologia Misura	Denominazione misura	Settori				Povertà energetica
		Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	
Schema d'obbligo	Certificati Bianchi					
Misure alternative	Detrazioni fiscali (bonus casa + Ecobonus)					
	Conto Termico					
	Fondo Nazionale Efficienza Energetica					
	Piano Impresa 4.0					
	PREPAC					
	Politiche di coesione					
	Piano informazione e formazione					
	Rinnovo parco mezzi TPL					
Shift modale delle merci						

I succitati meccanismi agiscono sui consumi finali annui in ambito civile (residenziale e terziario) per una riduzione stimata pari a 5,7 Mtep al 2030, agendo sull'efficientamento del fabbisogno termico per il riscaldamento/raffrescamento, sovente previa la contestuale promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche.

Si forniscono di seguito elementi di sintesi in merito ai meccanismi. **Per maggiori approfondimenti e una trattazione dettagliata delle singole misure previste dal PNIEC si rimanda al PNIEC (obiettivi e misure su rinnovabili ed efficienza energetica) e alla Relazione, presentata unitamente al PNIEC, di cui all'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia (in cui si notifica delle misure e dei metodi adottati dagli stati membri per l'applicazione dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE).**

Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio

Le detrazioni fiscali consistono in riduzioni dell'Irpef e dell'Ires (per quest'ultima solo in riferimento alla riqualificazione energetica degli edifici) concesse per interventi che contribuiscano al miglioramento della performance energetica degli edifici esistenti. In particolare, si distinguono tre principali tipologie di misure ad oggi attive:

- per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. "Ecobonus") - Legge finanziaria per il 2007;

- per il “recupero” del patrimonio edilizio (c.d. “Bonus Casa”) - Legge n. 449 del 27 dicembre 1997;
- finalizzate congiuntamente alla riduzione del rischio sismico e alla riqualificazione energetica (c.d. “Sisma Bonus”) - Legge n. 205 del 27 dicembre 2017;

Con Legge 17 luglio 2020, n.77 di conversione, con modificazioni, del D.L. 19 maggio 2020, n.34 (c.d. Decreto Rilancio), sono state apportate rilevanti modifiche al meccanismo delle Detrazioni fiscali in termini di percentuali detraibili, portando la soglia al 110% (c.d. Superbonus) per alcuni interventi di efficienza energetica (Ecobonus), riduzione del rischio sismico (Sisma Bonus), installazione di impianti fotovoltaici e colonnine di ricarica di veicoli elettrici.

Il meccanismo delle detrazioni fiscali – prorogato fino al 31 dicembre 2021⁶⁸ più ulteriori 6 mesi per il social housing - ha subito negli anni importanti modifiche nell’ottica del suo potenziamento, anche ai fini di combattere la povertà energetica (estensione degli aventi diritto al social housing, possibilità di accedere al c.d. meccanismo della “cessione del credito” o “sconto in fattura”).

Il meccanismo è destinato al settore civile, sia residenziale che terziario privato, per interventi di incremento dell’efficienza energetica dell’involucro opaco e di quello trasparente (unitamente, eventualmente, a quelli di consolidamento/rinforzo sismico) e dei relativi impianti, comprese le installazioni di tecnologie a fonti rinnovabili.

Specificatamente al settore delle rinnovabili termiche sono agevolati gli interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici negli edifici, in sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti, nonché impianti a biomassa.

Ai fini dei calcoli connessi alla definizione del potenziale TLR, alcuni incentivi fiscali di cui tener conto nel modello finanziario comprendono:

- le detrazioni al 50% per l’installazione di caldaie a gas a condensazione da parte di privati, mentre nel caso di installazione di una caldaia a condensazione di classe A con contestuale installazione di sistemi di termoregolazione evoluti, la detrazione è al 65% (legge di bilancio 2021);
- le detrazioni al 65% per sottostazione/scambiatore teleriscaldamento;
- il credito d’imposta per reti TLR a biomassa e geotermiche, per ogni kWh di calore fornito (da traslare sul prezzo di cessione all’utente finale) pari a 0,02194 €/kWh.

La suddetta misura, ad oggi rappresenta - nelle sue diverse declinazioni - lo strumento maggiormente utilizzato nel settore civile non pubblico per riqualificare gli edifici esistenti, migliorando la performance dell’impianto e diminuendo così il fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale ed estiva.

Conto Termico

Il Conto Termico è un meccanismo di incentivazione per interventi di incremento dell’efficienza energetica degli edifici esistenti (riservati alle sole PA) e di produzione di energia termica da fonti rinnovabili (rivolti sia alle PA che ai privati). La misura ha una dotazione finanziaria di 900 mln di euro annui, di cui 200 mln solo per la PA.

Tra gli elementi volti a fornire un’efficace ed efficiente azione sui consumi finali nel settore termico (specificatamente in ambito di riscaldamento/raffrescamento) si annoverano i seguenti:

⁶⁸ Nel PNRR si intende estendere la misura del Superbonus 110% recentemente introdotta (articolo 119 del Decreto Rilancio) dal 2021 al 2023 (al 30 giugno 2023 per gli interventi effettuati dagli IACP, a condizione che almeno il 60% dei lavori siano stati effettuati alla fine del 2022.

- efficientamento energetico (incentivabile solo per le PA), afferente l'involucro opaco e trasparente, la sostituzione dei generatori di calore a condensazione per la climatizzazione invernale, l'installazione di tecnologie "building Automation" e le trasformazioni degli edifici in nZEB;
- incentivazione della sostituzione di impianti per la climatizzazione invernale con generatori a fonte rinnovabile quali, generatori a biomasse, pompe di calore elettriche o a gas, sistemi ibridi, installazioni di scaldacqua a pompe di calore e di impianti solari termici (per questi anche le non sostituzioni) per l'acs e climatizzazione invernale, e, se abbinati al solar cooling, anche per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Certificati Bianchi

I Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica; introdotto dai decreti ministeriali del 24 aprile 2001, si configura come un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti. I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica per i quali vengono riconosciuti i CB dal GSE oppure, in alternativa, acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei CB gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o attraverso transazioni bilaterali con i soggetti non obbligati (ma in possesso dei requisiti previsti).

I Certificati Bianchi sono emessi anche per i risparmi di energia generati dagli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ivi compresi gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti connessi a reti di teleriscaldamento. Con riferimento agli impianti CAR, mediamente si registra un volume di calore utile recuperato che varia tra i 31 e i 38 TWh annui, di cui circa 1,2 TWh annui sono mediamente addizionali rispetto all'anno precedente. Di tale incremento annuo una quota che varia dai 40 ai 140 GWh è costituita da energia rinnovabile.

I settori interessati dal meccanismo sono quello industriale, civile, dei trasporti, delle reti e dei servizi. In particolare e in riferimento agli interventi per la PA, tale misura si riscontrano essere molto efficace:

- per servizi molto energivori (illuminazione, trasporti pubblici, gestione calore) con le società concessionarie dei servizi di distribuzione dell'energia o da ESCO;
- per soddisfare il fabbisogno elettrico e termico (calore e raffrescamento) di scuole e università, centri sportivi comunali, ospedali, sedi comunali, ecc. previo installazioni CAR, anche abbinata al teleriscaldamento.

Il meccanismo è in evoluzione, considerando un naturale processo di aggiornamento e potenziamento nell'ottica della semplificazione, dell'ottimizzazione delle metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, della riduzione dei tempi per l'approvazione, l'emissione e l'offerta dei titoli sul mercato. Una sempre maggiore attenzione nei confronti degli operatori è posta nella fase di formazione e informazione tramite la diffusione, per i vari settori e i vari interventi, di guide, banche dati con baseline predefinite e best practice approvate.

Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale

Il PREPAC, istituito ai sensi del D.Lgs. 102/2014 di recepimento della direttiva 2012/27/UE, è il meccanismo di promozione di interventi di efficienza energetica sugli immobili della pubblica amministrazione centrale, che ha l'obiettivo di garantire la riqualificazione energetica di almeno il 3% annuo della superficie coperta utile climatizzata degli edifici.

