

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Specialistica in
Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio**



**Bilancio energetico ed emissivo legato all'esercizio della
rete di teleriscaldamento di Torino: analisi comparativa
tra la situazione attuale e diversi scenari alternativi**

Relatore:

Prof.ssa Mariachiara Zanetti

Correlatori:

Prof.ssa Deborah Panepinto

Dott. Ing. Marco Ravina

Candidata:

Flavia Scrofani

Matricola n. 224366

Anno Accademico 2017/2018

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	- 11 -
2. LA NORMATIVA	- 14 -
2.1 La Disciplina degli impianti termici	- 14 -
3. IL RISCALDAMENTO RESIDENZIALE	- 19 -
3.1 Le caldaie domestiche.....	- 20 -
3.2 Il Teleriscaldamento	- 25 -
3.2.1 Teleriscaldamento e Cogenerazione	- 27 -
3.2.2 La rete teleriscaldata di Torino.....	- 31 -
4. I VANTAGGI DEL TELERISCALDAMENTO.....	- 33 -
4.1 I fattori di emissione degli inquinanti	- 36 -
4.1.1 Gli inquinanti atmosferici degli impianti termici civili.....	- 40 -
5. I CONSUMI ENERGETICI DEGLI EDIFICI	- 43 -
5.1 I consumi energetici nazionali	- 48 -
6. LA METODOLOGIA.....	- 51 -
6.1 Scenario attuale.....	- 52 -
6.2 Scenario pregresso	- 53 -
6.2.1 I Modelli di consumo energetico degli edifici di Torino.....	- 53 -
7. ELABORAZIONE SVOLTA	- 61 -
7.1 Calcolo del fabbisogno medio di energia termica per lo scenario pregresso.....	- 62 -
7.1.1 Modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino	- 62 -
7.1.2 Il Progetto TABULA.....	- 65 -
7.1.3 Allegato V D.G.R. 46-11968	- 71 -
7.1.4 Energia primaria termica e fattori di emissione per lo scenario pregresso	- 72 -
7.2 Determinazione dell'energia primaria e dei fattori di emissione per l'energia elettrica dello scenario pregresso.....	- 73 -
7.3 Bilancio energetico ed emissivo dello scenario pregresso.....	- 77 -

7.4 Bilancio energetico ed emissivo dello scenario attuale	- 84 -
7.5 Confronto tra situazione attuale e situazione pregressa.....	- 86 -
7.6 Caratterizzazione dell'incertezza delle misure	- 91 -
7.7 Considerazioni	- 96 -
8. CONCLUSIONI.....	- 98 -
BIBLIOGRAFIA	- 101 -
ALLEGATO 1 -Metodi di allocazione delle quote di CO ₂ delle centrali di cogenerazione-. -	104 -
ALLEGATO 2 -EMISSIONI DI INQUINANTI SCENARIO PREGRESSO-	- 109 -

INDICE DELLE TABELLE

3. IL RISCALDAMENTO RESIDENZIALE

Tabella 3.1 Le caratteristiche delle caldaie ad uso civile - 21 -

Tabella 3.2 Rendimenti caldaia, D.P.R 660/96 - 23 -

Tabella 3.3 Fonti energetiche del teleriscaldamento nel 2016, AIRU..... - 29 -

4. I VANTAGGI DEL TELERISCALDAMENTO

Tabella 4.1 I Fattori di emissione per la combustione di gas naturale - 37 -

7. ELABORAZIONE SVOLTA

Tabella 7.1 Numero edifici città di Torino in funzione del fattore di forma ed epoca di costruzione - 62 -

Tabella 7.2 Percentuale edifici in funzione di S/V ed epoca di costruzione della città di Torino..... - 63 -

Tabella 7.3 Fabbisogno di energia termica in funzione di fattore di forma ed epoca di costruzione per la città di Torino..... - 64 -

Tabella 7.4 Fabbisogno di energia termica per la rispettiva percentuale di edifici della città di Torino..... - 64 -

Tabella 7.5 Fabbisogno medio energia termica degli edifici di Torino.....-65-

Tabella 7.6 Valori della tipologia edilizia SINGLE-FAMILY HOUSES, Tabula..... - 66 -

Tabella 7.7 Valori della tipologia edilizia TERRACED HOUSES, Tabula - 66 -

Tabella 7.8 Valori della tipologia edilizia MULTI-FAMILY HOUSES, Tabula - 67 -

Tabella 7.9 Valori della tipologia edilizia APARTMENT BLOCKS, Tabula..... - 67 -

Tabella 7.10 Valori della tipologia edilizia SINGLE-FAMILY HOUSES, Tabula..... - 68 -

Tabella 7.11 Valori della tipologia edilizia TERRACED HOUSES, Tabula - 68 -

Tabella 7.12 Valori della tipologia edilizia MULTI-FAMILY HOUSES, Tabula - 69 -

Tabella 7.13 Valori della tipologia edilizia APARTMENT BLOCKS, Tbula..... - 69 -

Tabella 7.14 Fabbisogno medio energia termica degli edifici di Torino, TABULA - 70 -

Tabella 7.15	Fabbisogno medio di energia termica e % di edifici ristrutturati di Torino-	70
-		
Tabella 7.16	Fabbisogno medio di energia termica di Torino.....	71 -
Tabella 7.17	Energia primaria di Torino da modelli consumi energetici degli edifici....	72 -
Tabella 7.18	I Fattori di emissione per la combustione di gas naturale	73 -
Tabella 7.19	Energia primaria da Scenario 1	73 -
Tabella 7.20	Fattori di emissione medi per l'energia elettrica nazionale.....	75 -
Tabella 7.21	Energia primaria Scenario 2	76 -
Tabella 7.22	Fattori di emissione Scenario 2	76 -
Tabella 7.23	Dati energetici ed emissivi per energia termica, Scenario progressivo.....	77-
Tabella 7.24	Dati energetici ed emissivi per energia elettrica, scenario progressivo	77 -
Tabella 7.25	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 1/1.....	78 -
Tabella 7.26	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/1.....	79 -
Tabella 7.27	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/1.....	80 -
Tabella 7.28	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 3/1.....	80 -
Tabella 7.29	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 1/2.....	81 -
Tabella 7.30	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/2.....	82 -
Tabella 7.31	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/2.....	82 -
Tabella 7.32	Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 3/2.....	83 -
Tabella 7.33	Energia primaria da centrali di produzione IREN, 2016.....	84 -
Tabella 7.34	Emissioni inquinanti scenario attuale.....	85 -
Tabella 7.35	Fattori di emissione degli inquinanti per lo scenario attuale.....	85 -
Tabella 7.36	Confronto scenario progressivo (1/1) con scenario attuale.....	86 -
Tabella 7.37	Confronto scenario progressivo (2/1) con scenario attuale.....	87 -
Tabella 7.38	Confronto scenario progressivo (2/1) con scenario attuale.....	87 -
Tabella 7.39	Confronto scenario progressivo (3/1) con scenario attuale.....	88 -
Tabella 7.40	Confronto scenario progressivo (1/2) con scenario attuale.....	88 -
Tabella 7.41	Confronto scenario progressivo (2/2) con scenario attuale.....	89 -

Tabella 7.42 Confronto scenario pregresso (2/2) con scenario attuale.....	- 89 -
Tabella 7.43 Confronto scenario pregresso (3/2) con scenario attuale.....	- 90 -
Tabella 7.44 Incertezza delle misure di NO _x per ogni scenario esaminato	- 91 -
Tabella 7.45 Incertezza delle misure di CO per ogni scenario esaminato.....	- 92 -
Tabella 7.46 Incertezza delle misure di PM per ogni scenario esaminato	- 93 -
Tabella 7.47 Incertezza delle misure di CO ₂ per ogni scenario esaminato	- 94 -

INDICE DELLE FIGURE

3. IL RISCALDAMENTO RESIDENZIALE

Figura 3.1 Esempio di impianto di riscaldamento residenziale	19 -
Figura 3.2 Componenti principali caldaia murale, Fonte AriaGaS.....	22 -
Figura 3.3 Caldaia a condensazione.....	25 -
Figura 3.4 Elementi principali di un sistema di teleriscaldamento	26 -
Figura 3.5 Grafico % fonti energetiche, 2016.....	29 -
Figura 3.6 La Rete teleriscaldata di Torino.....	32 -

5. I CONSUMI ENERGETICI DEGLI EDIFICI

Figura 5.1 Caratterizzazione sistema edificio-impianto.....	45 -
Figura 5.2 Schema di EnergyPlus [34]	47 -
Figura 5.3 Richiesta energetica nei vari settori, Fonte RAEE 2017	49 -
Figura 5.4 Consumo di energia nel residenziale, Fonte RAEE 2017.....	50 -
Figura 5.5 Tipologie di consumo energetico, Fonte RAEE 2017	50 -

6. LA METODOLOGIA

Figura 6.1 Procedura di calcolo del modello di fabbisogno energetico degli edifici e della città di Torino [32]	54 -
Figura 6.2 Numero edifici Torino [32]	55 -
Figura 6.3 Indicatore di prestazione energetica globale per la Città di Torino considerando i dati climatici medi degli ultimi 22 anni (1990-2012) [32].....	56 -
Figura 6.4 Matrice della tipologia edilizia italiana, TABULA [33].....	57 -

7. ELABORAZIONE SVOLTA

Figura 7.1 Indicatore di prestazione energetica globale per la Città di Torino considerando i dati climatici medi degli ultimi 22 anni (1990-2012)	63 -
Figura 7.2 Bilancio energetico scenario progressivo 1/1.....	78-

Figura 7.3 Bilancio energetico scenario pregresso 2/1.....	-79-
Figura 7.4 Bilancio energetico pregresso 2/1.....	-79-
Figura 7.5 Bilancio energetico pregresso 3/1.....	-80-
Figura 7.6 Bilancio energetico pregresso 1/2.....	-81-
Figura 7.7 Bilancio energetico pregresso 2/2.....	-81-
Figura 7.8 Bilancio energetico pregresso 2/2.....	-82-
Figura 7.9 Bilancio energetico pregresso 3/2.....	-83-
Figura 7.10 Bilancio energetico scenario attuale.....	-84-
Figura 7.11 Confronto scenario pregresso (1/1) con scenario attuale.....	-86-
Figura 7.12 Confronto scenario pregresso (2/1) con scenario attuale.....	-87-
Figura 7.13 Confronto scenario pregresso (3/1) con scenario attuale.....	-88-
Figura 7.14 Confronto scenario pregresso (1/2) con scenario attuale.....	-89-
Figura 7.15 Confronto scenario pregresso (2/2) con scenario attuale.....	-90-
Figura 7.16 Confronto scenario pregresso (3/2) con scenario attuale.....	-90-
Figura 7.17 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di NO _x	-92-
Figura 7.18 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di CO.....	-93-
Figura 7.19 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di PM/PTS.....	-94-
Figura 7.20 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di CO ₂	-95-

1. INTRODUZIONE

L'obiettivo del presente lavoro di tesi è la valutazione, utilizzando gli strumenti del bilancio energetico ed ambientale, del risparmio energetico e delle emissioni di inquinanti evitate grazie al sistema di teleriscaldamento di Torino. Il lavoro si basa su un confronto tra la situazione attuale della rete di teleriscaldamento e diversi scenari i quali descrivono come sarebbe la qualità dell'aria di Torino se non ci fosse il teleriscaldamento. Gli scenari si suppone siano caratterizzati dal solo utilizzo di impianti termici residenziali alimentati a gas naturale, poiché tale combustibile risulta essere maggiormente utilizzato negli impianti di riscaldamento civile.

L'approccio adottato si basa un'analisi comparativa tra l'energia primaria consumata (GWh) e le tonnellate di inquinanti emesse dagli impianti dei vari scenari esaminati. Gli inquinanti presi in considerazione nel calcolo del bilancio emissivo sono: gli ossidi di azoto, NO_x , il monossido di carbonio, CO, l'anidride carbonica, CO_2 e il particolato atmosferico PM.

Lo scenario attuale è descritto grazie ai dati forniti dalle centrali di cogenerazione del Gruppo IREN, sia a livello energetico sia a livello emissivo. Gli scenari pregressi sono descritti separando l'analisi energetica da quella emissiva. Per quanto riguarda l'analisi energetica, l'energia primaria (GWh) è data dalla somma di energia termica, fornita dai singoli impianti centralizzati e di energia elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale.

L'energia termica si esprime tramite l'applicazione di tre modelli di calcolo del consumo energetico ($\text{kWh/m}^2\text{a}$) degli edifici residenziali di Torino: il modello proposto nel Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, il progetto TABULA del Politecnico di Torino e l'allegato V del DGR 46-11968/2009 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*".

L'energia elettrica si calcola considerando due scenari di riferimento: il primo suppone che l'energia elettrica prodotta dalle centrali di cogenerazione del Gruppo IREN vada a sostituire solo quella fornita dal parco termoelettrico medio italiano, il secondo scenario tiene conto anche del contributo delle energie rinnovabili.

L'analisi emissiva degli inquinanti considerati si basa sul concetto di fattore di emissione (FE) definito come [1] "*la quantità di inquinante emesso per unità di prodotto processato, o come quantità di inquinante emesso per unità di combustibile consumato*", espresso nel presente studio in termini di grammi di inquinante emesso per MWh di energia generata (g/MWh). I fattori di emissione, per quanto riguarda l'energia termica, si riferiscono a quanto riportato negli inventari delle emissioni e in studi sperimentali. I fattori di emissione per

l'energia elettrica sono calcolati come la media dei valori dall'ISPRA [2] in riferimento alle sorgenti di combustione stazionaria in Italia per il primo scenario, e dalla disaggregazione dei dati dell'inventario nazionale delle emissioni [3] per il secondo scenario.

Combinando i tre modelli di calcolo per l'energia termica con i due dell'energia elettrica e considerando per ogni scenario i fattori di emissione degli inquinanti, si ottengono in totale sei scenari pregressi che sono confrontati rispettivamente con lo scenario attuale della rete teleriscaldata di Torino. Dal confronto risulta che il teleriscaldamento a Torino ha comportato notevoli vantaggi sia in termini ambientali sia in termini energetici, pertanto si può dedurre che tale sistema di riscaldamento, se correttamente progettato e realizzato, può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici. Come riportato nell'annuario 2017 dell'AIRU [4], "*Associazione Italiana Riscaldamento Urbano*", nel 2016 i sistemi di teleriscaldamento in Italia hanno ottenuto un risparmio di energia primaria fossile di circa 518.000 tep, corrispondente a circa il 26% dell'energia consumata dai sistemi convenzionali e hanno evitato la produzione di circa 1.629.000 tonnellate di anidride carbonica, pari al 30% delle emissioni dei sistemi tradizionali.

Nel presente lavoro si è voluto fornire, nei primi capitoli, una panoramica sull'attuale normativa riguardante gli impianti termici civili, sia a livello nazionale sia a livello regionale. Nel capitolo 3 si sono descritte le due forme di riscaldamento residenziale, messe a confronto tramite bilancio emissivo, e cioè le caldaie alimentate a gas naturale e il teleriscaldamento; per quanto riguarda la parte sul teleriscaldamento è stata fornita anche una rappresentazione della situazione attuale della rete teleriscaldata di Torino, gestita dal Gruppo IREN.

Nel capitolo 4 si sono elencati i benefici che il sistema di teleriscaldamento comporta sia a livello di singola utenza residenziale sia livello collettivo al fine di evidenziarne i risparmi energetici ed economici che derivano dal suo utilizzo. Inoltre, sono stati descritti con maggior dettaglio i fattori di emissioni scelti in questo lavoro ed utilizzati per calcolare le emissioni di inquinanti.

Nel capitolo 5 è stato approfondito il tema riguardo il consumo energetico degli edifici, attualmente molto elevato, e sono stati descritti i modelli di calcolo di fabbisogno energetico. Nel capitolo 6 si è fornita una descrizione più approfondita sulla metodologia adottata nel presente lavoro, invece, nel capitolo 7 è stata spiegata l'elaborazione svolta e i risultati ottenuti, utilizzando gli strumenti di bilancio energetico ed emissivo.

Infine, sempre nel capitolo 7, è stata caratterizzata l'incertezza dei risultati, legata alla scelta e all'utilizzo dei fattori di emissione degli inquinanti. L'incertezza è stata rappresentata graficamente tramite degli intervalli di incertezza, al fine di evidenziare la variabilità del

valore medio di emissione di inquinante rispetto al valore massimo e minimo di emissione, i quali costituiscono gli estremi di tale intervallo.

Per ogni confronto realizzato si evince che il sistema di teleriscaldamento, alimentato dalle centrali di produzione gestite dal Gruppo IREN, comporta un notevole risparmio sia in termini di energia primaria sia in termini di emissioni di inquinanti; esso pertanto ha generato in questi anni enormi vantaggi ambientali sulla qualità dell'aria della città di Torino.

2. LA NORMATIVA

Il presente capitolo fornisce una panoramica sull'attuale normativa che regola gli impianti di climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria degli edifici.

Le norme sono pertinenti al rilevante consumo energetico proveniente da tali impianti e mirano a indurre miglioramenti sia sotto il profilo energetico sia sotto il profilo della qualità dell'aria. Per cercare di ridurre la domanda energetica connessa al settore del riscaldamento si sostiene l'utilizzo di tecnologia ad alta efficienza e ad alta prestazione ambientale, quale l'impiego di cogenerazione e teleriscaldamento.

La normativa è in continua evoluzione per adeguarsi al problema del consumo energetico, il quale è diventato uno dei fattori emergenti a livello internazionale. Recentemente sono state varate alcune norme tecniche volte all'identificazione delle caratteristiche tecnico-costruttive, di sicurezza ed emissive degli apparecchi per il riscaldamento degli ambienti; tra queste si citano il Regolamento 2016/426 del Parlamento Europeo e del Consiglio, per gli apparecchi alimentati con combustibili gassosi e il Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011, per gli apparecchi a biomassa solida.

In Italia la legislazione inerente alla questione di riduzione del consumo energetico complessivo si focalizza su due aree principali: l'isolamento termico delle superfici e il riscaldamento degli ambienti.

Le norme che si attengono al riscaldamento degli ambienti disciplinano gli impianti termici in termini di progettazione, di realizzazione, di modifica, di esercizio e di manutenzione degli impianti stessi; precisamente anche la normativa della Regione Piemonte si incentra su questi aspetti.

2.1 La Disciplina degli impianti termici

La disciplina degli impianti termici è suddivisa principalmente in due macro aree, una si riferisce alla **tutela** della qualità dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera, l'altra è legata al **miglioramento** delle prestazioni energetiche degli edifici e alla riduzione dei consumi.

A livello nazionale il riferimento in materia di tutela ambientale è il D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Parte V, Titolo I e II: *Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera.*

Esistono inoltre una serie di norme a livello regionale che disciplinano la qualità dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera. Specificatamente alla Regione Piemonte si osservano:

- il D.G.R. 46-11968/09 e s.m.i.: *Aggiornamento del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria - Stralcio di piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento e disposizioni attuative in materia di rendimento energetico nell'edilizia.*
- il D.D. n. 362/DB1004 del 21 novembre 2011: D. Lgs. 3 aprile 2006 n. 152- *Autorizzazione di carattere generale per le emissioni in atmosfera provenienti da stabilimenti in cui sono eserciti impianti di climatizzazione.*

Per quanto concerne la normativa di riferimento in materia di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici e riduzione dei consumi troviamo:

- il D.P.R. 16 aprile 2013, n. 74: *Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienico sanitari.*
- il D.M. 10 febbraio 2014: *Modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 74/2013.*

La Regione Piemonte si è inoltre dotata dei seguenti strumenti normativi:

- il D.G.R. n. 35-9702 del 30 settembre 2008: *Disposizioni attuative della Legge regionale 28 maggio 2007 n. 13 in materia di impianti termici.*
- il D.G.R. 46-11968/2009 e s.m.i.: *Aggiornamento del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria - Stralcio di piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento e disposizioni attuative in materia di rendimento energetico nell'edilizia.*

Definizione e classificazione

Gli impianti termici civili sono una sottocategoria degli impianti termici che a loro volta rientrano all'interno degli impianti di combustione. Al fine di specificare al meglio le varie categorie di impianto, si riportano le definizioni contenute nel D. Lgs. 152/06:

- impianto di combustione: *“qualsiasi dispositivo tecnico in cui sono ossidati combustibili al fine di utilizzare il calore così prodotto”*. (art. 268, comma 1, D. Lgs. 152/06 e smi)
- impianto termico: *“impianto destinato alla produzione di calore costituito da uno o più generatori di calore e da un unico sistema di distribuzione e utilizzazione di tale calore, nonché da appositi dispositivi di regolamentazione e di controllo”*. (art. 283, comma 1, lettera a, D. Lgs. 152/06 e smi)
- impianto termico civile: *“impianto termico la cui produzione di calore è esclusivamente destinata, anche in edifici ad uso non residenziale, al riscaldamento o climatizzazione invernale o estiva di ambienti o al riscaldamento di acqua per usi igienici e sanitari”*. (art. 283, comma, lettera d, D. Lgs. 152/06 e smi)

Ogni impianto termico è classificato per la sua potenza termica nominale (P_n) la quale, secondo l'articolo 268, comma 1 del D. Lgs. 152/06 e smi, è definita come: *“il prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile utilizzato e della portata massima di combustibile bruciato al singolo impianto di combustione, così come dichiarata dal costruttore, espressa in Watt termici o suoi multipli”*.

In base ai valori della potenza termica nominale gli impianti termici civili sono disciplinati dal Titolo I o II del D. Lgs. 152/06 e sono soggetti o meno ad autorizzazione. Nel dettaglio:

- se la $P_n < 3$ MW sono disciplinati dal Titolo II e non sono soggetti ad autorizzazione;
- se $P_n \geq 3$ MW sono disciplinati dal Titolo I e in particolare se: $P_n \geq 10$ MW sono soggetti ad autorizzazione ai sensi dell'art. 269; se $3 \text{ MW} \leq P_n < 10 \text{ MW}$ soggetti ad autorizzazione ai sensi dell'art. 272.

I valori della potenza termica nominale sono discriminanti anche per i valori limite di emissione da rispettare, infatti:

- se la $P_n < 3$ MW i valori limite di emissione sono disciplinati dal Titolo I del D. Lgs. 152/06 e sono riportati nell'art. 286. I valori limite di tali impianti dovranno essere

controllati all'atto dell'installazione e, successivamente, annualmente dal responsabile dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto;

- Se $P_n \geq 3$ MW i valori limite di emissione sono disciplinati dal Titolo II del D.Lgs 152/06 e sono riportati nella parte III nell'allegato I alla parte V di tale decreto. Per questi impianti i valori limite di emissione sono differenziati per la tipologia di combustibile utilizzato, solido, liquido e gassoso.

I documenti che devono essere rilasciati dall'installatore al momento della realizzazione dell'impianto termico, sono:

- la dichiarazione di conformità, ai sensi del DM 37/2008, contenente la relazione relativa alla tipologia di materiali impiegati e il progetto;
- la dichiarazione di conformità ai sensi del D. Lgs. 152/06 per gli impianti termici civili aventi $P_n > 35$ kW;
- l'elenco di tutte le manutenzioni ordinarie e straordinarie ai sensi del D. Lgs. 152/06 per gli impianti termici civili aventi $P_n > 35$ kW;
- la tipologia e la frequenza delle operazioni di controllo ai sensi del D.P.R. 74/2013 per tutti gli impianti termici;
- il libretto dell'impianto per la climatizzazione conforme al DM 10/02/2014 per gli impianti termici. Al suo interno sono descritte le caratteristiche tecniche e le eventuali modifiche, sostituzioni di componenti e interventi di controllo;
- il rapporto di controllo di efficienza energetica conforme al DM 10/02/2014 per gli impianti termici di climatizzazione invernale di potenza termica utile nominale maggiore di 10 kW e per gli impianti di climatizzazione estiva di potenza termica utile nominale maggiore di 12 kW.

L'autocertificazione di efficienza energetica della Regione Piemonte

La Legge regionale n. 13/2007, istituisce un sistema di autocertificazione di efficienza energetica, mediante il rilascio del "bollino verde", da attribuire agli impianti termici definiti come: *"impianti tecnologici destinati alla climatizzazione invernale degli ambienti con o senza produzione di acqua calda sanitaria o alla sola produzione centralizzata di acqua calda per gli stessi usi, comprendente sistemi di produzione, distribuzione e utilizzazione del calore, nonché gli organi di regolazione e di controllo; sono compresi negli impianti termici gli impianti individuali di riscaldamento, mentre non sono considerati impianti termici*

apparecchi quali stufe, caminetti, radiatori individuali, scaldacqua unifamiliari". (art. 3, comma 1)

La Regione Piemonte ha individuato due principali responsabili sugli accertamenti degli impianti termici: le Province per gli impianti non bollati e di climatizzazione estiva, l'ARPA Piemonte per gli impianti termici bollati. Inoltre, sono previste una serie di ispezioni che pongono maggiore attenzione alla corretta conduzione e manutenzione dell'impianto, ai requisiti di sicurezza, al processo di combustione, alla stima del corretto dimensionamento dell'impianto.

Viene inoltre fornita consulenza sugli interventi necessari al miglioramento del rendimento energetico dell'impianto affinché possa risultare economicamente più conveniente.

D.G.R. 46-11968/2009

Il D.G.R. 46-11968/2009 è il Decreto regionale finalizzato ad individuare le misure e le politiche per il miglioramento dell'efficienza energetica del sistema edificio-impianto, nonché il governo della qualità dell'aria del territorio piemontese relativo al settore del riscaldamento e condizionamento degli ambienti. Gli obiettivi preposti sono quelli di:

- migliorare l'efficienza energetica complessiva del sistema edificio-impianto, dei generatori di calore e dei sistemi distributivi e di regolazione;
- favorire l'utilizzo di tecnologie innovative per incrementare l'efficienza energetica e migliorare le prestazioni emissive dei generatori di calore;
- favorire l'utilizzo di combustibili a basso impatto ambientale e l'uso di fonti energetiche rinnovabili;
- favorire l'adozione da parte del cittadino/consumatore di comportamenti atti a ridurre i consumi energetici e le emissioni derivanti dai sistemi di riscaldamento e di condizionamento.

La legge inoltre è stata utilizzata come modello di riferimento per il calcolo del fabbisogno di energia primaria (kWh/m²a) nello scenario pregresso, cioè quello che simula il riscaldamento della città di Torino con il solo impiego delle caldaie tradizionali. La procedura di calcolo adottata sarà approfondita nel capitolo 7 del presente lavoro.

3. IL RISCALDAMENTO RESIDENZIALE

Per riscaldamento residenziale si intende l'impianto tecnologico destinato alla climatizzazione degli ambienti, accoppiato, solitamente con quello di produzione di acqua calda sanitaria che comprende tutti i sistemi di produzione e trasmissione del calore.

Gli impianti di riscaldamento possono essere distinti in funzione della tipologia degli ambienti e delle dimensioni delle superfici da riscaldare. Si distinguono due tipologie: impianti autonomi, se ogni unità abitativa possiede un proprio sistema di produzione del calore e gli impianti centralizzati, se più unità familiari facenti parte di un unico complesso condominiale sono riscaldate da un singolo impianto termico.

In questo capitolo si vuole fornire una descrizione delle due modalità di generazione del calore trasmesso all'interno delle abitazioni e messe, nei prossimi capitoli, a confronto, mediante l'utilizzo dello strumento del bilancio energetico e di massa (al fine di ottenere il bilancio emissivo). Le due modalità prese in esame sono le caldaie alimentate a gas e il sistema di teleriscaldamento.

Innanzitutto, è importante porre particolare attenzione sulle parti costituenti un impianto di riscaldamento domestico, il quale come si evince dalla Figura 3.1, è formato da:

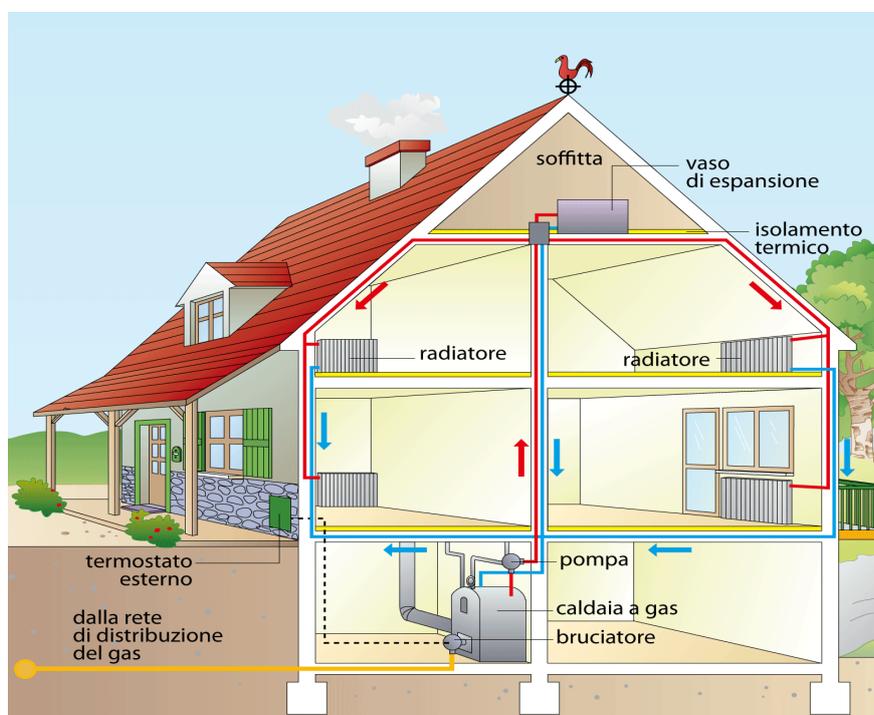


Figura 3.1 Esempio di impianto di riscaldamento residenziale, [6]

- un sistema di produzione del calore costituito dal bruciatore e dalla caldaia;
- un sistema di distribuzione includente un sistema di pompaggio, il quale genera la spinta del fluido termovettore permettendogli di circolare all'interno delle tubazioni, suddivise ulteriormente in tubazioni di andata che trasportano il fluido caldo e tubazioni di ritorno, che trasportano il fluido raffreddato;
- un sistema di utilizzazione del calore costituito, nella maggioranza dei casi, da radiatori, posizionati nei luoghi aventi una maggiore dispersione termica;
- un sistema di regolazione e controllo composto da uno o più termostati;
- un camino per l'espulsione dei fumi generati dalla combustione;
- un vaso di espansione per permettere il dilatamento del fluido termovettore e non provocare la rottura dei tubi.

Rendimento globale medio stagionale

La valutazione dell'efficienza energetica di un impianto di riscaldamento civile è basata sul concetto di rendimento globale medio stagionale, definito secondo il D.P.R 412/93 come: *“il rapporto tra il fabbisogno di energia termica utile per la climatizzazione invernale e l'energia primaria delle fonti energetiche, ivi compresa l'energia elettrica ed è calcolato con riferimento al periodo annuale di esercizio”*. Tale rendimento si determina dal prodotto dei rendimenti medi stagionali di: produzione, regolazione, distribuzione e d'emissione dell'impianto termico preso in esame.

3.1 Le caldaie domestiche

Nei sistemi di riscaldamento urbano le caldaie rappresentano il dispositivo in grado di trasformare l'energia prodotta durante il processo di combustione in calore e di trasmetterlo per mezzo di un fluido termovettore negli ambienti circostanti; le caldaie sono considerate la modalità più comune per riscaldare gli edifici.

