POLITECNICO DI MILANO

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI BRESCIA

Ruolo del termoutilizzatore di Brescia nel contesto energetico-ambientale del Comune di Brescia

studio commissionato dal Comune di Brescia
Settore Protezione Ambientale e Protezione Civile

ai professori
Gian Paolo Beretta, Università di Brescia
Stefano Consonni, Politecnico di Milano

Relazione finale, 8 Gennaio 2018

Gruppo di lavoro

Responsabili scientifici:

- **Gian Paolo Beretta**, Ordinario di Fisica Tecnica Industriale, Università degli Studi di Brescia
- **Stefano Consonni**, Ordinario di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente, Politecnico di Milano

Collaboratori:

- **Alessandra Vallorani**, Tesista, Politecnico di Milano
- **Matteo Zatti**, Dottorando, Politecnico di Milano

Si ringraziano: il prof. Paolo Iora (Associato di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente, Università degli Studi di Brescia) e l'ing. Stefano Zannier (Collaboratore LEAP) per il contributo all'impostazione iniziale dell'analisi della situazione attuale e di parti del modello; l'ing. Angelantonio Capretti (Comune di Brescia), l'ing. Mario Nenci (A2A Ambiente) e l'ing. Luca Bertagna (A2A Calore & Servizi) per la fattiva e sollecita collaborazione nel reperire e documentare la gran mole di dati che abbiamo richiesto nel corso di questi mesi di messa a punto dello studio.

Obiettivi dello studio

1. Analisi dell'attuale configurazione dei fabbisogni energetici del Comune di Brescia e delle relative modalità di approvvigionamento, completa dei relativi impatti ambientali (emissioni in atmosfera, rifiuti conferiti e fonti fossili consumate).
2. Analisi di possibili scenari di evoluzione dei fabbisogni energetici del Comune di Brescia e delle relative modalità di approvvigionamento, che tengano conto degli indirizzi comunitari, nazionali e regionali in tema di:
   - riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra;
   - utilizzo razionale delle risorse (risparmio energetico, fonti rinnovabili, economia circolare, utilizzo del suolo, ecc.);
   - qualità dell'ambiente (qualità dell'aria);

   con particolare riferimento all’ipotesi di riduzione funzionale dell’impianto (chiusura terza linea del termoutilizzatore).

Obiettivi dello studio

3. Gli scenari dovranno essere definiti considerando opzioni che possano garantire affidabilità, impatto e costi paragonabili alla situazione attuale.
4. Per ciascuno scenario, stima quantitativa dei fabbisogni di energia e delle relative emissioni in atmosfera (flussi annui complessivi per i principali inquinanti regolamentati).
5. Per ciascuno scenario, stima del possibile ruolo del termoutilizzatore nel contesto energetico ed emissivo definito ai punti precedenti, nonché stima delle implicazioni per il sistema di gestione dei rifiuti.
6. Redazione di una relazione di sintesi e di un rapporto in formato PowerPoint che illustri ipotesi e metodologia adottati, fonti e modalità di elaborazione dei dati, algoritmi di calcolo, risultati e discussione sulla loro significatività.

Struttura della presente relazione (1/2)

1. Situazione del sistema energetico bresciano
   - Contesto comunitario, nazionale e regionale
   - Area geografica oggetto dello studio
   - Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
   - Attuale configurazione impiantistica
   - Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
   - Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
   - Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
     - fabbisogno termico
     - fabbisogno elettrico
     - emissioni in atmosfera

Struttura della presente relazione (2/2)

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- **Contesto comunitario, nazionale e regionale**
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

Direttive Comunitarie: Teleriscaldamento (1/3)

Migliorare l'efficienza energetica è una priorità della strategia dell'Unione Europea per promuovere la competitività europea e per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Ciò è stato tradotto negli **Obiettivi del 2030 dell'Unione Europea**, in particolare:

- ✓ Migliorare l'efficienza energetica del 27% rispetto al mix tradizionale
- ✓ Raggiungere una quota del 27% di consumo di energia rinnovabile
- ✓ Ridurre del 40% rispetto al 1990 le emissioni di gas serra

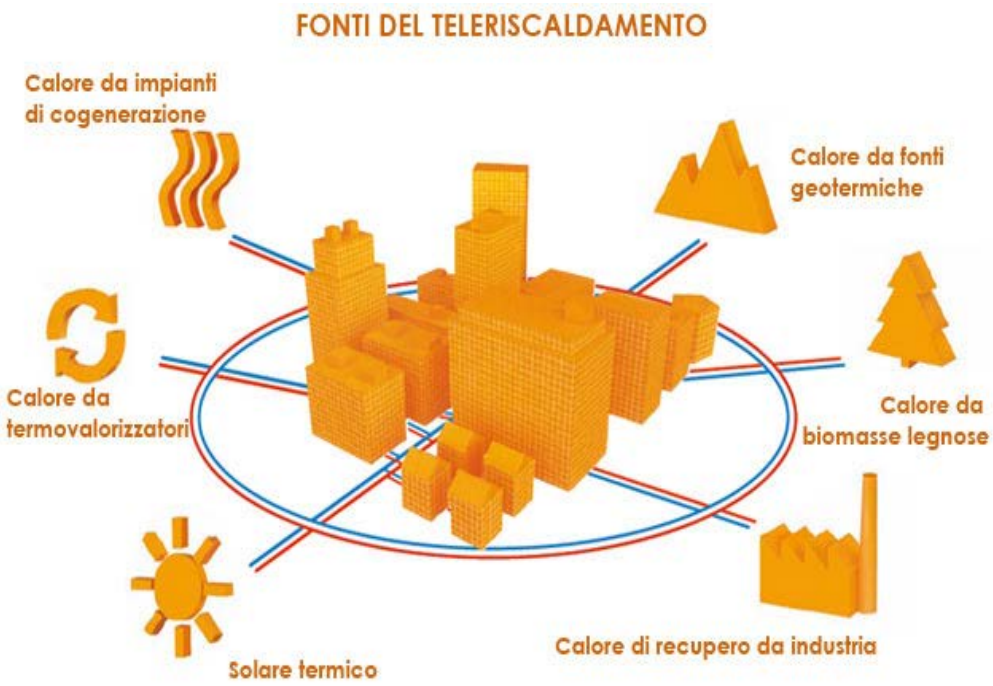
(Fonte: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy).

Il riscaldamento e il raffreddamento rappresentano circa il 50% dell'energia finale consumata nell'UE, occorre dunque individuare e promuovere potenziali risparmi in questo settore: infatti attualmente solo il 16% del riscaldamento e del raffreddamento nell'UE è generato da energia rinnovabile, l' 84% è ancora generato da combustibili fossili.

Direttive Comunitarie: Teleriscaldamento (2/3)

Nel febbraio 2016, la Commissione Europea ha proposto una strategia per rendere più efficiente e sostenibile il riscaldamento e il raffreddamento nell'UE: **evidenziando la capacità delle reti di Teleriscaldamento e Teleraffreddamento di integrare domanda di calore e fonti disponibili sul territorio, quali:**

- **Calore di scarto da processi industriali**, altrimenti disperso in ambiente.
- Potere calorifico dei **rifiuti** non utilmente riciclati.
- Risorse rinnovabili: **geotermia**, **biomasse**, **solare termico**.
- **Cogenerazione** ad alto rendimento.
- La quota crescente della produzione di elettricità rinnovabile (**pompe di calore**).



Direttive Comunitarie: Teleriscaldamento (3/3)

Il decreto legislativo n. 102 del 4 luglio 2014 (attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica) definisce all' Articolo n. 2 il concetto di «***rete di teleriscaldamento e raffreddamento efficiente»***: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

- Il 50 % derivante da fonti rinnovabili;
- il 50 % di calore di scarto;
- il 75 % di calore cogenerato;
- il 50 % di una combinazione delle precedenti;

La Commissione Europea con il documento «La strategia Europea sul riscaldamento e raffreddamento», del febbraio del 2016, sottolinea come:

- ✓ **La sinergia tra la Termovalorizzazione e il Teleriscaldamento** potrebbe fornire **un'energia sicura, rinnovabile e**, in alcuni casi**, più conveniente** dei combustibili fossili.
- ✓ **La cogenerazione** può produrre risparmi significativi di energia e CO_2 rispetto alla generazione separata delle stesse quantità di calore e di potenza.

Direttive Comunitarie: Termovalorizzazione (1/3)

La gerarchia dei rifiuti è la pietra angolare della politica e della legislazione dell'UE sui rifiuti, ed è una chiave per la transizione all'**economia circolare**. Il suo scopo principale è quello di stabilire un ordine di priorità che minimizzi gli effetti ambientali e ottimizzi l'efficienza delle risorse nella prevenzione e nella gestione dei rifiuti.

Secondo lo studio del 26/1/2017 della Commissione Europea, **combinando il recupero di materiali e di energia** si potrebbero **decarbonizzare** settori **chiave come il riscaldamento, il raffreddamento e il trasporto**. Ciò porterebbe ad una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dal settore dei rifiuti.

Direttive Comunitarie: Termovalorizzazione (2/3)

Distinzione fra Rifiuti Urbani e Rifiuti Speciali

(pag. 228 della Relazione sullo Stato dell'Ambiente 2016 del Ministero dell'Ambiente , disponibile cliccando qui)

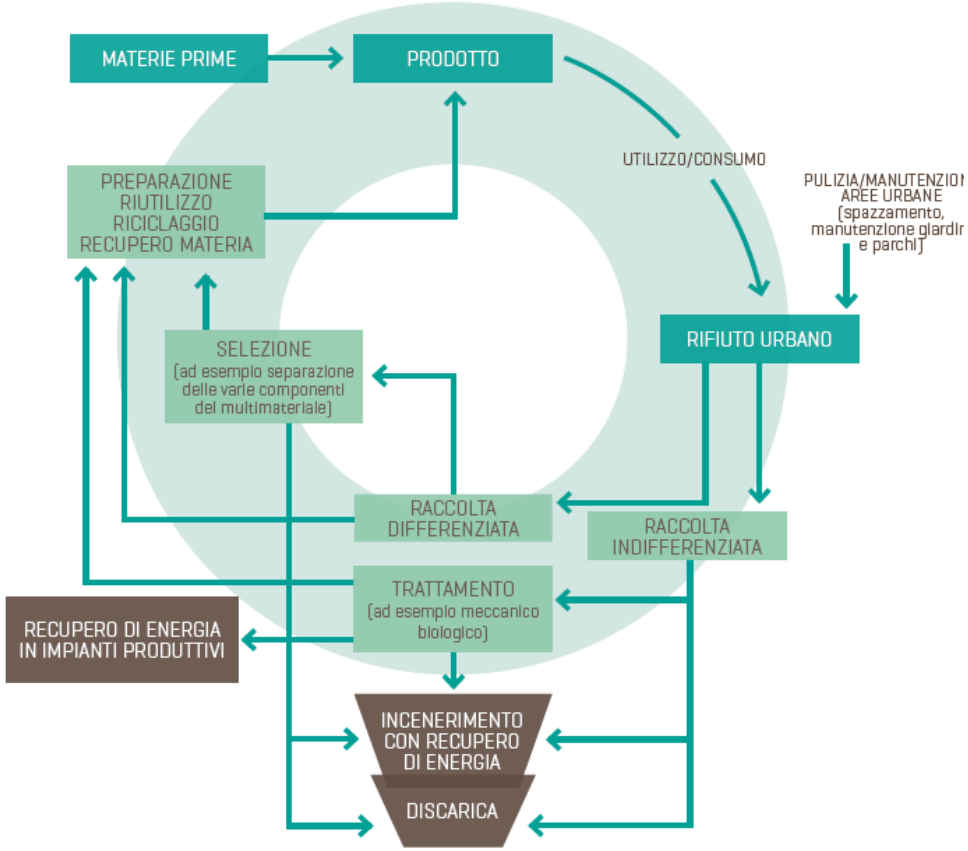
Fanno parte dei **Rifiuti Urbani**, i rifiuti domestici anche ingombranti, i rifiuti provenienti dallo spazzamento delle strade, oltre ai rifiuti di qualunque natura o provenienza, giacenti sulle strade ed aree pubbliche, nonché i rifiuti vegetali provenienti da aree verdi, quali giardini, parchi e aree cimiteriali.