La realizzazione degli interventi, i cui progetti sono presentati annualmente dalle Amministrazioni centrali (anche previa stipula di contratti EPC), è gestita dalle strutture operative dei Provveditorati interregionali opere pubbliche del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti.

Tra gli interventi ammessi rientrano tutti quelli volti ad incrementare l'efficienza energetica dell'edificio e a produrre energia termica da fonti rinnovabili per la climatizzazione invernale e la produzione di ACS. E' inoltre, ammessa l'installazione di impianti di cogenerazione o trigenerazione e di ulteriori impianti di produzione di energia elettrica o termica non dettagliatamente esplicitati, ammissibili limitatamente al contributo per il soddisfacimento del fabbisogno di energia primaria dell'edificio. Sono altresì ammessi interventi sugli immobili e sugli impianti non ricompresi negli ambiti sopra descritti, purché gli stessi comportino una riduzione dei consumi di energia.

La misura è stata estesa al periodo 2021-2030 e saranno, inoltre, messi in atto interventi di aggiornamento e potenziamento volti a semplificare l'attività amministrativa, sfruttando le sinergie tra le amministrazioni pubbliche coinvolte nella gestione e prevedendo lo sviluppo di adeguati supporti informatici gestionali.

Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE)

Istituito ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. n. 102 del 2014 e operativo da maggio 2019, il Fondo è volto a favorire il finanziamento di interventi necessari per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica. Il Fondo ha una natura rotativa e prevede che il 70% delle risorse annuali sia destinato all'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato (il cui 20% è riservato alle PA), mentre il restante 30% è destinato a fornire garanzie sui finanziamenti; della sezione garanzie un 30% è destinato per interventi riguardanti reti o impianti di teleriscaldamento.

Il Fondo, la cui dotazione è stata potenziata per il periodo 2021-2030 con parte delle risorse del "Fondo per il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese", finanzia interventi indirizzati alla riduzione dei consumi di energia nei processi industriali, alla realizzazione e/o ampliamento di reti ed impianti per il teleriscaldamento e/o per il teleraffrescamento, per la riqualificazione energetica degli edifici - ivi compresi interventi standard di efficienza energetica nei condomini - nonché quelli per l'efficientamento di servizi ed infrastrutture pubbliche, ivi inclusa l'illuminazione pubblica.

Le imprese e le Pubbliche Amministrazioni possono accedere al fondo con progetti che prevedono interventi per il risparmio energetico su immobili, impianti e processi produttivi. E' prevista inoltre, una sezione per la concessione di garanzie agli istituti di credito che erogano mutui a privati cittadini o a condomini per l'esecuzione di interventi di efficientamento energetico della propria unità immobiliare o dell'intero edificio, in sinergia con i meccanismi delle detrazioni fiscali. Tale misura contribuirà al superamento di una delle principali barriere all'esecuzione di interventi di riqualificazione energetica ossia l'investimento iniziale.

Al fine di accrescere la capacità del Fondo di promuovere gli interventi di efficienza energetica, sarà incrementata la dotazione finanziaria oggi disponibile, favorendo il versamento delle risorse destinate all'efficienza energetica gestite dalle amministrazioni centrali e locali (fondi strutturali e di investimento europei - Fondi SIE) e orientando il meccanismo verso la promozione di interventi nel settore civile (sia residenziale che terziario) e dei trasporti. Sarà, inoltre, importante prevedere azioni divulgative per rendere più conosciuto e fruibile lo strumento. Infine, sarà valutato l'ampliamento delle tipologie di supporto finanziario ed economico offerte dal Fondo, in maniera da massimizzare l'efficacia delle risorse disponibili.

11.2.3 Orientamenti del PNIEC su CAR e TLR

Il PNIEC evidenzia in vari l'opportunità di valutare la necessità di nuove infrastrutture per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento da fonti rinnovabili. Il Piano richiama peraltro l'utilità del presente rapporto ai fini di analizzare linee evolutive future del settore.

Il PNIEC richiama l'opportunità di valutare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili, Cogenerazione ad Alto Rendimento, teleriscaldamento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche locali. L'espansione dell'uso del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente andrà perseguito sfruttando il potenziale economico residuo in modo coerente con gli altri obiettivi di politica energetica e ambientale, quali la riduzione del fabbisogno di termovalorizzazione dei rifiuti e la limitazione dell'uso delle biomasse per motivi di riduzione delle emissioni.

Altro richiamo che il PNIEC fa è quello all'interesse a condurre un'analisi della possibilità di integrazione con le reti di teleriscaldamento di alcune tecnologie, a oggi marginali in ambito TLR, ma potenzialmente promettenti in contesti urbani ad alta densità, quali ad esempio il solare termico, le pompe di calore centralizzate o il recupero di scarti di energia termica da impianti dislocati sul territorio. Il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione, per l'appunto, con gli impianti di teleriscaldamento.

Al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento, saranno potenziati gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo. A tal riguardo sarà data priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero quello basato sulla distribuzione di calore generato in buona parte da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato (in prospettiva anche tramite biometano). In quest'ottica, sarà confermata la riserva economica per fornire garanzie a favore di interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, inclusa nel Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica, ed è prevista l'emanazione del decreto attuativo già annunciato dalla Legge 172/2017, che individua agevolazioni per gli interventi sugli impianti che comportano un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento efficiente e che si abbinano a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

Sempre in ottica futura, nel settore del riscaldamento e del raffrescamento saranno aggiornate le disposizioni relative agli impianti di condizionamento con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione e alta efficienza.

Fra i tanti obiettivi previsti, potrà essere considerato il contributo potenziale alla decarbonizzazione del patrimonio edilizio esistente e di quello comunque non sottoposto a ristrutturazione rilevante che costituisce la gran parte dell'ambiente edificato totale. In tale ambito, in particolare, potranno essere attentamente considerate le tecnologie del solare termico, delle pompe di calore elettriche e a gas e della micro e mini Cogenerazione ad Alto Rendimento, soprattutto se alimentata con gas rinnovabili.

Saranno, inoltre, potenziate le misure per assicurare il rispetto di normative e standard, incrementando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento, al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo.

Sarà poi valutata l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento.

11.3 Il potenziale del riscaldamento efficiente e l'evoluzione del PNIEC

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), redatto nella sua versione finale nel 2019, illustra gli obiettivi e le misure che delineano il contributo che l'Italia intende fornire per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di transizione energetica e clima, definiti dal Regolamento 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'Energia.

La precedente versione del rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED, redatta nel 2015, costituiva parte integrante degli scenari di sviluppo previsti nel PNIEC.

In particolare, il PNIEC riprendeva i risultati emersi dalla valutazione del potenziale economico finanziario TLR e CAR e stimava un potenziale economico del teleriscaldamento di 13,5 TWh in termini di energia termica erogata (4 TWh incrementali), mentre per la CAR nei settori industriale, terziario e utilities prevedeva potenziale economico di 49 TWh in termini di calore cogenerato (18 TWh incrementali).

Il presente studio, elaborato nel corso del 2020, propone dei potenziali di sviluppo per TLR e CAR più ambiziosi del precedente, frutto di una più ampia e dettagliata ricognizione delle tecnologie e dei settori coinvolti, e fornisce, oltre ai potenziali economici finanziari, anche quelli economici di sistema che consentono di raggiungere gli obiettivi definiti nel PNIEC.

Nel settore termico, lo scenario economico di sistema include un potenziale per il teleriscaldamento di 19,8 TWh in termini di energia termica erogata (10 TWh incrementali) e 63,3 TWh di calore utile cogenerato (28 TWh incrementali), di cui 47 TWh da impianti CAR individuali nell'industria e nel terziario e 16 TWh da impianti CAR-TLR, accompagnato da un incremento anche delle rinnovabili termiche individuali pari a 159 TWh (49 TWh incrementali).

Anche sul fronte delle rinnovabili termiche, come già evidenziato, le analisi svolte per la valutazione del potenziale del riscaldamento efficiente conducono a ritenere che le previsioni contenute nel PNIEC sui consumi termici al 2030 possano essere lievemente riviste (cfr. confronto tra [Tabella 96](#) e [Tabella 100](#) tra [Figura 158](#) e [Figura 169](#)).