In commercio esistono una grande varietà di caldaie, ciascuna suddivisa secondo degli specifici parametri. In Tabella 3.1, sono riportate le caratteristiche principali delle caldaie ad uso civile.

Tabella 3.1 Le caratteristiche delle caldaie ad uso civile

Fattore	Tipo di caldaia
<i>LUOGO DI INSTALLAZIONE</i>	da interno o da esterno
<i>TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE</i>	fissa, semifissa, locomotiva o locomobile
<i>TIPO DI RISCALDAMENTO</i>	per riscaldamento interno o esterno
<i>MODO DI CIRCOLAZIONE DEL CALORE</i>	a tubi d'acqua o a tubi di fumo
<i>MODO DI CIRCOLAZIONE DELL'ACQUA</i>	a circolazione naturale o forzata
<i>POTENZA NOMINALE</i>	murali, a basamento o a fiamma inversa
<i>TIRAGGIO DELL'ARIA</i>	a camera stagna, a camera aperta, a bassa temperatura, ad alta temperatura
<i>TIPO DI COMBUSTIBILE</i>	a gas, a metano, a gpl, a gasolio, a pellet, a legna
<i>TIPO DI FOCOLARE</i>	a combustibile solido, liquido o a recupero
<i>TECNOLOGIA DI SCAMBIO</i>	tradizionali, a condensazione
<i>CONTENUTO D'ACQUA IN RAPPORTO ALLA SUPERFICIE</i>	grande, medio, piccolo, piccolissimo
<i>CLASSE DI EFFICIENZA ENERGETICA</i>	1 stella, 2 stelle, 3 stelle, 4 stelle

La norma UNI 10642/13 classifica le caldaie in tre categorie:

- caldaia a camera aperta senza canna fumaria, o di tipo A: preleva l'aria comburente dal locale in cui è installata ed espelle il prodotto della combustione nel medesimo locale;
- caldaia a camera aperta con canna fumaria, o di tipo B: preleva l'aria comburente dal locale in cui è installata e, tramite canna fumaria si ha l'espulsione dei fumi all'esterno del locale. Necessita di una maggiore attenzione dal punto di vista della sicurezza e della ventilazione delle prese d'aria, che sono obbligatorie verso l'esterno. La caldaia di tipo B utilizza un sistema a tiraggio naturale per il soffiaggio dell'aria. Il collocamento dell'apparecchio è all'esterno o al massimo in locali molto aerati;
- caldaia a camera stagna con canna fumaria, o di tipo C: preleva l'aria comburente dall'esterno e con un doppio tubo, costituente la canna fumaria, espelle i fumi di combustione. L'aria è prelevata dall'esterno tramite un sistema di tiraggio forzato realizzato con un ventilatore che forza il percorso dell'aria. Il posizionamento della caldaia di tipo C è all'interno delle abitazioni o in locali piccoli.

Le caldaie presenti in commercio (Figura 3.2), per funzionare correttamente e garantire un riscaldamento dell'ambiente efficiente devono essere composte dalle seguenti componenti:
[6]

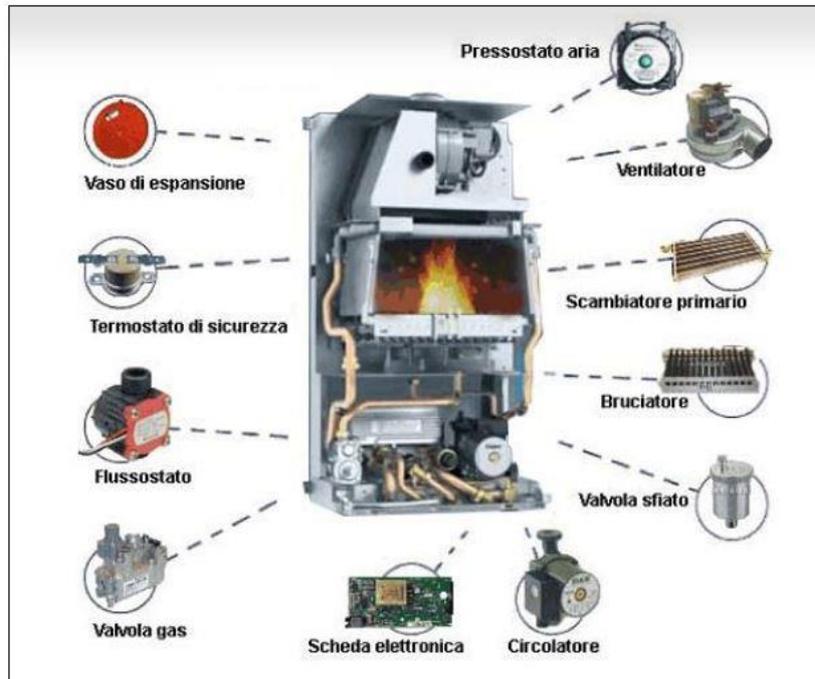


Figura 3.2 Componenti principali caldaia murale, [7]

- la scheda elettronica include la scheda di accensione e di regolazione per il controllo di tutte le parti della caldaia;
- il circolatore (o pompa) ha la funzione di mettere in movimento il fluido termovettore nello scambiatore primario verso i radiatori;
- lo scambiatore di calore primario il quale rappresenta il componente riscaldato dalla fiamma in cui l'acqua diventa calda;
- lo scambiatore secondario o sanitario è richiesto quando la caldaia è utilizzata anche come impianto sanitario;
- il bruciatore è il dispositivo, in acciaio, di accensione del gas posto all'interno della camera di combustione, quest'ultima costituita da pannelli isolanti termici;
- il ventilatore, necessario per la pulitura della camera di combustione, per l'uscita dei fumi e per evitare esplosioni o incidenti;
- la valvola di sfiato per espellere l'aria in eccesso dal circuito di riscaldamento;
- il vaso di espansione per compensare l'aumento di volume del fluido termovettore surriscaldato;

- il pressostato aria è l'organo di sicurezza che permette l'accensione del bruciatore solo nel caso di corretta evacuazione dei fumi;
- il flussometro è il dispositivo in grado di dare il consenso elettrico alla scheda di accensione durante il passaggio di acqua calda;
- il termostato è lo strumento che permette di impostare e controllare la temperatura dell'ambiente.

Sotto il profilo energetico le caldaie sono descritte dalla classe di efficienza energetica, cioè la quantità di energia trasferita al fluido termovettore per circolare nei tubi e riscaldare l'edificio. Il D.P.R 660/96 identifica quattro classi energetiche: 1 stella, 2 stelle, 3 stelle, 4 stelle, ciascuna dipendente dalla potenza nominale; maggiore è il numero di stelle maggiore sarà il risparmio energetico della caldaia [8]. In Tabella 3.2 si riportano i rispettivi rendimenti in funzione della classe energetica per una caldaia avente temperatura media dell'acqua calda di 70°C.

Tabella 3.2 Rendimenti caldaia, D.P.R 660/96

CLASSE ENERGETICA	RENDIMENTO %
1 STELLA	$84+2 \log P_n$
2 STELLE	$87+2 \log P_n$
3 STELLE	$90+ 2 \log P_n$
4 STELLE	$93+ 2 \log P_n$

In base alla potenza nominale si classificano le caldaie per uso domestico in caldaie murali, a basamento e a fiamma inversa. Le caldaie murali sono chiamate in questo modo perché sono installate su una parete e grazie alla compattezza dimensionale rappresentano la tipologia più utilizzata negli appartamenti dotati di riscaldamento autonomo; esse hanno una durata in media di quindici anni.

Sono dotate di scambiatori in acciaio austenitico in grado di resistere a temperature elevate e alla corrosione che deriva dal processo di combustione. La caldaia murale mista e a camera stagna alimentata a gas o a GPL rappresenta la tipologia maggiormente utilizzata [9].

Le caldaie a basamento rispetto a quelle murali sono più ingombranti e dotate di un bollitore ad alta capacità, possono essere a camera aperta o stagna anche se, di solito, per uso civile, si realizzano a camera stagna; lo scambiatore è realizzato in acciaio o in ghisa.

Le caldaie a fiamma inversa utilizzano come combustibile la legna e sono chiamate in questo modo poiché la camera di combustione si trova nella parte inferiore rispetto a dove si carica il combustibile, pertanto si riempie tutto il focolare di legna e questa una volta consumata scende verso il basso, senza che sia bruciata tutta in un'unica volta.

La suddivisione delle caldaie in base alla tipologia di combustibile utilizzato comprende:

- le caldaie a gas metano;
- le caldaie a gasolio;
- le caldaie a GPL;
- le caldaie alimentate a biomassa.

La tipologia più comune ed economica è la caldaia alimentata a metano, poiché tale gas è molto diffuso a livello nazionale. Il trasporto del metano avviene nei metanodotti allo stato gassoso; solo nel caso di trasporto per via mare il metano è allo stato liquido per poi essere rigassificato e bruciato per produrre calore.

La caldaia a gasolio, presente ormai solo nelle località non servite dal gas metano, come in montagna, è costituita da un bollitore separato o incorporato e da un serbatoio o cisterna per lo stoccaggio del gasolio. Necessitano di una maggiore manutenzione rispetto alle caldaie a metano.

Le caldaie a GPL sono dotate di un serbatoio per lo stoccaggio di tale gas che è considerato un gas pulito; sono apparecchi di dimensioni compatte e di facile manutenzione.

Le caldaie a biomassa sono alimentate da fusti e residui forestali, prodotti agricoli e legnosi non trattati da lavorazioni agricole o industriali; le tipologie più diffuse sono quelle a pellet, a cippato e a legna.

La caldaia a condensazione rappresenta la tecnologia più recente, presentando elevati valori di rendimento termodinamico, (Figura 3.3); la sua caratteristica principale è il recupero del calore latente di condensazione del vapore acqueo, contenuto nei fumi. La sua installazione permette di ottenere una netta riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di monossido di carbonio comportando dei benefici per l'ambiente.

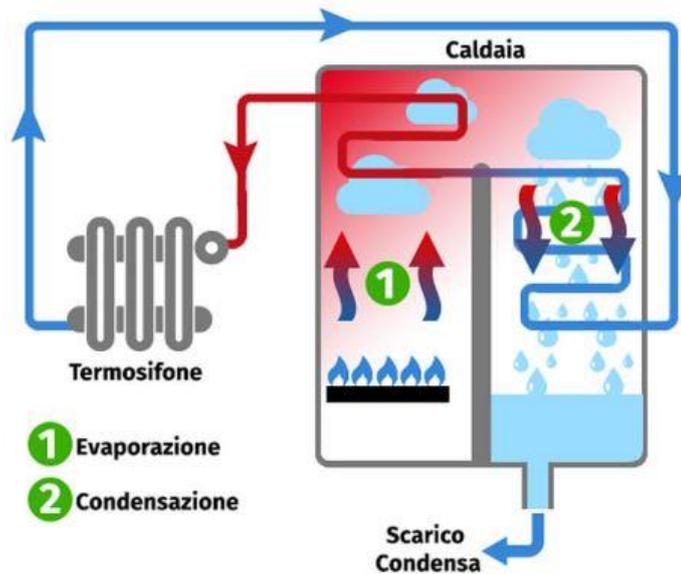


Figura 3.3 Caldaia a condensazione

3.2 Il Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento, o “*district heating*”, è definito, secondo l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, come: “*il sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto di cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l’acqua calda o il vapore*”. Il teleriscaldamento è considerato come una soluzione alternativa, economicamente ed ecologicamente conveniente, per riscaldare gli edifici e produrre acqua igienico-sanitaria.

Un sistema di teleriscaldamento è formato da:

- una centrale termica finalizzata alla produzione di calore;
- una rete di trasporto e distribuzione del calore generato;
- sottocentrali situate nei vari edifici da servire contenenti uno scambiatore di calore per ottenere lo scambio termico tra l’acqua della rete e quella del cliente (Figura 3.4); una volta ceduto il calore, l’acqua ritorna in centrale per essere di nuovo riscaldata.

Con il teleriscaldamento l’impianto di distribuzione interno agli edifici allacciati alla rete resta inalterato, invece, lo scambiatore di calore sostituisce le caldaie tradizionali.

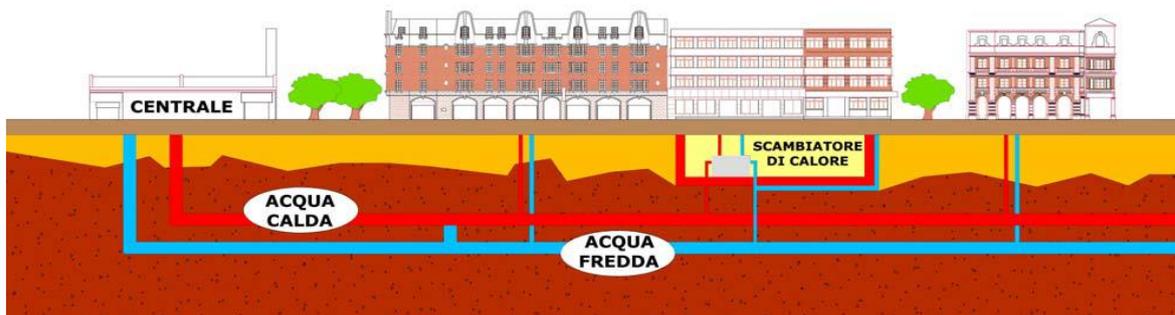


Figura 3.4 Elementi principali di un sistema di teleriscaldamento

Il teleriscaldamento è considerato come un sistema completo di produzione e distribuzione del calore, che sfrutta diverse fonti energetiche; l'impianto include quindi tutta la rete di tubazioni e sottocentrali dell'intera area urbana da teleriscaldare. Le reti devono essere progettate e realizzate accuratamente al fine di evitare sia sprechi di denaro sia perdite di calore del fluido termovettore che scorre lungo le condotte. La configurazione delle reti può essere a forma di pettine, ad anello o ad anelli multipli (maglie), se le dimensioni sono limitate si predilige la forma a pettine, essendo meno costosa sia per la lunghezza totale dei tubi sia perché più facile da espandere in nuove aree.

La caratteristica peculiare del teleriscaldamento è il sistema a rete, suddiviso in diretto o indiretto. Nel sistema diretto la centrale di produzione è collegata tramite un unico circuito idraulico alle unità terminali (radiatori, termosifoni, ecc.) dell'utente, in quello indiretto si hanno più circuiti separati in contatto tra di loro attraverso uno scambiatore di calore collocato nei pressi dell'utenza. In Italia il sistema utilizzato in prevalenza è quello indiretto poiché nonostante i costi di investimento maggiori, consente di adoperare elementi a bassa pressione per l'impianto dell'utente e di semplificare la manutenzione e l'individuazione delle perdite, rendendo più efficiente la regolazione e la contabilizzazione del calore [10].

Un altro elemento di tale sistema sono le stazioni di pompaggio composte da un'elettropompa di circolazione, dai filtri, dal vaso di espansione, dall'impianto di trattamento acqua e da un serbatoio di riserva.

L'impiego della sottocentrale di utenza, costituita da uno scambiatore di calore, permette di fornire il calore per riscaldare gli ambienti, produrre acqua calda per uso igienico sanitario e garantire la separazione fisica del circuito di rete dai circuiti interni degli utenti; essa include una valvola di regolazione, un regolatore elettronico della temperatura di mandata e un contatore di calore per contabilizzare l'energia ceduta all'impianto.

In linea di massima, una rete di teleriscaldamento è più adatta ad aree urbane che siano ad alta intensità abitativa, in cui le costruzioni siano realizzate in un contesto relativamente unitario; più gli edifici sono isolati e lontani fra di loro, maggiore sarebbe l'estensione della rete di tubazioni che li collega alla centrale e maggiori sarebbero le perdite di calore dell'acqua trasportata.

Nelle aree urbane densamente popolate si realizza invece un sistema molto affidabile che diventa un vero e proprio servizio per le utenze.

3.2.1 Teleriscaldamento e Cogenerazione

I vantaggi energetici più rilevanti per la generazione del calore di un sistema di teleriscaldamento sono quelli che derivano dall'impiego di un impianto di cogenerazione, ossia un impianto che produce contemporaneamente elettricità e calore.

Infatti, la centrale di un sistema cogenerativo, partendo da una singola fonte energetica, produce energia elettrica e recupera allo stesso tempo l'energia termica formatasi durante il processo termodinamico.

I sistemi di cogenerazione o CHP (*Combined heat and power*), sono composti da un motore primario, un generatore, un sistema di recupero termico e interconnessioni elettriche configuranti in un unico sistema integrato. Il motore primario converte il combustibile fossile in energia meccanica che a sua volta viene convertita in energia elettrica dal generatore; il sistema di recupero converte l'energia contenuta negli scarichi in energia termica utilizzabile.

Tra le tecnologie a cogenerazione più utilizzate nei sistemi di teleriscaldamento si trovano: i motori a combustione interna, gli impianti a vapore, gli impianti a turbogas, gli impianti a ciclo combinato, le celle a combustibile e le microturbine a gas.

I vantaggi della cogenerazione rispetto alla produzione separata sono [11]:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'inquinamento atmosferico e termico;
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di caldaie con più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità in merito dei combustibili usati.

Il Parlamento Europeo ha riconosciuto l'importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto ed ha istituito particolari norme volte a favorirne la diffusione. A tal proposito si vuole citare il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20, che recepisce la direttiva comunitaria 2004/8 in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

In Italia, il combustibile fossile maggiormente utilizzato nelle centrali di produzione è il gas naturale, nonostante l'esistenza di tante altre fonti di energia, come nel seguito meglio esplicitato. La scelta della fonte energetica dipende dal suo costo, dalla sua disponibilità e dal suo impatto ambientale. La RENAEL, Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali, fornisce un quadro generale delle possibili materie prime utilizzate nelle centrali di cogenerazione atte al teleriscaldamento:

- carbone: presenta grosse problematiche a livello ambientale a causa delle alte emissioni di CO₂ e particolato prodotte durante la combustione ma nonostante ciò è ancora oggi molto utilizzato;
- prodotti petroliferi: ad esempio l'olio combustibile;
- gas naturale: è il combustibile fossile che garantisce i maggiori vantaggi, in termini di approvvigionamento e di impatto ambientale;
- combustibile derivato da rifiuti solidi urbani: lo sviluppo tecnologico e la corretta gestione sono in grado di fornire adeguate garanzie in termini di sicurezza ambientale nell'uso di questo combustibile;
- calore refluo industriale: calore prodotto come scarto di processo da molte attività industriali. La convenienza economica risiede in vari fattori quali l'ubicazione degli stabilimenti e l'andamento nel tempo della produzione;
- biomassa: costituita da fusti e ramaglie forestali, residui o prodotti agricoli e residui legnosi non trattati da lavorazioni agricole o industriali;
- geotermia: fonte energetica di scarso utilizzo malgrado la natura in parte vulcanica del nostro Paese, comunque il suo impiego comporta problemi legati alla distanza tra la fonte e le zone di utilizzo.

L'AIRU, l'associazione italiana riscaldamento urbano, riporta annualmente il mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento in Italia.

In Tabella 3.3 sono riportate le fonti utilizzate in termini di quantità e relativa percentuale nel 2016. Come si evince sia dalla Tabella 3.3 sia dal grafico realizzato (Figura 3.5), il gas naturale è il combustibile fossile più utilizzato con una percentuale del 71%.

Tabella 3.3 Fonti energetiche del teleriscaldamento nel 2016, AIRU

Fonti di energia utilizzata	TEP	%
Gas naturale	1.313.657	71,1
RSU	253.215	13,7
Bioenergie	171.147	9,3
Carbone	48.146	2,6
Gasolio e olio combustibile	1.531	0,1
Geotermia	24.102	1,3
Recupero da processo industriale	2.443	0,1
Solare	44	0
Energia primaria fossile	33.082	1,8
Totale fossili	1.396.416	76
Totale rinnovabili	450.951	24
Totale generale	1.847.367	100

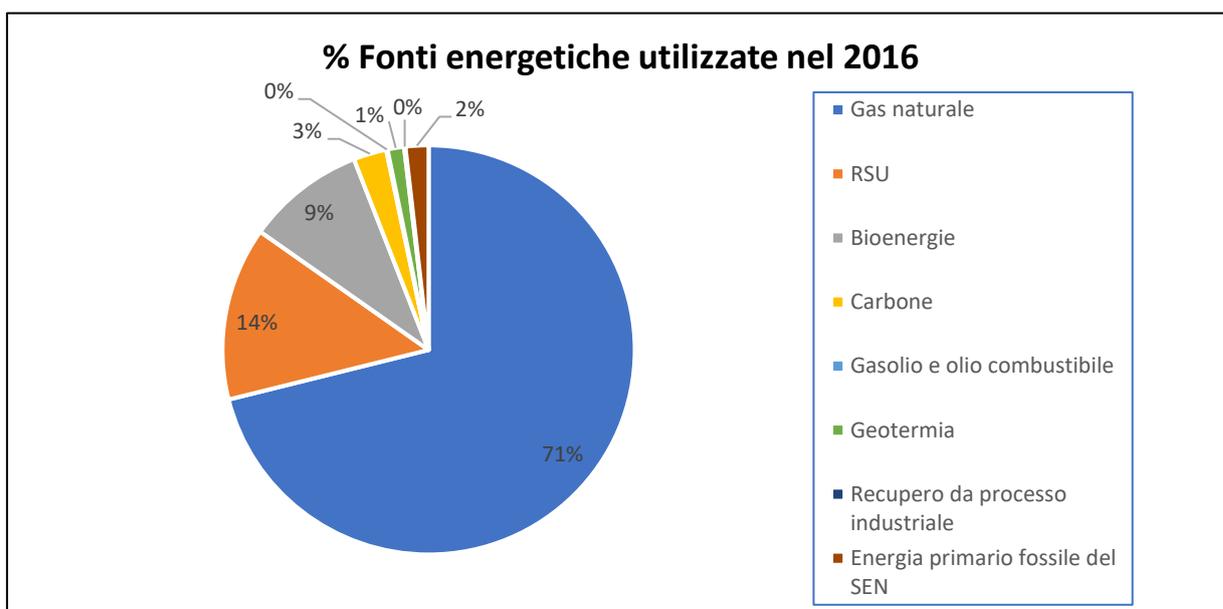


Figura 3.5 Grafico % fonti energetiche, 2016

Gas naturale

Il confronto tra i due scenari studiati nel presente lavoro di tesi si concentra sugli apparecchi alimentati a gas naturale, essendo il combustibile maggiormente utilizzato nelle centrali di produzione combinata; pertanto si ritiene utile fornire maggiori informazioni a riguardo.

Il gas naturale è costituito da miscele gassose di idrocarburi presenti in natura in strutture geologiche ad una profondità compresa tra 500 e 2000 m; la fase gassosa degli idrocarburi si separa da quella liquida e tende a salire verso l'alto, rimanendo imprigionata in strati di roccia impermeabile. Il processo di separazione richiede molto tempo e l'estrazione del gas avviene per trivellazione.

La sua composizione chimica è variabile e in genere prevalentemente costituita da metano e in parte minore da una miscela di idrocarburi saturi alifatici.

Il gas, se composto maggiormente da metano, deve essere sottoposto a compressione e trasportato nei gasdotti. Si passa all'eliminazione del vapore d'acqua affinché non si trasformi in fase liquida, per non dare origine a fenomeni di corrosione o in fase solida per non otturare le sezioni delle tubazioni. L'anidride carbonica viene allontanata poiché può assumere la funzione di diluente e favorire i processi di corrosione e infine se presente idrogeno solforato dovrà essere rimosso tramite desolforazione.

Per quanto riguarda le emissioni pertinenti al gas naturale, essendo principalmente costituito da metano, esse derivano dai prodotti di combustione di tale gas.

La reazione di combustione del metano dà origine ad anidride carbonica e vapore d'acqua. Se il processo di combustione è completo non si originano né cenere né fuliggine e come conseguenza si ha un minor sporramento delle superfici interne dei generatori e dei camini. Inoltre la produzione di anidride carbonica è minore rispetto a quella degli altri combustibili, a parità di calore reso. Tuttavia le elevate temperature raggiunte durante il processo portano alla generazione degli ossidi di azoto, i quali sono dannosi sia singolarmente sia insieme ad altre sostanze presenti in atmosfera.

3.2.2 La rete teleriscaldata di Torino

Torino oggi possiede la rete teleriscaldata più estesa di Italia. Negli anni '80 è stato realizzato dal Gruppo IREN, che si è occupato della progettazione e conduzione, il primo sistema di teleriscaldamento.

La rete è composta da due sorgenti principali rappresentate dagli impianti di cogenerazione delle centrali di Moncalieri (800 MWe e 520 MWt) e di Torino Nord (400 MWe 220 MWt) [12]. In queste centrali si preleva l'energia termica utilizzata ma per esigenze di integrazione e di riserva la rete include anche gli impianti termici del BIT e del Politecnico (Figura 3.6). In dettaglio i dati attuali riportati per Torino dal Gruppo IREN risultano i seguenti [13]:

- 60,3 milioni di m³ allacciati;
- 550 km di doppia tubazione;
- 600.000 abitanti serviti;
- 1.766 MWt e 1.140 MWe di potenza installata;
- oltre 2000 GWh/anno di energia immessa nelle reti;

Il sistema di reti interrate trasporta l'acqua ad una temperatura fino a 120 °C ai singoli edifici in cui sono presenti delle sottostazioni di scambio termico per la cessione del calore all'acqua del circuito di riscaldamento dell'edificio. Raggiunta la temperatura di circa 70 °C l'acqua ritorna nelle centrali di produzione per essere nuovamente riscaldata. Completano il sistema di riscaldamento un sistema di pompaggio, camere valvole, sistemi di espansione e pressurizzazione, sistemi di reintegro, drenaggio, additivazione e filtraggio dell'acqua della rete [13]. Con il Piano industriale del 2021 il Gruppo IREN la realizzazione dei due seguenti aspetti principali:

- l'ottimizzazione delle potenzialità degli impianti di produzione esistenti e la posa di nuovi tratti di rete, determinando ulteriori benefici in termini ambientali e di efficienza energetica;
- l'utilizzo del calore prodotto dall'impianto di termovalorizzazione di Torino.

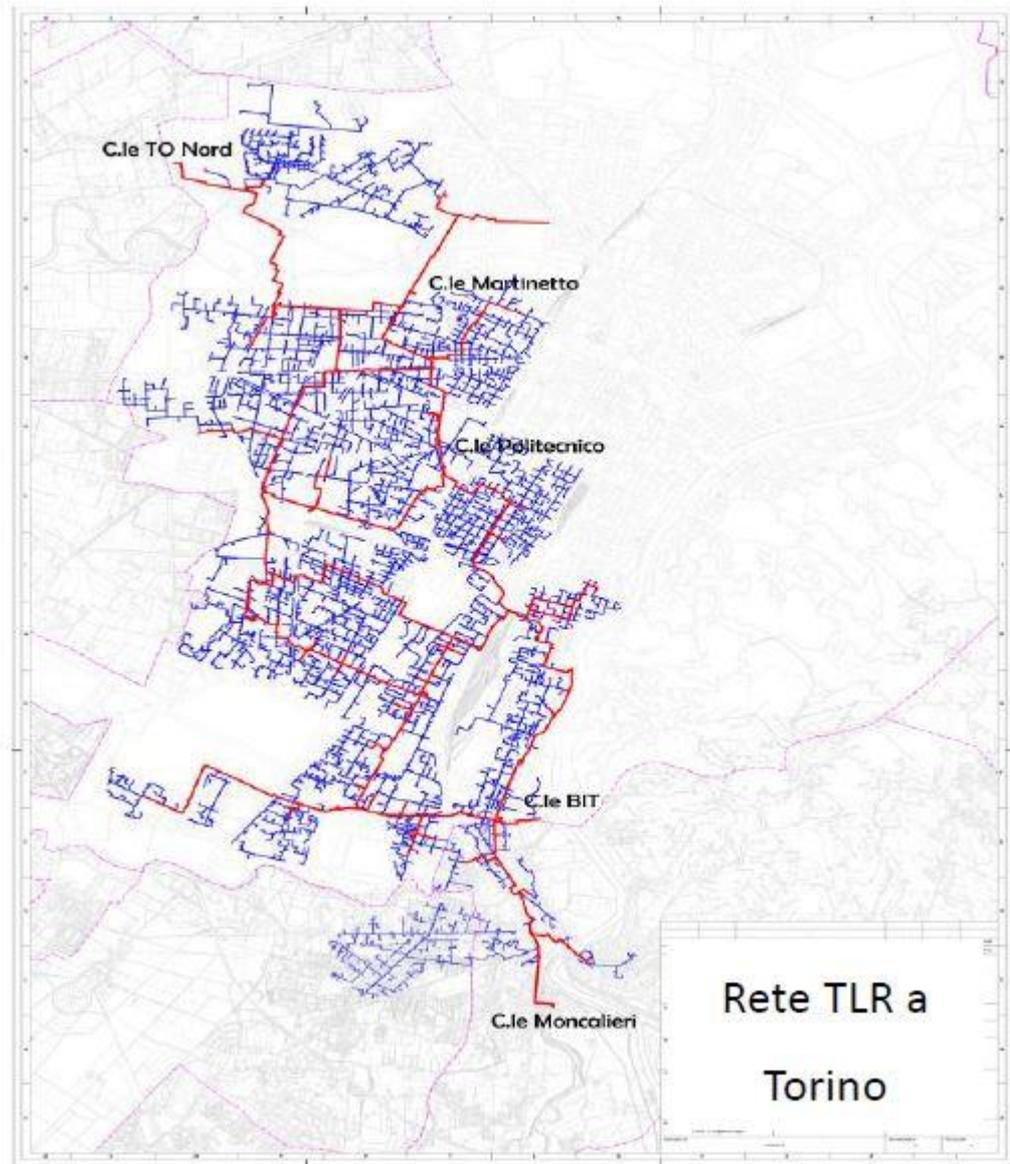


Figura 3.6 La Rete teleriscaldata di Torino

4. I VANTAGGI DEL TELERISCALDAMENTO

Tra gli obiettivi del lavoro di tesi vi è quello di evidenziare i vantaggi ambientali ed energetici che comporta la rete di teleriscaldamento di Torino rispetto ad una situazione di assenza della rete teleriscaldata.

Innanzitutto, si ritiene utile elencare i benefici che il teleriscaldamento può offrire rispetto alle forme tradizionali di produzione del calore; essi possono essere sostanzialmente suddivisi in collettivi e in individuali. I benefici collettivi comportano un risparmio globale a livello energetico ed emissivo, quelli individuali implicano vantaggi economici e di utilizzo per il destinatario.

Il teleriscaldamento costituisce un servizio semplice, comodo e sicuro per il cittadino grazie al trasporto di acqua calda e non di combustibile, di conseguenza non sono più richieste tutte le attrezzature legate ai sistemi tradizionali, quali caldaia, cisterna per gasolio o GPL, canna fumaria e scarichi di sicurezza. La centrale termica non è più necessaria presso l'abitazione e perciò sono eliminati i rischi di esplosione e intossicazione da fumi, sono inoltre evitati i suoi costi di manutenzione e sostituzione a carico dell'utente finale. Gli strumenti della sotto-centrale sono invece di semplice utilizzo e le spese di manutenzione sono minime e in bolletta viene rimosso l'onere di acquisto del combustibile pagando così solo il calore a consumo.