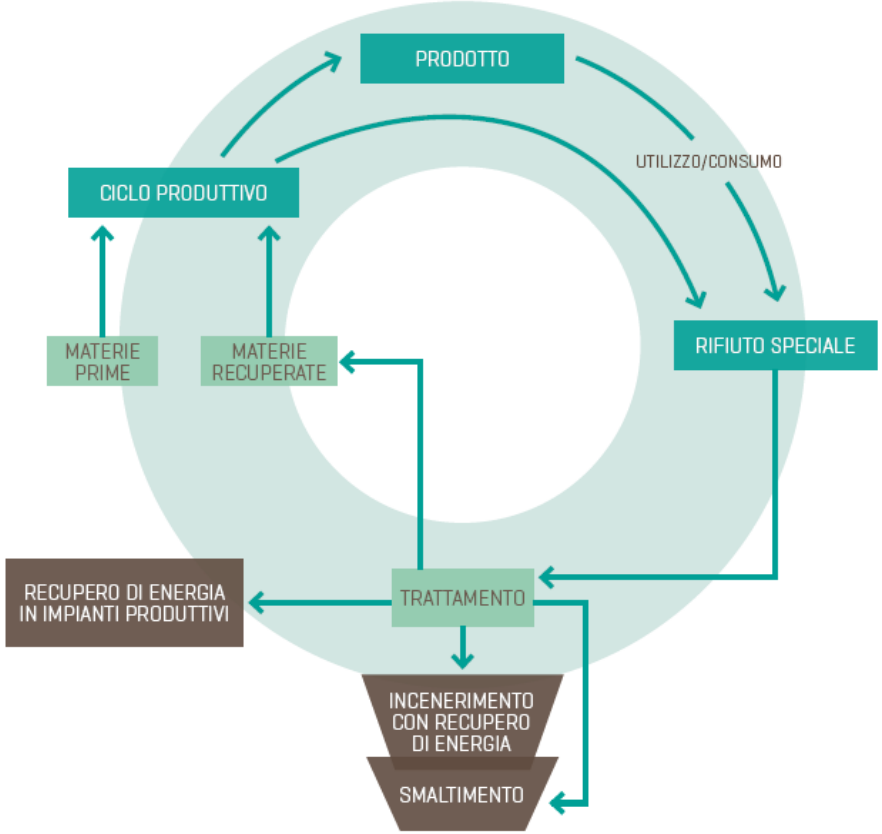
Fanno invece parte dei **Rifiuti Speciali**, tra gli altri, i rifiuti da lavorazione industriale, i rifiuti da attività commerciali, i rifiuti derivanti dall'attività di recupero e smaltimento, i fanghi prodotti da trattamenti delle acque e dalla depurazione delle acque reflue e da abbattimento di fumi, i rifiuti derivanti da attività sanitarie

Direttive Comunitarie: Termovalorizzazione (3/3)

Ruolo della termovalorizzazione nei cicli di gestione

dei Rifiuti Urbani e dei Rifiuti Speciali





Schemi semplificati tratte dalle pag. 230 e 231 della Relazione sullo Stato dell'Ambiente 2016 del Ministero dell'Ambiente (l'intera relazione è disponibile cliccando qui).

Energetica nella storia di Brescia (1/2)

Mentre il mercato italiano del riscaldamento e del raffreddamento è dominato da soluzioni individuali, principalmente basate sul gas naturale e sull'elettricità, Brescia agisce con lungimiranza e si pone all'avanguardia nel panorama energetico nazionale e comunitario:

- **1972: Brescia è una delle prime città italiane a dotarsi di una rete di Teleriscaldamento.**
- **1978:** Introduce la **Cogenerazione** nella **Centrale di Lamarmora.**
- **1982:** Anche la **Centrale Nord** diventa **cogenerativa** con due gruppi CHP diesel (oggi dismessi).
- **1998:** Entra in servizio **il Termoutilizzatore**, con due linee, nel 2004 verrà poi messa in servizio anche la terza linea.
- **1999-2004:** Nasce il **Teleraffrescamento,** per la produzione centralizzata di acqua refrigerata ad uso climatizzazione e condizionamento estivo distribuita a grandi utenti (Ospedale Civile e Università) - Potenza installata P=22 MWf .

Energetica nella storia di Brescia (2/2)

- **2006:** Il Termoutilizzatore riceve il **WTERT Industry Award** della Columbia University di New York, quale miglior termovalorizzatore a livello mondiale.

- **2016**: Inizia l'uso della rete di Teleriscaldamento per il **recupero di calore industriale** con l'allacciamento dell'**acciaieria Ori Martin**.

- **2016**: La rete di Teleriscaldamento di Brescia figura tra gli otto casi studio del report della Commissione Europea «**Efficient district heating and cooling systems in the EU**", nel quale si evidenzia la forte collaborazione con la municipalità come «*fattore di successo*» della RTR Bresciana

Descrizione RTR Brescia da parte del European Joint Research Centre (EU JRC)

Dall'articolo:
Galindo Fernández, M., Roger-Lacan, C., Gährs, U., Aumaitre, V. , Efficient district heating and cooling systems in the EU - Case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications, EUR 28418 EN, http://dx.doi.org/10.2760/371045

Brescia is a 196 000 population town located in the region of Lombardy (Northern Italy). It was the first Italian city to develop a DH system, in the 1970's, following an integrated approach to energy and waste management.

*Today **70 % of the heat demand is covered by DH**, mainly produced from a highly efficient CHP waste-to-energy facility. Some of the key factors contributing to the successful deployment and operation of this DHC grid include: i) a **strong support from the Municipality**, which designed the DH system following a **long-term and integrated approach to energy and waste management,** aiming at ii) reducing the carbon footprint and fossil-fuel dependency of the City while offering **competitive heat prices** to its citizens. This is achieved mainly through the iii) use of **local resources** (waste-to-energy, surplus heat); iv) an **efficient public-private partnership** (long-term concession); and v) integrating **innovative technologies** and management modes to enhance its competitive position and the **quality of the service.***

Cogenerazione e teleriscaldamento 4G nel futuro delle Smart Cities

Dall'articolo:
Lund, Werner, Wiltshire, Svendsen, Thorsen, Hvelplund, Mathiesen, "4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems," ***Energy***, 68, 1-11 (2014).
L'articolo ha già ricevuto 210 citazioni (Web of Science).

"L'inclusione del Teleriscaldamento nelle città sostenibili del futuro consente l'uso della cogenerazione insieme alla termovalorizzazione dei rifiuti, al recupero di calore di scarto nei processi industriali, al calore geotermico e al solare termico. "

"Le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento di quarta generazione (4G) dovranno integrarsi in modo intelligente (smart) con l'efficientamento degli edifici e con le reti gas ed elettrica."

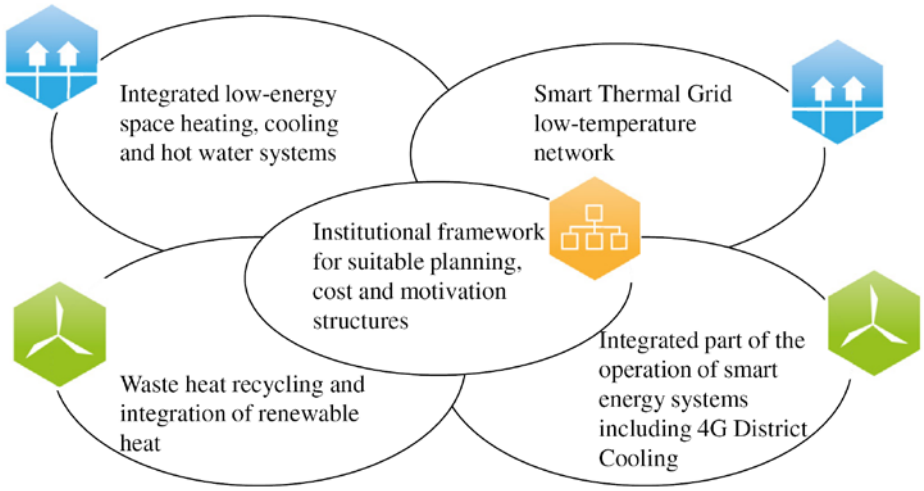


Fig. 1. Illustration of the concept of 4th Generation District Heating including smart thermal grids.

Cogenerazione e teleriscaldamento 4G nel futuro delle Smart Cities

Dall'articolo:
Connolly, Lund, Mathiesen, Werner, Möller, Persson, Nielsen, "Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system, " ***Energy Policy***, 65, 475-489 (2014).
L'articolo ha già ricevuto 128 citazioni (Web of Science).

"Con il Teleriscaldamento l'Unione Europea può raggiungere lo stesso obiettivo definito dal rapporto **Energy Roadmap 2050** (entro il 2050 ridurre le emissioni di CO2 a un quinto di quelle del 1990) con costi di riscaldamento e raffrescamento inferiori del 15% rispetto agli scenari proposti nella stessa Roadmap."

"Anche se molte strategie energetiche comunitarie omettono ancora il ruolo del riciclo del calore, il rapporto **Energy Technology Perspectives 2012** della International Energy Agency (IEA) riconosce chiaramente come la cogenerazione e il teleriscaldamento siano fondamentali per la decarbonizzazione del settore riscaldamento e raffrescamento."

"La nostra conclusione è che per rendere la decarbonizzazione del sistema energetico europeo economicamente sostenibile il **teleriscaldamento** deve essere considerato una tecnologia essenziale."

Ruolo della cogenerazione nel panorama nazionale

La produzione elettrica lorda nazionale fatta in impianti a cogenerazione con produzione combinata di energia elettrica e calore **è salita fra il 2000 e il 2015 dal 27,4% al 50,1%**.

E' un incremento importante (sottolineato *a p.13 del rapporto Ispra 257/17)* che ha contribuito fortemente all'**incremento di efficienza media** nell'uso dei combustibili nel parco nazionale termoelettrico, dovuto in parte alla diffusione di impianti a ciclo combinato e in parte alla maggiore efficienza degli impianti a **cogenerazione**.

Nel 2015 il **parco nazionale termoelettrico** ha prodotto:

- **171,7 TWh di energia elettrica** (netti all'utenza)
- **59,3 TWh di calore cogenerato**

determinando complessivamente i seguenti **impatti**:

- **349,0 TWh di energia primaria consumata**
- **106,7 Mton di emissioni di CO2**

Se nel 2015 le stesse quantità di elettricità e calore fossero state prodotte in impianti tradizionali con le efficienze di riferimento fissate dal comma 3.2.4 del DM26/6/15 "Requisiti minimi edifici…" (41.3% per la produzione di E.E. e 90% per la produzione di calore) gli impatti sarebbero stati:

- **481,5 TWh di energia primaria consumata (+38%)**
- **147,2 Mton di emissioni di CO2 (+38%)**

Rispetto a questa ipotesi la cogenerazione ha **ridotto gli impatti del 27,5%**.

Fattori di energia primaria e di emissione di CO2 per elettricità e calore cogenerato

Il **consumo complessivo di energia primaria** nel 2015 del **parco nazionale termoelettrico** è attribuiibile per l'**87,6%** alla produzione di elettricità e per il **12,4%** alla produzione di calore (*allocazione fatta in base alle efficienze di riferimento fissate dal comma 3.2.4 del DM26/6/15 "Requisiti minimi edifici…", ovvero, 41.3% per l'E.E. e 90% per il calore*).

Analogamente, l'**emissione complessiva di CO2** prodotta nel 2015 dal **parco nazionale termoelettrico** è allocabile per l'**87,7%** alla produzione di elettricità e per il **12,3%** alla produzione di calore (*foglio 9 della tabella Terna per il rapporto Ispra 257/17*).