Al momento dell'elaborazione del PNIEC il corpus normativo europeo recava ancora un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 pari al -40% rispetto al 1990. L'11 dicembre 2020 su impulso della Commissione europea è stato raggiunto un accordo per incrementare l'obiettivo intermedio europeo di riduzione delle emissioni per il 2030 dal 40% al 55%, rispetto ai livelli del 1990, al fine di conseguire la neutralità climatica entro il 2050 e per rispettare gli obblighi derivanti dall'Accordo di Parigi.

Alla luce del nuovo quadro strategico, il PNIEC italiano sarà oggetto di un aggiornamento volto ad adeguare gli obiettivi e le misure per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo. A tal proposito sono state da poco avviate le attività operative per la sua revisione.

Il presente rapporto sarà, al pari di quanto fatto con la precedente versione, integrato nelle analisi e negli scenari di sviluppo del sistema energetico che saranno sviluppati nel nuovo PNIEC, ed eventualmente anche

oggetto di fine tuning, se necessario, per riguardare i più sfidanti obiettivi in tema di decarbonizzazione e di efficienza energetica.

Con l'aggiornamento della catena modellistica e dei driver e delle variabili quantitative che sarà necessario attuare per il nuovo ciclo scenariale, non è detto che i risultati del presente studio verranno riprodotti tal quali a livello di output nel PNIEC aggiornato, ma costituiranno certamente quantomeno un nuovo punto di riferimento in input alla nuova elaborazione scenariale.

11.4 Il PNRR e il programma di investimento per il TLR

Il Piano di Ripresa e Resilienza, presentato dall'Italia ad aprile 2021, prevede investimenti e un pacchetto di riforme, cui sono allocate risorse per 191,5 mld € finanziate attraverso il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza e per 30,6 mld € attraverso il Fondo complementare istituito con il Decreto Legge n.59 del 6 maggio 2021, a valere sullo scostamento pluriennale di bilancio approvato nel Consiglio dei Ministri del 15 aprile. Il totale dei fondi previsti ammonta a di 222,1 mld€. Sono stati stanziati, inoltre, entro il 2032, ulteriori 26 mld € da destinare alla realizzazione di opere specifiche e per il reintegro delle risorse del Fondo Sviluppo e Coesione. Nel complesso si potrà quindi disporre di circa 248 mld€. A tali risorse, si aggiungono quelle rese disponibili dal programma REACT-EU che, come previsto dalla normativa UE, verranno spese negli anni 2021-2023: si tratta di fondi per ulteriori 13 miliardi.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale. Si tratta di un intervento che intende riparare i danni economici e sociali della crisi pandemica, contribuire a risolvere le debolezze strutturali dell'economia italiana, e accompagnare il Paese su un percorso di transizione ecologica e ambientale. Il PNRR contribuirà in modo sostanziale a ridurre i divari territoriali, quelli generazionali e di genere.


Nel PNRR le risorse destinate a rivoluzione verde e transizione ecologica occupano un ruolo di primo piano (stanziando 59,3 miliardi dal Dispositivo RRF e 9,3 dal Fondo), e puntano a fornire un sostegno alle misure sull'efficientamento energetico degli edifici, le energie rinnovabili, la mobilità sostenibile, la filiera dell'idrogeno, l'agricoltura sostenibile, l'economia circolare, la tutela e valorizzazione del territorio.

Tra le quattro linee di investimento in cui si declina la Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza mira in modo massiccio a migliorare con la M2C3 l'efficienza energetica sia degli edifici pubblici che di quelli privati. Gli investimenti saranno concentrati nei seguenti 3 ambiti d'intervento:

- attuazione di un programma per migliorare l'efficienza e la sicurezza del patrimonio edilizio pubblico, con interventi riguardanti in particolare scuole e cittadelle giudiziarie;
- utilizzo di un incentivo temporaneo per la riqualificazione energetica e l'adeguamento antisismico del patrimonio immobiliare privato e per l'edilizia sociale, attraverso detrazioni fiscali per i costi sostenuti per gli interventi (Superbonus);
- sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti.

Obiettivo di questi interventi è un risparmio pari almeno a 0,32 Mtep e 0,98 MtCO₂ entro il 2026.

Tabella 104: PNRR, ripartizione delle risorse della Missione 2 Rivoluzione verde e transizione ecologica (mld€)

 M2. RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M2C1 - AGRICOLTURA SOSTENIBILE ED ECONOMIA CIRCOLARE	5,27	0,50	1,20	6,97
M2C2 - TRANSIZIONE ENERGETICA E MOBILITA' SOSTENIBILE	23,78	0,18	1,40	25,36
M2C3 - EFFICIENZA ENERGETICA E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI	15,22	0,32	6,72	22,26
M2C4 - TUTELA DEL TERRITORIO E DELLA RISORSA IDRICA	15,06	0,31	0,00	15,37
Totale Missione 2	59,33	1,31	9,32	69,96

Il Piano annovera tra gli ambiti di intervento e le misure destinate a efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, anche lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento, per cui sono stati stanziati 0,20 mld €. A tal riguardo si richiama il fatto che, nell'ambito del mix tecnologico che dovrà garantire il conseguimento degli obiettivi ambientali del prossimo decennio nel settore del riscaldamento e raffrescamento, il teleriscaldamento gioca un ruolo importante per le sue capacità di integrare l'efficienza con l'uso delle fonti rinnovabili, nonché la delocalizzazione e la riduzione delle emissioni inquinanti in particolare nelle grandi aree urbane dove il problema è ancora più acuto.

Al fine di sfruttare questo potenziale, le risorse del PNRR saranno impiegate per finanziare progetti relativi alla costruzione di nuove reti o all'estensione di reti di teleriscaldamento esistenti, in termini di clienti riforniti, ivi compresi gli impianti per la loro alimentazione. A tal riguardo è data priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero quello basato sulla distribuzione di calore generato da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato in impianti ad alto rendimento.

Il target che si pone la misura di investimento è relativo allo sviluppo di 330 km di reti di teleriscaldamento efficiente e alla costruzione di impianti o connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW, ipotizzando che il 65% delle risorse sia allocato per le reti (costo 1,3 mln a km) e il 35% circa a sia dedicato allo sviluppo di nuovi impianti (costo 0,65 mln a MW).

Il raggiungimento del target consentirebbe, a regime, di conseguire benefici di tipo energetico-ambientale pari a 20,0 ktep annui di energia primaria fossile risparmiata e 0,04 MtCO₂ di emissione di gas serra evitati nei settori non ETS ogni anno.

Tabella 105: PNRR, ripartizione delle risorse nell'ambito di intervento M2C3 (mln€)

Ambiti di intervento/Misure	Totale
1. Efficientamento energetico edifici pubblici	1,21
Investimento 1.1: Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica	0,80
Investimento 1.2: Efficientamento degli edifici giudiziari	0,41
Riforma 1.1: Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico	-
2. Efficientamento energetico e sismico edilizia residenziale privata e pubblica	13,81
Investimento 2.1: Ecobonus e Sismabonus fino al 110% per l'efficienza energetica e la sicurezza degli edifici	13,81
3. Sistemi di teleriscaldamento	0,20
Investimento 3.1: Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento	0,20

Allegato 1

CAR e TLR nei PEAR e altri atti regionali

Analizzando i singoli provvedimenti regionali - in primis i Piani Energetici Ambientali Regionali (PEAR) definitivamente approvati dai Consigli regionali o in molti casi approvati dalle Giunte e in fase di consultazione pubblica - è possibile distinguere Regioni che hanno affrontato in modo sostanziale e in anni recenti i temi della cogenerazione e del teleriscaldamento e Regioni che hanno considerato in modo più marginale scenari di sviluppo di tali tecnologie o non hanno espresso provvedimenti e indirizzi specifici in merito.