In Italia le aziende che gestiscono le reti di teleriscaldamento applicano all'utente finale un prezzo di vendita equiparato o inferiore al costo del calore prodotto tramite combustione in una caldaia di edificio alimentata a gas naturale [11].

Per quanto riguarda l'aspetto energetico, ogni singola abitazione è dotata di un sistema di contabilizzazione munita di sistema di controllo dei tempi di funzionamento e della temperatura, che permettono una gestione dei consumi ottimale.

A livello ambientale ed energetico il teleriscaldamento consente di usufruire di tutte le fonti energetiche disponibili adattandole alle esigenze sia economiche sia di approvvigionamento del mercato energetico nazionale e internazionale, prediligendo naturalmente le fonti energetiche rinnovabili e i combustibili che non generano emissioni dannose per l'atmosfera. Il camino della centrale cogenerativa sostituisce quelli delle singole abitazioni, per di più la centrale è dotata di generatori molto efficienti, sorvegliati costantemente da personale specializzato e di depuratori dei fumi di scarico che impartiscono un maggior beneficio ambientale. In sostanza, la sola centrale di cogenerazione sostituisce le singole caldaie, poco efficienti, garantendo minori consumi energetici e minori impatti ambientali.

Sinteticamente i benefici collettivi di una rete teleriscaldata sono:

- il risparmio di energia primaria di origine fossile;
- la riduzione dell'impatto ambientale connesso alla produzione energetica;
- l'utilizzo di fonti rinnovabili;
- l'uso del calore di scarto.

La produzione combinata, ha un effetto di riduzione globale delle emissioni di CO₂, tuttavia aumentando il consumo di gas, si ha un peggioramento della qualità dell'aria a livello locale. Per evitare questo è importante che nella progettazione si rispetti il vincolo relativo all'altezza del camino che deve essere superiore a quella degli edifici circostanti; il sistema di filtrazione deve essere dotato di catalizzatori; deve inoltre essere effettuato lo studio sulla ricaduta degli inquinanti mediante modelli di simulazione della dispersione dei fumi nelle diverse condizioni locali di vento [10].

Il soddisfacimento di tali accorgimenti porta a un livello di emissioni locali generalmente inferiore rispetto a quello misurato per le caldaie tradizionali.

Come riportato dall'Associazione Italiana di Riscaldamento Urbano, AIRU, nel 2016 i sistemi di teleriscaldamento in Italia hanno ottenuto un risparmio di energia primaria fossile di circa 518.000 tep, corrispondente a circa il 26% dell'energia consumata dai sistemi convenzionali e hanno evitato la produzione di circa 1.629.000 tonnellate di anidride carbonica, pari al 30% delle emissioni dei sistemi tradizionali [4].

Tuttavia, l'implementazione di una rete di teleriscaldamento deve subordinarsi ai seguenti aspetti:

- densità abitativa ed edilizia: si devono prediligere aree urbane ad alta intensità abitativa con prevalente edificazione verticale in modo da minimizzare il percorso della rete di distribuzione del calore. In genere l'interesse per il teleriscaldamento si colloca sopra una soglia di densità edilizia tra 0,5 e 1 m³/m²; [14]
- infrastrutture e corsi d'acqua: costituiscono degli ostacoli fisici per il passaggio e sviluppo delle reti e la necessità di acquisire le dovute autorizzazioni dalle autorità competenti allunga i tempi di posa;
- centri storici: il posizionamento delle reti può essere non attuabile o difficoltoso a causa delle dimensioni ridotte delle strade che comporta delle difficoltà nel movimento dei mezzi di cantiere;

- piani urbanistici: i vincoli definiti da tali piani condizionano la localizzazione delle centrali di produzione e quindi la possibilità di servire determinate aree;
- investimenti a lungo termine: i tempi di ritorno possono essere molto elevati.

Empiricamente i vantaggi ambientali ed energetici del teleriscaldamento si sono dimostrati mediante il bilancio complessivo in termini di energia primaria consumata e di tonnellate/anno di inquinante emesso; i dati utilizzati nel calcolo del bilancio sono differenti per ciascuno dei due scenari presi in esame (scenario attuale e pregresso).

Lo scenario attuale si basa sui dati forniti direttamente dalle centrali di produzione considerate e perciò i risultati ottenuti sono più attendibili. Lo scenario pregresso si basa su dei modelli di calcolo del fabbisogno di energia primaria delle utenze residenziali, contrassegnati ciascuno da ipotesi differenti e non sempre in linea con le condizioni reali e pertanto caratterizzati da un maggior grado di incertezza.

Sotto il profilo energetico, l'energia primaria dello scenario attuale è quella consumata dalle centrali di cogenerazione di Torino, prelevata dalla rete gas nazionale e a sua volta convertita rispettivamente in energia elettrica e in energia termica. Nello scenario pregresso si hanno quindi due valori di energia primaria, per il settore termico e per il settore elettrico, ciascuno ricavato mediante dei modelli di calcolo, l'energia primaria è successivamente trasformata in energia elettrica e in energia termica la quale viene fornita alle singole caldaie condominiali.

I dati caratterizzanti le emissioni di inquinanti generati dai due scenari si basano sul concetto del fattore di emissione, specifico per ciascun inquinante considerato nel calcolo del bilancio globale.

La determinazione del fattore di emissione non è semplice poiché dipende dai dati effettivi che si hanno a disposizione per l'impianto preso in esame e talvolta si ottengono dei valori che non rispecchiano completamente le condizioni reali.

In questo lavoro di tesi si è scelto di considerare come fattori di emissione dei singoli impianti di riscaldamento i rispettivi valori presi da letteratura o dagli inventari delle emissioni invece, quelli per le centrali di cogenerazione di ricavarli direttamente dalle tonnellate di inquinante emesso dalle centrali stesse; i dati delle emissioni di inquinanti sono stati forniti da IREN.

Il concetto di fattore di emissione è ulteriormente approfondito nel paragrafo seguente.

4.1 I fattori di emissione degli inquinanti

L'impatto ambientale del settore del riscaldamento civile viene di norma stimato mediante l'utilizzo dei fattori di emissione. I fattori di emissione vengono definiti in funzione delle caratteristiche della specifica tecnologia e del tipo di combustibile impiegato, concorrono a determinare quale sia l'effetto finale a livello locale, regionale, nazionale o globale.

In linea di massima il fattore di emissione è definito come il rapporto tra la massa di sostanza inquinante emessa e un'unità di misura specifica di prodotto o servizio [15]; nel campo del riscaldamento domestico esso è espresso in g/GJ o g/MWh poiché è riferito alla produzione energetica dell'impianto e di conseguenza alla massa di combustibile bruciata, entrambi connessi dal potere calorifico del combustibile stesso.

La stima dei fattori di emissione si basa su misure dirette condotte in campo o in laboratorio; tali fattori dovranno essere aggiornati di continuo in funzione dello sviluppo tecnologico degli strumenti e della qualità dei combustibili. La misura in laboratorio si effettua in condizioni controllate e ripetibili munendosi di strumentazioni molto sensibili in modo da garantire l'accuratezza del risultato; le procedure adottate durante l'esecuzione delle prove possono essere o standardizzate, per essere ripetute, o specifiche per essere più attinenti alle condizioni reali. Tuttavia rispetto all'esercizio ordinario le condizioni adottate durante le prove sono diverse e migliori in termini di emissioni prodotte; ne deriva che in letteratura sono presenti tantissimi valori di fattori di emissione caratterizzati da ampi intervalli di incertezza. L'incertezza è funzione [1]:

- delle diverse modalità di esecuzione delle prove che di solito fa riferimento ad un periodo di tempo breve e non rappresentativo delle emissioni a lungo termine, per il periodo di vita dell'impianto considerato;
- degli strumenti, infatti, i dati di emissione possono essere ricavati da un numero di impianti, statisticamente non rappresentativo;
- dei combustibili impiegati dai diversi autori;
- della non considerazione dell'efficienza dei controlli, della qualità di manutenzione, delle caratteristiche operative e dell'età degli impianti;
- della possibilità di emissioni accidentali.

In alcuni casi si fa riferimento a valori singoli, in altri casi a valori medi; per questo motivo è quindi meglio identificare degli intervalli di valori entro cui i risultati sono dispersi.

Per semplicità di calcoli in questo lavoro di tesi i fattori di emissione dei singoli impianti di riscaldamento sono stati presi da letteratura o dagli inventari delle emissioni invece, quelli delle centrali di cogenerazione si sono calcolati direttamente dalle tonnellate di inquinante emesso dalle centrali stesse.

Essendo il gas naturale il combustibile principalmente adoperato nel settore del teleriscaldamento, la comparazione più efficace tramite il bilancio emissivo ed energetico è avvenuta scegliendo come riferimento per il riscaldamento degli edifici la caldaia alimentata a gas naturale.

Gli inquinanti emessi dagli impianti di riscaldamento domestico considerati in questo lavoro di tesi sono l'anidride carbonica, il monossido di carbonio, gli ossidi di azoto e il particolato. Sono stati pertanto ricercati i fattori di emissione di questi inquinanti sono stati ricercati in funzione della tipologia di combustibile sopra citato. Si riportano in Tabella 4.1 i fattori di emissione utilizzati nello studio.

Tabella 4.1 I Fattori di emissione per la combustione di gas naturale

FATTORE DI EMISSIONE GN/GPL (g/MWh)	NOx	CO	PM/PTS	CO2 (kg/MWh)
<i>EMEP/EEA guidebook 2016</i>	151.2	79.2	0.7	198
<i>Studio Innovhub gas naturale 2016</i>	116.3	203.8	0.1	-
<i>SINAnet - ISPRA 2015</i>	111.6	90	0.7	206.1
<i>INEMAR - ISPRA 2011</i>	125.4	90	0.7	198
<i>Stazione sperimentali per i combustibili 2005</i>	151.1	40.1	1	194.8
<i>Regione Piemonte -comparativo</i>	120	-	10	-
<i>Regione Piemonte -adeguamento</i>	80	90	10	-

Il primo gruppo di fattori di emissione sono tratti dal database della guida pubblicata dall'Agenzia Europea dell'Ambiente, in cui le informazioni sono ordinate secondo il rispettivo codice della categoria di origine (NFR, *Nomenclature For Reporting*), il combustibile, l'inquinante e la tecnologia.

L'*Air Pollutant Emission Inventory Guidebook* fornisce indicazioni sulla stima delle emissioni provenienti da fonti sia antropiche sia naturali ed è il riferimento tecnico per la compilazione degli inventari nazionali delle emissioni in atmosfera per i Paesi appartenenti all'UNECE (*United Nations Economic Commission for Europe*). Il lavoro, iniziato nel 1992 (prima denominato EMEP/CORINAIR), è stato sviluppato e mantenuto da *UNECE/EMEP*

Task Force on Emission Inventories and Projections (TFEIP) ai sensi della *Convention on Long Range Transboundary Air Pollution* (LRTAP Convention) [16].

Il secondo gruppo di fattori di emissione deriva dall'indagine sperimentale di Innovhub Stazioni Sperimentali per l'Industria [17] “*Studio comparativo sulle emissioni da apparecchi a gas, GPL, gasolio e pellet*”. Lo studio, realizzato nel 2016, vuole mettere in risalto il ruolo significativo che il settore del riscaldamento comporta sulle emissioni inquinanti in atmosfera; si forniscono nuovi dati più significativi in relazioni ai principali combustibili impiegati. L'indagine è composta sia da una parte bibliografica sia da una parte sperimentale. Nella parte bibliografica si fa riferimento all'indagine ISTAT del 2014 riguardo la distribuzione delle diverse tipologie di impianti e di combustibili, ai principali consumi energetici per gli usi domestici che includono il riscaldamento/raffrescamento e alle tipologie di inquinanti prodotti nel settore del riscaldamento domestico. Nella parte sperimentale l'obiettivo è quello di valutare le emissioni specifiche dei principali macro e micro inquinanti prodotti dalle caldaie murali e dalle stufe a pellet, evidenziando anche le differenze tra i combustibili gassosi e le biomasse. I due apparecchi sono messi a confronti perché possono essere applicati alle medesime tipologie di abitazioni ed utilizzati in maniera simile anche dal punto di vista della fruibilità dell'utente.

Il terzo gruppo di fattori di emissione fa riferimento alla rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale SINA in cui avviene la raccolta di dati e informazioni utili a descrivere e comprendere vari fenomeni ambientali al fine di supportare l'inserimento delle tematiche ambientali nella politica nazionale. Il programma SINA è stato trasferito nel 1998 dal Ministero dell'Ambiente all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ISPRA.

La rete SINAnet è composta da [18]:

- *i Punti Focali Regionali (PFR)* che svolgono la funzione di riferimento territoriale della rete dove vengono raccolti dati e informazioni regionali di interesse del SINA;
- le agenzie ambientali (ARPA/APPA) che forniscono il supporto tecnico-scientifico a specifiche tematiche ambientali, in particolare sul monitoraggio;
- *le Istituzioni Principali di Riferimento (IPR)* che contribuiscono a livello nazionale alla formazione delle regole e alla alimentazione della base conoscitiva ambientale.

Il quarto gruppo di fattori di emissione è riferito al database INEMAR (INventario EMissioni ARia) progettato per stimare le emissioni dei principali macroinquinanti, delle frazioni

carboniose del particolato, degli idrocarburi policiclici aromatici, dei metalli pesanti e degli inquinanti aggregati per numerosi tipi di attività e combustibili. Il database INEMAR è stato realizzato tra il 1990-2000 dalla Regione Lombardia in collaborazione con la Regione Piemonte e dal 2003 è gestito e sviluppato da Agenzia Regionale per la Protezione Ambiente ARPA Lombardia. Dal 2006 il suo utilizzo è condiviso nel quadro di un accordo interregionale per gli inventari delle emissioni di Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Puglia e le Province di Trento e di Bolzano.

I fattori di emissione nel database INEMAR sono classificati secondo il macrosettore, l'inquinante, il combustibile e l'attività [19].

Il quinto gruppo di fattori di emissione è tratto da uno studio [20], *“Analisi comparativa dei combustibili ad uso civile”* promosso nel 2002 dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per mettere a confronto le prestazioni energetiche e l'impatto ambientali dei diversi combustibili impiegati nel settore del riscaldamento civile. Allo studio hanno partecipato soggetti appartenenti ad enti ed istituzioni diverse: Regione Piemonte, Regione Lombardia, ENEA, Stazione Sperimentale per i Combustibili (SSC) e Consorzio IPASS (Ingegneria per l'Ambiente e lo Sviluppo Sostenibile).

La sperimentazione si è articolata in varie fasi le quali sono:

- raccolta dati bibliografici per la valutazione comparativa delle problematiche connesse con l'impiego dei combustibili sia in termini di impatto ambientale che di sicurezza; essa include anche le norme riguardo le caratteristiche dei combustibili e delle emissioni in atmosfera;
- esecuzione di misure, effettuate da SSC, in laboratorio e in campo per la determinazione dei livelli di emissione generati dai processi di combustione, in funzione dei diversi combustibili impiegati;
- comparazione dei dati sperimentali ottenuti con quelli disponibili in letteratura sulla base degli inventari nazionali delle emissioni e stima del contributo all'inquinamento atmosferico complessivo e della sua ripartizione tra i diversi combustibili.

Il sesto e il settimo gruppo di fattori di emissione sono riportati nella Tabella A [21], paragrafo 1.5 del D.G.R. 46-11968/2009 *“Aggiornamento del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria-Stralcio di piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento e disposizioni attuative in materia di rendimento energetico*

nell'edilizia"; tali valori sono riferiti ai generatori di calore da installarsi in edifici di nuova costruzione o in edifici già esistenti.

4.1.1 Gli inquinanti atmosferici degli impianti termici civili

Le emissioni di inquinanti rilasciate in atmosfera e connesse ad un dato settore, come quello del riscaldamento, sono riportate negli appositi inventari delle emissioni. Gli inquinanti generati nel campo del riscaldamento civile sono gli stessi di quelli dei processi di combustione e dipendono da tre fattori: la tipologia e qualità del combustibile, la tecnologia di combustione e le condizioni operative di combustione. I meccanismi di combustione sono funzione della natura del combustibile infatti, se si utilizzano dei combustibili gassosi, si raggiunge di solito una combustione completa dato che questi sono formati da molecole più semplici; i combustibili solidi e liquidi sono soggetti a un processo di combustione più complesso, infatti spesso si ritrovano i residui della combustione incompleta nelle ceneri. Le condizioni operative della combustione dipendono dal funzionamento dell'impianto e quindi dall'installazione, manutenzione e gestione quotidiana.

Pur avendo a disposizione un combustibile di buona qualità e un impianto ad elevate prestazioni si potrebbero ottenere dei risultati non ottimali se tutto fosse gestito in modo improprio e scorretto.

I principali inquinanti atmosferici degli impianti termici civili sono [22]:

- l'anidride carbonica CO₂;
- il monossido di carbonio CO;
- gli ossidi di azoto NO_x;
- le Polveri intese come *Polveri Totali Sospese/ Particolato (PTS/PM)*;
- gli idrocarburi policiclici aromatici IPA;
- i composti organici volatili COV;
- il metano CH₄;
- gli ossidi di zolfo SO_x.

Come precedentemente riportato gli inquinanti esaminati in questo studio risultano: CO₂, polveri, CO e NO_x.

Si riportano in dettaglio le caratteristiche specifiche e i relativi effetti sull'uomo e sull'ambiente di tali inquinanti.

Anidride carbonica

Il biossido di carbonio è il composto indispensabile per la vita e i processi di fotosintesi delle piante; è ritenuto il principale gas serra in quanto responsabile dell'effetto serra, fenomeno essenziale per la regolazione della temperatura sulla Terra. La sua presenza in concentrazioni troppo elevate invece provoca il fenomeno del surriscaldamento globale.

L'anidride carbonica è un gas incolore e inodore, presente naturalmente in atmosfera, negli oceani e nei pozzi naturali. Rappresenta inoltre il principale composto prodotto dai processi di combustione dei combustibili fossili generate dalle automobili e dalle centrali termoelettriche.

Polveri

Il particolato atmosferico è composto dalle particelle atmosferiche aventi un diametro compreso tra 0,1 e 100 μm , cioè le particelle non gassose sospese in aria. La loro sospensione ha una durata variabile, poiché la velocità di caduta è funzione della densità, della forma e del quadrato del raggio della particella. Le particelle con diametro più grossolano si depositano sul suolo dopo pochi secondi, invece, quelle con diametro inferiore richiedono tempi più lunghi.

Le sorgenti naturali del particolato sono: gli spray marini, le erosioni di rocce, gli incendi boschivi; le sorgenti antropiche sono: i processi di combustione derivanti dalle emissioni dei motori delle autovetture, dalle centrali elettriche e termiche, da lavorazioni industriali che comportano macinazione, frantumazione di diversi materiali.

Il particolato atmosferico è il maggiore responsabile di alcune patologie dell'apparato respiratorio: tracheiti, bronchiti, e polmoniti, le quali variano in funzione della dimensione; la frazione più fine penetra fino ai polmoni causando effetti dannosi e tossici.

Monossido di carbonio

Il monossido di carbonio è un gas tossico, inodore, incolore e infiammabile; la sua presenza in atmosfera è imputabile a fonte naturale e antropica. Le sorgenti naturali sono gli oceani, le attività vulcaniche, il gas di palude. Le emissioni di origine antropica derivano principalmente da traffico veicolare e dalla combustione incompleta dei processi di combustione.

Gli effetti del monossido di carbonio colpiscono di solito l'uomo riducendo la capacità di ossidazione dei tessuti, provocando l'avvelenamento e se presente in concentrazioni elevate

può essere assorbito dagli alveoli polmonari, dove legandosi con l'emoglobina del sangue, impedisce il trasporto di ossigeno.

Ossidi di azoto

Gli ossidi di azoto includono il monossido di azoto, NO e il biossido di azoto, NO₂. Il monossido è un gas incolore e inodore che si genera quando le temperature di combustione sono elevate; esso deriva principalmente dai processi di combustione civili e industriali e dagli scarichi degli autoveicoli.

Il biossido di azoto è un gas di colore rosso-bruno, dall'odore pungente. Viene definito un inquinante secondario perché deriva dall'ossidazione del monossido in atmosfera o dalle reazioni fotochimiche con l'ozono troposferico e i raggi UV.

Le fonti naturali degli ossidi di azoto sono l'attività batterica sui composti dell'azoto, l'azione vulcanica e i fulmini.

Gli effetti di tali composti ricadono sulla salute dell'uomo a livello polmonare, irritazioni alle mucose e agli occhi e nefriti croniche; sull'ambiente provoca effetti quali piogge acide e smog fotochimico.

5. I CONSUMI ENERGETICI DEGLI EDIFICI

Secondo quanto riportato dal “RAEE (*Rapporto annuale di Efficienza Energetica*)”, pubblicato nel 2017 dall’Agenzia Nazionale di Efficienza Energetica (ENEA), il maggior consumo energetico del 2015 è risultato dal settore civile, con particolare riferimento a quello edilizio; gli edifici infatti da soli sono responsabili del 40% dei consumi energetici su scala globale. Inoltre, è emerso dallo studio che circa il 75% degli edifici sono inefficienti. Gli strumenti normativi di riferimento in tema di prestazione energetica nell’edilizia e di efficienza energetica sono le direttive 2010/31/EU, *Energy Performance Building*, e 2012/27/EU, *Energy Efficiency Directive*. La prima direttiva tratta del rinnovamento degli edifici mediante le opportune operazioni di riqualificazione energetica in modo da ottenere per i consumatori i rispettivi benefici ambientali ed economici. La seconda direttiva affronta il tema di efficienza energetica in tutti i settori caratterizzati da elevati consumi energetici, come l’edilizia e il settore dei trasporti.

Le azioni da effettuare nel settore edile per ottenere un’elevata efficienza energetica sono [23]:

- la realizzazione di nuovi edifici sostenibili a energia quasi zero e l’informazione dei benefici ottenuti al mercato;
- l’inserimento nella realizzazione di costruzioni civili dei parametri energetici;
- l’utilizzo di materiali innovativi atti ad ottenere un’elevata prestazione energetica;
- la limitazione di fonti fossili e l’impiego di energia proveniente da fonti rinnovabili;
- gli interventi sull’involucro (coibentazione, sfruttamento della massa termica);
- gli interventi sui dispositivi di illuminazione;
- gli interventi per il miglioramento dell’efficienza degli impianti e degli elettrodomestici.

Le prestazioni energetiche dell’edificio sono collegate alla cosiddetta diagnosi energetica del sistema edificio-impianto; essa è definita secondo l’articolo 2 del D. Lgs. 115/2008 come: “*procedura sistematica volta a fornire una adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività e/o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e riferire in merito ai risultati*”. La diagnosi energetica è lo strumento fondamentale per la **certificazione energetica** degli edifici al fine

di definire gli interventi più significativi e più convenienti per il miglioramento della **prestazione energetica** del sistema edificio-impianto.

Le rispettive definizioni riportate da ENEA sono [23]:

- certificazione energetica: *“complesso delle operazioni svolte dai soggetti certificatori per il rilascio dell’attestato di prestazione energetica (APE) e delle raccomandazioni per il miglioramento della prestazione energetica dell’edificio”*;
- prestazione energetica di un edificio: *“quantità annua di energia primaria necessaria per soddisfare, con un uso standard dell’immobile, i vari bisogni energetici dell’edificio, la climatizzazione invernale ed estiva, la preparazione dell’acqua per usi igienici sanitari, la ventilazione e per il settore terziario l’illuminazione”*.

La modalità operativa della diagnosi energetica si effettua attraverso la caratterizzazione energetica del sistema edificio-impianto (Figura 5.1) mediante il reperimento dei dati connessi [23]:

- all’analisi del sito e dell’utenza: contesto geografico, climatico e urbano, i dati di progetto (involucro, impianto elettrico, termico di produzione da FER), destinazione d’uso e profili di utilizzo dell’immobile, acquisizione e analisi dei dati storici relativi alla fatturazione energetica;
- all’involucro edilizio: fabbisogno di energia termica per il riscaldamento/raffrescamento dell’edificio (temperatura interna di regolazione, periodo di riscaldamento/raffrescamento);
- agli impianti di climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria: impianto di climatizzazione per la stagione di riscaldamento, impianto di produzione per acqua calda sanitaria (ACS), centrali di trattamento aria, impianto di climatizzazione per la stagione di raffrescamento;
- agli impianti elettrici e alla produzione di energia da fonti rinnovabili: illuminazione, altre utenze elettriche, impianti fotovoltaici, solari e termici, di generazione di calore a biomasse e altri impianti;
- alle indagini strumentali per la caratterizzazione degli edifici: in mancanza o a supporto dei dati di progetto dell’edificio, talvolta può essere necessario svolgere misure strumentali in loco, per ottenere, nella fase di caratterizzazione

dell'immobile in esame, informazioni maggiormente accurate e rappresentative dell'effettivo stato dell'edificio.



Figura 5.1 Caratterizzazione sistema edificio-impianto

Una volta completata la fase di caratterizzazione energetica dell'edificio si valuta il suo fabbisogno di energia primaria per mezzo di vari modelli di calcolo, i quali ricavano il consumo energetico degli edifici in un certo periodo di tempo.

I modelli di simulazione energetica degli edifici

Esistono svariate procedure di simulazione energetica degli edifici le quali sono in grado di valutare le prestazioni energetiche degli edifici con i relativi consumi stagionali o annuali e di prevedere i consumi energetici sia in fase di progettazione che di verifica.

In generale i modelli di simulazione dei consumi energetici degli edifici possono essere classificati in base alla procedura di calcolo e in base alla scala di riferimento.

Per quanto riguarda la classificazione in base alla scala di riferimento, i modelli di calcolo sono suddivisi in modelli *top-down* (dall'alto verso il basso) e modelli *bottom-up* (dal basso verso l'alto). L'approccio *top-down* parte dalla scala spaziale più ampia (es. nazionale) per poi discendere su scale più piccole (regioni/province/comuni), utilizza variabili scelte tra gli indicatori statistici a disposizione per la scala spaziale di interesse, che devono essere quanto più possibile correlate al processo considerato.

L'approccio *bottom-up* invece parte dall'analisi della scala locale per passare a quella relativa a livelli di aggregazione maggiori; pertanto esso è più preciso ma richiede un elevato numero di informazioni utili a descrivere ciascuna scala analizzata.

Esistono anche dei modelli *ibridi* i quali utilizzano delle variabili specifiche da adattare alla scala spaziale analizzata.

La classificazione in base alla procedura di calcolo per la determinazione del fabbisogno di energia termica degli edifici suddivide i modelli in: stazionari e dinamici. Nei modelli stazionari la valutazione energetica è di tipo "standard", poiché si ottiene applicando la procedura contenuta nella norma UNI/TS 11300, "*Prestazioni energetiche degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edifici*"; nei modelli dinamici invece la valutazione energetica si realizza mediante la risoluzione di equazioni termodinamiche costituite da alcuni parametri quali:

- la conduzione termica;
- l'irraggiamento interno ed esterno;
- i flussi d'aria dell'ambiente esterno verso l'interno o viceversa.

I modelli di consumo energetico sono stati utilizzati, in questo lavoro di tesi, per calcolare il fabbisogno di energia termica degli edifici e in particolare si è scelto di considerare: il modello proposto nel Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, il progetto TABULA del Politecnico di Torino e l'Allegato V del D.G.R. 46-11968/2009 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*". Tali modelli saranno descritti nel capitolo 6, di seguito sono comunque riportati alcuni esempi di metodologie di calcolo dei consumi energetici degli edifici.

Software EnergPlus

EnergyPlus, è un programma di simulazione energetica dinamica degli edifici su scala mondiale sviluppato dal Dipartimento per l'efficienza energetica e l'energia rinnovabile del Governo degli Stati Uniti (EERE). L'impiego più comune di EnergyPlus è il calcolo dei carichi energetici di riscaldamento, raffrescamento, illuminazione e ventilazione sulla base di simulazioni orarie definite dall'utente [24].

Esso è costituito da tre moduli principali (*Surface Heat Balance Manager, Air Heat Balance Manager e Building Systems Simulation Manager*), ciascuno composto dai rispettivi sotto-moduli (Figura 5.2)

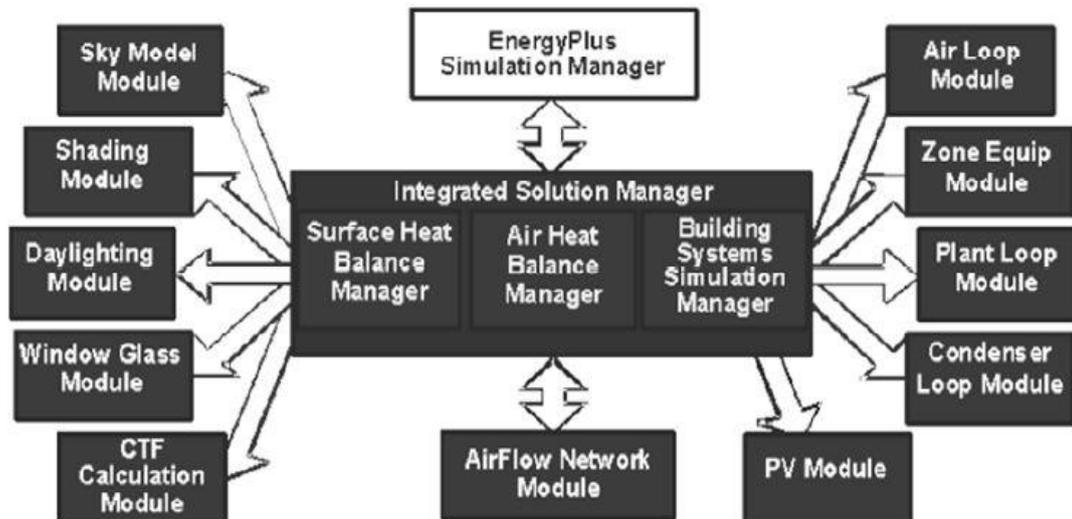


Figura 5.2 Schema di EnergyPlus [34]

UNI EN 13790/2008

La norma tecnica UNI EN ISO 13790/2008 “*Prestazione termica degli edifici- Calcolo del fabbisogno di energia per il riscaldamento e il raffrescamento*” definisce la metodologia di calcolo del fabbisogno di energia termica degli edifici. Essi sono descritti come un’unità singola confinante con superfici a contatto con aria esterna, terreno e zone non climatizzate. Si considerano per il calcolo del fabbisogno di energia, lo scambio termico per trasmissione e la zona di ventilazione dell’edificio quando viene riscaldato o raffreddato ad una temperatura costante.

I passaggi da eseguire per l’applicazione della norma tecnica sono [24]:

- definizione dei confini dell’insieme degli ambienti climatizzati e non dell’edificio;
- se richiesta, definizione dei confini delle diverse zone di calcolo;
- definizione delle condizioni interne di calcolo e dei dati di ingresso relativi al clima esterno;
- calcolo, per ogni mese e per ogni zona dell’edificio, dei fabbisogni netti di energia termica per il riscaldamento e il raffrescamento;
- calcolo dei rendimenti impiantistici e dei fabbisogni di energia primaria;
- aggregazione dei risultati relativi alle diverse zone servite dagli stessi impianti.