Ne conseguono i seguenti **valori medi nazionali** dei **fattori di energia primaria**:

- **1,78 kWh** di energia primaria per ogni kWh di **elettricità netta consumata**
  (del **26,5%** inferiore ai **2,70 kWh** della produzione di riferimento ex DM 26/6/15)
- **0,732 kWh** di energia primaria per ogni kWh di **calore cogenerato**
  (del **34,1%** inferiore all'**1,11 kWh** della produzione di riferimento ex DM 26/6/15)

e i seguenti **valori medi nazionali** dei **fattori di emissione di CO2**:

- **545 g di CO2** emessa per ogni kWh di elettricità netta consumata
- **221 g di CO2** emessa per ogni kWh di calore cogenerato

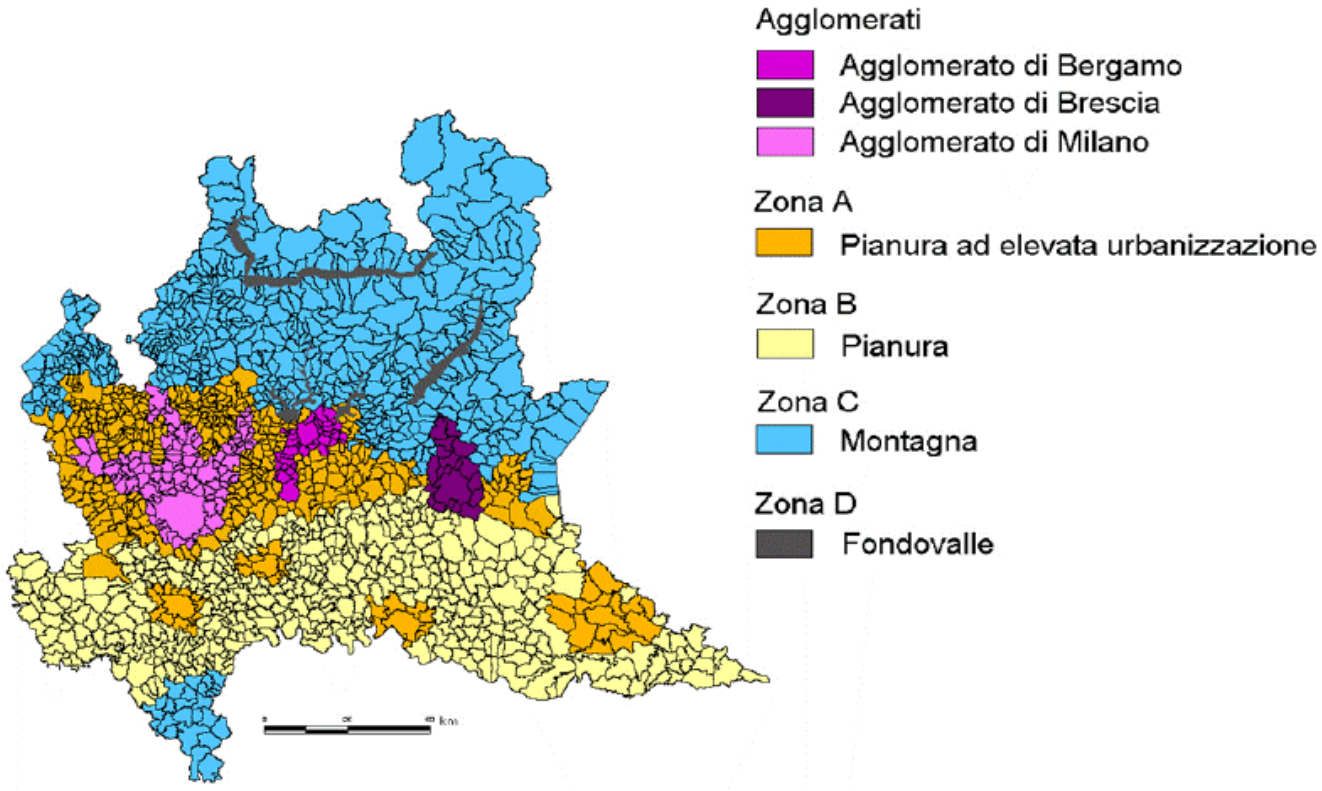
I **valori locali** di questi fattori hanno **forte impatto sul cittadino** in quanto determinano l'**Indice di Prestazione Energetica** e la **Classe Energetica degli edifici**.

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- **Area geografica oggetto dello studio**
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

Zonizzazione della Regione Lombardia

Con la D.G.R. n. IX/2065 del 30/11/2011 ai sensi del D.lgs. 155/2010, il territorio regionale è stato suddiviso in zone e agglomerati aventi caratteristiche e livelli d'inquinamento simili al fine della valutazione della qualità dell'aria ambiente.

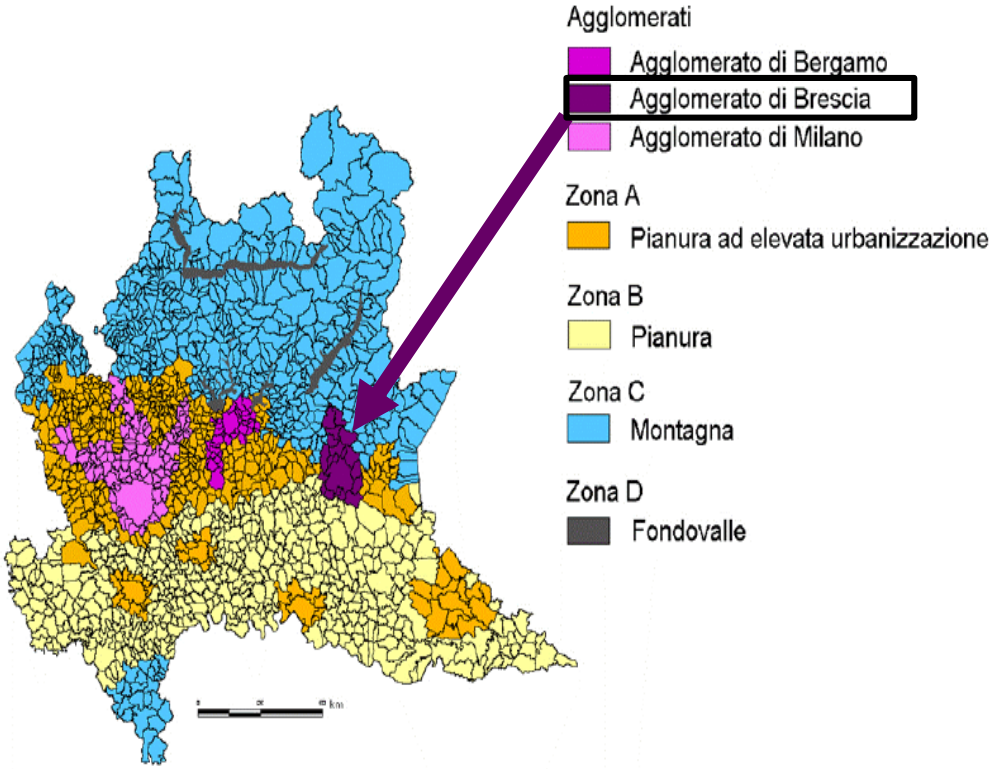


«Zonizzazione del territorio per tutti gli inquinanti ad esclusione dello ozono: mappa», Fonte: Allegato 1 alla D.G.R. n. IX/2065.

«Agglomerato di Brescia»

L' Area d'interesse del presente studio è pertanto individuata nell'**«Agglomerato di Brescia»,** caratterizzato da:

- *Comuni con Popolazione superiore a 250.000 abitanti oppure inferiore a 250.000 abitanti e densità di popolazione per km2 superiore a 3.000 abitanti;*
- *Più elevata densità di emissioni di PM10 primario, NOX e COV;*
- *Situazione meteorologica avversa per la dispersione degli inquinanti (velocità del vento limitata, frequenti casi di inversione termica, lunghi periodi di stabilità atmosferica caratterizzata da alta pressione);*
- *Alta densità abitativa, di attività industriali e di traffico;*



Allegato 1 alla D.G.R. n. IX/2065

«Agglomerato di Brescia»: I 20 Comuni

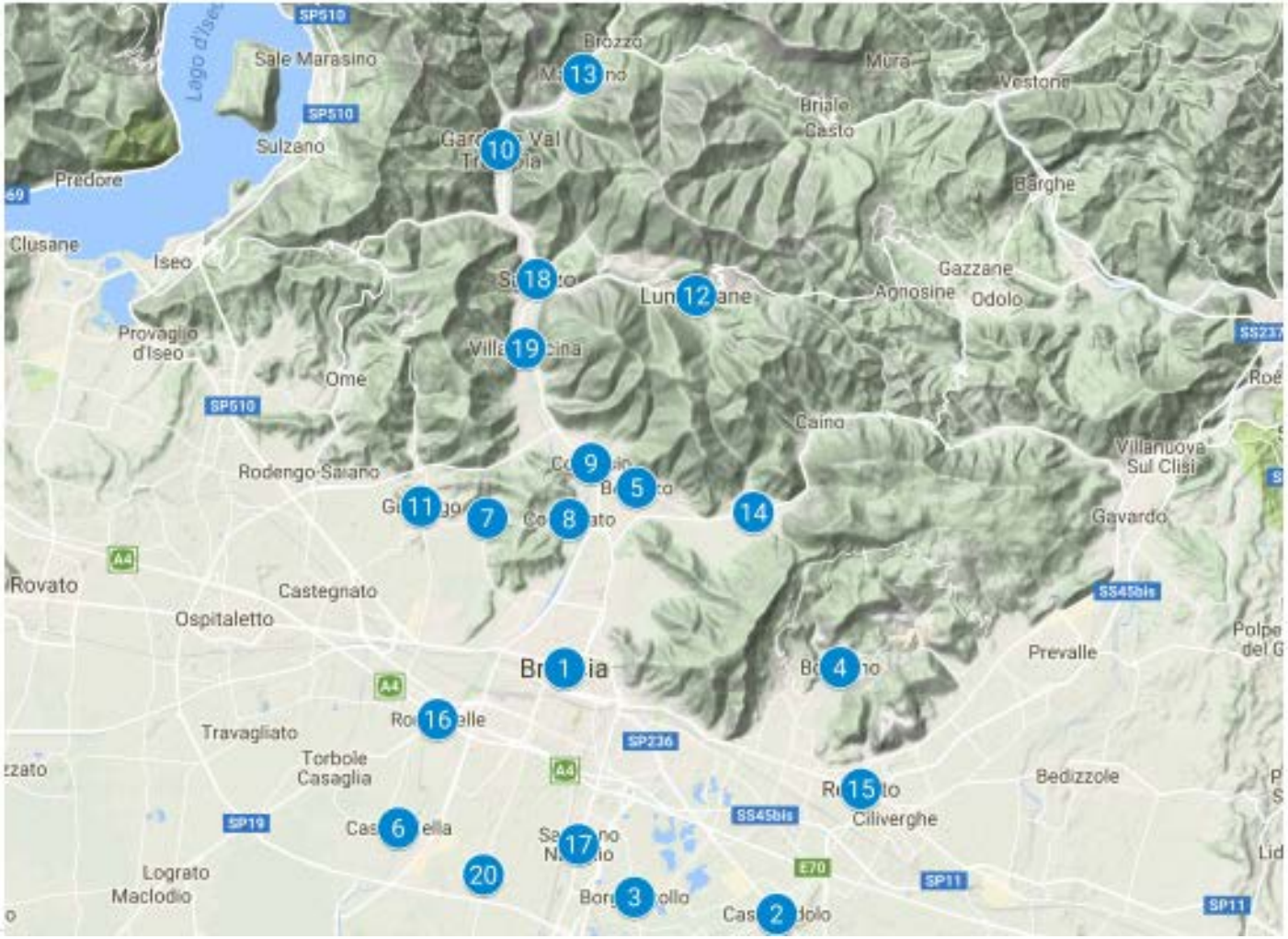
L'«Agglomerato di Brescia»: Comuni, Fonte: Allegato 1 D.G.R. n. IX/2065.

Provincia	Codice Istat	Comune	Zona
BS	17021	BORGOSATOLLO	AGG BS
BS	17023	BOTTICINO	AGG BS
BS	17025	BOVEZZO	AGG BS
BS	17029	BRESCIA	AGG BS
BS	17042	CASTEL MELLA	AGG BS
BS	17043	CASTENEDOLO	AGG BS
BS	17048	CELLATICA	AGG BS
BS	17057	COLLEBEATO	AGG BS
BS	17061	CONCESIO	AGG BS
BS	17072	FLERO	AGG BS
BS	17075	GARDONE VALTROMPIA	AGG BS
BS	17081	GUSSAGO	AGG BS
BS	17096	LUMEZZANE	AGG BS
BS	17104	MARCHENO	AGG BS
BS	17117	NAVE	AGG BS
BS	17161	REZZATO	AGG BS
BS	17165	RONCADELLE	AGG BS
BS	17173	SAN ZENO NAVIGLIO	AGG BS
BS	17174	SAREZZO	AGG BS
BS	17199	VILLA CARCINA	AGG BS