Figura 172: Regioni nei cui documenti ufficiali sono state reperite valutazioni sul potenziale della CAR



Figura 173: Regioni nei cui documenti ufficiali sono state reperite valutazioni sul potenziale del TLR



In particolare, mappando i principali dati regionali emersi in questo benchmark, emerge in modo nitido la propensione delle Regioni settentrionali a vedere nella CAR e soprattutto nel TLR delle valide forme di diversificazione energetica, a sostegno in particolare dei settori residenziale e industriale. Ciò, ovviamente, per fattori peculiari e distintivi di tipo climatico e socio-economico, quali le esigenze di riscaldamento o l'esistenza di determinati distretti e poli energetici, insistenti in favorevoli condizioni di approvvigionamento delle materie prime adoperate.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali di sviluppo della **cogenerazione** e a seguire, brevi descrizioni Regione per Regione, dei principali riscontri reperiti negli atti normativi in materia di valutazione dei potenziali della cogenerazione.

Tabella 106: CAR: Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali⁶⁹

Regione	Anno della fonte	Fonte consultata
<u>Piemonte</u>	2019	DGR n.18-478 dell'8 novembre 2019 Proposta di PEAR
Valle d'Aosta	2014	DCR n.727 del 25 settembre 2014 PEAR
Lombardia	2015	DGR n.3706 del 12 giugno 2015 PEAR
Provincia autonoma di Bolzano	2016	Piano Clima Energia Alto Adige 2050 PCEAA
Provincia autonoma di Trento	2021	DGP n.339 del 5 marzo 2020 PEAP
Veneto	2017	DCR n.6 del 9 febbraio 2017 PEAR
Friuli Venezia Giulia	2015	DPR n.260 del 23 dicembre 2015 PER
<u>Emilia Romagna</u>	2017	DCR n.111 del 1° marzo 2017 PER 2030 e PTA 2017-2019
<u>Liguria</u>	2017	DCR n.19 del 14 novembre 2017 PEAR 2014-2020
Toscana	2015	DCR n.10 dell'11 febbraio 2015 PAER
<u>Umbria</u>	2017	DCR n.205 del 7 novembre 2017 SEAR
Marche	2016	DCR n.42 del 20 dicembre 2016 PEAR
<u>Lazio</u>	2020	DGR n.98 del 10 marzo 2020 PER
Abruzzo	2009	DCR n.27/6 del 15 dicembre 2009 PER
Molise	2017	DCR n.133 dell'11 luglio 2017 PEAR 2017
<u>Campania</u>	2020	Osservazioni 18 febbraio 2020 Proposta PEAR e avvio VAS
Puglia	2015	DGR n.1181 del 27 maggio 2015 PEAR
Basilicata	2010	L.R. n.1 del 19 gennaio 2010 PIEAR
Calabria	2005	DCR n.315 del 14 febbraio 2005 PEAR
<u>Sicilia</u>	2019	Documento di sintesi del 5 giugno 2019 PEARS 2019-2030
Sardegna	2015	DCR n.48/13 del 2 ottobre 2015 PEAR

⁶⁹ Le Regioni sottolineate nella prima colonna della tabella sono quelle i cui PEAR sono stati approvati, come proposta dalle giunte regionali o in maniera definitiva dai consigli regionali, successivamente rispetto alla prima edizione del presente studio.

Tra le Regioni che hanno fornito indicazioni sulle potenziali forme di crescita e sviluppo della CAR nel proprio territorio, vi è la **Provincia autonoma di Bolzano**, che nel Piano Clima Energia Alto Adige 2050, approvato nel 2011, attesta che il numero di impianti di cogenerazione nel settore industriale e artigianale della Provincia sarà ulteriormente ampliato, tenendo conto nelle zone residenziali della richiesta termica. Inoltre, per poter ampliare il numero degli impianti di cogenerazione nel settore industriale e commerciale della Provincia, entro il 2013 sarebbe stato rilevato il potenziale esistente, in collaborazione con le organizzazioni di rappresentanza.

La **Provincia autonoma di Trento**, negli scenari di fabbisogno di calore del PEAP 2020-2030 in fase di consultazione, riporta che nel riscaldamento individuale, la diffusione delle pompe di calore rappresenta il principale cambiamento tecnologico nel percorso di decarbonizzazione, passando dal 4% della baseline 2016 all'11/27% in LC/LC+ 2030 e al 43/64% in LC/LC+2050. Inoltre, una particolare crescita è prevista per la cogenerazione a biogas che aumentano, mentre le caldaie a biomassa sono mantenute stabili. Nel settore elettrico, invece, la cogenerazione a biogas mostra un aumento minore legato alla disponibilità limitata delle rispettive FER. Inoltre, la cogenerazione connessa a teleriscaldamento è stabile, per scelta del gruppo di lavoro PEAP, mentre la cogenerazione industriale a gas aumenta leggermente entro il 2030 per poi ridursi al 2050.

La **Regione Valle d'Aosta**, nel PEAP approvato nel 2014, presenta uno scenario di piano in cui si assume di installare al 2020, impianti cogenerativi per 2 MWt alimentati a gas naturale, 4 MWt alimentati a gasolio e altri 4 MWt di altri impianti cogenerativi alimentati a biomassa. Tali potenze contemplano anche impianti di mini e microcogenerazione.

Per quanto riguarda la **Regione Veneto**, nella sezione "Potenziali per il risparmio energetico nel settore industriale" del Piano approvato dal Consiglio regionale con la DCR n.6 del 9 febbraio 2017, si prospettavano per il 2016 interventi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale - attraverso CAR - pari a 6.280 GWh/anno, dopo i 2.493 conseguiti nel 2010 sempre con interventi di risparmio energetico. Sommando i risparmi elettrici e termici effettivi e fattibili (si suppone che l'energia termica prodotta dalla cogenerazione sia utilizzata nel processo produttivo o in applicazioni di trigenerazione), conseguiti a seguito dell'adozione delle tecnologie si otterrebbe, a livello regionale, un risparmio energetico nello scenario base al 2020 (calcolato con il tasso di penetrazione della tecnologia inferiore) dell'ordine di 266 ktep, di cui 134 elettrici e 132 termici.

Anche la **Regione Friuli Venezia Giulia**, nel Piano Energetico Regionale adottato alla fine del 2015, presenta una ricognizione del parco cogenerativo regionale esistente e pone sotto la lente d'ingrandimento la crescita della CAR, anche attraverso specifiche misure regionali che prevedano, ad esempio, l'istituzione di fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in questa tecnologia per un più efficiente utilizzo degli output energetici (termico, elettrico e raffrescamento). Inoltre si vuole favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo.

La **Regione Lombardia**, nella proposta di PEAP del 2015, fornisce importanti indicazioni sul ruolo della CAR nei vari settori (residenziale, industriale), nonché sugli sviluppi futuri che potranno interessare in particolare le bioenergie e nella fattispecie biomasse solide di origine legnosa e residuale nei settori civile per il riscaldamento individuale e negli impianti a servizio di reti di teleriscaldamento, anche in cogenerazione termica ed elettrica; biogas nella generazione elettrica, anche in cogenerazione termica ed elettrica; biocombustibili liquidi nei trasporti e nella generazione elettrica.

La **Regione Piemonte**, nella proposta del nuovo PEAR approvata con la DGR n.18-478 dell'8 novembre 2019, pondera, nello scenario di piano per lo sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento nelle aree urbane, una massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti (in particolare per quanto concerne il TLR dell'area metropolitana torinese). Inoltre, si ritiene che l'integrazione tra cogenerazione ad alto rendimento e FER termiche debba per il futuro trovare in Piemonte una più stretta attuazione, anticipando la definizione delle necessarie condizioni al contorno al momento delle scelte di pianificazione urbanistica di nuovi quartieri e aree residenziali, opportunamente infrastrutturati sotto il profilo della climatizzazione degli edifici con fattispecie impiantistiche a bassa temperatura tese a sfruttare sia le sinergie operabili con la geotermia a bassa entalpia coadiuvata da pompe di calore, sia con lo sfruttamento della fonte solare termica e, limitatamente ai centri abitati non caratterizzati da criticità correlate alla qualità dell'aria, con l'utilizzo di biomasse provenienti dalla gestione del territorio circostante e comunque da filiera corta. Fra le azioni prioritarie di promozione, si segnalano ove possibile e tecnicamente conveniente,

- il ricorso a tecniche di stoccaggio del calore prodotto in cogenerazione finalizzato al riscaldamento urbano, ai fini di favorire la gestione efficiente dei sistemi in esercizio e/o previsti, consentendo la copertura delle punte della domanda termica, minimizzando nel contempo il ricorso all'esercizio delle centrali termiche di integrazione e riserva;
- lo sviluppo della generazione distribuita mediante la diffusione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati a biomasse al servizio di reti locali di teleriscaldamento nei Comuni di montagna non interessati da criticità della qualità dell'aria, favorendo lo sviluppo dell'approvvigionamento locale della biomassa e della filiera forestale.