Modello Invert/EE-Lab

Il modello *Invert/EE-Lab* [24] è uno strumento di simulazione dinamica che utilizza l'approccio bottom-up. Esso è di solito utilizzato perché in grado di valutare gli effetti di diverse strategie politiche su: domanda totale di energia, mix di vettori energetici, riduzione di anidride carbonica, costi per il riscaldamento, raffreddamento, produzione di acqua calda e illuminazione negli edifici.

Il modello si basa sul reperimento dei dati del parco edilizio e sulla caratterizzazione di ciascun edificio in base a dati geometrici, periodo di costruzione, tipologia di impianto di riscaldamento e produzione di acqua per uso sanitario; gli edifici aventi stessa geometria, destinazione d'uso e zona climatica sono raggruppati in sottoinsiemi e ad ogni sottoinsieme si assegna una classe specifica.

Dopo la raccolta dei dati si calcola il fabbisogno energetico per ogni classe di edificio assegnata utilizzando un approccio basato su un bilancio energetico mensile, nel quale viene considerato: la distinzione tra i giorni di utilizzo e di non utilizzo e in caso di ventilazione, la differenza tra giorno medio (16 ore) e notte (8 ore).

Infine Il fabbisogno energetico annuale si ottiene dalla somma dei diversi contributi dei fabbisogni energetici mensili.

5.1 I consumi energetici nazionali

Il "*Rapporto annuale di efficienza energetica (RAEE)*" rappresenta un utile strumento di valutazione, analisi e monitoraggio a supporto delle politiche del nostro Paese nel settore energetico. Il rapporto pone le basi ai cambiamenti da realizzare nel settore energetico i quali sono oggetto dell'attuale Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN17), attuata dal D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. La Strategia Energetica Nazionale rappresenta un riferimento per la presentazione alla Commissione Europea della proposta di Piano integrato per l'energia e il clima (CEP) previsto dall'UE; gli obiettivi da raggiungere entro il 2030 riguardano principalmente cinque punti fondamentali: la decarbonizzazione e le rinnovabili, l'efficienza energetica, la sicurezza energetica, il mercato interno, l'innovazione e la competitività.

L'obiettivo riguardo **l'efficienza energetica** è strettamente connesso a quello di riduzione dei consumi energetici finali in tutti i settori, con particolare riferimento al settore residenziale e a quello dei trasporti, essendo i settori con i consumi più ingenti.

Dall'analisi dei dati riportati nel RAEE [25], nel 2015 il consumo energetico negli impieghi finali dei vari settori risulta essere di 123 Mtep, maggiore rispetto al 2014 del 2,1%, con un valore ad oggi registrato uguale a quello dei primi anni '90.

In particolare, come si può osservare dalla Figura 5.3, il settore con il tasso di crescita maggiore è quello civile, a causa della crescita del settore terziario, con un consumo energetico di 48,4 Mtep, in crescita del 8,2% rispetto al 2014 [25]. Per quanto riguarda gli altri settori si nota come quello industriale è in diminuzione, quello dei trasporti registra un piccolo aumento rispetto al 2014 e il settore agricolo ha avuto un incremento dei consumi rispetto al 2014.

Tra i consumi energetici settoriali nel periodo 1990-2015, quello civile assorbe quasi il 40% degli impieghi finali seguito dal settore dei trasporti con il 32% e il settore industriale con il 20,7% [23].

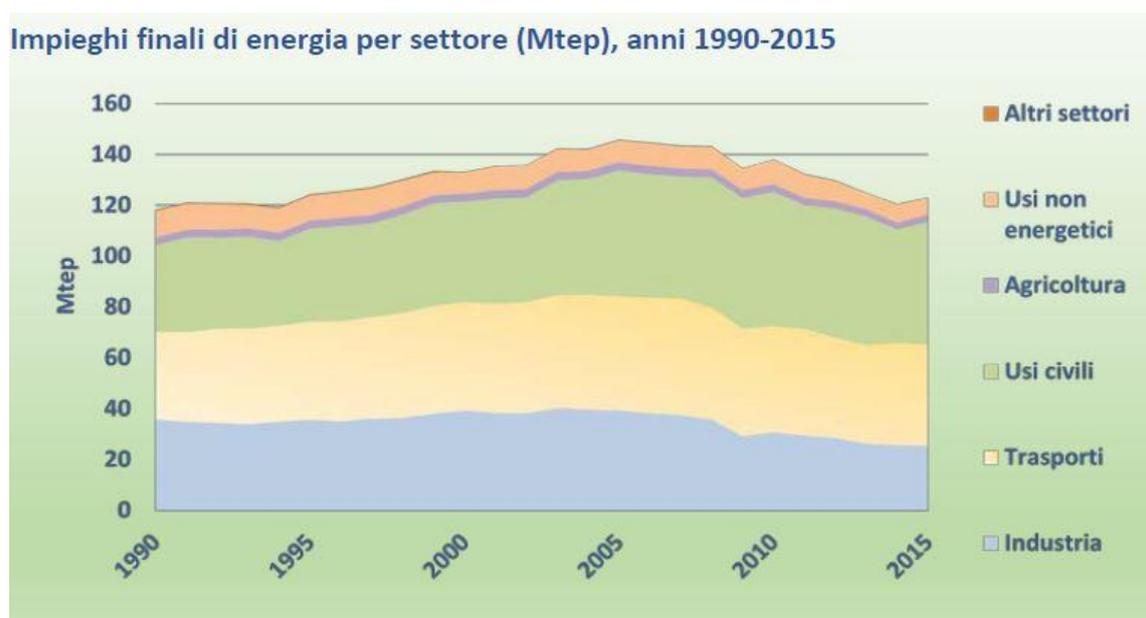


Figura 5.3 Richiesta energetica nei vari settori, Fonte RAEE 2017

In particolare è riportato nel RAEE 2017 il valore del consumo energetico nel settore residenziale nel 2015 di 32,5 Mtep: esso risulta in aumento del 10% rispetto al 2014. Inoltre emerge che il consumo energetico di tutte le fonti energetiche adoperate in tale settore è in crescita; il consumo di legna è in aumento del +12,8%, quello del gas naturale di +12,1%, segue quello gasolio con +10% e i consumi di energia elettrica e delle altre fonti rinnovabili rispettivamente di 3% e 3,3%. Come riportato nei capitoli precedenti, il gas naturale è la

principale fonte energetica in Italia e nel 2015 esso ha soddisfatto oltre il 50% dei consumi energetici del settore (Figura 5.4) [25].

Infine, come si evince dalla Figura 5.5, il principale consumo energetico nel settore residenziale è dovuto alla climatizzazione degli ambienti, il quale assorbe tra il 70% e il 75% in funzione della fascia climatica; nel 2015 esso è aumentato del 2,1% rispetto al 2014. Sono in crescita anche i consumi derivanti dall'illuminazione e dagli apparecchi elettrici, dall'acqua calda sanitaria e dagli usi in cucina [25].

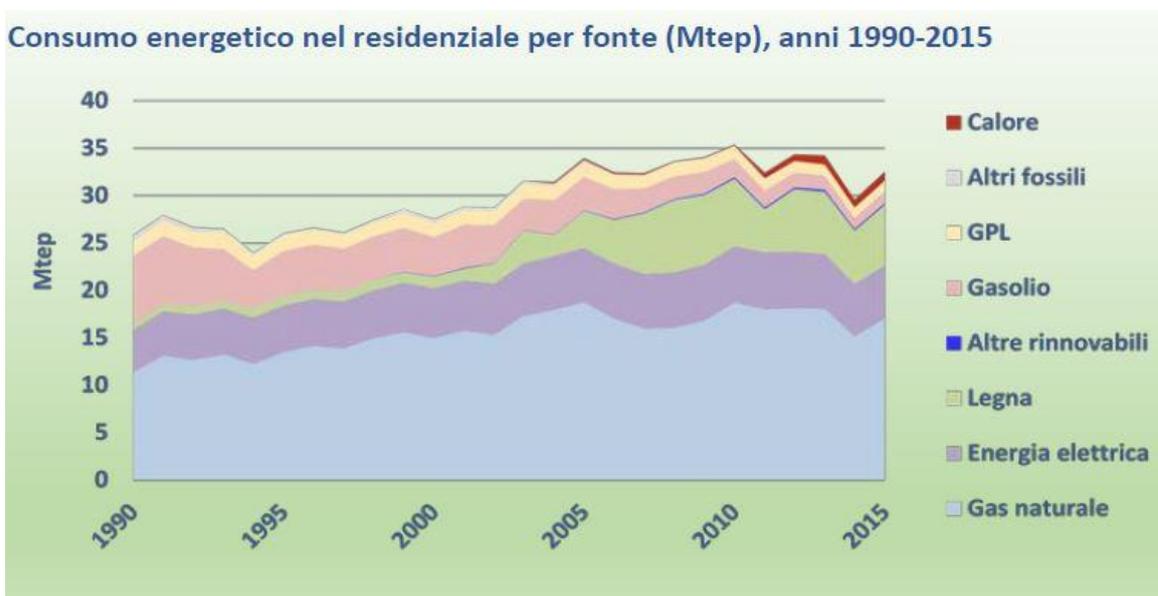


Figura 5.4 Consumo di energia nel residenziale, Fonte RAEE 2017

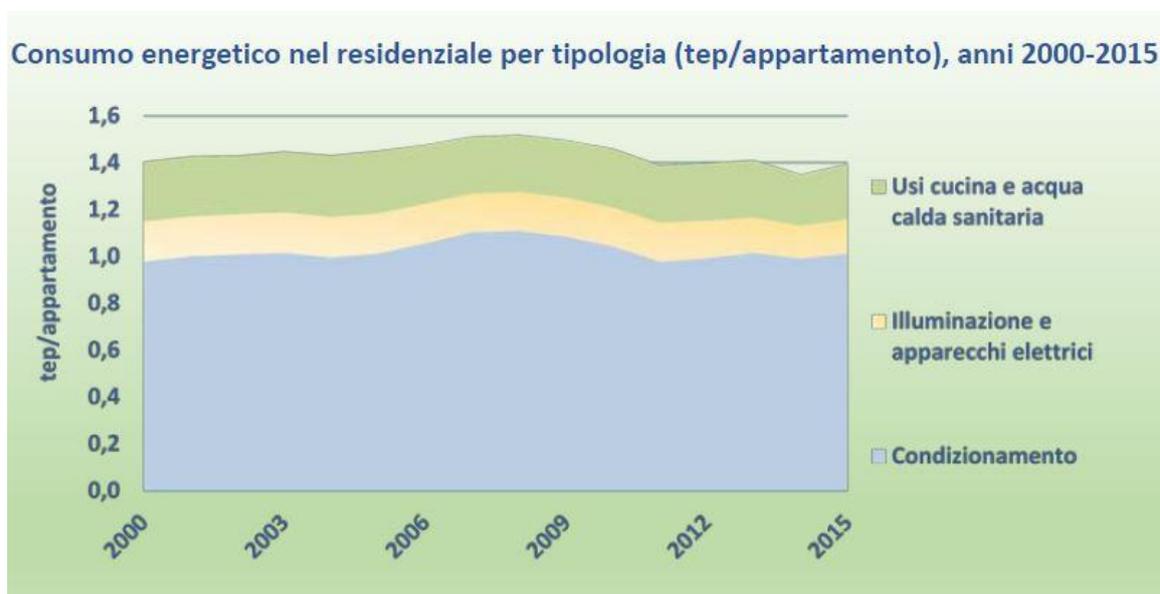


Figura 5.5 Tipologie di consumo energetico, Fonte RAEE 2017

6. LA METODOLOGIA

L'approccio metodologico adottato nel lavoro di tesi consiste in un'analisi comparativa tra due scenari, in riferimento alla presenza o meno della rete di teleriscaldamento nella città di Torino. Gli scenari in questione sono la situazione attuale della rete teleriscaldata alimentata dalle centrali di cogenerazione e la simulazione di uno scenario pregresso in cui si ipotizza l'assenza di teleriscaldamento. Si suppone che le utenze residenziali, servite attualmente dalla rete di TLR, siano servite da impianti termici alimentati a gas naturale; questa assunzione deriva dal fatto che il gas naturale è attualmente il combustibile più utilizzato nelle aree urbane.

Il confronto tra i due scenari viene effettuato tramite un bilancio energetico ed emissivo, al fine di evidenziare quantitativamente i benefici ambientali che comporta la distribuzione di calore con il teleriscaldamento; i valori paragonati si riferiscono all'energia primaria consumata (GWh) e alle tonnellate di inquinanti emessi dagli impianti considerati (centrali di cogenerazione e caldaie a gas).

L'analisi energetica dello scenario pregresso è suddivisa tra energia termica ed elettrica, essendo l'energia primaria data dalla somma di entrambe. L'analisi dell'energia termica è realizzata tramite l'applicazione di modelli di calcolo dei consumi energetici degli edifici i quali consentono di determinare il fabbisogno medio di energia primaria ($\text{kWh/m}^2\text{a}$), successivamente convertito in energia primaria totale (GWh).

Dall'analisi di energia elettrica sono invece stati ricavati due valori di energia primaria (GWh), riferiti a due diverse opzioni. La prima opzione considera che l'energia elettrica prodotta dalle centrali del Gruppo IREN vada a sostituire solo quella fornita dal parco termoelettrico medio italiano. La seconda opzione tiene conto anche del contributo delle energie rinnovabili.

L'analisi emissiva avviene mediante l'impiego dei fattori di emissione, i quali permettono di calcolare le tonnellate/anno di inquinanti prodotti. I fattori di emissione per le centrali di cogenerazione sono calcolati a partire dalle emissioni di inquinanti delle centrali stesse, i cui valori sono stati forniti da IREN. Nello scenario pregresso si sono calcolati i fattori di emissione per l'energia termica e per l'energia elettrica: quelli inerenti all'energia termica sono riferiti ai valori degli inventari delle emissioni o di altri studi, già descritti nel capitolo 4; i fattori di emissione inerenti all'energia elettrica sono calcolati:

- Per il primo scenario come la media dei valori dall'ISPRA [4] in riferimento alle sorgenti di combustione stazionaria in Italia;
- Per il secondo scenario, dalla disaggregazione dei dati dell'inventario nazionale delle emissioni [5].

Dai valori di energia primaria (GWh) e dei fattori di emissione si ottengono le rispettive emissioni di inquinanti che sono a loro volta confrontate con le emissioni di inquinanti prodotte dalle centrali di cogenerazione.

Nei paragrafi successivi verrà fornita una descrizione generale delle principali metodologie utilizzate nei due scenari di riferimento, attuale e pregresso.

6.1 Scenario attuale

I dati emissivi ed energetici dello scenario attuale sono quelli disponibili dai dati operativi delle centrali di cogenerazione e di integrazione, forniti dal Gruppo IREN per l'anno 2016. Le emissioni di ossidi di azoto e monossido di carbonio sono state acquisite dai sistemi di monitoraggio in continuo di cui sono dotate le centrali di produzione. Le emissioni di particolato sono state invece stimate a partire da campionamenti periodici effettuati sugli impianti.

Per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica le quote di CO₂ da attribuire all'energia elettrica e al calore prodotti variano in funzione del metodo utilizzato.

Le principali metodologie di allocazione delle emissioni di anidride carbonica utilizzate per le centrali di produzione sono: il metodo dell'efficienza, il metodo del contenuto energetico e il metodo del potenziale di lavoro. Nel nostro caso, per le centrali di produzione gestite dal Gruppo IREN è stato utilizzato il metodo dell'efficienza.

Per approfondire le metodologie di allocazione delle emissioni di anidride carbonica delle centrali di cogenerazione si rimanda all'[Allegato 1](#).

6.2 Scenario progressivo

Lo scenario progressivo, in cui si ipotizza l'assenza della rete di teleriscaldamento di Torino, descrive che l'energia primaria richiesta è data dalla somma di energia termica (fornita dagli impianti alimentati a gas naturale) e di energia elettrica (prelevata dalla rete elettrica nazionale).

In tale scenario sono utilizzati tre modelli di consumo energetico degli edifici che permettono di ottenere un rispettivo valore di fabbisogno medio di energia (kWh/m²a). I modelli presi in considerazione sono: il modello proposto nel Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, il progetto TABULA del Politecnico di Torino e l'Allegato V del D.G.R. 46-11968/2009 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*".

Il procedimento di calcolo del fabbisogno energetico (kWh/m²a), adottato in questo lavoro di tesi, sarà descritto dettagliatamente nel capitolo 7. Di seguito si vuole fornire una descrizione generale dei modelli di calcolo utilizzati per il calcolo dei consumi energetici degli edifici.

6.2.1 I Modelli di consumo energetico degli edifici di Torino

Modello proposto nel Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino

Il piano di azione per l'energia sostenibile proposto dalla Provincia di Torino (PAES) rientra all'interno del progetto di ricerca europeo, *Cities on Power (CoP)*, volto alla promozione dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili nelle aree urbane e dalla informatizzazione dei modelli di simulazione energetica presenti in letteratura.

La metodologia utilizzata nello studio di supporto alla redazione del Piano [26] è finalizzata alla realizzazione di una mappa in ambiente GIS (*Geographic Information System*) in modo da determinare il valore del fabbisogno di energia termica di ciascun edificio presente nel sistema di mappatura.

Le fasi seguite sono:

- la definizione di edifici tipo, dati climatici e simulazioni riferiti alla letteratura;
- la correzione dei modelli sulla base del consumo specifico del parco edilizio esistente;
- l'applicazione urbana mediante il software GIS e nella validazione del modello attraverso il confronto con i consumi reali.

La procedura adottata è rappresentata in Figura 6.1

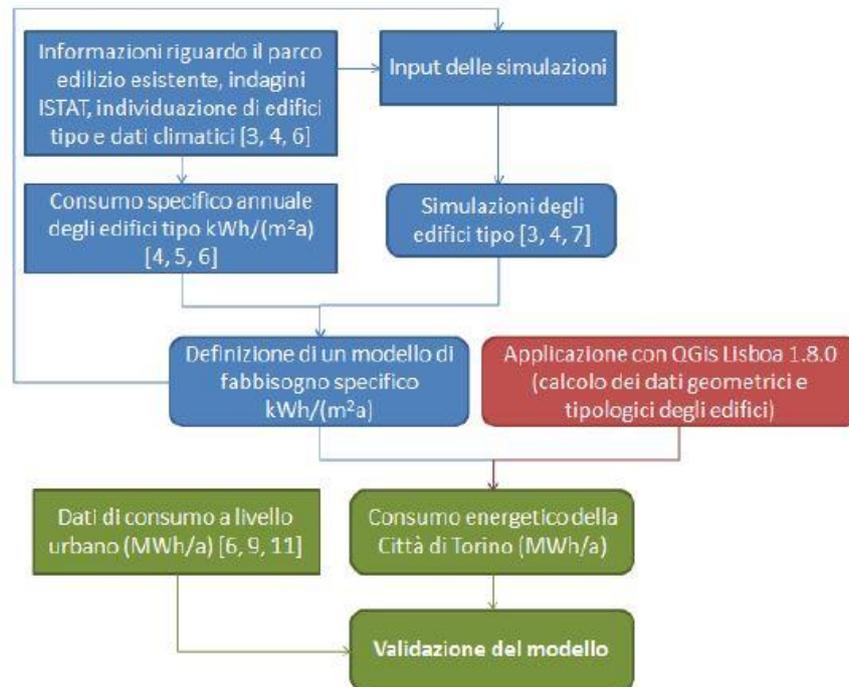


Figura 6.1 Procedura di calcolo del modello di fabbisogno energetico degli edifici e della città di Torino [26]

Il primo passo consiste nella caratterizzazione del parco edilizio della città di Torino, costituito da un centro storico molto compatto, con edifici che sono stati costruiti nel dopoguerra e tra gli anni '60 '70. Negli ultimi anni, inoltre, grazie alle olimpiadi del 2006 il parco edilizio ha subito una grande trasformazione.

Il fabbisogno di energia che ne deriva è influenzato sulla base di variabili tipologiche e geometriche dell'edificio [26]:

- destinazione d'uso dell'edificio;
- epoca di costruzione, connessa alle caratteristiche costruttive e al livello di isolamento termico dell'edificio;
- fattori di forma, definito come il rapporto tra la superficie disperdente e il volume riscaldato. La superficie disperdente e il volume riscaldato sono le caratteristiche geometriche di un edificio utili a valutare le dispersioni termiche per trasmissione e ventilazione come pure gli apporti solari.

Il modello considera gli edifici di Torino simili a degli edifici tipo presi da letteratura, ai quali sono associati dei rispettivi valori medi del fattore di forma S/V_{medio} [26]:

- edificio singolo con 1-4 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,82 \text{ m}^{-1}$;
- palazzina piccola o villette a schiera con 5-15 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,64 \text{ m}^{-1}$;
- palazzina grande con 16-30 unità abitative o edificio in linea: $S/V_{\text{medio}} = 0,51 \text{ m}^{-1}$;
- grande condominio con più di 31 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,36 \text{ m}^{-1}$;

Si ricava, in base alle considerazioni sopra citate, il numero di edifici della città di Torino classificato secondo l'epoca di costruzione e il fattore di forma (Figura 6.2).

Fattore di forma	Epoca di costruzione									
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006	Totale
$S/V \leq 0,45$	2.092	3.693	4.701	4.518	1.961	460	197	66	33	43%
$0,45 < S/V \leq 0,56$	794	1.361	1.801	1.216	542	166	100	57	18	15%
$0,56 < S/V \leq 0,71$	947	1.400	1.881	1.119	491	163	103	30	16	15%
$S/V > 0,71$	2.016	2.548	3.558	2.012	933	375	198	42	27	28%
Totale	14%	22%	29%	21%	9%	3%	1%	0%	0%	100%

Figura 6.2 Numero edifici Torino [26]

Successivamente, il valore di fabbisogno specifico di energia primaria è ricavato mediante un indicatore di prestazione energetica globale in $\text{kWh/m}^2\text{a}$, caratteristico dei consumi energetici derivanti dalla climatizzazione invernale e dalla produzione di acqua calda sanitaria di ogni edificio della Provincia di Torino. I valori dell'indicatore di prestazione energetica sono ottenuti sia dai dati climatici medi della norma UNI 10349:1994 sia dai dati climatici medi degli ultimi 22 anni (1990-2012). In questo lavoro di tesi si sono utilizzati solo i valori dell'indicatore dai dati climatici medi degli ultimi 22 anni. (Figura 6.3).

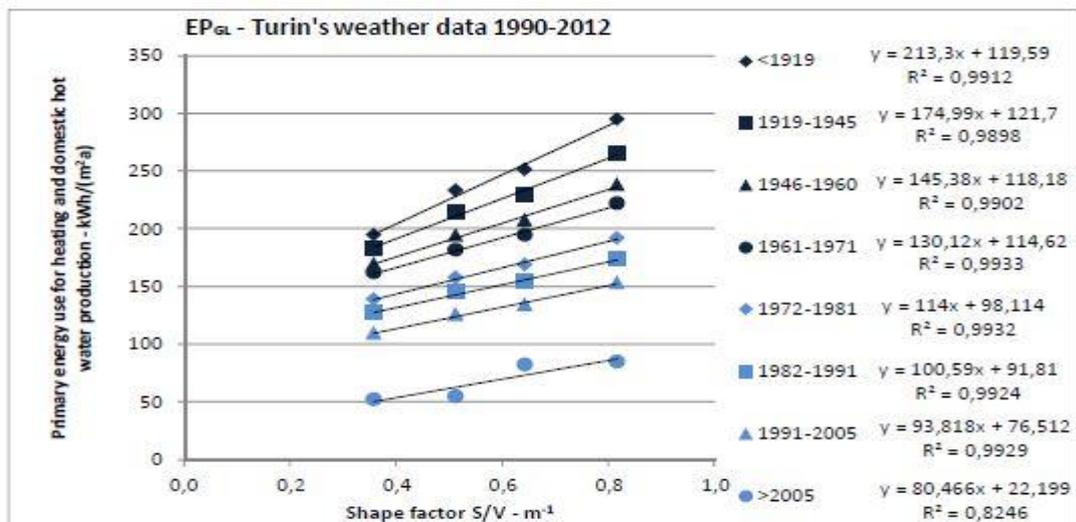


Figura 6.3 Indicatore di prestazione energetica globale per la Città di Torino considerando i dati climatici medi degli ultimi 22 anni (1990-2012) [26]

I dati ottenuti sono stati trasformati in dati informatici e trasferiti nel sistema di mappatura GIS.

Progetto TABULA

Il progetto TABULA (*Typology Approach for Building stock energy Assessment*) rientra nel programma europeo *Intelligent Energy Europe*, finalizzato alla creazione di una struttura armonizzata delle tipologie edilizie residenziali europee.

Gli edifici di ciascuna nazione sono associati ad edifici tipo aventi determinate caratteristiche geometriche, energetiche ed epoca di costruzione; essi costituiscono uno strumento utile di calcolo delle prestazioni energetiche e dei risparmi energetici di ciascun paese al fine di attuare le opportune azioni di riqualificazione. Le azioni di riqualificazione degli edifici adottate dal progetto TABULA fanno riferimento a due specifici livelli: “tipico” e “avanzato”. Il livello tipico si basa su misure comunemente utilizzate all’interno del paese, il livello avanzato si basa su interventi che considerano le migliori tecnologie disponibili.

Le caratteristiche principali del progetto TABULA possono essere così riassunte [27]:

- struttura comune per le tipologie edilizie/impiantistiche;
- dati relativi alla tipologia edilizia: la struttura della tipologia edilizia è stata completata con i dati nazionali di ciascun paese (dati tipologico-dimensionali, parametri termo-fisici, prestazioni degli impianti termici, distribuzione statistica dei diversi tipi di edificio ed impianto nel parco edilizio nazionale, possibili interventi di risparmio energetico);

- webtool delle tipologie edilizie: per ogni paese la tipologia edilizia è presentata nella forma di una matrice con fotografie degli edifici tipo, organizzata secondo il periodo di costruzione e le dimensioni dell'edificio. Selezionando un tipo di edificio si ha accesso alle schede dei dati sulla costruzione e sugli impianti termici. (Figura 6.4)

		CLASSE DI DIMENSIONE EDILIZIA			
<i>Area climatica media</i>		CASE MONOFAMILIARI	CASE A SCHIERA	EDIFICI MULTIFAMILIARI	BLOCCHI DI APPARTAMENTI
CLASSE DI EPOCA DI COSTRUZIONE	1 Fino al 1900				
	2 1901-1920				
	3 1921-1945				
	4 1946-1960				
	5 1961-1975				
	6 1976-1990				
	7 1991-2005				
	8 Dopo il 2005				

Figura 6.4 Matrice della tipologia edilizia italiana, TABULA [27]

Ciascuna tipologia edilizia nazionale è classificata anche in base alla regione/zona climatica. L'Italia secondo il D.P.R. 412/1993 è suddivisa in sei zone climatiche, dalla A (la più calda) alla F (la più fredda). Nel progetto TABULA le zone climatiche sono state raggruppate in tre aree climatiche [27]:

- area climatica media, rappresentate la zona climatica E;
- area climatica alpina, rappresentate la zona climatica F;
- area climatica mediterranea-costiera, rappresentate le zone climatiche A, B, C e D.

Ogni area climatica a sua volta è caratterizzata da otto classi rappresentanti l'epoca di costruzione, la quale identifica un determinato periodo storico [27]:

- classe 1, fino al 1922, rappresentata dal diciannovesimo secolo;
- classe 2, dal 1901 al 1920, identificata dall'inizio del ventunesimo secolo;
- classe 3, dal 1921 al 1945, compresa tra le due Guerre Mondiali;
- classe 4, dal 1946 al 1960, caratterizzata dal Dopoguerra e dalla Ricostruzione;
- classe 5, dal 1961 al 1975, definita dal periodo della crisi petrolifera;
- classe 6, dal 1976 al 1990, contraddistinta dalle prime disposizioni legislative in materia di efficienza energetica negli edifici;
- classe 7, dal 1991 al 2005, caratterizzata dalle più recenti regolamentazioni sulla prestazione energetica degli edifici (Legge n. 10 del 1991 e D. Lgs. 192/2005);
- classe 8, dopo il 2005, rappresentata da più restrittivi requisiti di prestazione energetica richiesti alle nuove costruzioni (decreti attuativi del D. Lgs. 192/2005 e successive deliberazioni regionali).

Le classi di epoca di costruzione sono poi rappresentate da classi di dimensione edilizia aventi specifiche tipologie dimensionali [27]:

- casa monofamiliare, costituita da un'unica unità immobiliare, su uno o due piani, di tipo isolato o confinante con un altro edificio;
- casa a schiera, costituita da un'unica unità immobiliare, su uno o due piani, confinante con altre unità abitative (complesso a schiera);
- edificio multifamiliare, edificio di ridotte dimensioni caratterizzato da un numero limitato di unità immobiliare (da 2 a 5 piani e fino a 15 appartamenti, oppure da 2 o 4 piani e da 16 a 20 appartamenti);
- blocco di appartamenti, edificio di grandi dimensioni caratterizzato da un numero più elevato di unità immobiliare.

Inoltre, per ogni edificio-tipo contenuto nella matrice è riportato il rispettivo fabbisogno annuo di energia primaria per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria (kWh/m²a); il fabbisogno è riferito sia allo stato attuale dell'edificio sia agli interventi di riqualificazione tipici e avanzati. Nel progetto TABULA si è ricorso alla procedura di calcolo della serie delle specifiche tecniche UNI/TS 11300, "*Prestazioni energetiche degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio*" per il calcolo del fabbisogno di energia netta per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria. In questo lavoro di tesi, utilizzando i dati del progetto TABULA si sono calcolati due valori di consumo energetico degli edifici, il primo senza interventi di riqualificazione e il secondo

considerando gli interventi di riqualificazioni. Si è inoltre stimata la quota di edifici riqualificati considerando i dati riportati nel *Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile* del TAPE (Turin Action Plan for Energy), volto alla riduzione delle emissioni di CO₂ al 2020.

I punti fondamentali del TAPE sono [28]:

- il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici esistenti;
- il maggior utilizzo delle fonti rinnovabili di energia;
- la riduzione dell'impatto del trasporto privato incentivando l'utilizzo del trasporto pubblico;
- l'estensione della rete di teleriscaldamento urbano basato sulla cogenerazione.

Nel TAPE sono riportati gli inventari delle emissioni di CO₂ sulla base dei dati dei consumi energetici finali di tutti i settori interessati: settore edile, settore terziario (incluso a sua volta settore residenziale, municipale e illuminazione), settore industriale, settore dei trasporti pubblici e privati.

Per quanto riguarda il settore residenziale il TAPE riporta sia la determinazione del consumo termico totale, secondo quattro classi riferite al periodo di costruzione e come combustibile il gas naturale; sia gli interventi da adottare in tale settore, i quali prevedono principalmente:

- l'obbligo di riqualificazione energetica degli edifici esistenti;
- la sostituzione dell'intero parco dei generatori di calore con generatori ad alta efficienza;
- incentivi per la riqualificazione energetica degli edifici residenziali esistenti;
- incentivi per la realizzazione di interventi dimostrativi in campo energetico;

Gli interventi sopra riportati comportano un risparmio energetico di circa 775 GWh/y [28], pari al 13% dei consumi energetici totali del settore residenziale (5847 GWh/y).

Applicando il valore di risparmio energetico si è calcolata la rispettiva diminuzione di fabbisogno di energia termica dovuto alla climatizzazione (kWh/m²a) e la quota di edifici riqualificati.