«Agglomerato di Brescia»: I 20 Comuni

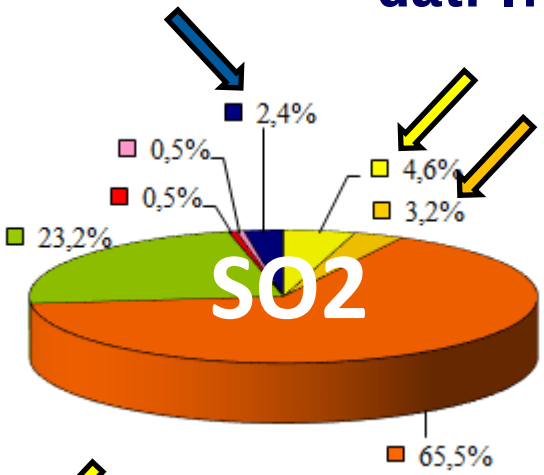
Comuni Agglomerato di Brescia

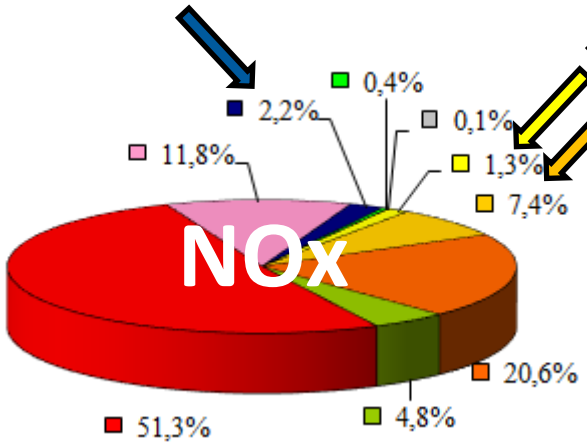
1. Brescia
2. Castenedolo
3. Borgosatollo
4. Botticino
5. Bovezzo
6. Castel Mella
7. Cellatica
8. Collebeato
9. Concesio
10. Gardone Val Trompia
11. Gussago
12. Lumezzane
13. Marcheno
14. Nave
15. Rezzato
16. Roncadelle
17. San Zeno Naviglio
18. Sarezzo
19. Villa Carcina
20. Flero

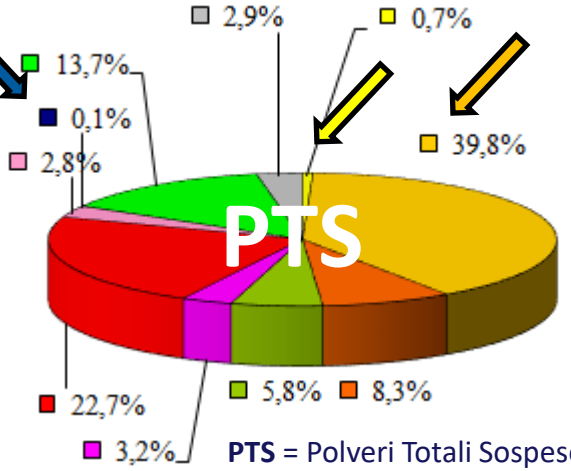


Contributo combustioni non industriali e trattamento rifiuti alle emissioni di SO2, NOx, polveri e CO2

dati INEMAR per la provincia di Brescia

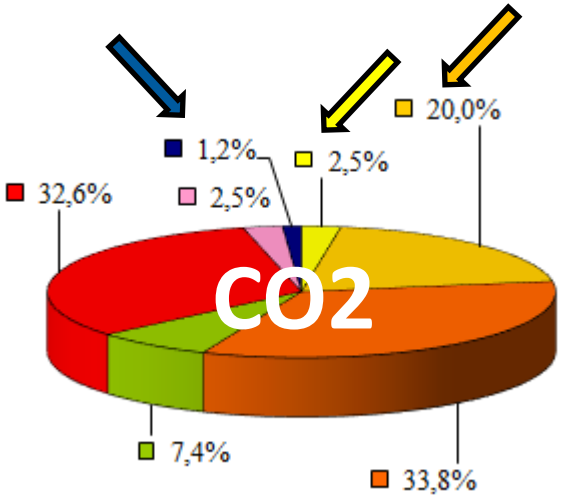






PTS = Polveri Totali Sospese

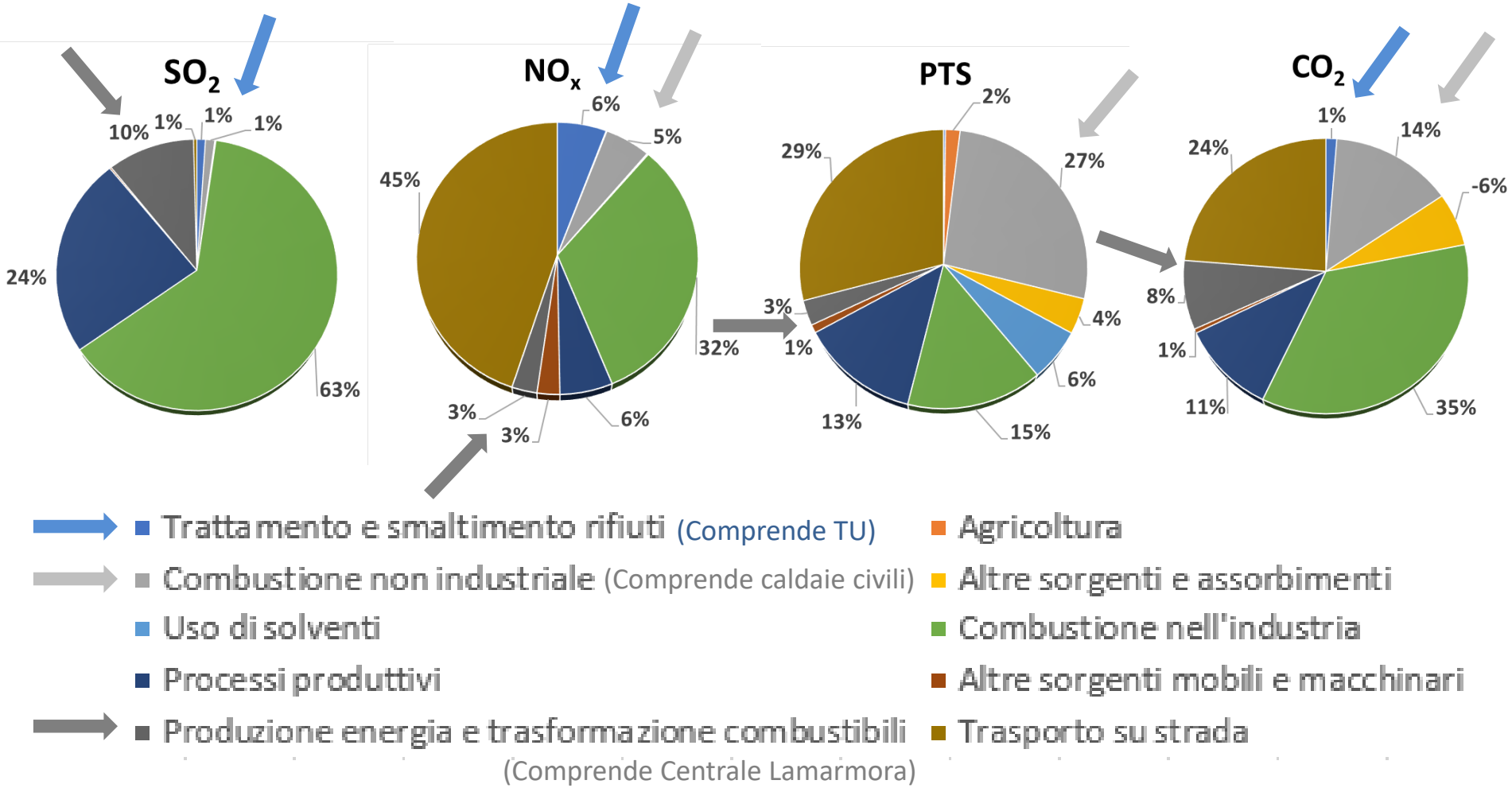
- 1 - Produzione energia e trasform. combustibili (comprende centrale Lamarmora)
- 2 - Combustione non industriale (comprende piccole caldaie civili)
- 3 - Combustione nell'industria
- 4 - Processi produttivi
- 5 - Estrazione e distribuzione combustibili
- 6 - Uso di solventi
- 7 - Trasporto su strada
- 8 - Altre sorgenti mobili e macchinari
- 9 - Trattamento e smaltimento rifiuti (comprende TU)
- 10 - Agricoltura



fonte: INventario EMissioni ARia (INEMAR) 2014 - Regione Lombardia.

Contributo combustioni non industriali e trattamento rifiuti alle emissioni di SO2, NOx, polveri e CO2

dati INEMAR per l'Agglomerato di Brescia



PTS = Polveri Totali Sospese

fonte: INventario EMissioni ARia (INEMAR) 2014 - Regione Lombardia.

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- **Fabbisogno termico ed elettrico dell'area**
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

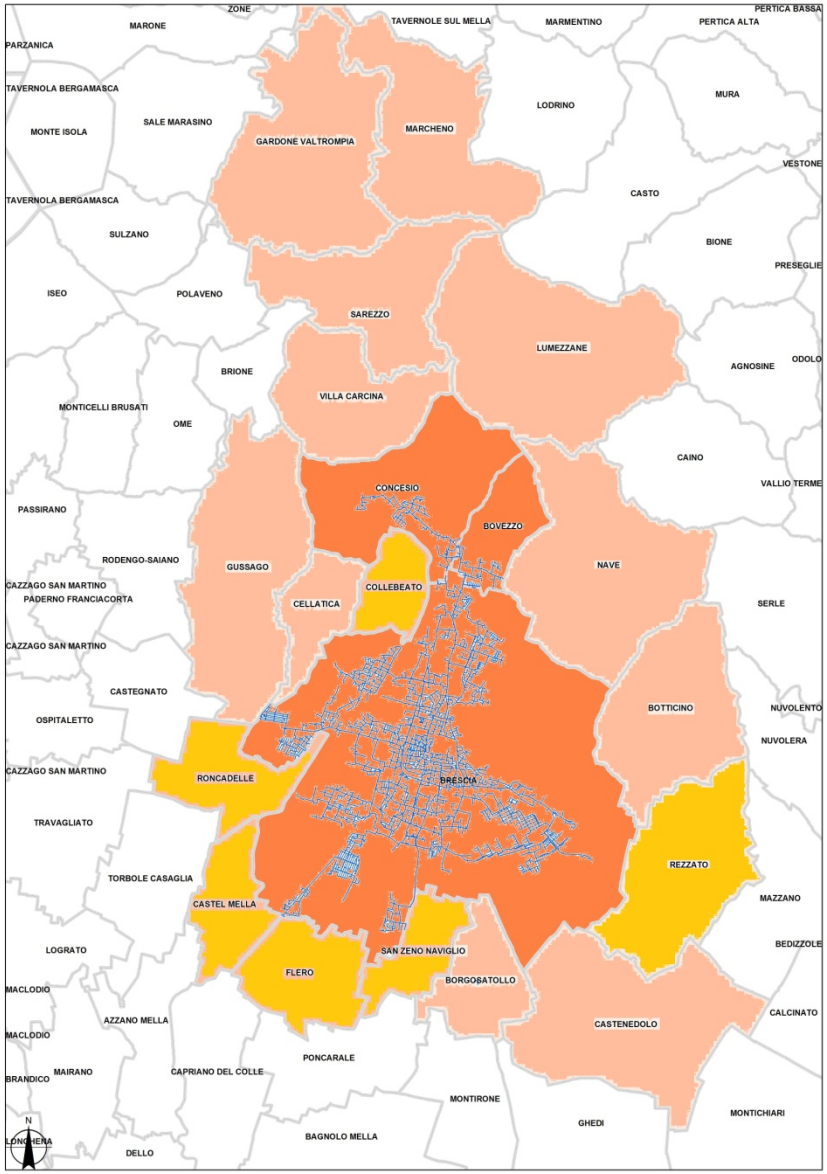
Fabbisogno Termico dell'«Agglomerato»:
Comuni allacciati, allacciabili, non allacciabili

Comune	Allacciato	Allacciabile
BORGOSATOLLO	NO	NO
BOTTICINO	NO	NO
BOVEZZO	SI	-
BRESCIA	SI	-
CASTEL MELLA	NO	SI
CASTENEDOLO	NO	NO
CELLATICA	NO	NO
COLLEBEATO	NO	SI
CONCESIO	SI	-
FLERO	NO	SI
GARDONE V.T.	NO	NO
GUSSAGO	NO	NO
LUMEZZANE	NO	NO
MARCHENO	NO	NO
NAVE	NO	NO
REZZATO	NO	SI
RONCADELLE	NO	SI
SAN ZENO NAVIGLIO	NO	SI
SAREZZO	NO	NO
VILLA CARCINA	NO	NO

- Per quanto riguarda il fabbisogno di Energia Termica, si distingue fra tre tipologie di Comune: «***Comuni Allacciati***», «***Comuni non Allacciati ma Allacciabili***» e «***Comuni non Allacciati e non Allacciabili***».
- Per stimare il fabbisogno termico totale dei ***Comuni allacciati alla RTR*** si è tenuto conto di due fonti: il calore erogato dalla RTR e il Calore proveniente dalla combustione di metano in Caldaie Semplici.
- Per stimare il fabbisogno termico dei «***Comuni non Allacciati***» alla RTR si è tenuto conto di un'unica fonte energetica: Caldaie Semplici a Metano. Data però la non assoluta affidabilità dei dati sui Consumi di metano, il fabbisogno pro-capite di E.T. per i comuni non allacciati alla rete è stato calcolato mediando il fabbisogno pro-capite risultante dal consumo di metano per i Comuni non allacciati (dato fornito da Unareti) e il fabbisogno pro-capite dei comuni allacciati alla rete (calcolato precedentemente).