Nella **Regione Liguria**, secondo il PEAR approvato con la DCR n.19 del 14 novembre 2017, si fa presente come nonostante l'elevato potenziale regionale in termini di utenze potenzialmente servibili (grandi condomini, centri direzionali e commerciali, alberghi ed ospedali), al momento i potenziali di queste tecnologie (CAR e TLR) risultino sfruttati solo in minima parte. Per sviluppare appositi distretti, si prevede di partecipare ai finanziamenti previsti dal programma "Horizon 2020", dedicato alle "Smart Cities and Communities".

La **Regione Emilia Romagna** fa riferimento ad una logica di continuità con le politiche di agevolazione poste in essere dalla Regione nell'ambito del POR FESR 2007/2013, tese a favorire la realizzazione delle A.P.E.A., già finanziate all'interno dei Fondi Strutturali 2007-2013, da una serie di interventi finalizzati, ad esempio, ad agevolare la realizzazione di impianti di cogenerazione, trigenerazione, in primo luogo integrati nei cicli produttivi aziendali, e di reti di teleriscaldamento quando energeticamente competitive rispetto a interventi di efficientamento puntuali, a servizio dell'insieme degli utenti presenti nelle aree produttive. In particolare, per quanto concerne la riqualificazione edilizia, urbana e territoriale, il risparmio energetico, stimabile mediamente intorno al 20 - 25%, va associato all'intero sistema impianto di cogenerazione/rete di teleriscaldamento. L'obiettivo di potenziare il settore della cogenerazione ("elettricità da cogenerazione") essendo l'Emilia Romagna una delle Regioni con più alto potenziale di crescita dei consumi in ambito civile e terziario; la cogenerazione di per sé non può essere definita una "fonte rinnovabile", tuttavia l'attuale scenario economico e tariffario sono tali per cui l'impiego della cogenerazione risulta indispensabile per la diffusione delle tecnologie ad elevato costo specifico, quali quelle che utilizzano bioenergie. Inoltre, è necessario considerare maggiormente le potenzialità di sviluppo delle pompe di calore nello scenario al 2030, tenendo anche conto del fatto che la promozione delle pompe di calore negli edifici industriali e commerciali acquista una particolare valenza in campo energetico se abbinata a sistemi di cogenerazione distribuita, piuttosto che pensare ad un utilizzo diffuso delle pompe di calore alimentate da energia elettrica prodotta in centrali di grande taglia e a notevole distanza. Un altro ambito di intervento è quello di favorire il sostegno allo sfruttamento e al recupero dei cascami termici disponibili nell'ambito dei processi e delle aree industriali esistenti e alla diffusione della cogenerazione ad alto rendimento.

La **Regione Marche**, per quanto riguarda le utenze industriali citate nel PEAR approvato con la DCR n.42 del 20 dicembre 2016, individua molti contesti territoriali che hanno caratteristiche energetiche tali da rendere adatta l'introduzione di impianti di cogenerazione, anche se risultavano ancora molto poco frequenti le applicazioni di impianti cogenerativi a contesti come i grandi centri commerciali o utenze comunque da riferire al settore terziario. Con particolare riferimento al tema specifico delle "centrali di distretto", è da constatare il fatto che le potenzialità inesprese riguardavano situazioni nelle quali era evidente la convenienza energetica e meno evidente la convenienza economica. In questo senso una diffusione capillare della CAR (accoppiata al TLR quando questo fosse l'unico modo per utilizzare il calore prodotto) poteva diventare fattibile solo con adeguati e nuovi meccanismi di incentivazione.

La **Regione Umbria**, nella SEAR approvata con la DCR n.205 del 7 novembre 2017, individua per il settore terziario misure volte a incentivare centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e per TLR/teleraffrescamento, finanziabili tramite fondi FESR e FEASR, con l'obiettivo di diminuire i consumi. Pertanto, lo sviluppo di piccole centrali di combustione per la produzione di energia elettrica da FER costituisce un'importante possibilità di sviluppare localmente piccole reti che possano sfruttare il cascame termico che spesso viene disperso.

La **Regione Molise** elenca nel documento preliminare al nuovo PEAR del 2015 la possibilità di puntare sulla CAR per le utenze ospedaliere regionali, con un risparmio, in termini di energia primaria, di circa 13.600 MWh/anno, che percentualmente rappresenta circa il 10% dei consumi originari. Inoltre si vorrebbe puntare molto sulla microcogenerazione per utenze di dimensioni e consumi più contenuti.

La **Regione Basilicata** ha inteso promuovere la cogenerazione, mediante la DGR n.1220 del 26 novembre 2018, in cui è stato approvato l'Avviso pubblico per la presentazione e selezione di progetti finalizzati alla realizzazione e gestione di impianti di cogenerazione o trigenerazione alimentati a biomasse, a valere sulle risorse del PO FESR Basilicata 2014-2020 - Asse 4 "Energia e Mobilità Urbana".

La **Regione Sardegna**, nello scenario base del PEAR 2015, intenderebbe puntare su distretti energetici caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi alimentati a biomassa di taglia inferiore a 1 MW elettrico, utilizzati per la fornitura di calore/freddo ad utenze domestiche, servizi, terziario, insediati in distretti energetici caratterizzati da reti di TLR.

La potenza cumulata installata al 2020 si prevede pari a 3 MW; lo scenario di sviluppo eleva a 6 MW la potenza cumulata da installare al 2020; lo scenario sviluppo industriale eleva a sua volta a 10 MW la potenza cumulata installata al 2020. Per quanto concerne in particolare le biomasse, nel PEAR si punta a promuovere, presso i distretti energetici e presso i comuni sardi, l'utilizzo cogenerativo delle biomasse e si individua per il 2020 l'obiettivo di realizzare un numero di sistemi cogenerativi ad alta efficienza alimentati a biomassa per una potenza elettrica nominale cumulata di 10 MWe.

Nell'ambito della promozione di interventi per lo sviluppo della cogenerazione e l'utilizzo efficiente delle biomasse, la Regione Sardegna promuove ed incentiva la creazione di District Heating caratterizzati dalla presenza di reti di TLR, volte a massimizzare l'utilizzo del calore cogenerativo. A tal fine si propone l'utilizzo di biomasse residuali, così come indicato nello "Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna", per l'alimentazione di impianti di cogenerazione/trigenerazione di piccola-media taglia (inferiore ad 1 MW elettrico), che alimentino micro-reti di quartiere o di comparto, ubicati in località idonee da un punto di vista geografico e climatologico e di disponibilità di biomasse autoctone. La Regione Sardegna si pone come obiettivo la realizzazione di 10 impianti entro il 2020, da ubicarsi possibilmente nei distretti energetici. La Regione promuove l'utilizzo e la messa in opera di impianti ibridi, che combinando differenti sorgenti energetiche ne ottimizzano la conversione. Si individuano poi nei centri di maggior consumo termico, quali

uffici pubblici, ospedali, scuole, università, case dello studente, ricoveri per anziani, i luoghi preferenziali per la realizzazione di tali impianti.

La **Regione Campania**, invece, nel PEAR sottoposto a VAS e per il quale si è chiusa la consultazione pubblica nell'ottobre 2019, si poneva l'obiettivo minimo, per quanto riguarda gli impianti a gas naturale, d'incremento della potenza elettrica installata di 50 MWe entro il 2013 e di 100 MWe entro il 2020, con conseguenti ulteriori risparmi in termini di fabbisogno di energia primaria non rinnovabile stimabili in 25 ktep/anno al 2013 e 50 ktep/anno al 2020.