Allegato V, D.G.R. 46-11968/2009 “Rendimenti di combustione dei generatori di calore”

L'Allegato V del D.G.R. 46-11968/2009 definisce i requisiti del rendimento di combustione dei generatori di calore, riferendosi sia ai generatori di calore da installarsi in edifici di nuova costruzione sia in edifici già esistenti; esso riporta quattro differenti valori minimi di rendimento di combustione espressi in %.

Nel caso specifico di questo lavoro per calcolare il fabbisogno medio di energia primaria si è considerato come rendimento il valore misurato alla massima potenza termica effettiva del focolare (400 kW) in condizioni di normale funzionamento; l'espressione 6.5 del valore di rendimento scelto è la seguente [21]:

$$\eta_g = (93 + 2\text{Log}Pn) = 98,2\% \quad (6.5)$$

Il procedimento per l'ottenimento del consumo energetico specifico (kWh/m²a) conseguente alla scelta di tale valore di rendimento, è riportato nel capitolo 7.

7. ELABORAZIONE SVOLTA

In questo capitolo sono descritti dettagliatamente i passaggi eseguiti e i risultati ottenuti dal confronto tra la situazione attuale della rete teleriscaldata di Torino alimentata dalle centrali di cogenerazione e uno scenario pregresso caratterizzato dall'assenza di teleriscaldamento e dal riscaldamento con impianti termici autonomi; i valori comparati sono l'energia primaria consumata (GWh) e le tonnellate di inquinanti emessi, al fine di valutare i vantaggi ambientali che derivano dall'uso degli impianti di cogenerazione e dal teleriscaldamento.

I passaggi che sono stati eseguiti sono i seguenti:

- calcolo dei valori di fabbisogno di energia termica (kWh/m²a) mediante tre modelli di calcolo dei consumi energetici degli edifici e raccolta dei fattori di emissione dello scenario pregresso. I modelli utilizzati sono: il modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, il progetto TABULA del Politecnico di Torino e l'Allegato V D.G.R. 46-11968/2009 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*";
- conversione dei tre valori di fabbisogno di energia termica (kWh/m²a) in energia primaria (GWht);
- determinazione di due valori di energia primaria (GWhe) da energia elettrica e dei relativi fattori di emissione, applicando due scenari di riferimento: il primo che considera come la produzione totale di energia elettrica, il secondo che tiene conto anche del contributo delle energie rinnovabili;
- combinazione dei tre valori di energia primaria termica (GWht) con i due di energia primaria elettrica (GWhe) in modo da ricavare sei scenari di simulazione della situazione pregressa;
- descrizione dei valori energetici ed emissivi dello scenario attuale, i cui dati sono stati forniti dal Gruppo IREN in riferimento all'anno 2016;
- confronto tra la situazione attuale con ognuno dei sei scenari della situazione pregressa;
- caratterizzazione dell'incertezza;
- considerazioni.

7.1 Calcolo del fabbisogno medio di energia termica per lo scenario progressivo

Si riportano i risultati con i relativi passaggi dei modelli di calcolo dei consumi energetici degli edifici utilizzati in questo lavoro di tesi per la descrizione dello scenario progressivo.

7.1.1 Modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino

Il fabbisogno di energia termica (kWh/m²a) degli edifici residenziali della città di Torino è calcolato a partire dai dati geometrici degli edifici e in base all'epoca di costruzione. I dati geometrici sono riassunti dal fattore di forma, dato dal rapporto tra la superficie disperdente e il volume riscaldato. Il periodo di costruzione indica invece una determinata tipologia costruttiva dell'edificio e le conseguenti proprietà strutturali.

Nello studio gli edifici di Torino sono modellizzati tramite edifici-tipo aventi ciascuno un certo valore medio di fattore di forma S/V_{medio} :

- edificio singolo con 1-4 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,82 \text{ m}^{-1}$;
- palazzina piccola o villette a schiera con 5-15 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,64 \text{ m}^{-1}$;
- palazzina grande con 16-30 unità abitative o edificio in linea: $S/V_{\text{medio}} = 0,51 \text{ m}^{-1}$;
- grande condominio con più di 31 unità abitative: $S/V_{\text{medio}} = 0,36 \text{ m}^{-1}$;

Il numero di edifici della città di Torino in funzione dei valori medi del fattore di forma e di nove classi che identificano l'epoca di costruzione, è riportato in Tabella 7.1.

Tabella 7.1 Numero edifici città di Torino in funzione del fattore di forma ed epoca di costruzione

Fattore di forma S/V	Epoca di costruzione								
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006
$S/V \leq 0,45$	2092	3693	4701	4518	1961	460	197	66	33
$0,45 < S/V \leq 0,56$	794	1361	1801	1216	542	166	100	57	18
$0,56 < S/V \leq 0,71$	947	1400	1881	1119	491	163	103	30	16
$S/V > 0,71$	2014	2548	3558	2012	933	375	198	42	27

Si è calcolata la relativa percentuale di edifici, appartenente a ciascuna categoria dividendo ogni elemento della Tabella 7.1 per il numero totale di edifici (41633). I risultati ottenuti sono riportati in Tabella 7.2:

Tabella 7.2 Percentuale edifici in funzione di S/V ed epoca di costruzione della città di Torino

Fattore di forma S/V	Epoca di costruzione								
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006
S/V ≤ 0,45	5.02%	8.87%	11.29%	10.85%	4.71%	1.10%	0.47%	0.16%	0.08%
0,45 < S/V ≤ 0,56	1.91%	3.27%	4.33%	2.92%	1.30%	0.40%	0.24%	0.14%	0.04%
0,56 < S/V ≤ 0,71	2.27%	3.36%	4.52%	2.69%	1.18%	0.39%	0.25%	0.07%	0.04%
S/V > 0,71	4.84%	6.12%	8.55%	4.83%	2.24%	0.90%	0.48%	0.10%	0.06%

Il modello proposto nel Piano di azione per l'energia sostenibile è sintetizzato dalla Figura 7.1, i cui risultati sono stati ottenuti considerando i dati delle temperature della città di Torino degli anni 1990-2012. Si è ricavato quindi un indicatore di prestazione energetica globale (kWh/m²a) per la valutazione dei consumi di energia termica per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria.

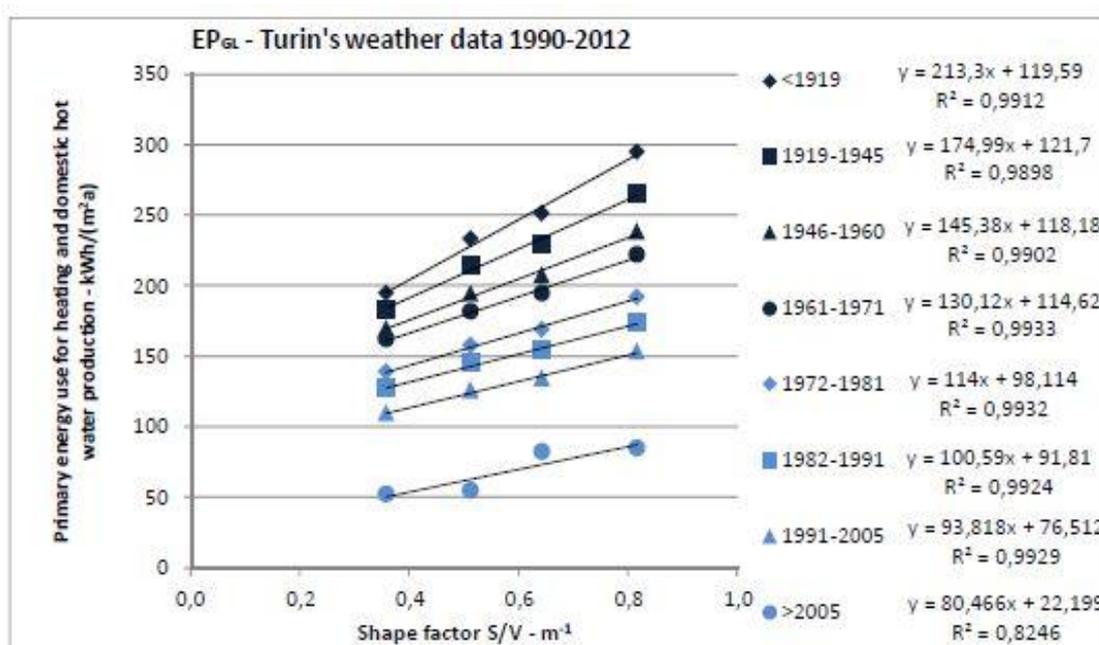


Figura 7.1 Indicatore di prestazione energetica globale per la Città di Torino considerando i dati climatici medi degli ultimi 22 anni (1990-2012) [26]

Applicando le equazioni ricavate dal modello del PAES si sono ottenuti i valori di consumo di energia termica (kWh/m²a) per ciascun periodo di costruzione e valore medio di fattore di forma. I risultati sono riportati in Tabella 7.3.

Tabella 7.3 Fabbisogno di energia termica in funzione di fattore di forma ed epoca di costruzione per la città di Torino

Fattore di forma S/V	Epoca di costruzione								
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006
S/V ≤ 0,45	215.58	200.45	183.60	173.17	149.41	137.08	118.73	118.73	58.41
0,45 < S/V ≤ 0,56	228.37	210.94	192.32	180.98	156.25	143.11	124.36	124.36	63.24
0,56 < S/V ≤ 0,71	256.10	233.69	211.22	197.90	171.07	156.19	136.56	136.56	73.70
S/V > 0,71	294.50	265.19	237.39	221.32	191.59	174.29	153.44	153.44	88.18

Successivamente si è moltiplicato ciascun valore di fabbisogno di energia termica (kWh/m²a) per la rispettiva percentuale (Tabella 7.2) rappresentante il numero di edifici per un certo periodo di costruzione e con un determinato fattore di forma. I risultati sono riportati in Tabella 7.4.

Tabella 7.4 Fabbisogno di energia termica per la rispettiva percentuale di edifici della città di Torino

Fattore di forma S/V	Epoca di costruzione								
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006
S/V ≤ 0,45	10.83	17.78	20.73	18.79	7.04	1.51	0.56	0.19	0.05
0,45 < S/V ≤ 0,56	4.36	6.90	8.32	5.29	2.03	0.57	0.30	0.17	0.03
0,56 < S/V ≤ 0,71	5.83	7.86	9.54	5.32	2.02	0.61	0.34	0.10	0.03
S/V > 0,71	14.25	16.23	20.29	10.70	4.29	1.57	0.73	0.15	0.06

Sommando tutti i valori della Tabella 7.4, si ricava il fabbisogno medio di energia termica (kWh/m²a) per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria della città di Torino.

Considerando come valore di fabbisogno medio di energia per la produzione di acqua calda sanitaria, il dato medio proposto dalla norma UNI/TS 11300-2/2008 *“Prestazioni energetiche degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali”*, pari a 17 kWh/m²a, si sottrae tale valore al fabbisogno medio totale e si ricava il fabbisogno medio di energia

termica per la climatizzazione invernale della città di Torino, espresso in kWh/m²a e riportato in Tabella 7.5.

Tabella 7.5 Fabbisogno medio energia termica degli edifici di Torino

	kWh/m ² a
Fabbisogno E. Termica clim+ACS	205
Fabbisogno E. Termica ACS	17
Fabbisogno medio E. Termica clim	188

Il valore che si ricava in questo caso simula, rispetto agli altri due modelli di calcolo, le condizioni di massimo consumo medio degli edifici di Torino.

7.1.2 Il Progetto TABULA

Il consumo medio di energia termica (kWh/m²a), dovuto al riscaldamento degli edifici di Torino, è stato calcolato considerando le tipologie edilizie e i valori di energia primaria del progetto TABULA e applicando il modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino.

Si considerano per prima cosa le stesse percentuali di edifici della città di Torino classificate in base al fattore di forma (S/V) e all'epoca di costruzione del modello della Provincia di Torino, (Tabella 7.2).

Tabella 7.2 Percentuale edifici in funzione di S/V ed epoca di costruzione della città di Torino

Fattore di forma S/V	Epoca di costruzione								
	Prima del 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	dal 2006
S/V <=0,45	5.02%	8.87%	11.29%	10.85%	4.71%	1.10%	0.47%	0.16%	0.08%
0,45 < S/V <=0,56	1.91%	3.27%	4.33%	2.92%	1.30%	0.40%	0.24%	0.14%	0.04%
0,56 < S/V <=0,71	2.27%	3.36%	4.52%	2.69%	1.18%	0.39%	0.25%	0.07%	0.04%
S/V >0,71	4.84%	6.12%	8.55%	4.83%	2.24%	0.90%	0.48%	0.10%	0.06%

Successivamente da *TABULA WebTool*, per ogni tipologia edilizia e periodo di costruzione, si sono valutati i valori di *total primary energy demand for heating and domestic hot water* (kWh/m²a) sia allo stato attuale che con intervento di riqualificazione.

Nelle Tabelle seguenti, i dati suddivisi in base alla tipologia edilizia e periodi di costruzione, inoltre per ogni tipologia di edificio è riportato il rispettivo fattori di forma S/V.

Tabella 7.6 Valori della tipologia edilizia SINGLE-FAMILY HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Single-family houses	S/V m⁻¹	E 1° tot stato attuale (kWh/m²a)	E 1° tot con intervento(kWh/m²a)
classe 1	fino al 1990	0.77	249	125.1
classe 2	1901-1920	0.82	253.7	129.8
classe 3	1921-1945	0.81	251.6	131.4
classe 4	1946-1960	0.75	244.3	121.2
classe 5	1961-1975	0.73	250.6	127.8
classe 6	1976-1990	0.72	205.8	117.3
classe 7	1991-2005	0.73	189.4	115.1
classe 8	dal 2006	0.72	115.5	65.3

Tabella 7.7 Valori della tipologia edilizia TERRACED HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Terraced houses	S/V m⁻¹	E 1° tot stato attuale (kWh/m²a)	E 1° tot con intervento(kWh/m²a)
classe 1	fino al 1990	0.51	223.2	107.1
classe 2	1901-1920	0.51	230.2	109.7
classe 3	1921-1945	0.49	224	104.1
classe 4	1946-1960	0.51	217.8	103.8
classe 5	1961-1975	0.52	228.2	110.1
classe 6	1976-1990	0.69	198.4	113.1
classe 7	1991-2005	0.67	188.7	114.6
classe 8	dal 2006	0.64	115.9	63.1

Tabella 7.8 Valori della tipologia edilizia MULTI-FAMILY HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Multi-family houses	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale (kWh/m ² a)	E 1° tot con intervento(kWh/m ² a)
classe 1	fino al 1990	0.55	232.2	118.4
classe 2	1901-1920	0.54	213.3	94.5
classe 3	1921-1945	0.51	230.4	105.8
classe 4	1946-1960	0.51	222.1	99.4
classe 5	1961-1975	0.54	220.1	101.8
classe 6	1976-1990	0.48	198.4	100.8
classe 7	1991-2005	0.54	181.2	101.1
classe 8	dal 2006	0.54	97.7	58.9

Tabella 7.9 Valori della tipologia edilizia APARTMENT BLOCKS, Tabula

Epoca di costruzione	Apartment blocks	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale (kWh/m ² a)	E 1° tot con intervento(kWh/m ² a)
classe 1	fino al 1990	0.35	201.7	89
classe 2	1901-1920	0.47	226.8	106.1
classe 3	1921-1945	0.46	217.4	97.1
classe 4	1946-1960	0.46	218.5	97.6
classe 5	1961-1975	0.46	212.1	97.9
classe 6	1976-1990	0.37	174.4	87.4
classe 7	1991-2005	0.43	175.4	93
classe 8	dal 2006	0.4	92	58.9

Successivamente si moltiplicano i valori di energia primaria (kWh/m²a), sia allo stato attuale sia con intervento di riqualificazione, in base al valore di fattore di forma e classe di costruzione, per la rispettiva percentuale di edifici di Torino della Tabella 7.2.

I risultati ottenuti sono riportati nelle Tabelle seguenti:

Tabella 7.10 Valori della tipologia edilizia SINGLE-FAMILY HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Single-family houses	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale × percentuale edifici	E 1° tot con intervento × percentuale edifici
classe 1	fino al 1990	0.77	12.05	6.05
classe 2	1901-1920	0.82	12.27	6.28
classe 3	1921-1945	0.81	15.40	8.04
classe 4	1946-1960	0.75	20.88	10.36
classe 5	1961-1975	0.73	12.11	6.18
classe 6	1976-1990	0.72	6.47	3.69
classe 7	1991-2005	0.73	1.09	0.66
classe 8	dal 2006	0.72	0.07	0.04

Tabella 7.11 Valori della tipologia edilizia TERRACED HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Terraced houses	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale × percentuale edifici	E 1° tot con intervento × percentuale edifici
classe 1	fino al 1990	0.51	4.26	2.04
classe 2	1901-1920	0.51	4.39	2.09
classe 3	1921-1945	0.49	7.32	3.40
classe 4	1946-1960	0.51	9.42	4.49
classe 5	1961-1975	0.52	6.67	3.22
classe 6	1976-1990	0.69	3.12	1.78
classe 7	1991-2005	0.67	0.60	0.33
classe 8	dal 2006	0.64	0.04	0.02

Tabella 7.12 Valori della tipologia edilizia MULTI-FAMILY HOUSES, Tabula

Epoca di costruzione	Multi-family houses	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale × percentuale edifici	E 1° tot con intervento × percentuale edifici
classe 1	fino al 1990	0.55	4.43	2.26
classe 2	1901-1920	0.54	4.07	1.80
classe 3	1921-1945	0.51	7.53	3.46
classe 4	1946-1960	0.51	9.61	4.30
classe 5	1961-1975	0.54	6.43	2.97
classe 6	1976-1990	0.48	3.37	1.55
classe 7	1991-2005	0.54	0.68	0.38
classe 8	dal 2006	0.54	0.04	0.03

Tabella 7.13 Valori della tipologia edilizia APARTMENT BLOCKS, Tabula

Epoca di costruzione	Apartment blocks	S/V m ⁻¹	E 1° tot stato attuale × percentuale edifici	E 1° tot con intervento × percentuale edifici
classe 1	fino al 1990	0.35	10.14	4.47
classe 2	1901-1920	0.47	4.33	2.02
classe 3	1921-1945	0.46	7.11	3.17
classe 4	1946-1960	0.46	9.45	4.22
classe 5	1961-1975	0.46	6.19	2.86
classe 6	1976-1990	0.37	10.14	5.08
classe 7	1991-2005	0.43	1.11	0.59
classe 8	dal 2006	0.4	0.07	0.05

Sommando i valori di energia primaria (stato attuale e con intervento di riqualificazione) si ottengono i rispettivi valori di fabbisogno medio di energia termica dovuto alla climatizzazione invernale e alla produzione di acqua calda sanitaria, sia allo stato attuale, sia ipotizzando gli interventi di riqualificazione. Anche in questo caso come valore di fabbisogno medio di energia netta per la produzione di acqua calda sanitaria si è considerato il dato medio della norma UNI/TS 11300-2/2008 *“Prestazioni energetiche degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali”*, pari a 17 kWh/m²a. Sottraendo quest'ultimo

valore si ricavano i fabbisogni medi di energia termica per la climatizzazione invernale della città di Torino espressi in kWh/m²a e riportati in Tabella 7.14.

Tabella 7.14 Fabbisogno medio energia termica degli edifici di Torino, TABULA

	kWh/m²a
Fabbisogno E.T (stato attuale) clim+ACS	201
Fabbisogno E.T (con intervento di riqualificazione) clim+ACS	98
Fabbisogno E.T ACS	17
Fabbisogno E.T (stato attuale) clim.	184
Fabbisogno E.T (con intervento di riqualificazione) clim.	81

Dai risultati ottenuti è stato possibile stimare la quota di edifici riqualificati considerando i dati riportati nel *Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile* del TAPE (Turin Action Plan for Energy).

Il consumo termico totale, riportato dal TAPE, del settore residenziale risulta pari a 5847 GWh/y. Gli interventi proposti in tale settore comportano un risparmio energetico di circa 775 GWh/y, pari al 13% del consumo totale.

Applicando il valore di risparmio energetico al fabbisogno di energia termica dovuto alla climatizzazione (kWh/m²a) si ricava la quota di edifici riqualificati, Tabella 7.15.

Tabella 7.15 Fabbisogno medio di energia termica e % di edifici ristrutturati di Torino

	kWh/m²a
Fabbisogno medio E.T con risparmio	160
Quota edifici ristrutturati (1-y)·184+81y=160	23 %

Il valore di risparmio energetico valutato dal TAPE e applicato al consumo medio specifico degli edifici di Torino contribuisce pertanto ad abbassare tale valore ed esso risulta quindi minore del fabbisogno medio calcolato con il modello del PAES (kWh/m²a).

7.1.3 Allegato V D.G.R. 46-11968

In questo caso si ipotizza di utilizzare come fabbisogno di energia (GWht) lo stesso valore assegnato alle utenze teleriscaldate di Torino, pari a 1813 (GWht) e fornito dal Gruppo IREN per l'anno 2016; a tale valore si applica il rendimento di combustione contenuto nella *lettera a* dell'Allegato V del D.G.R. 46-11968 “*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*”, il quale rappresenta il minimo valore di rendimento, misurato alla massima potenza termica nelle condizioni di normale funzionamento.

Il rendimento si ottiene dalla seguente equazione 7.1[21]:

$$\eta_g = (93 + 2\text{Log}Pn) = 98,2\% \quad (7.1)$$

dove $\text{Log}Pn$ è il logaritmo in base 10 della potenza termica effettiva utile nominale del generatore, ipotizzata pari a 400kWh.

Il fabbisogno di energia termica (GWht) ricavato per la superficie residenziale (m^2), il cui valore deriva dalla volumetria residenziale coperta dall'estensione della rete teleriscaldata di Torino (m^3). Viene ipotizzata un'altezza media (m) degli edifici pari a 3 m.

La volumetria residenziale è un dato fornito dal Gruppo IREN e si riferisce all'anno 2016.

I risultati e i valori dei dati utilizzati nel calcolo sono riportati in Tabella 7.16

Tabella 7.16 Fabbisogno medio di energia termica di Torino

Potenza nominale kW	400
Rendimento di combustione η	98 %
Fabbisogno E.T da rete GWht	1846
Volume residenziale m^3	59760000
Altezza media edifici m	3
Superficie residenziale m^2	19920000
Fabbisogno medio E.T kWh/m^2a	93

Tale scenario simula pertanto le condizioni di massimo risparmio e minor consumo energetico degli edifici di Torino. Come si evince dal risultato, infatti, esso risulta minore rispetto ai valori di fabbisogno di energia termica ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{a}$) ricavati dagli altri due modelli di calcolo.

7.1.4 Energia primaria termica e fattori di emissione per lo scenario pregresso

La determinazione dei valori di energia primaria termica (GWht) (equazione 7.3) si ottiene moltiplicando ogni valore di consumo termico degli edifici (kWh/m²a), ricavato con i tre modelli di calcolo sopra descritti, per la superficie residenziale servita dalla rete di riscaldamento (equazione 7.2).

La superficie residenziale è calcolata ipotizzando un'altezza media degli edifici di Torino pari a 3 metri, a partire dal volume residenziale coperto dalla rete, che è pari a 59,76 milioni di m³. Tale valore, fornito dal Gruppo IREN, corrisponde all'estensione della rete TLR di Torino per l'anno 2016.

$$Superficie_{residenziale} = Volume_{residenziale} / H_{media} = 19920000 \text{ m}^2 \quad (7.2)$$

$$Energia_{primaria} \text{ (GWh)} = Fabbisogno_{ET} \left(\frac{kWh}{m^2} \right) \cdot Superficie_{residenziale} \text{ m}^2 \cdot 10^{-6} \quad (7.3)$$

I valori di energia primaria termica (GWht) per lo scenario pregresso sono riportati in Tabella 7.17.

Tabella 7.17 Energia primaria di Torino da modelli consumi energetici degli edifici

Modelli di calcolo	E primaria GWht
1. Modello PAES	3752
2. Tabula	3186
2. Tabula riqualificazione	1612
3. DGR 46-11968	1847

Fattori di emissione per l'energia primaria termica

I fattori di emissione per l'energia termica utilizzati per il calcolo delle emissioni di inquinanti prodotti sono riportati in Tabella 7.18. I valori sono riferiti alle caldaie alimentate a gas naturale e sono già stati descritti nel capitolo 4.

Tabella 7.18 I Fattori di emissione per la combustione di gas naturale

FATTORE DI EMISSIONE GN (g/MWh)	NO _x	CO	PM/PTS	CO ₂ (kg/MWh)
<i>EMEP/EEA guidebook 2016</i>	151	79	0.7	198
<i>Studio Innovhub gas naturale 2016</i>	116	204	0.1	-
<i>SINAnet - ISPRA 2015</i>	112	90	0.7	206
<i>INEMAR - ISPRA 2011</i>	125	90	0.7	198
<i>Stazione sperimentali per i combustibili 2005</i>	151	40	1	195
<i>Regione Piemonte -comparativo</i>	120	-	10	-
<i>Regione Piemonte -adeguamento</i>	80	90	10	-

7.2 Determinazione dell'energia primaria e dei fattori di emissione per l'energia elettrica dello scenario progresso

Per la determinazione di energia primaria (GWhe) da energia elettrica e dei fattori di emissione della situazione progressa, si considerano due scenari di riferimento: il primo che considera solo la sostituzione di energia elettrica prodotta dal parco termoelettrico nazionale; il secondo che tiene conto anche del contributo delle energie rinnovabili. Il bilancio energetico-emissivo viene calcolato a parità di energia utile fornita alle utenze. Come valore di comparazione viene considerata la quantità di energia elettrica prodotta nel 2016 dalle centrali di cogenerazione del Gruppo IREN. Tale valore è pari a 4705 GWhe.

Scenario termoelettrico

L'energia primaria per lo scenario termoelettrico è stata ottenuta considerando un valore del rendimento medio del parco termoelettrico italiano pari al 46,9% [29] e delle perdite di rete pari al 6,65% [29].

I risultati sono riportati in Tabella 7.19.

Tabella 7.19 Energia primaria da Scenario 1

Fabbisogno E.E da rete GWhe	4705
Rendimento medio η_{medio}	0.469
Perdite di rete	6.65%
E primaria GWhe	10746

I fattori di emissione medi per l'energia elettrica prodotta dal parco termoelettrico e immessa nella rete nazionale sono calcolati a partire dalla pubblicazione del 2015 *“Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico”* dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). La pubblicazione riporta:

- un valore di produzione lorda termoelettrica pari a 192.587 GWh per il 2013 (anno più recente disponibile);
- la produzione elettrica lorda di origine termica, nel 2013, per le diverse tipologie di combustibili: solidi, 45.104 GWh; gas naturale, 108.876 GWh; gas derivati, 3.426 GWh; prodotti petroliferi, 5.418 GWh; altri (biomassa), 29.411 GWh.

Per ogni tipo di combustibile si è ricercato il rispettivo fattore di emissione dalla rete SINAnet dell'ISPRA [2] utilizzando il foglio di calcolo del 2015 sui fattori di emissione medi per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia. In particolare si è scelto come valori di fattore di emissione per il combustibile solido quelli del carbone e per i gas derivati e prodotti petroliferi la media dei fattori di emissione di gasolio, low-sulphur fuel oil, high-sulphur fuel oil e other oil fuel oils, pesata per il relativo contributo di questi sulla produzione. Queste considerazioni valgono per gli inquinanti quali gli ossidi di azoto, il monossido di carbonio e il particolato e le polveri totali sospese.

Per quanto riguarda i fattori di emissione dell'anidride carbonica associati a ciascuna tipologia di combustibile si è scelto di utilizzare i valori riportati nella pubblicazione dell'ISPRA [29].

I fattori medi di ciascun inquinante per la rete elettrica nazionale sono stati calcolati come media dei fattori di emissione di ogni combustibile, pesata sulla rispettiva quota di produzione, Tabella 7.20.

Tabella 7.20 Fattori di emissione medi per l'energia elettrica nazionale

Tipo di combustibile	Prod. lorda E.E GWh	F.E NO_x kg/GWh	F.E CO kg/GWh	F.E PM₁₀ kg/GWh	F.E TSP kg/GWh	F.E CO₂ t/GWh
Solidi	45.104	216	43	7	9	883
Gas naturale	108.876	83	72	4	5	369
Gas derivati	3.426	140	52	5	5	1592
Prodotti petroliferi	5.418	140	52	5	6	623
Altri (biomasse)	29.411	144	72	13	16	280
EF medio pesato		126	64	6	8	505

Scenario termoelettrico più rinnovabili

Il secondo scenario considera il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica generato dal mix energetico nazionale, che include il contributo di fonti rinnovabili, biomassa e produzione termoelettrica. Le percentuali di energia elettrica classificate in base alla fonte sono riferite ai dati statistici pubblicati da TERNA (*Trasmissione Rete Elettrica Nazionale*) [30] la quale riporta per l'anno 2016 una percentuale del 28% per le fonti rinnovabili, del 66% per il termoelettrico e del 6% per la biomassa. In particolare, si è scelto di suddividere il fabbisogno elettrico nazionale tra le fonti rinnovabili e la somma delle percentuali di termoelettrico e biomassa. Per ognuna delle ripartizioni si è calcolata l'energia primaria (GWhe) considerando, un valore di rendimento medio del parco termoelettrico italiano pari al 46,9% [29] e un valore delle perdite di rete pari al 6,65% [29] per l'energia primaria proveniente dalla somma di termoelettrico e biomassa e un rendimento unitario e perdite di rete del 6,65% [29] per l'energia primaria proveniente dalle fonti rinnovabili.

Si riportano i risultati in Tabella 7.21.

Tabella 7.21 Energia primaria Scenario 2

Fabb. E.E GWhe	% fonte energetica	% GWhe	E. primaria GWhe	η
4705	28 (rinnovabile)	1317	1411	1
	72 (termoelettrico + biomassa)	3387	7738	0.469

Per quanto riguarda i fattori di emissione degli inquinanti, le emissioni provenienti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili sono convenzionalmente posti uguali a zero.

I fattori di emissione di energia elettrica che derivano dal termoelettrico più la biomassa sono riferiti al database dell'inventario provinciale delle emissioni dell'ISPRA [3] per l'anno 2015, comprensivo di tutti i macro-settori. In particolare, i dati estratti sono legati alla produzione di energia elettrica totale, pari a 302062,2 GWhe e alla somma delle tonnellate di inquinante emesso dalle centrali termoelettriche.

Dividendo le tonnellate di inquinante rispetto alla produzione totale di energia elettrica si ricava il rispettivo fattore di emissione per lo scenario elettrico n°2. (Tabella 7.22).

Tabella 7.22 Fattori di emissione Scenario 2

E primaria GWhe	F.E NO _x kg/GWh	F.E CO ₂ t/GWh	F.E PM ₁₀ kg/GWh	F.E CO kg/GWh
7738	174	264	6	86

7.3 Bilancio energetico ed emissivo dello scenario pregresso

Il bilancio energetico si esprime in termini di domanda e produzione di energia primaria, la quale nello scenario pregresso è data dalla somma dei valori derivanti dall'energia termica ed elettrica.