Fabbisogno Termico dell'«Agglomerato»:
Comuni allacciati, allacciabili, non allacciabili

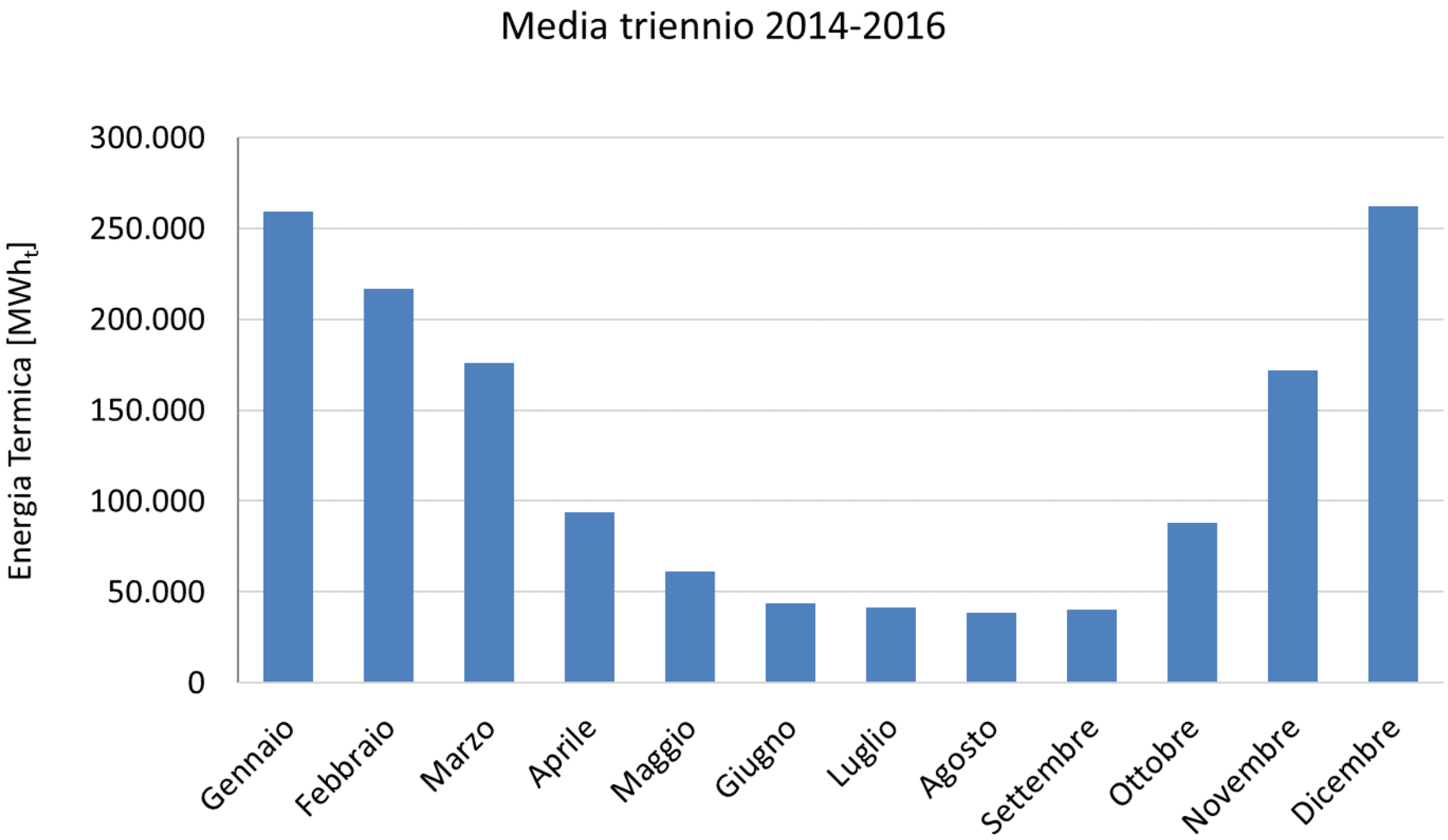
Comune	Allacciato	Allacciabile
BORGOSATOLLO	NO	NO
BOTTICINO	NO	NO
BOVEZZO	SI	-
BRESCIA	SI	-
CASTEL MELLA	NO	SI
CASTENEDOLO	NO	NO
CELLATICA	NO	NO
COLLEBEATO	NO	SI
CONCESIO	SI	-
FLERO	NO	SI
GARDONE V.T.	NO	NO
GUSSAGO	NO	NO
LUMEZZANE	NO	NO
MARCHENO	NO	NO
NAVE	NO	NO
REZZATO	NO	SI
RONCADELLE	NO	SI
SAN ZENO NAVIGLIO	NO	SI
SAREZZO	NO	NO
VILLA CARCINA	NO	NO



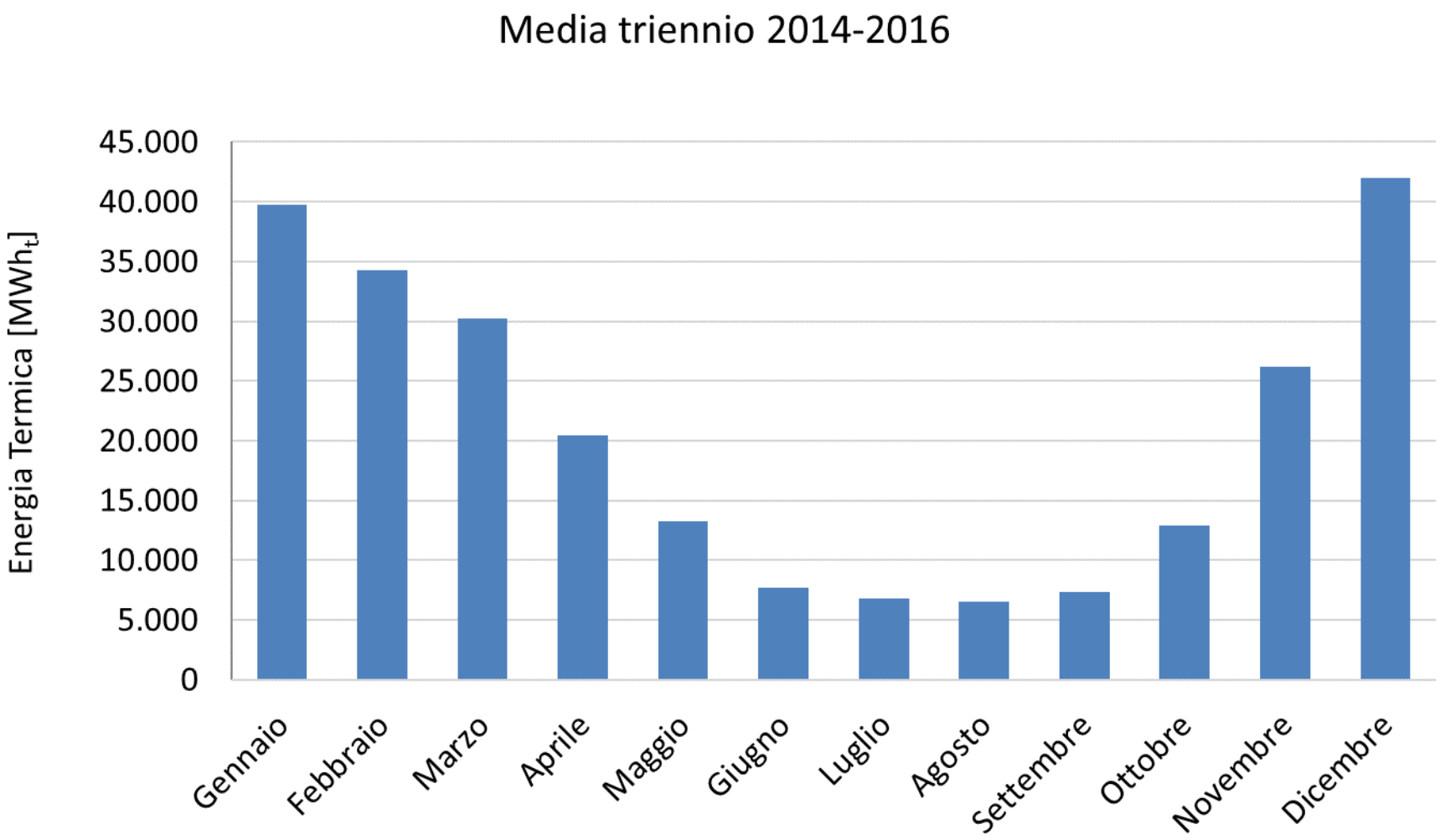
Fabbisogno Termico dell'«Agglomerato»:
la Val Trompia «Potenzialmente Allacciabile»

- I comuni della **Val Trompia** (Villa Carcina, Sarezzo, Lumezzane, Gardone) sono stati qui cautelativamente considerati fra i «***Comuni non Allacciati e non Allacciabili***», ma è importante notare che la loro vocazione industriale e la situazione orografica li rendono nel lungo termine da considerare «***Potenzialmente Allacciabili***». Oltre che per i naturali benefici ambientali della RTR rispetto al riscaldamento autonomo, tale estensione della RTR porterebbe probabili benefici per tutta le rete anche per I numerosi possibili cascami termici industriali che tale sviluppo renderebbe potenzialmente recuperabili. Tuttavia al momento non esiste uno studio di fattibilità (vedi ulteriori osservazioni più avanti).

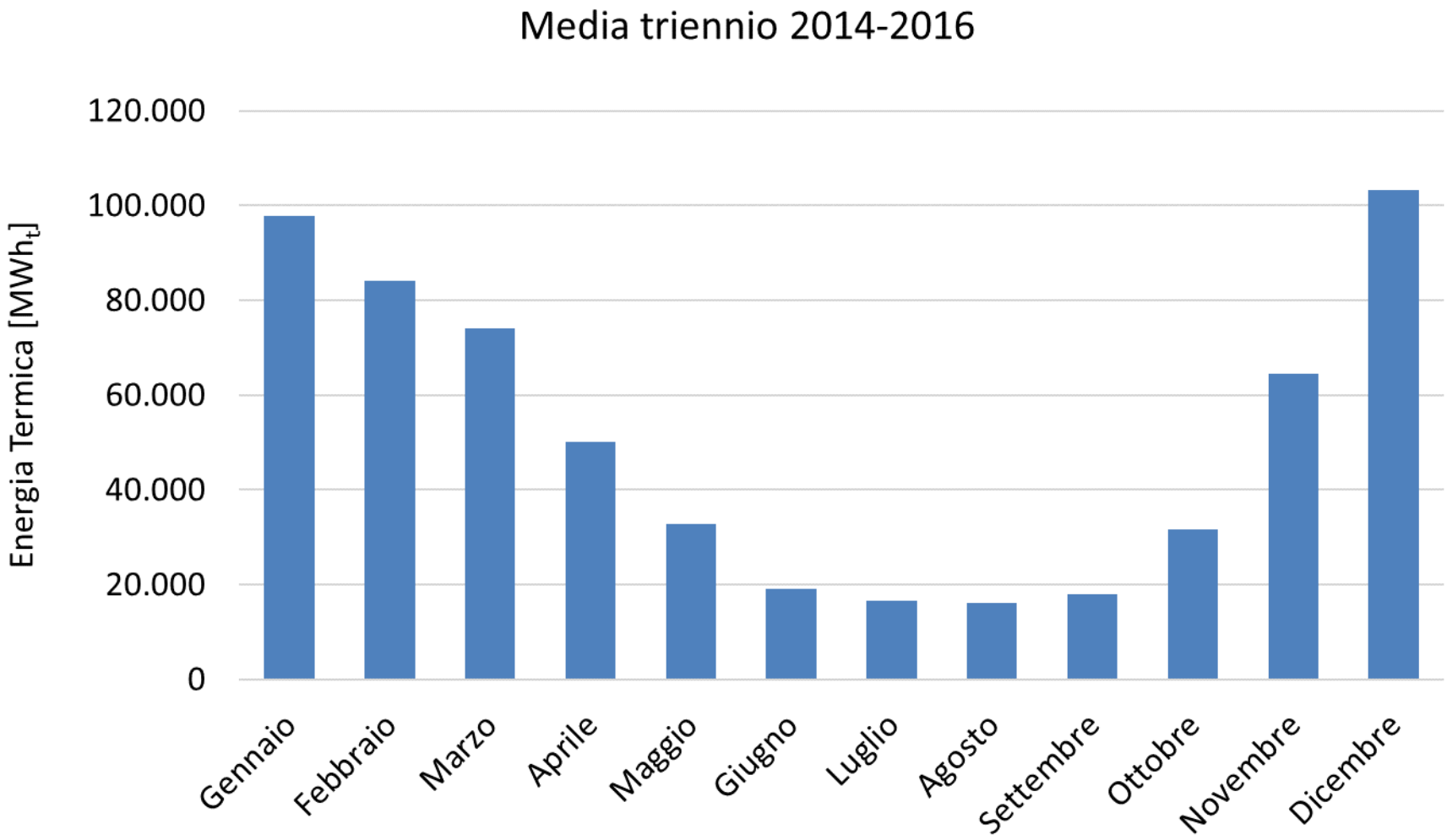
Fabbisogno Termico: Comuni Allacciati alla RTR