Nel **PEARS 2019-2030 della Regione Sicilia**, sono presenti numerose schede descrittive di azioni e misure che coinvolgono la cogenerazione (per autoproduzione o no), a partire dall'ipotesi di realizzare piccole centrali di produzione fisse, alimentate sia a biomasse che a gas naturale.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle Regioni che forniscono all'interno dei PEAR già citati per il segmento cogenerazione - e in altri atti - valutazioni sui potenziali di sviluppo del **teleriscaldamento** e, a seguire, brevi descrizioni Regione per Regione, dei principali riscontri reperiti negli atti normativi in materia di valutazione dei potenziali del TLR.

Tabella 107: TLR: Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali⁷⁰

Regione	Anno della fonte	Fonte consultata
<u>Piemonte</u>	2019	DGR n.18-478 dell'8 novembre 2019 Proposta di PEAR
Valle d'Aosta	2014	DCR n.727 del 25 settembre 2014 PEAR
Lombardia	2015	DGR n.3706 del 12 giugno 2015 PEAR
Provincia autonoma di Bolzano	2016	Piano Clima Energia Alto Adige 2050 PCEAA
Provincia autonoma di Trento	2021	DGP n.339 del 5 marzo 2020 PEAP
<u>Veneto</u>	2017	DCR n.6 del 9 febbraio 2017 PEAR
Friuli Venezia Giulia	2015	DPR n.260 del 23 dicembre 2015 PER
<u>Emilia Romagna</u>	2017	DCR n.111 del 1° marzo 2017 PER 2030 e PTA 2017-2019
<u>Liguria</u>	2017	DCR n.19 del 14 novembre 2017 PEAR 2014-2020
Toscana	2015	DCR n.10 dell'11 febbraio 2015 PAER
<u>Umbria</u>	2017	DCR n.205 del 7 novembre 2017 SEAR
Marche	2016	DCR n.42 del 20 dicembre 2016 PEAR

⁷⁰ Le Regioni sottolineate nella prima colonna della tabella sono quelle i cui PEAR sono stati approvati, come proposta dalle giunte regionali o in maniera definitiva dai consigli regionali, successivamente rispetto alla prima edizione del presente studio.

<u>Lazio</u>	2020	DGR n.98 del 10 marzo 2020 PER
Abruzzo	2009	DCR n.27/6 del 15 dicembre 2009 PER
Molise	2017	DCR n.133 dell'11 luglio 2017 PEAR 2017
<u>Campania</u>	2020	Osservazioni 18 febbraio 2020 Proposta PEAR e avvio VAS
Puglia	2015	DGR n.1181 del 27 maggio 2015 PEAR
Basilicata	2010	L.R. n.1 del 19 gennaio 2010 PIEAR
Calabria	2005	DCR n.315 del 14 febbraio 2005 PEAR
<u>Sicilia</u>	2019	Documento di sintesi del 5 giugno 2019 PEARS
Sardegna	2015	DCR n.48/13 del 2 ottobre 2015 PEAR

La **Regione Valle d'Aosta** individua nel PEAR del 2014 - fra gli interventi di efficienza energetica ed efficienza delle conversioni energetiche al 2020 - il progetto del TLR di Aosta (produzione termica di 95 GWht/anno a bocca di centrale con un'energia utile alle utenze, se si considerano le perdite di rete, di circa 85 GWht/anno e con una produzione elettrica di circa 30,5 GWhe al 2020) e il progetto del TLR di Breuil Cervinia (produzione termica di circa 82,7 GWht al 2020 e una produzione elettrica di circa 8,3 GWhe). È stato stimato, al 2020, un incremento di 19 MW di impianti termici e di ulteriori 8,5 MW relativi ad impianti di tipo cogenerativo in impianti di media taglia o mini reti di TLR, per giungere ad una produzione di energia termica complessiva da biomassa al 2020 pari a circa 354 GWh/anno.

La **Regione Lombardia** ha aderito al progetto europeo "BioEnerGIS" (concluso a fine 2011), che si prefiggeva di supportare gli stakeholders pubblici e privati, nell'individuare la migliore localizzazione di nuove reti di teleriscaldamento a biomassa, incrociando la domanda di calore e la disponibilità di biomasse locali. Per il settore residenziale i dati di input sono rappresentati dal consumo energetico annuo, disponibile su scala comunale e dettagliato per tipo di combustibile, disaggregato in aree di censimento, numero di appartamenti ed edifici, dimensioni di un appartamento medio e percentuale di riscaldamento per i vettori di energia a livello comunale come proxy. L'area censita è georeferenziata, per cui è possibile convertire la quantità della domanda di energia per area di censimento in quantità per cellula. Il livello dell'area censuaria ha una buona risoluzione spaziale: in Lombardia ci sono circa 49.000 aree di censimento, in 1.546 comuni, con una popolazione media di 200 abitanti per zona di censimento e una superficie media di 0,488 km². L'output dell'analisi dei dati del settore residenziale fornisce kWh/anno per comune e per ogni area di censimento (stima), per carburante (stima), nel periodo 2000-2008. La taglia ottimale per mantenere una filiera locale all'interno del territorio lombardo è in generale compresa tra 1 e 10 MW: considerando la sola produzione termica, risulta una potenzialità di quasi 130 nuovi impianti a biomassa di taglia pari a 10 MW.

Secondo le stime fornite, utilizzando tutta la biomassa legnosa "sostenibile" lombarda sarebbe possibile installare 1.283 MW (circa 10 volte tanto la potenza termica rilevata dagli impianti di teleriscaldamento presenti in Lombardia al 2012) e produrre circa 320 ktep, andando ad aumentare di 6 volte la quantità di energia prodotta complessivamente nel 2012 da teleriscaldamento a biomassa, pari a circa 50 ktep. Gli scenari PEAR 2020, alto e medio, contemplanò un efficientamento delle reti TLR pari rispettivamente a 120 e 80 ktep (nel settore residenziale e terziario), mentre per quanto riguarda gli scenari di penetrazione e

sviluppo delle FER, biomasse per usi domestici, teleriscaldamento e usi industriali e agricoli nello scenario alto 2020 raggiungono 1.140 ktep e 806 in quello medio; la geotermia (uso diretto, teleriscaldamento) nello scenario alto toccano i 30 ktep, in quello medio 13; i rifiuti FER con utilizzo in teleriscaldamento arrivano a 130 ktep nello scenario FER alto e 110 ktep in quello medio.

La **Provincia autonoma di Trento**, nel PEAP 2020-2030, il cui documento preliminare è stato approvato con la DGP n.339 del 5 marzo 2021, è presente nel capitolo 11 la valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina. L'analisi considera la disponibilità di biomassa legnosa al 2017, aggiornata al 2020 anche a seguito del Piano d'Azione Post Vaia e delle previsioni per il prossimo triennio, dell'utilizzo degli impianti di teleriscaldamento esistenti e delle proiezioni di settore, nonché degli obiettivi di qualità dell'aria. Questo scenario ipotizza pressoché costante la produzione totale di energia rinnovabile da biomassa locale mentre ritiene mutevole la distribuzione di questa produzione tra grandi impianti di teleriscaldamento, impianti centralizzati di potenza nominale elevata e produzione domestica. Lo scenario prevede un incremento dell'utilizzo di materiale locale da bosco finalizzato alla valorizzazione energetica in impianti centralizzati e di potenza superiore ai 500 kW siti in aree non metanizzate, all'ottimizzazione dell'uso del materiale nelle aree metanizzate e di prossima metanizzazione, e la sostituzione degli impianti domestici. La PAT stima un consumo degli attuali TLR a biomasse (2017) di 300.000 msr. Lo stesso PEAP riporta un consumo del TLR nel 2016 di 10 ktep. La PAT stima nel 2017, sulla base dei dati reali rilevati presso le imprese di produzione, un surplus di cippato forestale (al netto del fabbisogno dei TLR 2017), inclusi sottoprodotti dell'industria del legno, di circa 422.000 msr. Si specifica che, in termini di produzione energetica - principalmente energia termica - lo scenario proposto non ne prevede un significativo incremento mentre si concentra su una strategia di miglioramento della qualità dell'aria da un lato, e valorizzazione, con un conseguente aumento di uso, della materia prima locale dall'altro, in stretto raccordo e sinergia con il piano di estensione della rete del gas metano.