Lo scenario pregresso è descritto da tre valori di energia primaria termica, GWht (Tabella 7.23) e due di energia elettrica, GWhe (Tabella 7.24), ognuno avente i rispettivi fattori di emissione.

Tabella 7.23 Dati energetici ed emissivi per energia termica, scenario pregresso

Modelli di calcolo	E primaria (GWht)			
1. Modello PAES	3752			
2. Tabula	3186			
2. Tabula riqualificazione	1612			
3. DGR 46-11968	1847			
Fattore di emissione GN/GPL (g/MWh)	CO ₂ kg/MWh	CO	PM/PTS	NO _x
EMEP/EEA guidebook 2016	198	79	0.7	151
Studio Innovhub Gas naturale 2016	-	204	0.1	116
SINANET/ISPRA 2015	206	90	0.7	112
Inemar/ISPRA (2011)	198	90	0.7	125
Stazioni sperimentali per i combustibili (2005)	195	40.1	1	151
Regione Piemonte -comparativo g/MWh	-	-	10	120
Regione Piemonte -adeguamento g/MWh	-	90	10	80

Tabella 7.24 Dati energetici ed emissivi per energia elettrica, scenario pregresso

Scenario	E primaria GWhe	F.E CO ₂ kg/MWh	F.E CO g/MWh	F.E PM/PTS g/MWh	F.E NO _x g/MWh
1. IREN	10747	505	64	7	126
2. IREN non rinnovabili	7738	264	86	6	174

Il bilancio emissivo si esprime in termini di emissioni di inquinanti (ton) prodotte, calcolate moltiplicando il fattore di emissione per l'energia primaria (GWh

Dal momento che si sono utilizzati tre modelli di calcolo per il fabbisogno di energia termica e due per il calcolo dell'energia elettrica, si ottengono sei scenari di simulazione per lo scenario progressivo. Essendo inoltre stati valutati per l'energia termica sette classi di fattori di emissione per ogni inquinante (NO_x, CO, PM e CO₂) in ognuno dei sei scenari si hanno rispettivamente sette valori (t/y) per ogni inquinante preso in esame.

I risultati dei sei scenari di simulazione dello scenario progressivo in termini di (t/y) di inquinanti emessi sono riportati nell'[Allegato 2](#).

Si è considerato pertanto il valor medio dei sette valori delle emissioni di inquinanti (t/y) da confrontare con quelli dello scenario attuale.

Si riporta per ogni scenario progressivo il bilancio energetico ed i valori medi e le deviazioni standard delle emissioni di inquinanti (t/y) e l'energia primaria (GWh) totale, data dalla somma di energia termica (GWht) e di energia elettrica (GWhe).

SCENARIO Modello PAES-IREN

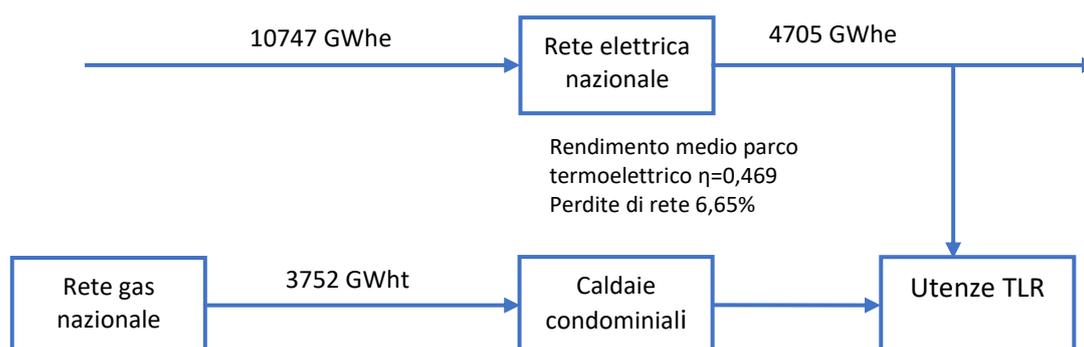


Figura 7.2 Bilancio energetico scenario progressivo 1/1

Tabella 7.25 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 1/1

Scenario Modello PAES-IREN (Scenario 1/1)		
Energia primaria (GWh)	14499	
	media	deviazione standard
NO _x emesso (t/y)	1813	92
CO emesso (t/y)	1059	206
PM/PTS emesso (t/y)	88	17
CO ₂ emesso (kt/y)	6175	18

SCENARIO TABULA-IREN

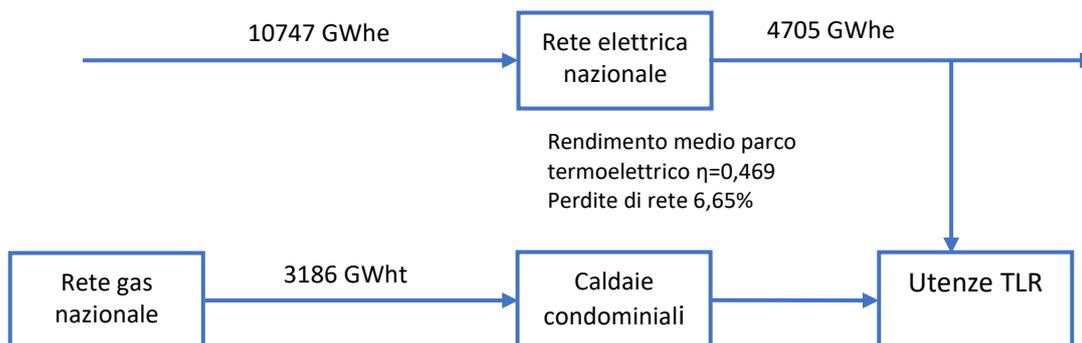


Figura 7.3 Bilancio energetico scenario progresso 2/1

Tabella 7.26 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/1

Scenario TABULA-IREN (Scenario 2/1)		
Energia primaria (GWh)	13933	
	media	deviazione standard
NO _x emesso (t/y)	1743	78
CO emesso (t/y)	1003	175
PM/PTS emesso (t/y)	86	15
CO ₂ emesso (kt/y)	6062	15

SCENARIO TABULA Riquilificazione-IREN

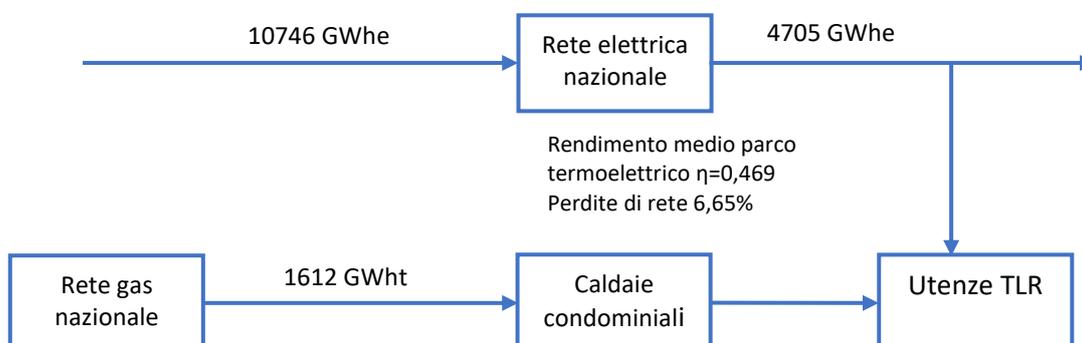


Figura 7.4 Bilancio energetico scenario progresso 2/1

Tabella 7.27 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/1

Scenario TABULA riqualificazione-IREN (Scenario 2/1)		
Energia primaria (GWh)	12358	
	media	deviazione standard
NO_x emesso (t/y)	1551	40
CO emesso (t/y)	847	89
PM/PTS emesso (t/y)	81	7
CO₂ emesso (kt/y)	5748	8

SCENARIO D.G.R. 46-11968-IREN

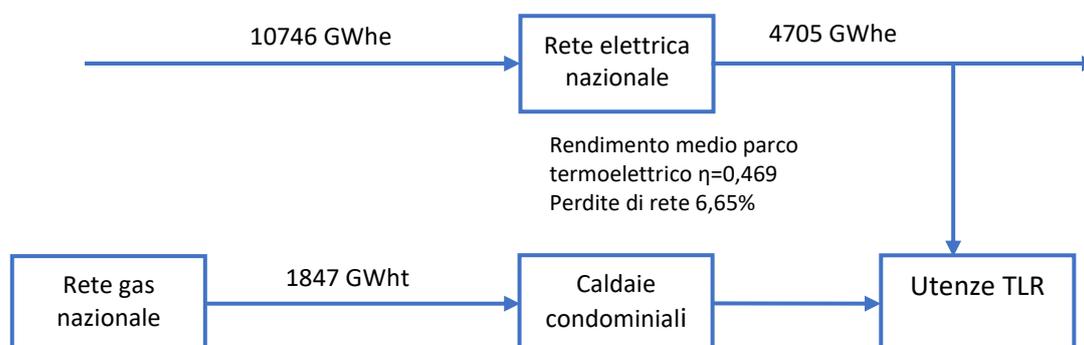


Figura 7.5 Bilancio energetico scenario progressivo 3/1

Tabella 7.28 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 3/1

Scenario D.G.R. 46-11968-IREN (Scenario 3/1)		
Energia primaria (GWh)	12593	
	media	deviazione standard
NO_x emesso (t/y)	1580	45
CO emesso (t/y)	870	101
PM/PTS emesso (t/y)	81	8
CO₂ emesso (kt/y)	5795	9

SCENARIO Modello PAES-IREN non rinnovabili

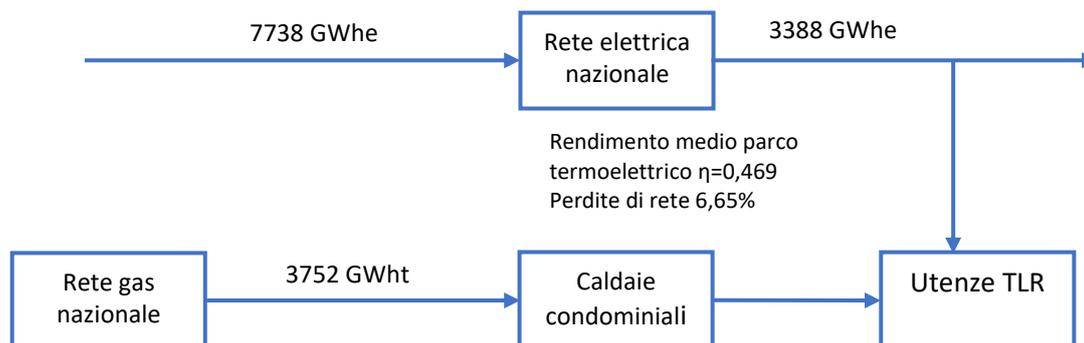


Figura 7.6 Bilancio energetico scenario progressivo 1/2

Tabella 7.29 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 1/2

Scenario Modello PAES -IREN non rinnovabili (Scenario 2/2)		
Energia primaria (GWh)	11490	
	media	deviazione standard
NO _x emesso (t/y)	1805	92
CO emesso (t/y)	1036	206
PM/PTS emesso (t/y)	58	17
CO ₂ emesso (kt/y)	2788	18

SCENARIO TABULA-IREN non rinnovabili

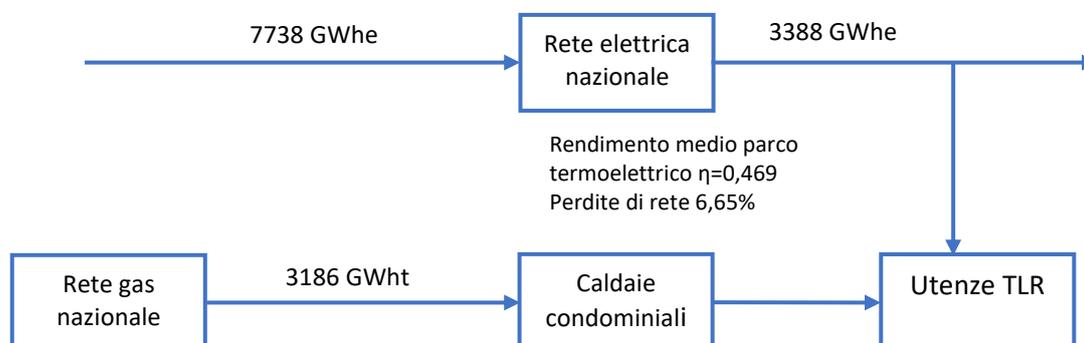


Figura 7.7 Bilancio energetico scenario progressivo 2/2

Tabella 7.30 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/2

Scenario TABULA -IREN non rinnovabili (Scenario 2/2)		
Energia primaria (GWh)	10924	
	media	deviazione standard
NO_x emesso (t/y)	1736	78
CO emesso (t/y)	980	175
PM/PTS emesso (t/y)	57	15
CO₂ emesso (kt/y)	2675	15

SCENARIO TABULA Riqualificazione-IREN non rinnovabili

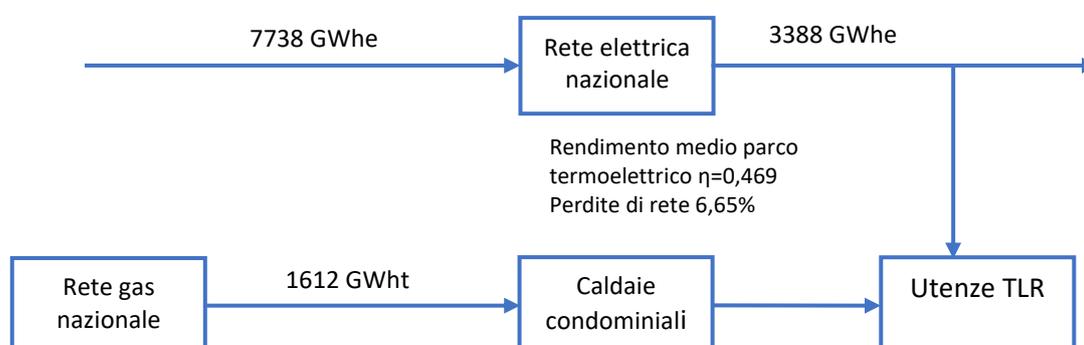


Figura 7.8 Bilancio energetico scenario progressivo 2/2

Tabella7.31 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 2/2

Scenario TABULA riqualificazione-IREN non rinnovabili (Scenario 2/2)		
Energia primaria (GWh)	9350	
	media	deviazione standard
NO_x emesso (t/y)	1543	40
CO emesso (t/y)	825	89
PM/PTS emesso (t/y)	52	7
CO₂ emesso (kt/y)	2361	8

SCENARIO D.G.R. 46-11968-IREN non rinnovabili

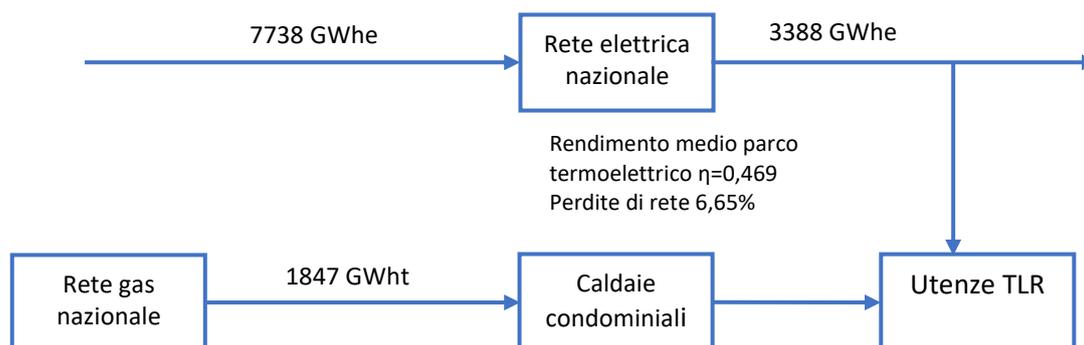


Figura 7.9 Bilancio energetico scenario pregresso 3/2

Tabella 7.32 Energia primaria (GWh) e (t/y) emissioni Scenario 3/2

Scenario D.G.R. 46-11968-IREN non rinnovabili (Scenario 3/2)		
Energia primaria (GWh)	9585	
	media	deviazione standard
NO _x emesso (t/y)	1572	45
CO emesso (t/y)	848	101
PM/PTS emesso (t/y)	53	8
CO ₂ emesso (kt/y)	2408	9

7.4 Bilancio energetico ed emissivo dello scenario attuale

I dati operativi dello scenario dell'attuale rete di teleriscaldamento di Torino sono stati forniti dal Gruppo IREN e valgono per tutte le centrali di cogenerazione e di integrazione in riferimento all'anno 2016.

Nel 2016 l'energia primaria consumata dalle centrali di produzione risulta essere di 9992 GWh, convertita in energia elettrica (5040 GWhe) e in energia termica (2166 GWht) [fonte IREN].

L'energia termica a sua volta è trasmessa alla rete di teleriscaldamento e se si considerano le perdite di rete pari a 353 GWht [fonte IREN] si ottiene un'energia termica utile fornita alle utenze residenziali di 1813 GWht.

L'energia elettrica è ceduta alla rete elettrica nazionale e se si valutano le perdite di rete pari al 6.65% [29] si ricava il fabbisogno di energia elettrica pari a 4705 GWhe.

Si riporta il bilancio energetico dello scenario attuale, Tabella 7.33.

Tabella 7.33 Energia primaria da centrali di produzione IREN, 2016

Scenario Attuale	
Energia primaria GWh	9992
Energia termica GWht	2166
Energia elettrica GWhe	5040
Fabbisogno E.T GWht	1813
Fabbisogno E.E GWhe	4705

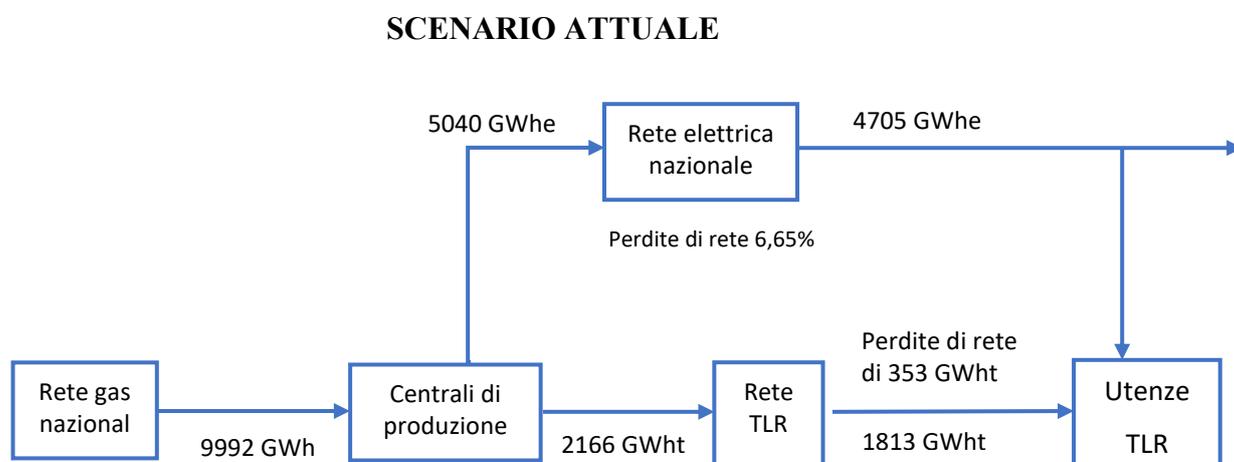


Figura 7.10 Bilancio energetico scenario attuale

I dati di emissioni di inquinanti delle centrali di produzione sono stati forniti direttamente dal Gruppo IREN in riferimento all'anno 2016 e sono riportati in Tabella 7.34.

Tabella 7.34 Emissioni inquinanti scenario attuale

Scenario Attuale	
NO_x emesso (t/y)	327,7
CO emesso (t/y)	121,1
PM/PTS emesso (t/y)	16,3
CO₂ emesso (kt/y)	1957,3

Dividendo le tonnellate di inquinanti per il valore di energia primaria (GWh) si ricavano i rispettivi fattori di emissione medi degli impianti di produzione IREN, riportati in Tabella 7.35.

Tabella 7.35 Fattori di emissione degli inquinanti per lo scenario attuale

Scenario Attuale	
F.E NO_x kg/GWh	33
F.E CO₂ t/GWh	196
F.E PM₁₀ kg/GWh	1,6
F.E CO kg/GWh	12

7.5 Confronto tra situazione attuale e situazione pregressa

Di seguito viene riportato il confronto tra ogni scenario pregresso e lo scenario attuale al fine di valutare la riduzione di energia primaria consumata (GWh) e le variazioni di emissioni di inquinanti (t/y) tra le centrali di produzione della rete di teleriscaldamento di Torino rispetto alle caldaie alimentate a gas naturale.

Le differenze di emissioni di inquinanti (t/y) e di energia primaria (GWh) sono riportate nelle tabelle seguenti. Inoltre per ogni scenario, è stato realizzato il grafico corrispondente.

Tabella 7.36 Confronto scenario pregresso (1/1) con scenario attuale

Modello PAES--IREN (1/1)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Pregresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	14499	-4507
NO _x emesso (t/y)	328	1813	-1485
CO emesso (t/y)	121	1059	-938
PM/TSP emesso (t/y)	16	88	-71
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	6175	-4221

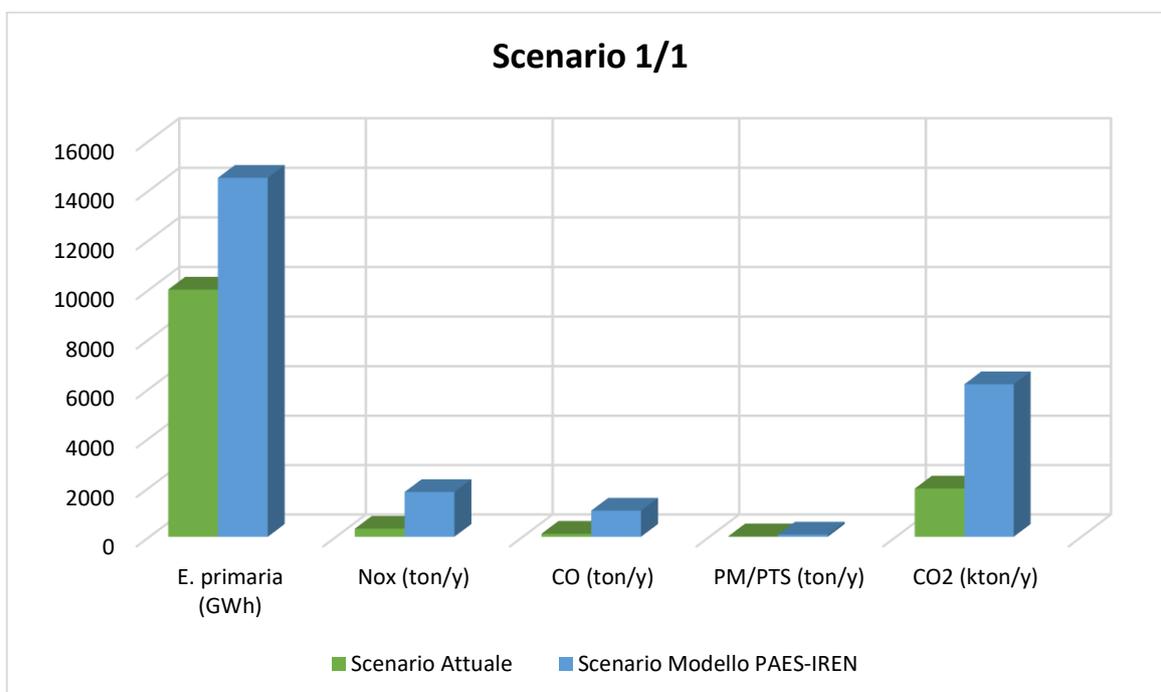


Figura 7.11 Confronto scenario pregresso (1/1) con scenario attuale

Tabella 7.37 Confronto scenario progresso (2/1) con scenario attuale

TABULA--IREN (2/1)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	13933	-3941
NO _x emesso (t/y)	328	1743	-1416
CO emesso (t/y)	121	1003	-882
PM/TSP emesso (t/y)	16	86	-70
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	6062	-4108

Tabella 7.38 Confronto scenario progresso (2/1) con scenario attuale

TABULA Riqualificazione--IREN (2/1)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	12358	-2366
NO _x emesso (t/y)	328	1551	-1223
CO emesso (t/y)	121	847	-726
PM/TSP emesso (t/y)	16	81	-64
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	5748	-3794

Scenario 2/1

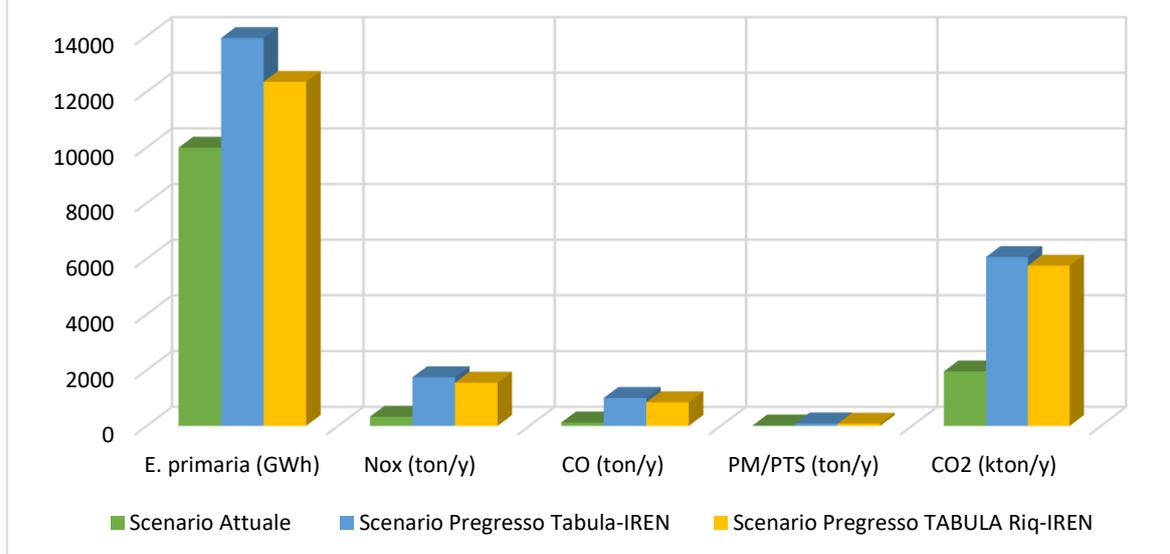


Figura 7.12 Confronto scenario progresso (2/1) con scenario attuale

Tabella 7.39 Confronto scenario progressivo (3/1) con scenario attuale

D.G.R. 46 11968--IREN (3/1)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progressivo (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	12593	-2601
NO _x emesso (t/y)	328	1580	-1252
CO emesso (t/y)	121	870	-749
PM/TSP emesso (t/y)	16	81	-65
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	5795	-3841

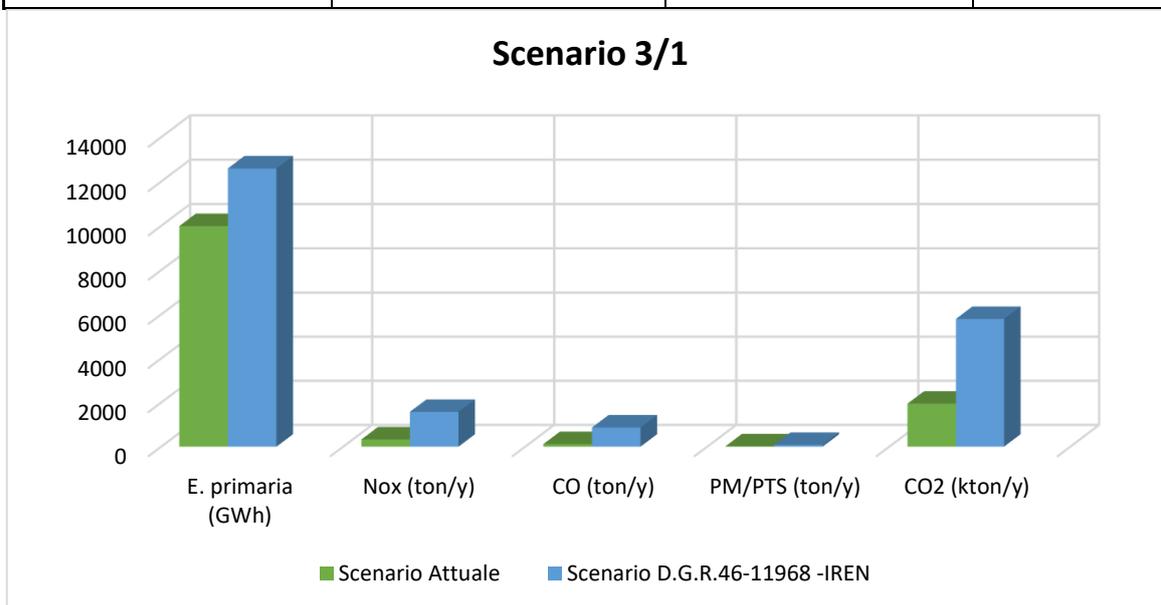


Figura 7.13 Confronto scenario progressivo (3/1) con scenario attuale

Tabella 7.40 Confronto scenario progressivo (1/2) con scenario attuale

Modello PAES--IREN non rinnovabili (1/2)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progressivo (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	11490	-1498
NO _x emesso (t/y)	328	1805	-1477
CO emesso (t/y)	121	1036	-915
PM/TSP emesso (t/y)	16	59	-43
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	2788	-834

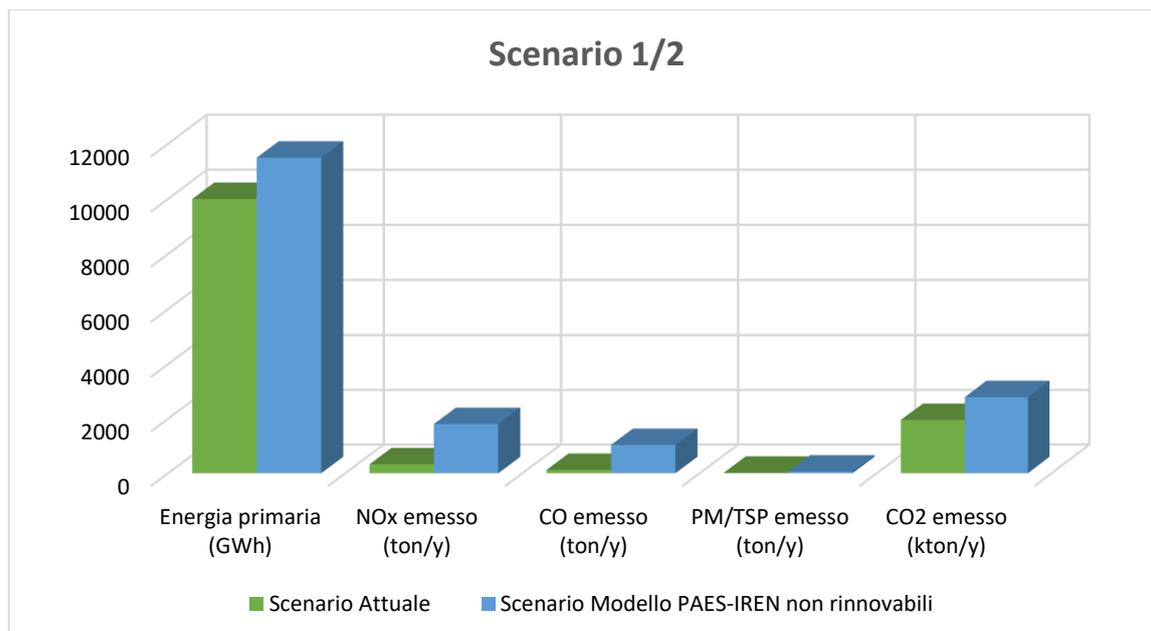


Figura 7.14 Confronto scenario progressivo (1/2) con scenario attuale

Tabella 7.41 Confronto scenario progressivo (2/2) con scenario attuale

TABULA--IREN non rinnovabili (2/2)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	10924	-932
NO _x emesso (t/y)	328	1736	-1408
CO emesso (t/y)	121	980	-859
PM/TSP emesso (t/y)	16	57	-41
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	2675	-722