Fabbisogno Termico: Comuni Allacciabili alla RTR



Fabbisogno Termico: Comuni Non Allacciati e Comuni Non Allacciabili alla RTR



Stime Fabbisogno Elettrico:
Suddivisione dei comuni in "residenziali" e "industriali"

Comune	Tipologia
BORGOSATOLLO	2
BOTTICINO	2
BOVEZZO	2
BRESCIA	1
CASTEL MELLA	1
CASTENEDOLO	1
CELLATICA	2
COLLEBEATO	2
CONCESIO	1
FLERO	1
GARDONE VALTROMPIA	1
GUSSAGO	1
LUMEZZANE	1
MARCHENO	1
NAVE	1
REZZATO	1
RONCADELLE	1
SAN ZENO NAVIGLIO	1
SAREZZO	1
VILLA CARCINA	1

Al fine di stimare il fabbisogno di Energia Elettrica l'«**Agglomerato di Brescia**» è stato suddiviso in due tipologie di comuni, ***Residenziali (2)*** ed ***Industriali (1)***:

- ***Comuni Residenziali***, si tiene conto solo dei fabbisogni domestici:
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2014: **1102 kWh_{el}/ab** (fonte **TERNA**).
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2015: **1134 kWh_{el}/ab** (fonte **TERNA**).
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2016: **1113 kWh_{el}/ab** (fonte previsione **TERNA).**

- ***Comuni Industriali,*** si tiene conto del fabbisogno pro-capite complessivo di E.E:
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2014: **6374 kWh_{el}/ab** (fonte **TERNA**).
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2015: **6494 kWh_{el}/ab** (fonte **TERNA**).
  - Fabbisogno pro-capite annuo Nord Italia, 2016: **6376 kWh_{el}/ab** (fonte previsione **TERNA**).

Fabbisogno Elettrico: Comune di Brescia

Per quanto riguarda i consumi Elettrici, ci riferiamo al momento ai soli consumi elettrici dei ***Comuni Allacciati*** **alla RTR: Brescia, Concesio e Bovezzo.**

Decidiamo di distinguere Brescia da Concesio e Bovezzo, poiché per Brescia i consumi di E.E. sono noti in quanto forniti da Unareti, mentre per Bovezzo e Concesio il fabbisogno di Energia Elettrica è stato stimato con le modalità precedentemente descritte.

- ***Consumi Energia Elettrica del Comune di Brescia suddivisi per tipologia di utenza (fonte Unareti).***

Anno	Illum. Pubblica *[kWhel]*	Ric. auto *[kWhel]*	Domestici *[kWhel]*	Altri usi B.T. *[kWhel]*	Altri usi A.T. *[kWhel]*	Altri usi M.T. *[kWhel]*	Totale *[kWhel]*
2014	16.957.267	15.896	189.871.268	335.246.652	1.350.726.035	419.970.226	**2.312.787.344**
2015	15.338.974	27.855	198.440.610	343.195.336	1.373.771.659	444.071.092	**2.374.845.527**
2016	10.168.621	55.943	192.374.199	331.434.374	1.413.468.266	402.675.860	**2.350.177.262**

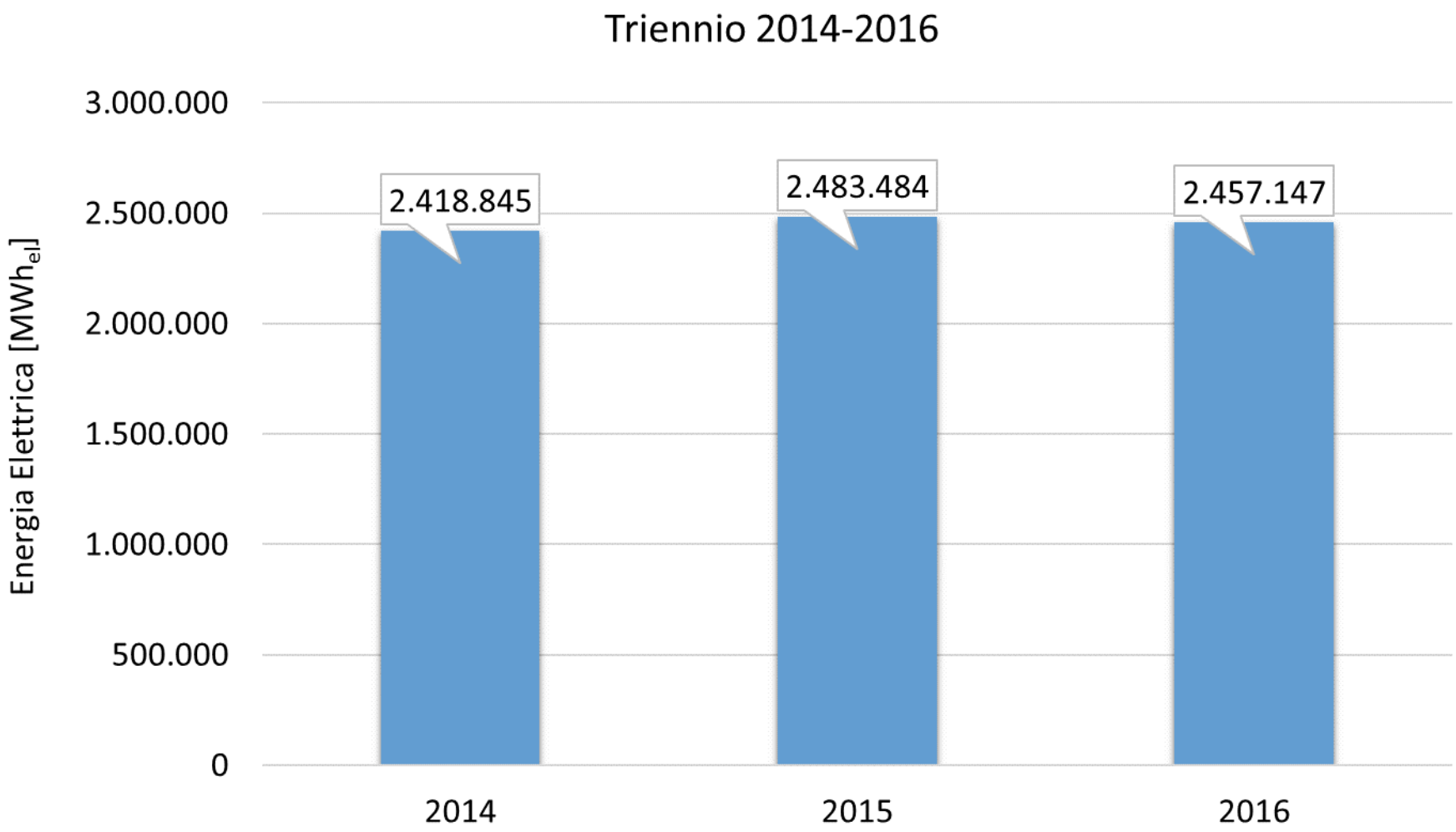
Fabbisogno Elettrico: Bovezzo e Concesio

Con riferimento alla classificazione fatta precedentemente, si ricorda che **Bovezzo** è stato classificato come **«Residenziale»**, per cui teniamo conto solo dei consumi pro-capite domestico (fonte: Terna), mentre **Concesio** rientra nei comuni **«Industriali»,** per cui si tiene conto del consumo pro-capite globale di energia elettrica (Fonte: Terna).

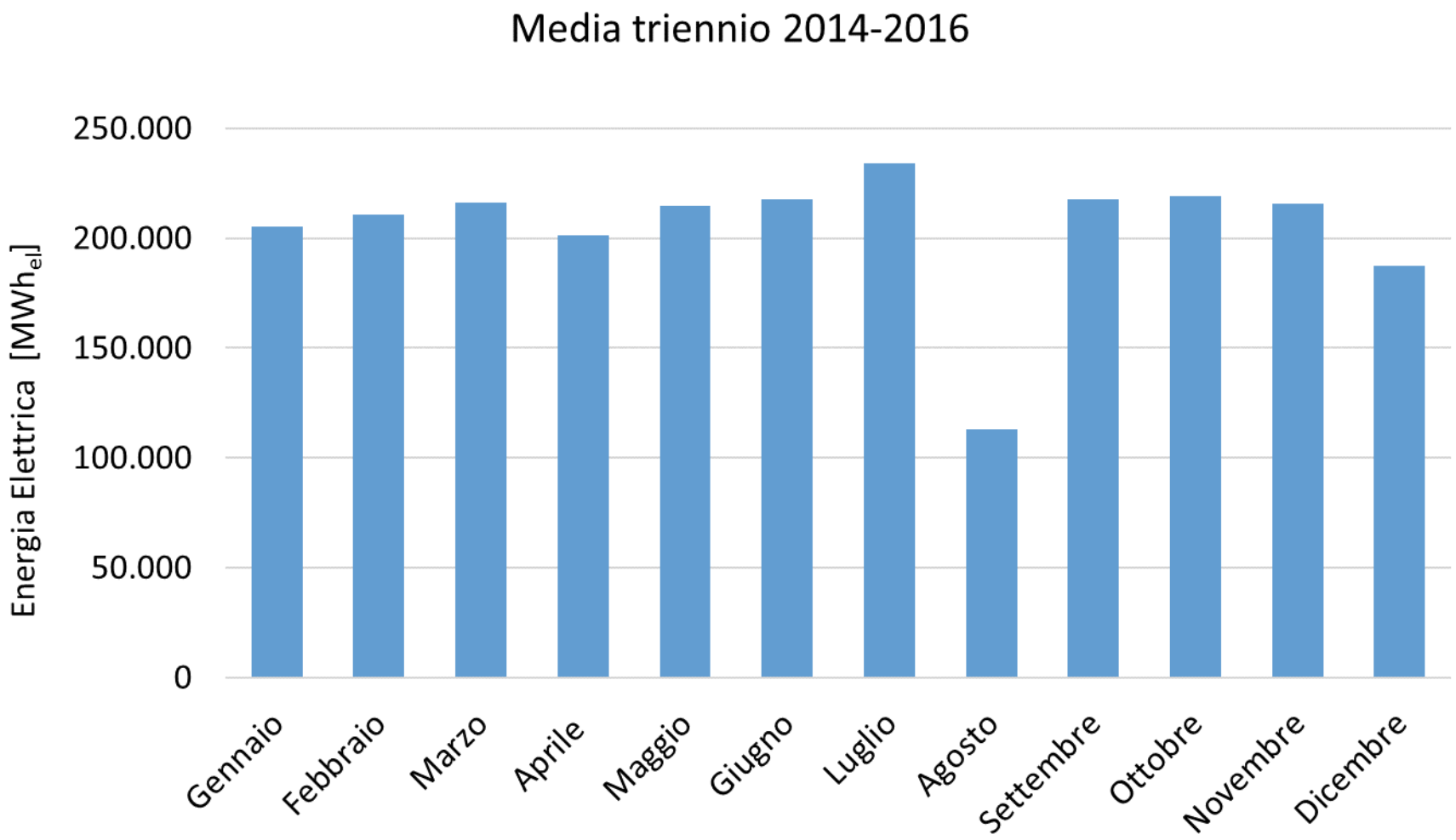
Anno	Consumi E.E BOVEZZO *[kWhel]*	Consumi E.E. CONCESIO *[kWhel]*
2014	8.280.428	97.777.160
2015	8.487.990	100.150.468
2016	8.365.308	98.604.840

I consumi annuali dei Comuni di Concesio e Bovezzo sono stati poi modulati nel tempo secondo il fabbisogno mensile del comune di Brescia (fornito da Unareti)