La **Provincia autonoma di Bolzano**, all'interno del Piano Clima Energia Alto Adige 2050 approvato nel 2011 e oggetto di revisione ogni 5 anni, ha previsto per la città di Bolzano un ulteriore ampliamento del TLR esistente, con sfruttamento del calore residuo dal nuovo inceneritore di rifiuti. Allo stato finale, il TLR del capoluogo altoatesino fornirà più del 20% della richiesta termica in città e comporterà una sostituzione di un equivalente di 22.500.000 litri di gasolio. Inoltre, il calore prodotto dalla combustione dei rifiuti sarà utilizzato in sistemi di raffrescamento ad assorbimento per le grosse utenze, come l'intera struttura ospedaliera di Bolzano. Si segnala a livello di normazione provinciale in materia di promozione del teleriscaldamento, la DGP n.1382 del 18 dicembre 2018, che ha approvato i criteri per la concessione di contributi per l'incentivazione di sistemi di teleriscaldamento esistenti. Invece la DGP n.1176 del 30 dicembre 2019 ha sospeso i contributi per l'ampliamento di impianti di produzione di teleriscaldamento esistenti, di cui all'articolo 9 della DGP n.1382 del 18 dicembre 2018, modificata con DGP n.253 del 9 aprile 2019 e modificato i criteri per la concessione di contributi per l'incentivazione di sistemi di teleriscaldamento esistenti.

Inoltre, sono già state individuate diverse località per l'utilizzo dell'energia geotermica da grandi profondità: l'energia geotermica ricavata dal sottosuolo si può utilizzare sia per produrre energia elettrica, sia per alimentare la rete di TLR. Secondo i dati di progetto, la potenza termica ammonterebbe a 17.054 kW, mentre la potenza elettrica prodotta sarebbe pari a 2.000 kW. Il consumo proprio di energia corrisponde al 10/12 % della potenza elettrica.

La **Regione Veneto**, che ha già finanziato per mezzo di fondi POR 2007/2013 la realizzazione di una serie di interventi mirati alla diffusione delle reti di TLR, nella sezione "Potenziale di generazione di energia da fonte geotermica" del PEAR approvato nel 2017, data la disponibilità di fonte geotermica per alimentazione diretta in reti di TLR, ha richiesto progetti pilota dimostrativi; si può ritenere che in Regione, al 2020, possano essere installate alcune reti di TLR a servizio di utenze civili, per una potenza di 20 MW, che comporterebbero 1,1

ktep di fonti rinnovabili. Oltre alla fonte geotermica, occorre tenere conto dell'alimentazione a combustibili legnosi, in particolare di cippato, i cui comparti produttivi sono stati oggetto nel PEAR di una minuziosa indagine circa l'offerta potenziale (oltre 1.200.000 t/anno disponibili secondo l'indagine citata).

La **Regione Toscana**, attraverso il PAER approvato dal Consiglio regionale ad inizio 2015, fra le modalità di consumo al 2020 del calore da rinnovabili, individua 29 ktep per biomassa da teleriscaldamento, 2,2 ktep per pompe di calore abbinate al teleriscaldamento e 48,9 ktep per la geotermia diretta e/o teleriscaldamento.

La **Regione Piemonte**, in base alle tendenze in atto negli scorsi anni, ha reso noto nel 2019 un contributo del TLR agli obiettivi regionali fissati dal Burden Sharing, nell'ordine di una volumetria al 2020 pari a circa 100 Mm³, fermo restando che tali previsioni prefigurano la creazione di specifiche misure di sostegno per lo sviluppo del TLR, correlato alla CAR e/o alla generazione di calore da FER.

La **Regione Umbria**, nella SEAR approvata con DCR n.205 del 7 novembre 2017, individua per il settore terziario, misure volte a incentivare centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e per TLR/teleraffrescamento, finanziabili tramite fondi FESR e FEASR, con l'obiettivo di diminuire i consumi.

La **Regione Emilia Romagna** per contribuire a raggiungere il 29% di consumi per riscaldamento e raffrescamento coperti da fonti rinnovabili, intende sostenere lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ad elevata efficienza che possano soddisfare il fabbisogno energetico per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici e la produzione di calore per fini produttivi. Sarà essenziale promuovere la cogenerazione ad alto rendimento e la diffusione e l'ampliamento delle reti di teleriscaldamento (TLR) rinnovabili ed efficienti, soprattutto se "attive" (ovvero dove le sorgenti di produzione del calore sono molteplici e diffuse sul territorio), con sistemi di accumulo di calore e alimentate a bioenergie (con particolare riferimento alle aree collinari e di montagna). Per quanto riguarda il parco edilizio abitativo, in Emilia Romagna si stimano nel 2014 circa 2,2 milioni di abitazioni occupate da persone residenti, di cui 1,7 milioni dotate di impianto di riscaldamento autonomo. Nella stragrande maggioranza delle abitazioni (circa 1,7 milioni, pari ad oltre il 78%), il combustibile di alimentazione dell'impianto di riscaldamento è il gas naturale, a seguire biomassa (10%), pompe di calore (4,2%), GPL (3,6%), teleriscaldamento (2,0%) e gasolio (1,8%).

Nella **Regione Liguria** gli impianti a TLR concorrono, nello scenario di piano al raggiungimento dell'obiettivo di efficienza energetica del PEAR 2014 – 2020, con una quota pari a 332 ktep. Lo stesso PEAR (che su ogni FER, TLR compreso, fornisce un'utile analisi SWOT), pone tra le linee di sviluppo essenziali l'installazione di sistemi tecnologici avanzati quali impianti di cogenerazione e trigenerazione, teleriscaldamento e teleraffrescamento, volti a ridurre i consumi, anche tramite risorse reperibili nella Programmazione dei Fondi Strutturali FESR 2014-2020.

La **Regione Friuli Venezia Giulia** nel PER 2015 prevede misure regionali di supporto alle reti di TLR (istituzione di fondi di rotazione e/o di garanzia), in linea con i fondi POR FESR 2007-2013 già adoperati negli anni passati. Nel settore industriale, ad esempio in un polo siderurgico friulano, si sta studiando la possibilità di realizzare una rete di teleriscaldamento cittadina, alimentata dal recupero termico da off-gas; attualmente l'azienda effettua recuperi termici per una sorta di teleriscaldamento interno e ha intenzione di raffrescare le cabine elettriche e di comando con macchine a assorbimento. Inoltre sono analizzate le principali fonti di energia che possono alimentare le reti di teleriscaldamento in relazione alle possibili applicazioni in Regione: il solare termico, le pompe di calore, le biomasse, gli inceneritori, il recupero del calore industriale ecc. Fra le misure previste anche l'obiettivo di trasformare gli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili (potenziamento delle reti di distribuzione, smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo). Nel settore civile risultano maggiormente interessate le conurbazioni, al fine di trasformare gli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili (potenziamento delle reti di distribuzione, smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo).

Allegato 2

Consultazione pubblica

Nel corso della elaborazione della valutazione del potenziale del riscaldamento efficiente, oltre a un proficuo rapporto di dialogo con il **Ministero della Transizione Ecologica**, e al confronto e alla collaborazione con **RSE Ricerca sul Sistema Energetico**, si sono avuti due principali momenti di confronto tra il GSE, estensore dello studio, e vari interlocutori.