Tabella 7.42 Confronto scenario progressivo (2/2) con scenario attuale

TABULA riqualificazione--IREN non rinnovabili (2/2)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	9349	643
NO _x emesso (t/y)	328	1543	-1216
CO emesso (t/y)	121	825	-704
PM/TSP emesso (t/y)	16	52	-36
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	2361	-408

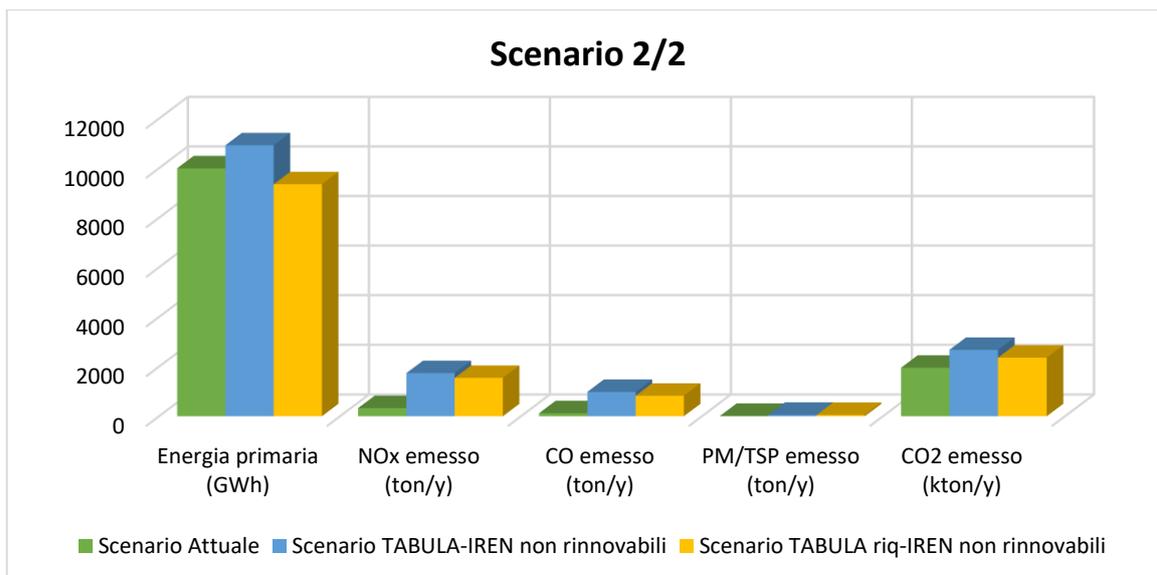


Figura 7.15 Confronto scenario progressivo (2/2) con scenario attuale

Tabella 7.43 Confronto scenario progressivo (3/2) con scenario attuale

D.G.R. 46 11968--IREN non rinnovabili (3/2)			
Variabile	Scenario		Differenza
	Attuale	Progresso (Elettrico + Termico)	
Energia primaria (GWh)	9992	9584	408
NO _x emesso (t/y)	328	1572	-1244
CO emesso (t/y)	121	848	-727
PM/TSP emesso (t/y)	16	53	-36
CO ₂ emesso (kt/y)	1954	2408	-455

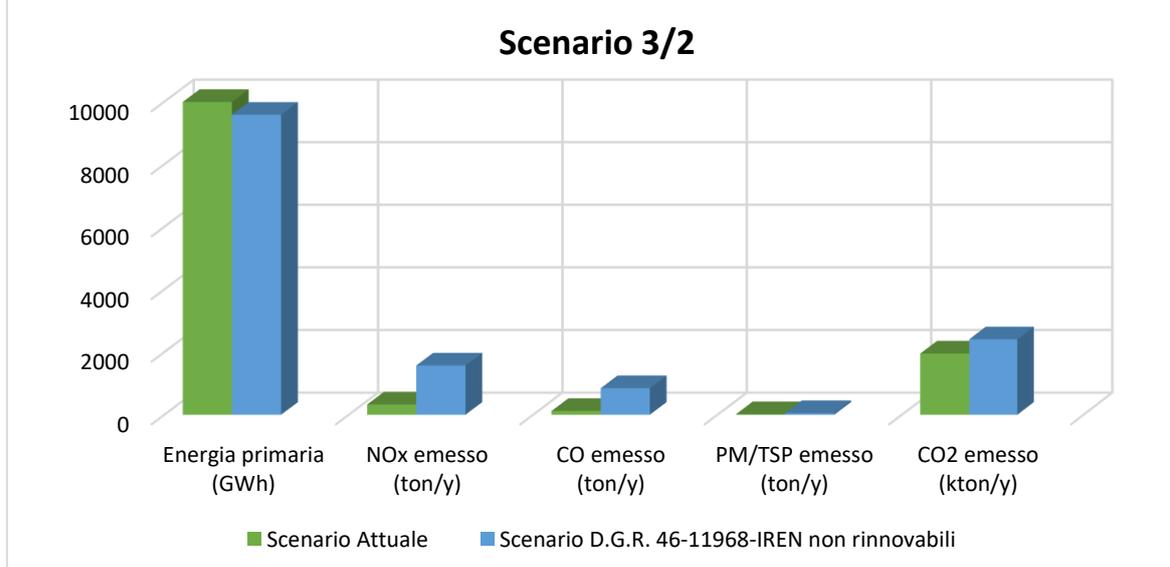


Figura 7.16 Confronto scenario progressivo (3/2) con scenario attuale

7.6 Caratterizzazione dell'incertezza delle misure

Le emissioni di inquinanti (t/y) dei sei scenari pregressi sono state ricavate come la media dei sette valori di fattori di emissione descritti al paragrafo 7.3, Tabelle da 7.25 a 7.32, riguardano sia l'energia termica che l'energia elettrica.

Nel calcolo del bilancio emissivo, il valore medio di emissione di inquinante (t/y) per ciascun scenario pregresso è sottratto al rispettivo dello scenario attuale. Tale differenza determina la variazione media di emissione di inquinante tra le centrali di cogenerazione del Gruppo IREN e gli impianti termici tradizionali.

Una fase dello studio è stata indirizzata a caratterizzare l'incertezza sulla variazione media di emissione di ogni inquinante. Essa è stata rappresentata graficamente tramite un intervallo i cui estremi sono rispettivamente il valore minimo e il massimo delle emissioni di inquinante di ogni scenario esaminato. L'intervallo di incertezza indica la variabilità della stima del bilancio emissivo attorno al valore medio.

I risultati ottenuti si riferiscono alle emissioni di ogni inquinante preso in esame, cioè gli ossidi di azoto NO_x , il monossido di carbonio CO, il particolato atmosferico PM e l'anidride carbonica CO_2 e sono rappresentati nelle figure seguenti. Sono inoltre riportati nelle seguenti tabelle i valori medi di emissione di inquinanti (t/y) con i rispettivi valori massimi e minimi.

Tabella 7.44 Incertezza delle misure di NO_x per ogni scenario esaminato

Variazioni di Emissioni di NO_x (t/y)					
	Valore medio	Valore minimo	Valore massimo	% inferiore	% superiore
Scenario 1/1	-1485	-1594	-1327	-7%	11%
Scenario 2/1	-1416	-1508	-1281	-7%	10%
Scenario 2/1	-1223	-1270	-1155	-4%	6%
Scenario 3/1	-1252	-1306	-1174	-4%	6%
Scenario 1/2	-1477	-1586	-1319	-7%	11%
Scenario 2/2	-1408	-1500	-1274	-7%	10%
Scenario 2/2	-1216	-1262	-1148	-4%	6%
Scenario 3/2	-1244	-1298	-1166	-4%	6%
SCENARIO MEDIO	-1340	-1415	-1230	-6%	8%

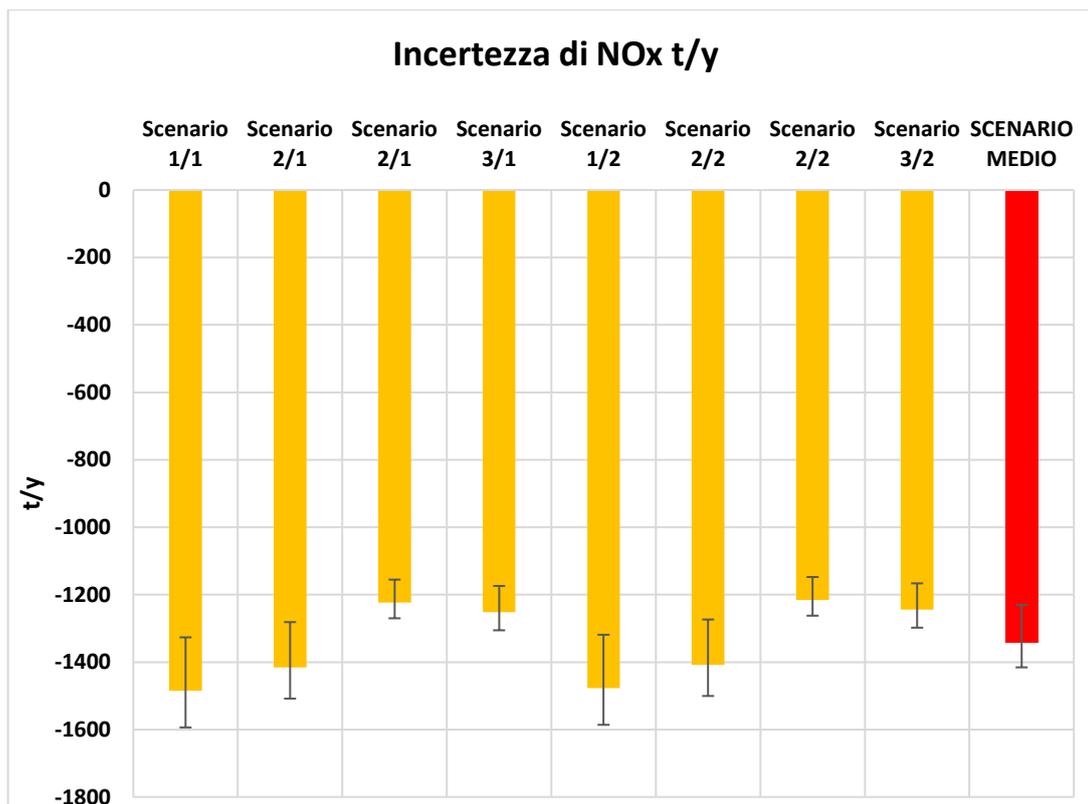


Figura 7.17 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di NOx

Come si evince dalla Tabella 7.44 e dalla Figura 7.17, lo scostamento percentuale dallo scenario medio è del -6% per il range inferiore e del +8% per il range superiore.

Tabella 7.45 Incertezza delle misure di CO per ogni scenario esaminato

Variazioni di Emissioni di CO (t/y)					
	Valore medio	Valore minimo	Valore massimo	% inferiore	% superiore
Scenario 1/1	-938	-1331	-567	-42%	24%
Scenario 2/1	-882	-1216	-567	-38%	21%
Scenario 2/1	-726	-895	-567	-23%	13%
Scenario 3/1	-749	-943	-567	-26%	14%
Scenario 1/2	-915	-1309	-544	-43%	24%
Scenario 2/2	-859	-1194	-544	-39%	22%
Scenario 2/2	-704	-873	-544	-24%	13%
Scenario 3/2	-727	-921	-544	-27%	15%
SCENARIO MEDIO	-812	-1085	-556	-34%	19%

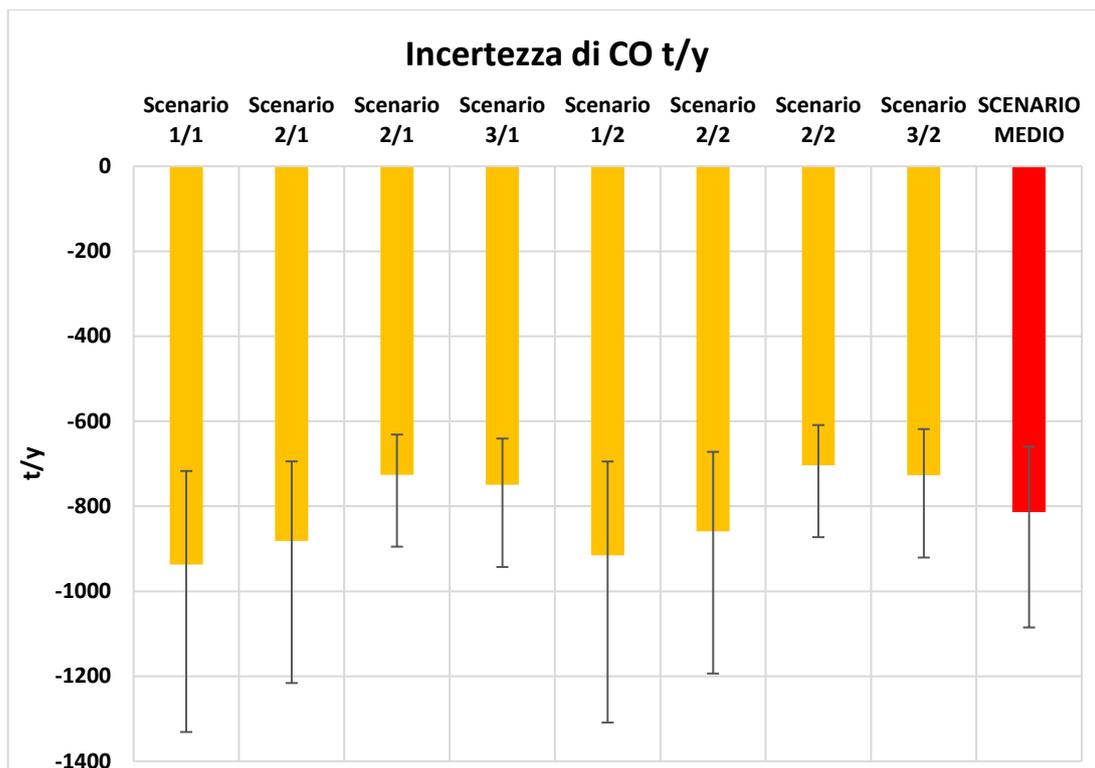


Figura 7.18 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di CO

Dalla Tabella 7.45 e dalla Figura 7.18, lo scenario medio presenta dei valori negativi del 34% rispetto alla media e dei valori positivi del 19%.

Tabella 7.46 Incertezza delle misure di PM per ogni scenario esaminato

Variazioni di Emissioni di PM (t/y)					
	Valore medio	Valore minimo	Valore massimo	% inferiore	% superiore
Scenario 1/1	-71	-96	-59	-35%	17%
Scenario 2/1	-70	-91	-59	-31%	15%
Scenario 2/1	-64	-75	-59	-17%	8%
Scenario 3/1	-65	-77	-59	-19%	9%
Scenario 1/2	-43	-68	-31	-59%	28%
Scenario 2/2	-41	-62	-31	-52%	25%
Scenario 2/2	-36	-46	-30	-30%	14%
Scenario 3/2	-36	-49	-30	-34%	16%
SCENARIO MEDIO	-53	-71	-45	-33%	16%

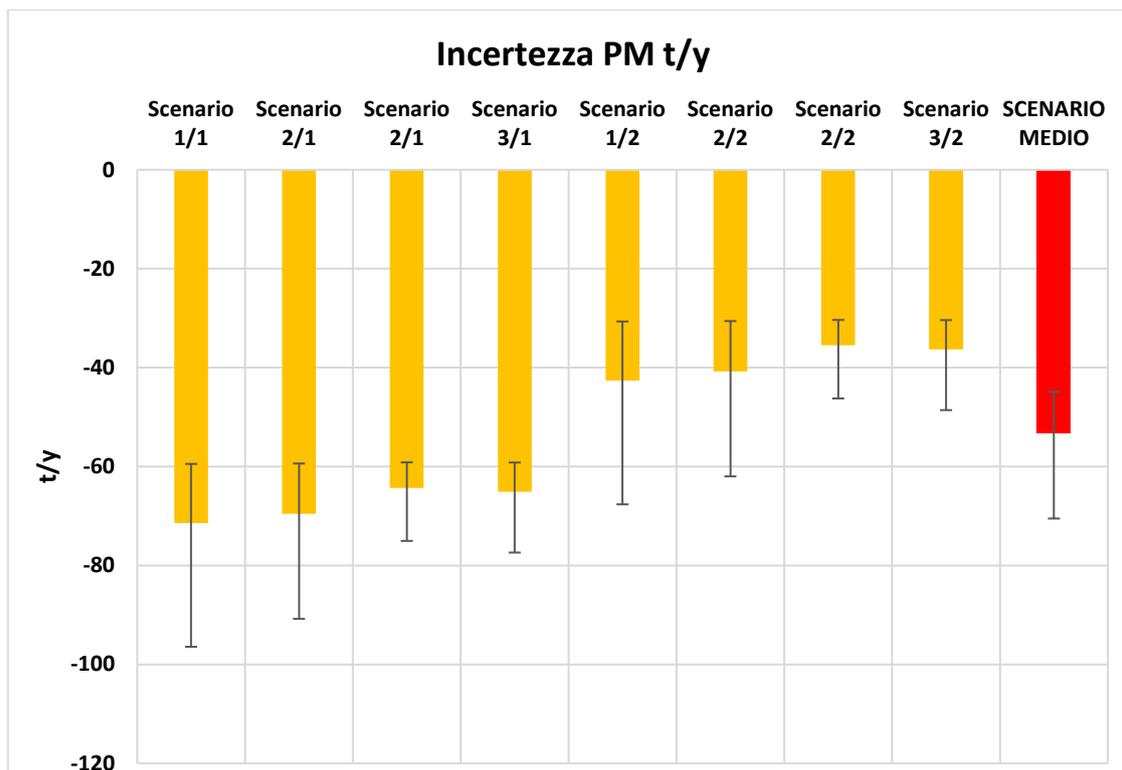


Figura 7.19 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di PM/PTS

Il valore medio del particolato atmosferico è compreso in un intervallo di valori, superiori alla media del 16% ed inferiori del 33%, come si evince dalla Tabella 7.46 e dalla Figura 7.19.

Tabella 7.47 Incertezza delle misure di CO₂ per ogni scenario esaminato

Variazioni di Emissioni CO ₂ (kt/y)					
	Valore medio	Valore minimo	Valore massimo	% inferiore	% superiore
Scenario 1/1	-4221	-4246	-3473	-1%	0.4%
Scenario 2/1	-4108	-4130	-3473	-1%	0.3%
Scenario 2/1	-3794	-3805	-3473	-0.3%	0.2%
Scenario 3/1	-3841	-3854	-3473	-0.3%	0.2%
Scenario 1/2	-834	-860	-87	-3%	2%
Scenario 2/2	-722	-743	-87	-3%	2%
Scenario 2/2	-408	-419	-87	-3%	2%
Scenario 3/2	-455	-467	-87	-3%	2%
SCENARIO MEDIO	-2298	-2316	-1780	-1%	0.5%

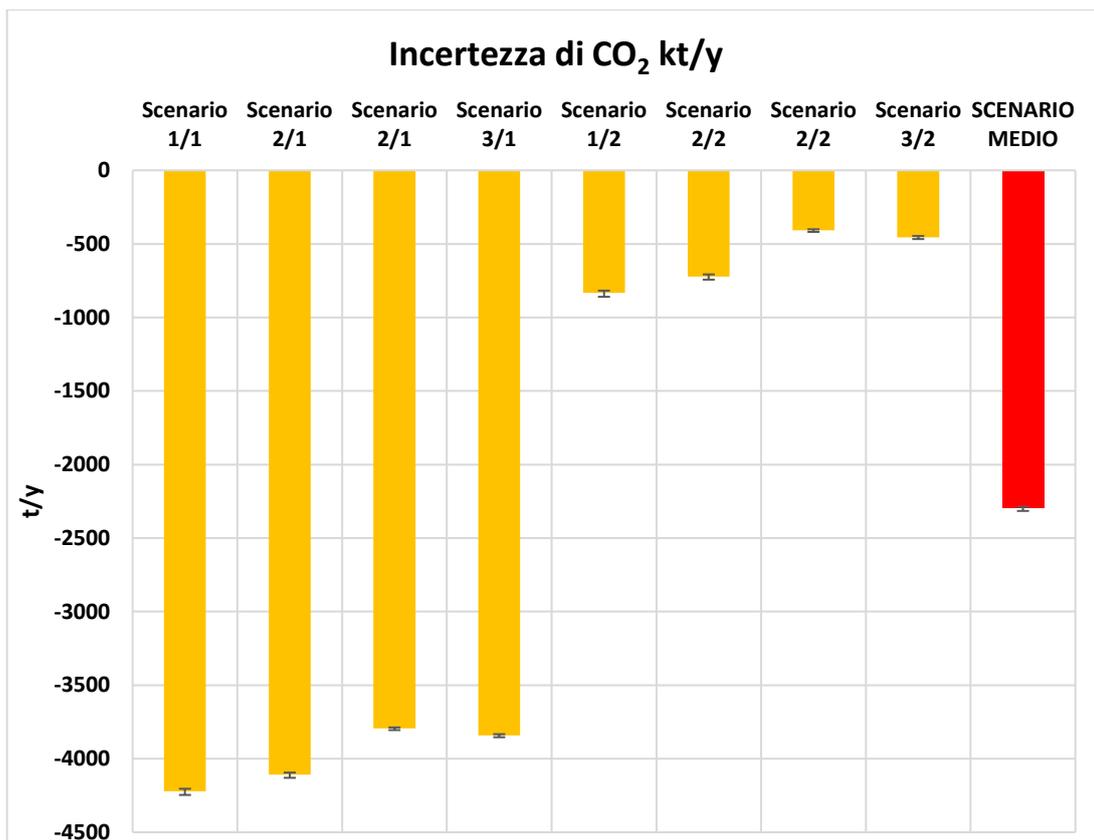


Figura 7.20 Intervallo di incertezza delle tonnellate di emissione di CO₂

Come si evince dalla Tabella 7.47 e dalla Figura 7.20, per tutti e sei gli scenari i valori massimi e minimi dell'anidride carbonica hanno uno scostamento dalla media inferiore rispetto agli altri inquinanti presi in considerazione, infatti tale scostamento risulta essere di -1% per il range inferiore e di +0.5% per il range superiore.

In conclusione si può dedurre che il valore medio che è caratterizzato da una minore incertezza è quello dell'anidride carbonica, segue il valore medio degli ossidi di azoto il quale è caratterizzato da uno scostamento superiore dalla media di +8% e inferiore di -6%. Gli scostamenti percentuali dal valore medio, sia per il particolato che per il monossido di carbonio, sono rispettivamente del +16% e -33% per il particolato e del -34% e +19% per il monossido di carbonio, essi pertanto sono caratterizzati da un'incertezza maggiore rispetto all'anidride carbonica e agli ossidi di azoto.

7.7 Considerazioni

I bilanci energetici ed emissivi degli scenari pregressi, come è stato detto nei capitoli precedenti, sono stati definiti tramite tre modelli di calcolo dei consumi energetici degli edifici al fine di ricavare tre valori di fabbisogno di energia termica (kWh/m²a) e due scenari per descrivere l'energia elettrica (GWh). La loro combinazione ha comportato la generazione di sei scenari ognuno dei quali è stato confrontato con la situazione attuale della rete di teleriscaldamento di Torino in modo da calcolare la variazione di emissione di inquinante (t/y) e di energia primaria (GWh).

Dai risultati ottenuti dal confronto tra ogni bilancio emissivo tra scenario pregresso e scenario attuale, si evince che quest'ultimo determina in tutti i casi un risparmio in termini di emissioni di inquinanti (t/y) di ossidi di azoto NO_x, di monossido di carbonio CO, di particolato atmosferico PM e di anidride carbonica CO₂. Solo gli scenari *Tabula riqualificazione-IREN non rinnovabili* e *D.G.R. 46-11968-IREN non rinnovabili* prevedono un consumo di energia primaria allo scenario attuale; nonostante ciò le emissioni di inquinanti sono comunque superiori.

I tre modelli di calcolo del fabbisogno energetico degli edifici di Torino sono stati scelti in modo da descrivere tre situazioni differenti in termini di consumo energetico, infatti:

- nel modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino si descrivono le condizioni di maggiore consumo energetico degli edifici, in quanto questo modello non tiene conto di eventuali interventi di riqualificazione energetica;
- nel modello del progetto Tabula si simula uno scenario pregresso in cui è stata calcolata la quota attuale di edifici riqualificati di Torino (23%) e pertanto il consumo energetico che ne deriva è minore rispetto al valore del modello del PAES. Inoltre si considera anche un secondo valore di fabbisogno energetico degli edifici supponendo che tutti gli edifici di Torino siano stati riqualificati;
- nel modello in cui si utilizza il valore del rendimento dell'Allegato V del D.G.R. 46-11968 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*", si ricava un valore di fabbisogno di energia termica che rappresenta le condizioni di massimo risparmio energetico e minor consumo degli edifici poiché si suppone che tutti gli impianti di riscaldamento abbiano un rendimento non inferiore al 98%.

Inoltre, il calcolo delle emissioni di inquinanti (t/y) per lo scenario pregresso è avvenuto considerando sette valori di fattori di emissione che sono stati presi da letteratura o negli inventari delle emissioni e sono riferiti solo al gas naturale.

I risultati delle emissioni di inquinanti (t/y) sono valori medi i quali derivano dai sette fattori di emissione ed oscillano all'interno degli intervalli di incertezza, caratterizzati rispettivamente dai valori di emissione minimi e massimi.

Dal confronto di tutti i bilanci energetici ed emissivi risulta che la situazione attuale della rete teleriscaldata di Torino, alimentata dalle centrali di produzione del Gruppo IREN comporta notevoli vantaggi ambientali in termini di emissione di inquinanti (t/y).

8. CONCLUSIONI

I risultati ottenuti in questo lavoro di tesi sono volti a dimostrare i benefici ambientali, in termini di riduzione di emissione di inquinanti, che la rete di teleriscaldamento e le centrali di cogenerazione del Gruppo IREN comportano sulla qualità dell'aria di Torino.

La dimostrazione di tali benefici avviene mediante un confronto tra la situazione attuale della città di Torino e sei scenari pregressi, i quali descrivono come sarebbe la qualità dell'aria di Torino se non ci fosse il teleriscaldamento; si suppone che il riscaldamento delle utenze residenziali sia generato da impianti termici alimentati a gas naturale. La scelta del gas naturale ricade sul fatto che esso è il combustibile maggiormente utilizzato negli impianti di riscaldamento civile.

In questo lavoro di tesi si è voluto fornire, nei primi capitoli, una descrizione generale dell'attuale normativa sul riscaldamento residenziale con particolare riferimento alle norme che regolano gli impianti termici civili, sia a livello nazionale sia a livello regionale.

Successivamente si sono analizzate le due forme di riscaldamento urbano che sono state comparate nel bilancio emissivo: le caldaie domestiche e il teleriscaldamento; per quanto riguarda il teleriscaldamento, esso è stato descritto dettagliatamente nel capitolo 3, mettendone in risalto i vantaggi energetici che derivano dall'utilizzo delle centrali di cogenerazione e fornendo una rappresentazione della situazione attuale della rete di teleriscaldamento di Torino, gestita dal Gruppo IREN.

Nel capitolo 4 si sono voluti evidenziare i benefici del teleriscaldamento sia a livello di singolo cittadino, i quali sono legati alla semplicità di utilizzo e ai risparmi economici, sia a livello collettivo, i quali sono legati al risparmio energetico ed ambientale.

Il calcolo delle emissioni di inquinanti dei due scenari messi a confronto (pregresso e attuale) è connesso al concetto di fattore di emissione (g/MWh), ampiamente discusso nel capitolo 4, e al consumo energetico degli edifici (kWh/m²), il quale è stato maggiormente approfondito nel capitolo 5 in quanto tale consumo risulta essere attualmente molto elevato.

Gli inquinanti considerati nel calcolo delle emissioni sono quelli che derivano dai processi di combustione degli impianti termici, scegliendo in particolare gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO), il particolato atmosferico (PM) e l'anidride carbonica (CO₂).

La descrizione degli scenari messi a confronto è avvenuta in modo differente, infatti la situazione attuale della rete di teleriscaldamento di Torino, alimentata dalle centrali di produzione è stata descritta, sia a livello energetico che emissivo, grazie ai dati forniti direttamente dal Gruppo IREN per l'anno 2016.

La descrizione degli scenari in cui si suppone che al posto della rete teleriscaldata ci siano, in tutti gli edifici, caldaie alimentate a gas naturale, si è effettuata separando l'analisi energetica da quella emissiva. L'analisi energetica è stata determinata mediante il calcolo dell'energia primaria (GWh), necessaria per la produzione di energia elettrica (GWh_e) e di energia termica (GWh_t); l'energia termica è stata valutata per mezzo di tre di modelli di calcolo del fabbisogno medio energetico (kWh/m²a) degli edifici, i quali sono: il modello del Piano di azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, il modello del progetto Tabula del Politecnico di Torino e l'Allegato V del D.G.R. 46-11968 "*Rendimenti di combustione dei generatori di calore*". Tali modelli di consumo energetico sono stati descritti nel capitolo 6.

L'energia elettrica è stata calcolata considerando due scenari, nel primo si suppone che l'energia elettrica prodotta dalle centrali di cogenerazione del Gruppo IREN vada a sostituire solo quella fornita dal parco termoelettrico medio italiano, nel secondo scenario si tiene conto anche del contributo delle energie rinnovabili.

La combinazione dei tre valori di energia termica con i due di energia elettrica genera sei scenari pregressi che sono stati confrontati con lo scenario attuale. Il procedimento di calcolo è stato descritto nel capitolo 7.

L'analisi emissiva è avvenuta mediante l'utilizzo dei rispettivi fattori di emissione degli inquinanti (g/MWh), sia per l'energia termica sia per l'energia elettrica. Da questi derivano le emissioni generate dai vari scenari pregressi.

Dai risultati ottenuti si ha avuto la conferma che la rete di teleriscaldamento di Torino, alimentata dalle centrali di cogenerazione, ha causato un miglioramento evidente in termini di emissioni di inquinanti (t/y) e di energia primaria consumata (GWh). Solo per due scenari pregressi risulta che l'energia primaria è minore rispetto a quella delle centrali, ma le emissioni di inquinanti sono comunque più elevate.