Fabbisogno Elettrico: Comuni Allacciati alla RTR



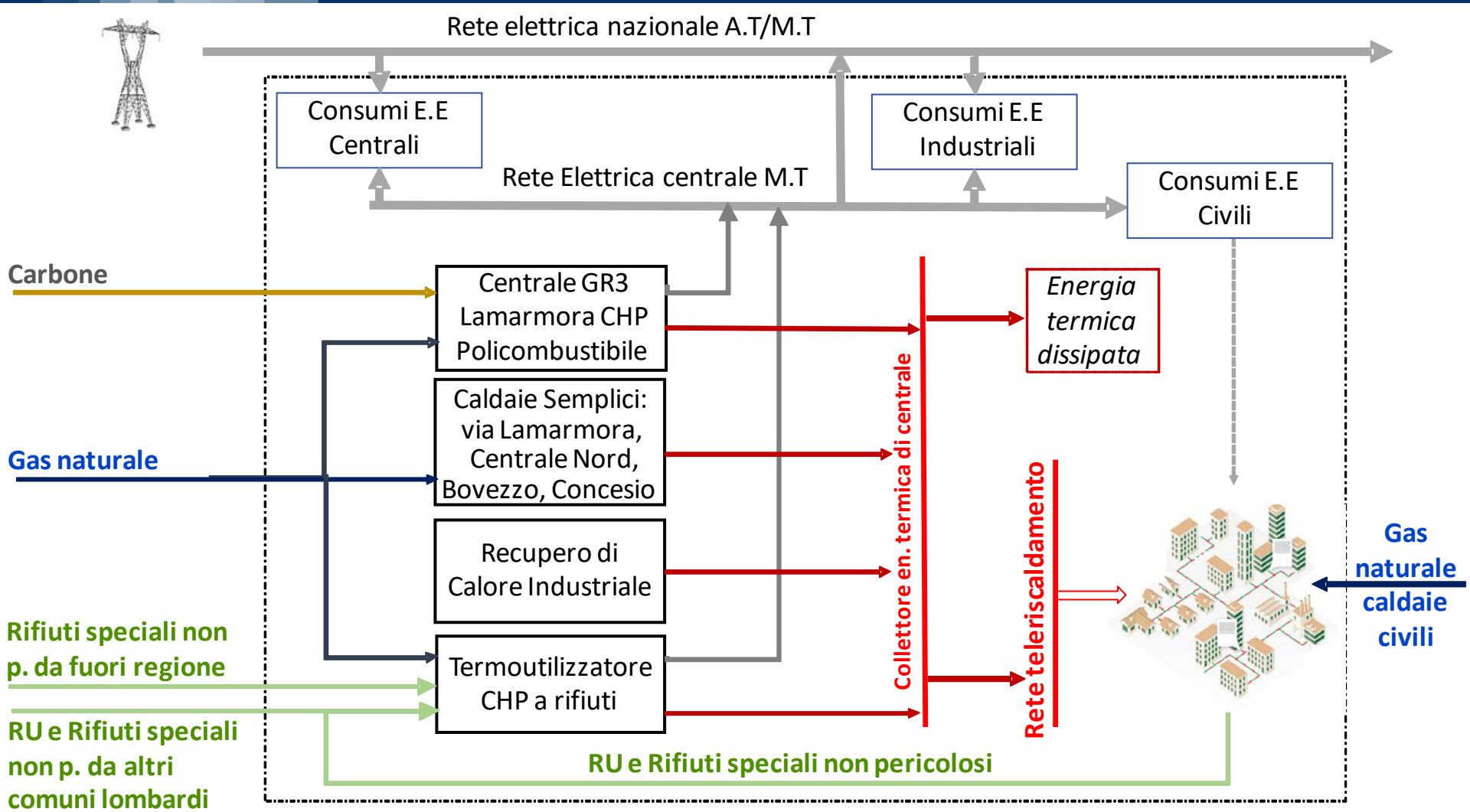
Fabbisogno Elettrico mensile:
Comuni Allacciati alla RTR



1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- **Attuale configurazione impiantistica**
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

Il sistema impiantistico bresciano: Schema



Volume di Controllo: Comune di Brescia + Comuni dell'Agglomerato

CHP = combined heat and power = cogenerazione

Sistema Impiantistico Bresciano: Potenze Impianti Disponibili

Impianto	*Potenza Elettrica [MWel]*	*Potenza Termica [MWt]*	*Combustibile*
Totale Termoutilizzatore	**90** (117[3])	**185**	
Centrale Lamarmora			
GR3	75	130	Carbone, Metano
Caldaia Bono 1[1]	-	85	Metano
Caldaia Bono 2[1]	-	85	Metano
Caldaia Bono 3[2]	-	85	Metano
Totale Lamarmora	**75**	**385**	
Centrale Nord			
Caldaia Bono 10	-	11,6	Metano
Caldaia Bono 20	-	30	Metano
Caldaia Bono 30	-	30	Metano
Caldaia Macchi	-	90	Metano
CA1	-	3	Metano
CA2	-	3	Metano
Totale Centrale Nord	-	**167,6**	
Altre Caldaie			
Sigma Bovezzo	-	5,8	Metano
Sigma Bovezzo	-	5,8	Metano
Concesio	-	2	Metano
Totale altre caldaie	-	**13,6**	

NOTE:

[1] Funzionante dal 2015

[2] Funzionante dal 2016

[3] Potenza di targa (non raggiungibile operativamente)

Il Termoutilizzatore (TU)

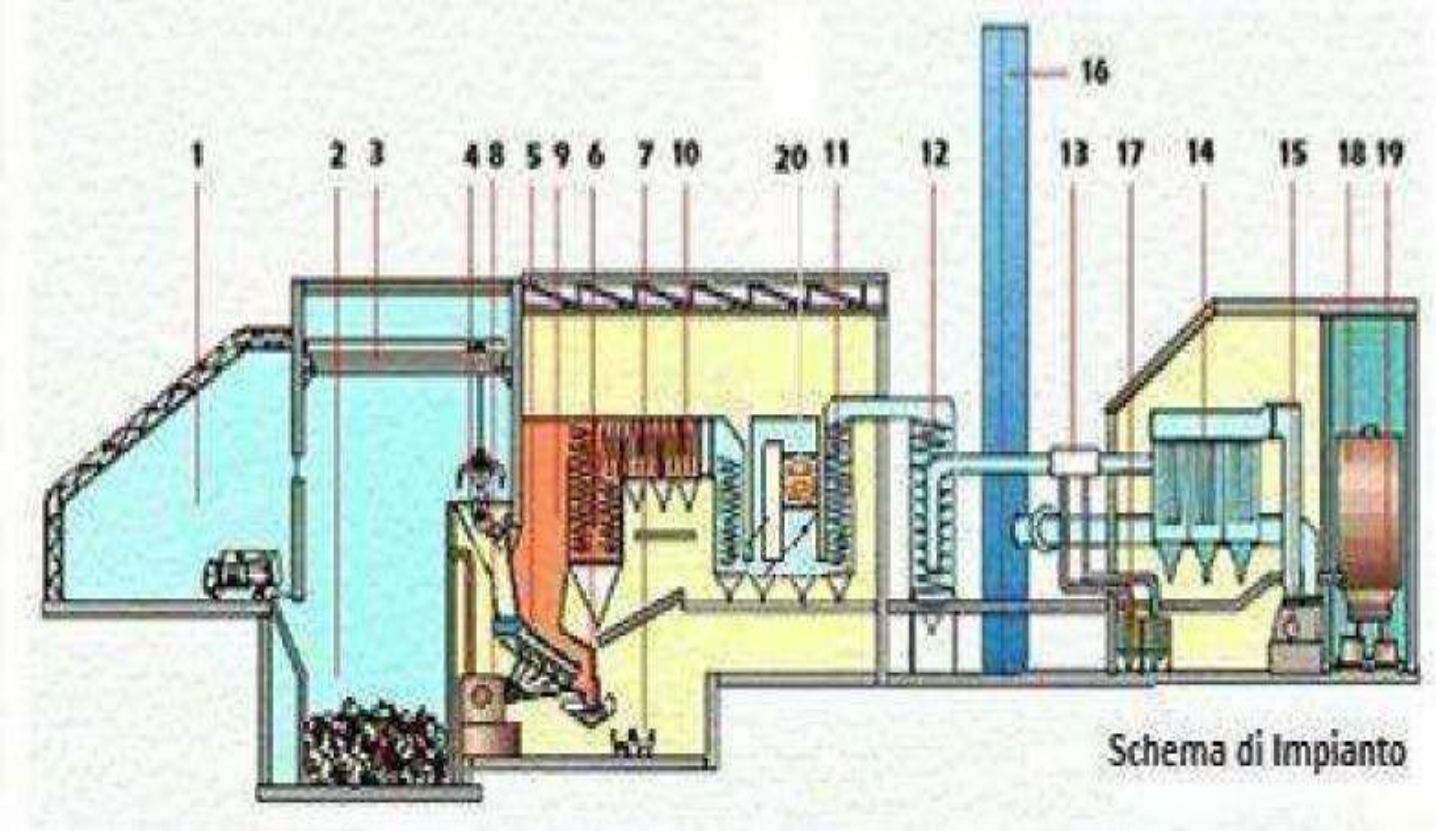
- Il TU si inserisce in un duplice contesto: nella RTR e nell'ambito del sistema integrato di gestione dei rifiuti.

- Il Termoutilizzatore è un impianto di trattamento termico e recupero energetico di rifiuti urbani e speciali non pericolosi, non utilmente riciclabili come materia, con produzione in cogenerazione di elettricità e calore (sotto forma di acqua calda).

- Esso è costituito da tre linee di trattamento parallele, fra di loro pressoché identiche, basate su combustori a griglia mobile con **potenzialità di progetto pari a 101 MW_{PCI} per linea.** Considerando un rifiuto con PCI di 10,95 MJ/kg (2617 kcal/kg) pari alla media dei tre anni (2014-15-16) dei valori calcolati dal bilancio energetico sulla caldaia per ogni anno (da relazioni annuali), si ottiene la **capacità di trattamento** oraria nominale di ogni linea di **33,2 t/h.**

Schema d'impianto TU

1. LOCALE DI SCARICO RIFIUTI
2. VASCA RICEZIONE RIFIUTI
3. CARROPONTE
4. TRAMOGGIA DI ALIMENTAZIONE
5. COMBUSTORE A GRIGLIA
6. SCARICO RESIDUI DI COMBUSTIONE
7. TRASFERIMENTO RESIDUI DI COMBUSTIONE AL LOCALE DI STOCCAGGIO
8. VENTILATORE ARI A COMBURENTE
9. CAMERA DI COMBUSTIONE
10. SURRISCALDATORI VAPORE
11. ECONOMIZZATORE CALDAI
12. CONDIZIONAMENTO FUMI
13. REATTORE
14. FILTRO A MANICHE
15. VENTILATORE ESTRAZIONE
16. CAMINO
17. SERBATOI REAGENTI
18. SERBATOI POLVERI
19. SCARICO POLVERI
20. CATALIZZATORE HIGH DUST



1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- **Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)**
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

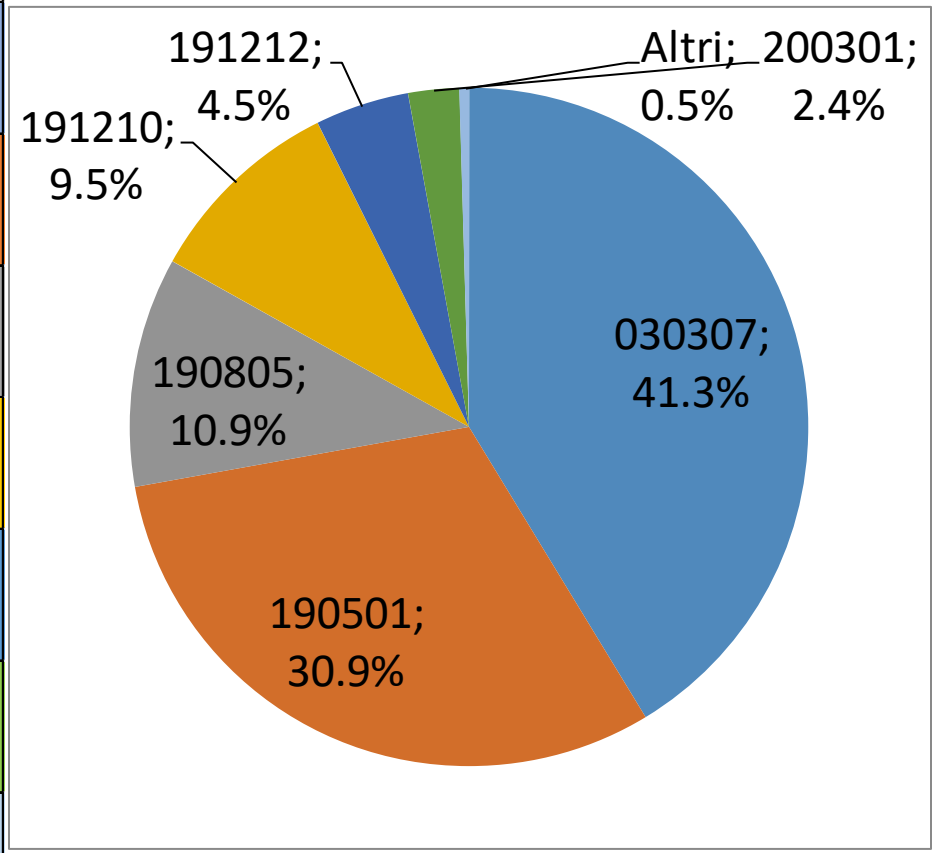
Tonnellate di rifiuti conferiti al TU
suddivisi per codice CER (solo se in quantità superiori a 1 ton/anno)