Tabella 108: Associazioni di categoria che hanno partecipato alla consultazione pubblica tra settembre e ottobre 2020

Associazione	
AICARR	Associazione Italiana Condizionamento dell'Aria Riscaldamento e Refrigerazione
AIRU	Associazione Italiana Riscaldamento Urbano
Anigas	Associazione Nazionale Industriali Gas
ANIGHp ANIPA	Associazione Nazionale di Idrogeologia e Pozzi Acqua - sezione Geotermia e Geoscambio
ARSE	Associazione Riscaldamento Senza Emissioni
Ascomac	Federazione Nazionale Commercio Macchine
Assistal	Associazione Nazionale Costruttori di Impianti, dei Servizi di Efficienza Energetica
Assocarta	Associazione di categoria che aggrega, rappresenta e tutela le aziende che producono in Italia carta, cartoni e paste per carta
Assoclima	Associazione dei costruttori di Sistemi di Climatizzazione federata ad ANIMA Confindustria Meccanica Varia
Assoege	Associazione Esperti gestione Energia
AssoESCO	Associazione italiana delle Energy Service Company e degli Operatori dell'Efficienza Energetica
A2A	Multiutility che opera nei settori ambiente, energia, calore, reti e tecnologie per le città intelligenti
Egea Spa	Multiutility attiva nei settori della produzione e distribuzione di energia elettrica, nei servizi di teleriscaldamento, negli impianti idrici e in altri servizi di pubblica utilità
Elettricità Futura	Associazione del mondo elettrico italiano, nata dall'integrazione tra Assoelettrica e AssoRinnovabili
FIPER	Federazione Italiana Produttori di Energia Rinnovabile
Italcogen- ANIMA Confindustria	Associazione dei costruttori e distributori di impianti di cogenerazione
Utilitalia	Associazione delle imprese idriche energetiche e ambientali

Il 29 luglio 2020 è entrato in vigore il Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n.73, che ha previsto tra l'altro che il GSE, nel predisporre il rapporto contenente la valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, consultasse le associazioni di categoria di riferimento, al fine di identificare gli attuali ostacoli che limitano la diffusione delle tecnologie efficienti e di raccogliere proposte sulle più efficaci azioni correttive. Il GSE ha dunque lanciato sul proprio sito la consultazione pubblica, invitando in particolare le associazioni di categoria a esprimersi su:

- possibili ambiti, tipologie e condizioni di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento e delle altre tecnologie efficienti di riscaldamento e raffrescamento;
- ostacoli che limitano una maggiore diffusione di tali tecnologie;
- azioni che possano consentire di superare tali ostacoli.

Conseguentemente, tra settembre e ottobre 2020, sono giunti 17 contributi da parte di vari stakeholder.

I contributi pervenuti si sono concentrati prevalentemente sul tema degli strumenti di incentivazione. Di seguito si riportano i principali argomenti emersi nella consultazione, suddivisi per l'ambito CAR e per quello TLR.

CAR:

- Comunità energetiche: si sostiene l'opportunità di inserire la CAR tra le tecnologie ammissibili ai benefici previsti dalla normativa sulle comunità energetiche.
- TEE - rifacimenti: è stato ritenuto penalizzante il limite minimo di 12 anni per realizzare i rifacimenti, proponendo varie soluzioni, ad esempio la riduzione del termine a 10 anni o l'introduzione di coefficienti k.
- TEE - tempistiche incentivi: eccessivamente lunghi i tempi tra l'avvio/finanziamento di un intervento e il primo riconoscimento dei CB, che in alcuni casi può raggiungere i 3-4 anni; sono state proposte varie possibilità, tra cui ad esempio meccanismi di acconto/conguaglio.
- TEE - incertezza valore: è stata lamentata troppa incertezza sul valore dei TEE, e quindi sui relativi ricavi, proponendo soluzioni per prefissare tale valore.
- Cumulabilità con altri incentivi: si sostiene l'utilità di avere un riferimento normativo unico in merito alla cumulabilità dei diversi possibili incentivi/agevolazioni, e si propongono anche soluzioni quali il ravvedimento operoso in caso di errori.
- Assimilabilità della CAR alle rinnovabili o comunque revisione dell'approccio di ARERA per consentire maggior sviluppo delle reti private.

TLR:

- Emanazione decreto attuativo previsto dalla Legge 4 dicembre 2017 recante un apposito regime di sostegno per i sistemi di TLR efficiente.
- Teleriscaldamento efficiente: si propone di utilizzare in modo definitivo e inequivocabile il TLR efficiente come condizione necessaria e sufficiente all'accesso agli incentivi.
- Prevedere meccanismi di sostegno/crediti d'imposta anche impianti TLR freddi in cui la rete opera a bassa temperatura con circuito compensato da calore di recupero, geotermia, solare termico o altro e le singole utenze si allacciano utilizzando una propria pompa di calore, prevedendo meccanismi di sostegno, come l'accesso al credito di imposta.
- Super bonus 110%: ampliare l'accesso alle detrazioni al TLR efficiente anche in comuni non montani essendo lì maggiori i problemi di qualità dell'aria.
- TEE: includere nel meccanismo anche il TLR efficiente alimentato da rinnovabili termiche e calore di scarto. Si propone un incentivo in conto esercizio legato all'emissione di CB in funzione del risparmio energetico.
- Conto Energia TLR: si suggerisce l'individuazione di un meccanismo di incentivazione per la realizzazione di impiantistica e rete che permetta il passaggio da una configurazione di sistema di TLR non efficiente ad una configurazione efficiente.
- Regime IVA agevolato per il TLR efficiente prevedendo come obiettivo ottimale un'aliquota del 4%. Come primo intervento in materia, si ritiene opportuno estendere l'attuale regime IVA 10% a tutte le forniture alimentate da una rete di TLR efficiente.

- Estensione del credito d'imposta al TLR efficiente in generale, mentre attualmente è circoscritto a geotermia e biomasse.

I suddetti commenti sono stati valutati e tenuti in considerazione dal Ministero della Transizione Ecologica nell'ambito del processo di aggiornamento dei meccanismi.

Successivamente, con il delinarsi dei risultati del lavoro di valutazione del potenziale, si è avuto un secondo momento di confronto più informale. In tale contesto, una relazione di sintesi e una dettagliata presentazione delle analisi svolte e dei risultati emergenti (della lunghezza di 114 pagine), è stata inviata ai medesimi interlocutori che avevano partecipato alla consultazione pubblica e ad altri soggetti, prevalentemente istituzionali, con la cortese richiesta di far pervenire commenti, anche in via informale. L'elenco di tali ulteriori interlocutori è indicato nella tabella seguente.

Tabella 109: Interlocutori ai quali in via informale il GSE ha richiesto un parere in merito ai risultati dello studio

Soggetto	
Associazione di categoria che hanno partecipato alla consultazione pubblica (tabella precedente)	
Regioni	Funzionari delle Regioni partecipanti al coordinamento energia
ARERA	Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
ENEA	Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile - Dipartimento unità per l'efficienza energetica
ISPRA	Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale
Polimi	Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia
UGI	Unione Geotermica Italiana
FIRE	Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia
AIEL	Associazione Italiana Energie Agroforestali
FREE	Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica
GIGA	Gruppo Informale per la Geotermia e l'Ambiente

Nell'ambito di questa seconda consultazione più informale - che ha fatto registrare un generale apprezzamento del complesso lavoro svolto - i commenti di coloro che hanno voluto e potuto cortesemente accogliere l'invito a esprimersi, sono stati attentamente valutati.

Alcuni di tali commenti sono stati già implementati nella versione finale dello studio. Altri commenti sono stati ritenuti validi anche per altri ambiti di lavoro (ad esempio considerazioni giunte da ISPRA utili per ulteriori correlazioni tra valutazione del potenziale sfruttabile delle biomasse e qualità dell'aria). Per altri commenti (ad esempio quelli pervenuti da alcune associazioni di categoria, inerenti suggerimenti sull'effettuazione di ulteriori analisi per verificare che non sia valutabile una ancor maggiore estensione del potenziale tecnico del teleriscaldamento o della risorsa geotermica anche a bassa entalpia o di altre fonti rinnovabili o del calore di scarto tecnicamente convogliabile), considerando il fatto che i risultati ottenuti dopo un lungo e articolato lavoro di analisi incrociate hanno al momento trovato il conforto anche dei modelli di ottimizzazione alla base dei quali è stato sviluppato il PNIEC, si rimanda alla imminente fase di aggiornamento del PNIEC ulteriori eventuali verifiche, considerando i nuovi driver e gli obiettivi più sfidanti in termini di decarbonizzazione che occorrerà raggiungere, nel cui contesto potrebbe forse emergere, ad esempio, un minor contributo del gas naturale per la CAR che alimenta il TLR e quindi un contributo delle rinnovabili termiche per CAR e TLR anche maggiore di quello che al momento è risultato emergere sia dall'analisi economico-finanziaria sia dall'analisi modellistica di sistema.