Per ultimo, sono state riportate considerazioni in merito all'incertezza legata alla definizione e utilizzo dei fattori di emissione dei vari inquinanti. Come evidenziato nel capitolo 4, la stima dei fattori di emissione si basa su misure dirette condotte in campo o in laboratorio sotto determinate condizioni le quali, rispetto all'esercizio ordinario, sono diverse e ne deriva che in letteratura sono presenti tanti valori caratterizzati da incertezza elevata.

L'analisi di incertezza è connessa alle emissioni di inquinanti ed è stata rappresentata graficamente tramite gli intervalli di incertezza, aventi come estremi il valore minimo e il valore massimo di emissione di ciascun scenario. Dai grafici si vuole analizzare la variabilità della stima del bilancio emissivo attorno al valore medio e in particolare i risultati ottenuti

evidenziano che le emissioni di anidride carbonica risultano essere affette da un'incertezza minore rispetto a quella degli altri inquinanti. Il valore medio degli ossidi di azoto è caratterizzato da un'incertezza superiore a quella dell'anidride carbonica ma inferiore rispetto al particolato e al monossido di carbonio, quest'ultimi affetti da valori di incertezza più elevati.

Dalla stima del bilancio emissivo si può dedurre che, nonostante i valori siano affetti da incertezza, la variazione media di emissione di ogni inquinante mostra un vantaggio ambientale a favore della rete di teleriscaldamento, alimentata dalle centrali di cogenerazione.

Infine si può concludere che il teleriscaldamento, se correttamente progettato, costituisce un sistema di riscaldamento efficace e sicuro per riscaldare intere aree urbane, rispetto ai tradizionali impianti termici civili; esso comporta notevoli vantaggi relativi al minor impatto ambientale e al risparmio energetico generale, pertanto rappresenta uno strumento utile per le politiche europee al fine di combattere gli attuali problemi di inquinamento atmosferico e gli elevati consumi energetici che derivano soprattutto dal settore residenziale.

BIBLIOGRAFIA

- [1] <http://www.inemar.eu/xwiki/bin/view/InemarDatiWeb/I+fattori+di+emissione>
- [2] <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>
- [3] <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2015/view>
- [4] AIRU, *Annuario*, 2017
- [5] <http://educazionetecnica.dantect.it/2013/02/03/impianto-termico-2/>
- [6] www.ariagas.it
- [7] D.P.R. Regolamento per l'attuazione della direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentato con combustibili liquidi o gassosi
- [8] www.caldaie.name
- [9] RENAEL, *Teleriscaldamento: tecnologie, vantaggi e aspetti normativi*, 2006
- [10] www.airu.it/teleriscaldamento-vantaggi
- [11] Gruppo IREN, *Gli impianti di cogenerazione e il teleriscaldamento a Torino*, 2013
- [12] www.gruppoiren.it/teleriscaldamento-la-rete-iren
- [13] Provincia di Torino, *Studio sul teleriscaldamento in Provincia di Torino, Stato di fatto e potenzialità di sviluppo*, 2006
- [14] www.arpa.piemonte.gov.it/approfondimenti/glossario/fattore-di-emissione
- [15] www.eea.europa.eu/themes/air/emep-eea-air-pollutant-emission-inventory-guidebook
- [16] Innovhub Stazioni Sperimentali per l'Industria, *Studio comparativo sulle*

emissioni da apparecchi a gas, GPL, gasolio e pellet, 2016

- [17] www.sinanet.isprambiente.it/it/rete-sinanet
- [18] www.inemar.eu/xwiki/bin/view/Inemar/WebHome
- [19] Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio, *Analisi comparativa dei combustibili ad uso civile, 2002*
- [20] D.G.R. 46-11968/2009, *Aggiornamento del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria-Stralcio di piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento e disposizioni attuative in materia di rendimento energetico nell'edilizia*
- [21] Innovhub Stazioni Sperimentali per l'Industria, *Indagine bibliografica combustibili" Appendice 1*
- [22] ENEA, *Sviluppo di metodologie, strumenti di misura ed analisi dei consumi energetici degli edifici, 2013*
- [23] Entranze Project, *Heating and cooling energy demand and loads for building types in different countries of the EU, 2014*
- [24] ENEA, *Rapporto annuale di efficienze energetica, 2017*
- [25] Fracastoro G. *et al*, *Piano d'azione per l'energia sostenibile della Provincia di Torino, Analisi del Fabbisogno di energia per gli edifici residenziali e della potenzialità di risparmio energetico e delle fonti rinnovabili in ambito urbano, 2013*
- [26] Politecnico di Torino Gruppo di ricerca TEBE, *Building Typology Brochure-Italy, 2014*
- [27] Turin Action Plan for Energy-TAPE, *Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, 2012*
- [28] ISPRA, *Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti*

rinnovabili nel settore elettrico, 2015

[29] TERNA, *Analisi dei dati elettrici*, 2016

[30] Harmelink Consulting, *Allocating CO₂ emissions to heat and electricity*, 2015

[31] WRI/WBCSD GHG Protocol Initiative team, *Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power (CHP) Plant*, 2006

ALLEGATO 1 -Metodi di allocazione delle quote di CO₂ delle centrali di cogenerazione-

Esistono diversi metodi che possono essere applicati per allocare l'input di combustibile utilizzato e le emissioni di CO₂ al calore e all'energia elettrica prodotte dalle installazioni di cogenerazione.

In generale le metodologie possono essere suddivise quando l'allocazione è basata sul [30]:

- contenuto energetico del calore e dell'elettricità: è il metodo più semplice e trasparente ma non sempre il contenuto energetico dei prodotti corrisponde alla qualità dell'utilità o ai vettori energetici. Questo metodo è di solito raccomandato quando si tratta di attribuire il combustibile al calore prodotto da impianti CHP in casi in cui il calore non è venduto ma utilizzato dal produttore;
- contenuto energetico primario del calore e dell'elettricità: si tengono in considerazione le perdite di conversione che si verificano durante la produzione di elettricità quando si valuta la produzione di calore e di energia elettrica. È un metodo semplice che tiene conto delle differenze nell'uso primario del prodotto; tuttavia necessita di scegliere una efficienza di riferimento del sistema elettrico per poter calcolare il fattore primario (calcolato come $1/\text{efficienza media del sistema elettrico}$);
- contenuto di exergia del calore e dell'elettricità: si definisce contenuto di exergia la misura del massimo lavoro utile possibile durante un processo. In questo metodo si considera un fattore di qualità dei prodotti generati dato dal rapporto tra l'energia e il contenuto di exergia. Il vantaggio di tale metodo è che tiene in conto della qualità dei prodotti generati tuttavia il fattore di qualità è spesso sconosciuto ed è necessario scegliere l'efficienza termica di riferimento;
- tutto il risparmio ottenuto dalla cogenerazione è allocato al calore o all'elettricità: si deve scegliere un valore di riferimento sia per il calore sia per l'elettricità e tale scelta influisce sulle successive allocazioni; si valutano le produzioni di calore o di elettricità in modo scarso ed è necessario scegliere l'efficienza termica di riferimento;
- altri criteri: come ad esempio il valore economico dei prodotti o la distribuzione del risparmio in modo equo tra i due prodotti. La divisione più utilizzata è quella di 50% e 50% tra il calore e l'energia elettrica, tuttavia non sempre questa divisione è la scelta giusta soprattutto se si applica a singole installazioni.

In sostanza si può dedurre che le quote di CO₂ da assegnare differiscono significativamente in funzione del metodo utilizzato, dell'efficienza energetica dell'impianto CHP, del fattore di qualità e delle efficienze di riferimento presunte.

I tre metodi più comunemente utilizzati sono [31]:

- Metodo dell'efficienza: sulla base della definizione di efficienze separate per il calore e per l'elettricità;
- Metodo del contenuto energetico: basate sul contenuto energetico delle uscite di calore e dei prodotti di elettricità. Le emissioni sono assegnate in base all'energia utile contenuta in ogni flusso di produzione; tale metodo necessita di informazioni relative all'uso previsto dell'energia termica;
- Metodo del potenziale di lavoro: alloca le emissioni ai flussi di energia in proporzione al loro contributo al potenziale di lavoro o exergia. L'exergia viene calcolata per il calore utilizzando l'entalpia specifica e l'entropia.

Metodo dell'efficienza

Per determinare le quote di emissioni dirette di anidride carbonica attribuibili al calore e alla produzione di elettricità per gli impianti di cogenerazione i passaggi da eseguire sono i seguenti [31]:

1. determinare le emissioni totali del sistema CHP: moltiplicando il fattore di emissione della CO₂ per il combustibile utilizzato;
2. determinare i flussi di uscita dell'energia termica e dell'elettricità: la produzione totale di calore netto si ricava da tabelle che forniscono il valore di entalpia per il calore a diverse condizioni di temperatura e pressione, in alternativa si ottiene come differenza tra il calore prodotto meno i guadagni di calore sotto forma di condensa;
3. stimare le efficienze di produzione del calore e della energia elettrica: di solito si utilizza un valore predefinito dell'80% per il calore e del 35% per l'elettricità;
4. determinare la frazione di emissioni assegnate all'energia termica e all'elettricità (equazioni 6.1 e 6.2):

$$E_H = \frac{H/e_H}{H/e_H + P/e_P} \times E_T \quad (6.1)$$

$$E_P = E_T - E_H \quad (6.2)$$

in cui:

E_H : quota delle emissioni assegnate alla produzione di calore (ton);

- H : uscita totale di calore (MWh);
- e_H : efficienza della produzione di calore;
- P : produzione totale dell'energia elettrica (MWh);
- e_P : efficienza della produzione di energia elettrica;
- E_T : emissioni dirette totali del sistema CHP (ton);
- E_P : quota delle emissioni assegnate alla produzione di elettricità (ton).

Metodo del contenuto energetico

Il metodo del contenuto energetico assegna le emissioni in base alla quantità di energia in uscita dei prodotti della cogenerazione; il contenuto energetico dell'energia elettrica è semplicemente la quantità di energia elettrica prodotta dal sistema invece il contenuto energetico di vapore è equivalente a quello del flusso in uscita meno l'energia nella condensa di ritorno. Inoltre in questo metodo non sono considerate le perdite di energia Per la determinazione delle quote di emissioni della CO₂ attribuibili alla produzione di vapore ed elettricità i passaggi da seguire sono i seguenti [32]:

1. ricavare le emissioni totali prodotte per la generazione di elettricità e vapore in base al consumo totale di carburante: moltiplicando il fattore di emissione della CO₂ per il combustibile utilizzato;
2. calcolare il contenuto energetico per ogni flusso di energia: il contenuto energetico dell'elettricità è uguale alla produzione di energia, quello del vapore si ottiene mediante la seguente equazione 6.3:

$$Energy = F_i \times (h_i - h_{ref}) \quad (6.3)$$

in cui

F_i : massa del vapore (ton);

h_i : entalpia specifica del flusso di vapore (kJ/kg);

h_{ref} : entalpia specifica alle condizioni di riferimento (T 100°C e p 1 atm).

3. calcolare il contenuto di energia totale: sommando i contenuti dei due flussi;
4. determinare la frazione di emissioni totali da allocare a ciascun flusso di energia: dividendo il contenuto energetico di ogni flusso per il contenuto energetico totale;

5. assegnare le emissioni totali dell'impianto di cogenerazione ai flussi individuali in proporzione al loro contenuto energetico: per ogni flusso di energia moltiplicare la frazione di emissioni attribuibile a ciascun flusso per le emissioni totali;
6. calcolare i tassi di emissione per la produzione di vapore e elettricità: dividere le emissioni totali di ciascun flusso (5) per la quantità totale di vapore o elettricità;
7. stimare le emissioni da acquisti o vendite secondo l'appropriato tasso di emissione.

Metodo del potenziale di lavoro

Il metodo si basa sul presupposto che l'energia utile nel vapore corrisponde alla quantità massima di lavoro che potrebbe essere fatto dal vapore in un processo termodinamicamente reversibile. Per calcolare le emissioni dirette è necessario adottare i passaggi seguenti [32]:

1. ricavare le emissioni totali prodotte per la generazione di elettricità e vapore in base al consumo totale di carburante: moltiplicando il fattore di emissione della CO₂ per il combustibile utilizzato;
2. calcolare il potenziale di lavoro per ogni flusso di energia: per l'elettricità il potenziale è uguale alla produzione di energia, per il vapore (equazione 6.4) si calcola con l'entalpia specifica e l'entropia specifica:

$$W = F \times [(h - T_{ref} \times S) - (h_{ref} - T_{ref} \times S_{ref})] \quad (6.4)$$

in cui

W : potenziale di lavoro del flusso di vapore (kJ);

F : massa del vapore (kg);

h : entalpia specifica del flusso di vapore (kJ/kg);

T_{ref} : temperatura di riferimento (K);

S : entropia specifica del flusso di vapore (kJ/kgK);

h_{ref} entalpia specifica alle condizioni di riferimento (kJ/kg);

S_{ref} entropia specifica alle condizioni di riferimento (kJ/kgK)

I valori di entropia ed entalpia di riferimento sono presi da tabelle di vapore standard a temperature e pressioni diverse.

3. calcolare il potenziale di lavoro totale: sommare i potenziali di lavoro di tutti i flussi;
4. determinare la frazione di emissioni totali da allocare a ciascun flusso di energia: dividendo il potenziale di lavoro di ogni flusso per il potenziale di lavoro totale;

5. assegnare le emissioni totali dell'impianto di cogenerazione ai flussi individuali in proporzione al loro potenziale di lavoro: per ogni flusso di energia moltiplicare la frazione di emissioni attribuibile a ciascun flusso per le emissioni totali;
6. calcolare i tassi di emissione per la produzione di vapore e elettricità: dividere le emissioni totali di ciascun flusso (5) per la quantità totale di vapore o elettricità;
7. stimare le emissioni da acquisti o vendite secondo l'appropriato tasso di emissione.

ALLEGATO 2 -EMISSIONI DI INQUINANTI SCENARIO PREGRESSO-

Scenario Modello PAES – IREN (Scenario 1/1)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria (GWh)	3752	10747	14499
FE NO_x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	79	64	143
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO₂ (t/GWh)	198	505	703
NO_x emesso (t/y)	566.6	1354.1	1920.7
CO emesso (t/y)	296.4	687.8	984.2
PM/PTS emesso (t/y)	2.6	75.2	77.9
CO₂ emesso (kt/y)	742.9	5427.2	6170

INNOVHUB -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria (GWh)	3752	10747.0	14499
FE NO_x (kg/GWh)	116	126	242
FE CO (kg/GWh)	204	64	268.0
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	7.0	7.1
FE CO₂ (t/GWh)	/	505	505
NO_x emesso (t/y)	435.2	1354.1	1789.4
CO emesso (t/y)	765.4	687.8	1453.2
PM/PTS emesso (t/y)	0.4	75.2	75.6
CO₂ emesso (kt/y)	/	5427.2	5427.2

SINANET/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria (GWh)	3752	10747	14499
FE NO_x (kg/GWh)	112.0	126	238
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7.0	7.7
FE CO₂ (t/GWh)	206	505	711
NO_x emesso (t/y)	420.2	1354.1	1774.3
CO emesso (t/y)	337.7	687.8	1025.5
PM/PTS emesso (t/y)	2.6	75.2	77.9
CO₂ emesso (kt/y)	772.9	5427.2	6200.1

INEMAR/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria (GWh)	3752	10747	14499
FE NO_x (kg/GWh)	125	126	251
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO₂ (t/GWh)	198	505	703
NO_x emesso (t/y)	469	1354.1	1823.1
CO emesso (t/y)	337.7	687.8	1025.5
PM/PTS emesso (t/y)	2.6	75.2	77.9
CO₂ emesso (kt/y)	742.9	5427.2	6170.1

Stazioni sperimentali per i combustibili -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria (GWh)	3752	10747	14499
FE NO_x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	40	64	104
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	7	8
FE CO₂ (t/GWh)	195	505	700
NO_x emesso (t/y)	566.6	1354.1	1920.7
CO emesso (t/y)	150.1	687.8	837.9
PM/PTS emesso (t/y)	3.8	75.2	79
CO₂ emesso (kt/y)	731.6	5427.2	6158.9

Regione Piemonte comparativo-- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	10747	14499
FE NO _x (kg/GWh)	120	126	246
FE CO (kg/GWh)	/	64	64
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	450.2	1354.1	1804.4
CO emesso t/y	0.0	687.8	687.8
PM/PTS emesso t/y	37.5	75.2	112.7
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Regione Piemonte adeguamento -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	10747	14499
FE NO _x (kg/GWh)	80	126	206
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	300.2	1354.1	1654.3
CO emesso t/y	337.7	687.8	1025.5
PM/PTS emesso t/y	37.5	75.2	112.7
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Scenario TABULA – IREN (Scenario 2/1)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	79	64	143
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	481.1	1354.1	1835.2
CO emesso t/y	251.7	687.8	939.5
PM/PTS emesso t/y	2.2	75.2	77.5
CO ₂ emesso kt/y	630.8	5427.2	6058.1

INNOVHUB -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	116	126	242
FE CO (kg/GWh)	204	64	268
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	7	7.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	369.6	1354.1	1723.7
CO emesso t/y	649.9	687.8	1337.8
PM/PTS emesso t/y	0.3	75.2	75.5
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

SINANET/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	112	126	238
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	505	711
NO _x emesso t/y	356.8	1354.1	1711
CO emesso t/y	286.7	687.8	974.5
PM/PTS emesso t/y	2.2	75.2	77.5
CO ₂ emesso kt/y	656.3	5427.2	6083.6

INEMAR/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	125	126	251
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	398.3	1354.1	1752.4
CO emesso t/y	286.7	687.8	974.5
PM/PTS emesso t/y	2.2	75.2	77.5
CO ₂ emesso kt/y	630.8	5427.2	6058.1

Stazioni sperimentali per i combustibili -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	40	64	104
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	7	8
FE CO ₂ (t/GWh)	195	505	700
NO _x emesso t/y	481.1	1354.1	1835.2
CO emesso t/y	127.4	687.8	815.2
PM/PTS emesso t/y	3.2	75.2	78.4
CO ₂ emesso kt/y	621.3	5427.2	6048.5

Regione Piemonte comparativo-- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	120	126	246
FE CO (kg/GWh)	/	64	64
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	382.3	1354.1	1736.4
CO emesso t/y	0.0	687.8	687.8
PM/PTS emesso t/y	31.9	75.2	107.1
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Regione Piemonte adeguamento -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	10747	13933
FE NO _x (kg/GWh)	80	126	206
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	254.9	1354.1	1609
CO emesso t/y	286.7	687.8	974.5
PM/PTS emesso t/y	31.9	75.2	107.1
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Scenario TABULA Riqualficazione – IREN (Scenario 2/1)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	79	64	143
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	243.4	1354.1	1597.5
CO emesso t/y	127.3	687.8	815.2
PM/PTS emesso t/y	1.1	75.2	76.4
CO ₂ emesso kt/y	319.2	5427.2	5746.4

INNOVHUB -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	116	126	242
FE CO (kg/GWh)	204	64	268
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	7	7.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	187	1354.1	1541.1
CO emesso t/y	328.8	687.8	1016.7
PM/PTS emesso t/y	0.2	75.2	75.4
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

SINANET/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	112	126	238
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	505	711
NO _x emesso t/y	180.5	1354.1	1534.7
CO emesso t/y	145.1	687.8	832.9
PM/PTS emesso t/y	1.1	75.2	76.4
CO ₂ emesso kt/y	332.1	5427.2	5759.3

INEMAR/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	125	126	251
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	201.5	1354.1	1555.6
CO emesso t/y	145.1	687.8	832.9
PM/PTS emesso t/y	1.1	75.2	76.4
CO ₂ emesso kt/y	319.2	5427.2	5746.4

Stazioni sperimentali per i combustibili -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	40	64	104
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	7	8
FE CO ₂ (t/GWh)	195	505	700
NO _x emesso t/y	243.4	1354.1	1597.5
CO emesso t/y	64.5	687.8	752.3
PM/PTS emesso t/y	1.6	75.2	76.8
CO ₂ emesso kt/y	314.3	5427.2	5741.6

Regione Piemonte comparativo-- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	120	126	246
FE CO (kg/GWh)	/	64	64
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7.0	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	193.4	1354.1	1547.6
CO emesso t/y	/	687.8	687.8
PM/PTS emesso t/y	16.1	75.2	91.3
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Regione Piemonte adeguamento -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	10747	12359
FE NO _x (kg/GWh)	80	126	206
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	129	1354.1	1483.1
CO emesso t/y	145.1	687.8	832.9
PM/PTS emesso t/y	16.1	75.2	91.3
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Scenario D.G.R 46-11968 – IREN (Scenario 3/1)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	79	64	143
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	278.9	1354.1	1633
CO emesso t/y	145.9	687.8	833.7
PM/PTS emesso t/y	1.3	75.2	76.5
CO ₂ emesso kt/y	365.7	5427.2	5792.9

INNOVHUB -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	116	126	242
FE CO (kg/GWh)	204	64	268
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	7	7.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	214.3	1354.1	1568.4
CO emesso t/y	376.8	687.8	1064.6
PM/PTS emesso t/y	0.2	75.2	75.4
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

SINANET/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	112	126	238
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	505	711
NO _x emesso t/y	206.9	1354.1	1561
CO emesso t/y	166.2	687.8	854
PM/PTS emesso t/y	1.3	75.2	76.5
CO ₂ emesso kt/y	380.5	5427.2	5807.7

INEMAR/ISPRA -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	125	126	251
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	7	7.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	505	703
NO _x emesso t/y	230.9	1354.1	1585
CO emesso t/y	166.2	687.8	854
PM/PTS emesso t/y	1.3	75.2	76.5
CO ₂ emesso kt/y	365.7	5427.2	5792.9

Stazione sperimentale combustibili -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	151	126	277
FE CO (kg/GWh)	40	64	104
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	7	8
FE CO ₂ (t/GWh)	195	505	700
NO _x emesso t/y	278.9	1354.1	1633
CO emesso t/y	73.9	687.8	761.7
PM/PTS emesso t/y	1.8	75.2	77.1
CO ₂ emesso kt/y	360.2	5427.2	5787.4

Regione Piemonte comparativo-- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	120	126	246
FE CO (kg/GWh)	/	64	64
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	221.6	1354.1	1575.8
CO emesso t/y	/	687.8	687.8
PM/PTS emesso t/y	18.5	75.2	93.7
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Regione Piemonte adeguamento -- IREN	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	10747	12594
FE NO _x (kg/GWh)	80	126	206
FE CO (kg/GWh)	90	64	154
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	7	17
FE CO ₂ (t/GWh)	/	505	505
NO _x emesso t/y	147.8	1354.1	1501.9
CO emesso t/y	166.2	687.8	854.0
PM/PTS emesso t/y	18.5	75.2	93.7
CO ₂ emesso kt/y	/	5427.2	5427.2

Scenario Modello PAES – IREN Non Rinnovabili (Scenario 1/2)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	79	86	165
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	566.6	1346.4	1913
CO emesso t/y	296.4	665.5	961.9
PM/PTS emesso t/y	2.6	46.4	49.1
CO ₂ emesso kt/y	742.9	2042.8	2785.7

INNOVHUB -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	116	174	290
FE CO (kg/GWh)	204	86	290
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	6	6.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264.0
NO _x emesso t/y	435.2	1346.4	1781.6
CO emesso t/y	765.4	665.5	1430.9
PM/PTS emesso t/y	0.4	46.4	46.8
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

SINANET/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	112	174	286
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	264	470
NO _x emesso t/y	420.2	1346.4	1766.6
CO emesso t/y	337.7	665.5	1003.1
PM/PTS emesso t/y	2.6	46.4	49.1
CO ₂ emesso kt/y	772.9	2042.8	2815.7

INEMAR/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	125	174	299
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	469	1346.4	1815.4
CO emesso t/y	337.7	665.5	1003.1
PM/PTS emesso t/y	2.6	46.4	49.1
CO ₂ emesso kt/y	742.9	2042.8	2785.7

Stazione sperimentale combustibili- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	40	86	126
FE PM/PTS (kg/GWh)	1.0	6	7
FE CO ₂ (t/GWh)	195	264	459
NO _x emesso t/y	566.6	1346.4	1913
CO emesso t/y	150.1	665.5	815.5
PM/PTS emesso t/y	3.8	46.4	50.2
CO ₂ emesso kt/y	731.6	2042.8	2774.5

Regione Piemonte comparativo-- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	120	174	294
FE CO (kg/GWh)	/	86	86
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	450.2	1346.4	1796.7
CO emesso t/y	/	665.5	665.5
PM/PTS emesso t/y	37.5	46.4	83.9
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

Regione Piemonte adeguamento -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3752	7738	11490
FE NO _x (kg/GWh)	80	174	254
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	300.2	1346.4	1646.6
CO emesso t/y	337.7	665.5	1003.1
PM/PTS emesso t/y	37.5	46.4	83.9
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

Scenario TABULA – IREN Non Rinnovabili (Scenario 2/2)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	79	86	165
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	481.1	1346.4	1827.5
CO emesso t/y	251.7	665.5	917.2
PM/PTS emesso t/y	2.2	46.4	48.7
CO ₂ emesso kt/y	630.8	2042.8	2673.7

INNOVHUB -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	116	174	290
FE CO (kg/GWh)	204	86	290
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	6	6.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	369.6	1346.4	1716
CO emesso t/y	649.9	665.5	1315.4
PM/PTS emesso t/y	0.3	46.4	46.7
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

SINANET/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	112	174	286
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	264	470
NO _x emesso t/y	356.8	1346.4	1703.2
CO emesso t/y	286.7	665.5	952.2
PM/PTS emesso t/y	2.2	46.4	48.7
CO ₂ emesso kt/y	656.3	2042.8	2699.1

INEMAR/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	125	174	299
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (Kg/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	398.3	1346.4	1744.7
CO emesso t/y	286.7	665.5	952.2
PM/PTS emesso t/y	2.2	46.4	48.7
CO ₂ emesso kt/y	630.8	2042.8	2673.7

Stazione sperimentale combustibili- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	40	86	126
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	6	7
FE CO ₂ (t/GWh)	195	264	459
NO _x emesso t/y	481.1	1346.4	1827.5
CO emesso t/y	127.4	665.5	792.9
PM/PTS emesso t/y	3.2	46.4	49.6
CO ₂ emesso kt/y	621.3	2042.8	2664.1

Regione Piemonte comparativo-- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	120	174	294
FE CO (kg/GWh)	/	86	86
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	382.3	1346.4	1728.7
CO emesso t/y	/	665.5	665.5
PM/PTS emesso t/y	31.9	46.4	78.3
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

Regione Piemonte adeguamento -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	3186	7738	10924
FE NO _x (kg/GWh)	80	174	254
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	254.9	1346.4	1601.3
CO emesso t/y	286.7	665.5	952.2
PM/PTS emesso t/y	31.9	46.4	78.3
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

Scenario TABULA Riquilificazione – IREN Non Rinnovabili (Scenario 2/2)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	79	86	165
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso ton	243.4	1346.4	1589.8
CO emesso ton	127.3	665.5	792.8
PM/PTS emesso ton	1.1	46.4	47.6
CO ₂ emesso kton	319.2	2042.8	2362

INNOVHUB -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	116	174	290
FE CO (kg/GWh)	204	86	290
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	6	6.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso ton	187	1346.4	1533.4
CO emesso ton	328.8	665.5	994.3
PM/PTS emesso ton	0.2	46.4	46.6
CO ₂ emesso kton	/	2042.8	2042.8

INEMAR/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	125	174	299
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso ton	201.5	1346.4	1547.9
CO emesso ton	145.1	665.5	810.5
PM/PTS emesso ton	1.1	46.4	47.6
CO ₂ emesso kton	319.2	2042.8	2362

SINANET/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	112	174	286
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	264	470
NO _x emesso ton	180.5	1346.4	1527
CO emesso ton	145.1	665.5	810.5
PM/PTS emesso ton	1.1	46.4	47.6
CO ₂ emesso kton	332.1	2042.8	2374.9

Stazione sperimentale combustibili -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	40	86	126
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	6	7
FE CO ₂ (t/GWh)	195	264	459
NO _x emesso ton	243.4	1346.4	1589.8
CO emesso ton	64.5	665.5	729.9
PM/PTS emesso ton	1.6	46.4	48
CO ₂ emesso kton	314.3	2042.8	2357.2

Regione Piemonte comparativo-- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	120	174	294
FE CO (kg/GWh)	/	86	86
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso ton	193.4	1346.4	1539.9
CO emesso ton	/	665.5	665.5
PM/PTS emesso ton	16.1	46.4	62.5
CO ₂ emesso kton	/	2042.8	2042.8

Regione Piemonte adeguamento -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1612	7738	9350
FE NO _x (kg/GWh)	80	174	254
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso ton	129	1346.4	1475.4
CO emesso ton	145.1	665.5	810.5
PM/PTS emesso ton	16.1	46.4	62.5
CO ₂ emesso kton	/	2042.8	2042.8

Scenario D.G.R 46-11968 – IREN Non Rinnovabili (Scenario 3/2)

EMEP/EEA guidebook 2016 -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	79	86	165
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	278.9	1346.4	1625.3
CO emesso t/y	145.9	665.5	811.4
PM/PTS emesso t/y	1.3	46.4	47.7
CO ₂ emesso kt/y	365.7	2042.8	2408.5

INNOVHUB -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	116	174	290
FE CO (kg/GWh)	204	86	290
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.1	6	6.1
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	214.3	1346.4	1560.7
CO emesso t/y	376.8	665.5	1042.3
PM/PTS emesso t/y	0.2	46.4	46.6
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

SINANET/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	112	174	286
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	206	264	470
NO _x emesso t/y	206.9	1346.4	1553.3
CO emesso t/y	166.2	665.5	831.7
PM/PTS emesso t/y	1.3	46.4	47.7
CO ₂ emesso kt/y	380.5	2042.8	2423.3

INEMAR/ISPRA -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	125	174	299
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	0.7	6	6.7
FE CO ₂ (t/GWh)	198	264	462
NO _x emesso t/y	230.9	1346.4	1577.3
CO emesso t/y	166.2	665.5	831.7
PM/PTS emesso t/y	1.3	46.4	47.7
CO ₂ emesso kt/y	365.7	2042.8	2408.5

Stazione sperimentale combustibili -- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	151	174	325
FE CO (kg/GWh)	40	86	126
FE PM/PTS (kg/GWh)	1	6	7.0
FE CO ₂ (t/GWh)	195	264	459
NO _x emesso t/y	278.9	1346.4	1625.3
CO emesso t/y	73.9	665.5	739.3
PM/PTS emesso t/y	1.8	46.4	48.3
CO ₂ emesso kt/y	360.2	2042.8	2403

Regione Piemonte comparativo-- IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	120	174	294
FE CO (kg/GWh)	/	86	86
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	221.6	1346.4	1568.1
CO emesso t/y	/	665.5	665.5
PM/PTS emesso t/y	18.5	46.4	64.9
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8

Regione Piemonte adeguamento IREN non rinnovabili	Termico	Elettrico	Somma
Energia primaria GWh	1847	7738	9585
FE NO _x (kg/GWh)	80	174	254
FE CO (kg/GWh)	90	86	176
FE PM/PTS (kg/GWh)	10	6	16
FE CO ₂ (t/GWh)	/	264	264
NO _x emesso t/y	147.8	1346.4	1494.2
CO emesso t/y	166.2	665.5	831.7
PM/PTS emesso t/y	18.5	46.4	64.9
CO ₂ emesso kt/y	/	2042.8	2042.8