CODICE CER	DESCRIZIONE
02XXXX	*RIFIUTI PRODOTTI DA AGRICOLTURA, ORTICOLTURA, ACQUACOLTURA, SELVICOLTURA, CACCIA E PESCA, TRATTAMENTO E PREPARAZIONE DI ALIMENTI.*
03XXXX	*RIFIUTI DELLA LAVORAZIONE DEL LEGNO E DELLA PRODUZIONE DI PANNELLI, MOBILI, POLPA, CARTA E CARTONE.*
030307	**Scarti della separazione meccanica nella produzione di polpa da rifiuti di carta e cartone.**
04XXXX	*RIFIUTI DELLA LAVORAZIONE DI PELLI E PELLICCE, NONCHÉ DELL'INDUSTRIA TESSILE.*
15XXXX	*RIFIUTI DI IMBALLAGGIO, STRACCI, MATERIALI FILTRANTI E INDUMENTI PROTETTIVI.*
17XXXX	*RIFIUTI DELLE OPERAZIONI DI COSTRUZIONE E DEMOLIZIONE.*
19XXXX	*RIFIUTI PRODOTTI DA IMPIANTI DI TRATTAMENTO DEI RIFIUTI, IMPIANTI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE REFLUE FUORI SITO, NONCHÉ DALLA POTABILIZZAZIONE DELL'ACQUA E DALLA SUA PREPARAZIONE PER USO INDUSTRIALE.*
190501	**Rifiuti prodotti dal trattamento aerobico di rifiuti solidi: parte di rifiuti urbani e simili non compostata.**
190805	**Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane.**
191210	**Rifiuti prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti: rifiuti combustibili (CDR: combustibile derivato da rifiuti).**
191212	**Altri rifiuti (compresi materiali misti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti.**
20XXXX	RIFIUTI URBANI (RIFIUTI DOMESTICI E ASSIMILABILI PRODOTTI DA ATTIVITÀ COMMERCIALI E INDUSTRIALI NONCHÉ DALLE ISTITUZIONI) INCLUSI I RIFIUTI DELLA RACCOLTA DIFFERENZIATA.
200301	**Rifiuti urbani non differenziati.**

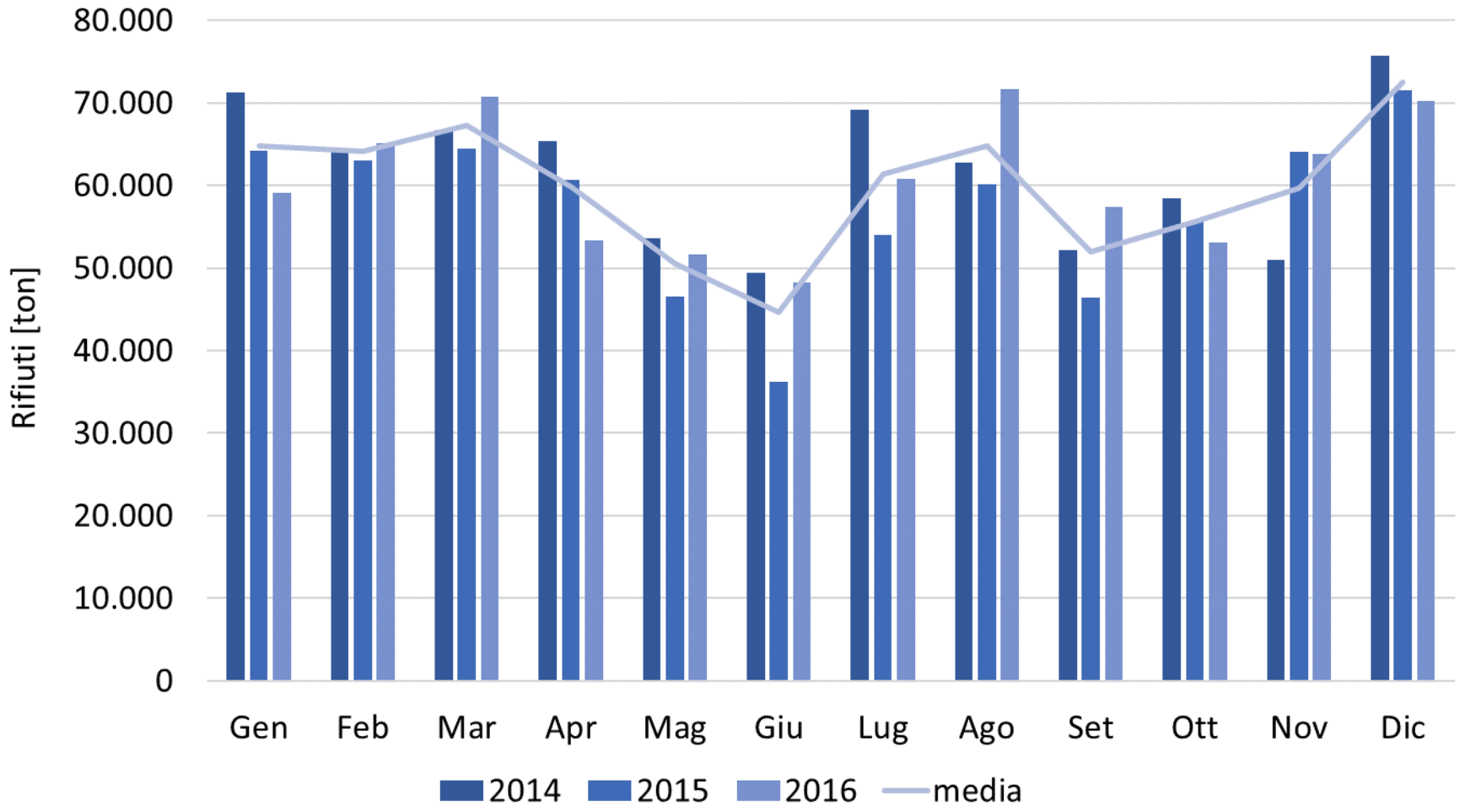
CER	2014	2015	2016
020203		27	3
020304	275	158	365
020501	14	1	
020704	89	155	9
030101	276		
030307	**99369**	**66641**	**69412**
030309	21		
040222	1	38	9
150101	10		
150103		4	
150106	5		51
150203		401	6
170203			17
190501	**62177**	**74033**	**69229**
190801	489	454	450
190802			12
190805	**11779**	**7766**	**32390**
190814	199		1561
191207	75		
191210	**208827**	**221039**	**234246**
191212	**38993**	**30114**	**27099**
200138	268		
200203	1479	866	2143
200301	**315220**	**284880**	**288131**
Totale	**739567**	**686576**	**725131**

Principali tipi di rifiuti conferiti al TU nel triennio 2014-15-16

Codice CER			Media triennio kton/anno
200301	rifiuti urbani non differenziati	41.3%	296
191210	CDR: combustibile derivato da rifiuti	30.9%	221
030307	scarti della separazione meccanica nella produzione di polpa da rifiuti di carta e cartone	10.9%	78
190501	rifiuti prodotti dal trattamento aerobico di rifiuti solidi: parte di rifiuti urbani e simili non compostata	9.5%	68
191212	altri rifiuti (compresi materiali misti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti	4.5%	32
190805	fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane	2.4%	17
altri	tutti gli altri codici CER	0.5%	3



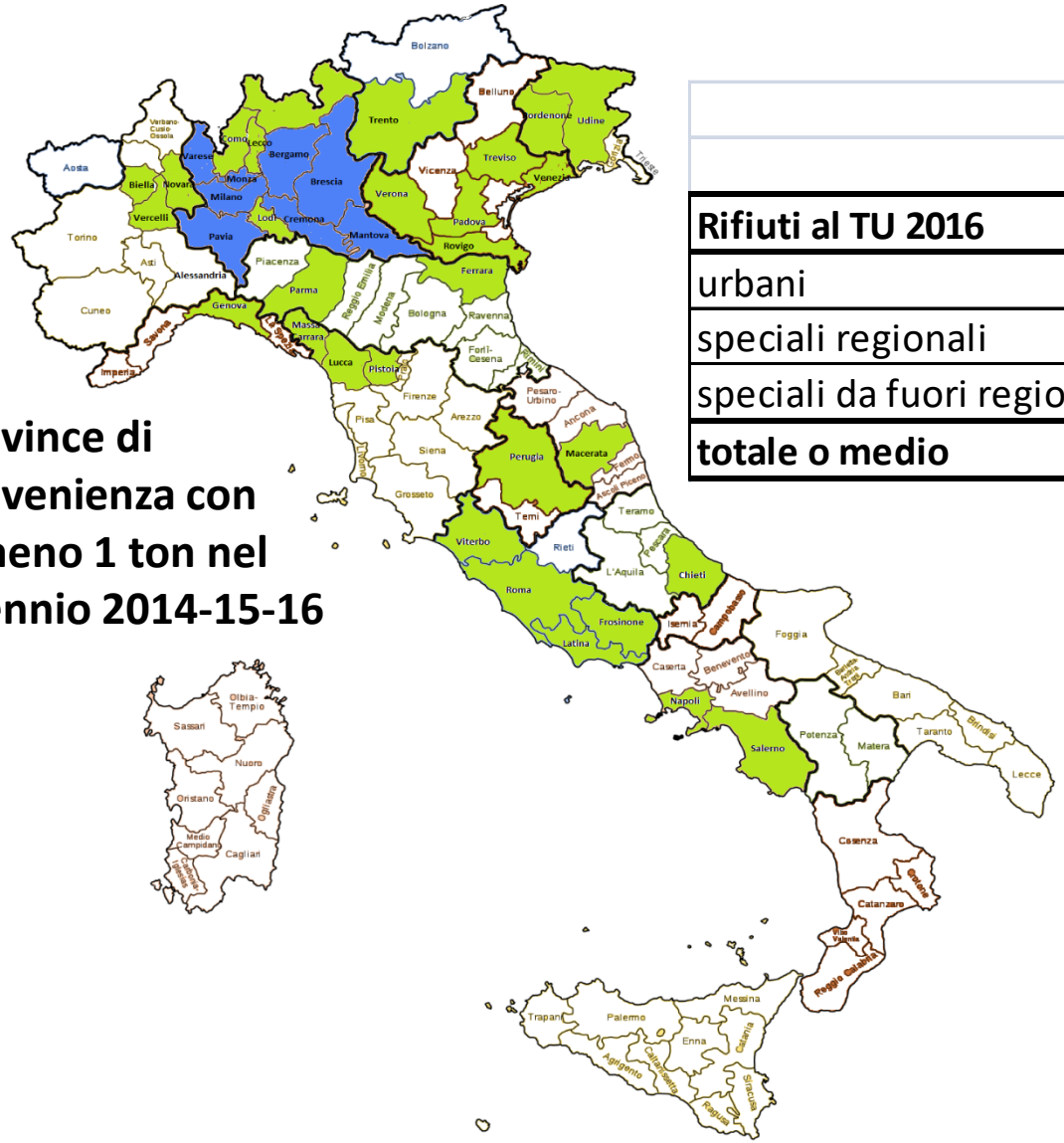
Andamento Mensile Conferimenti al TU



Provenienza Rifiuti Conferiti

			Energia	CO2non
		PCI	sviluppata	bio emessa
Rifiuti al TU 2016	kton	MJ/kg	GWh	kton
urbani	290.3	7.99	644	**108**
speciali regionali	258.4	12.78	917	**167**
speciali da fuori regione	176.4	13.18	646	**123**
totale o medio	**725.1**	**10.96**	**2207**	**398**

Province di provenienza con almeno 1 ton nel triennio 2014-15-16



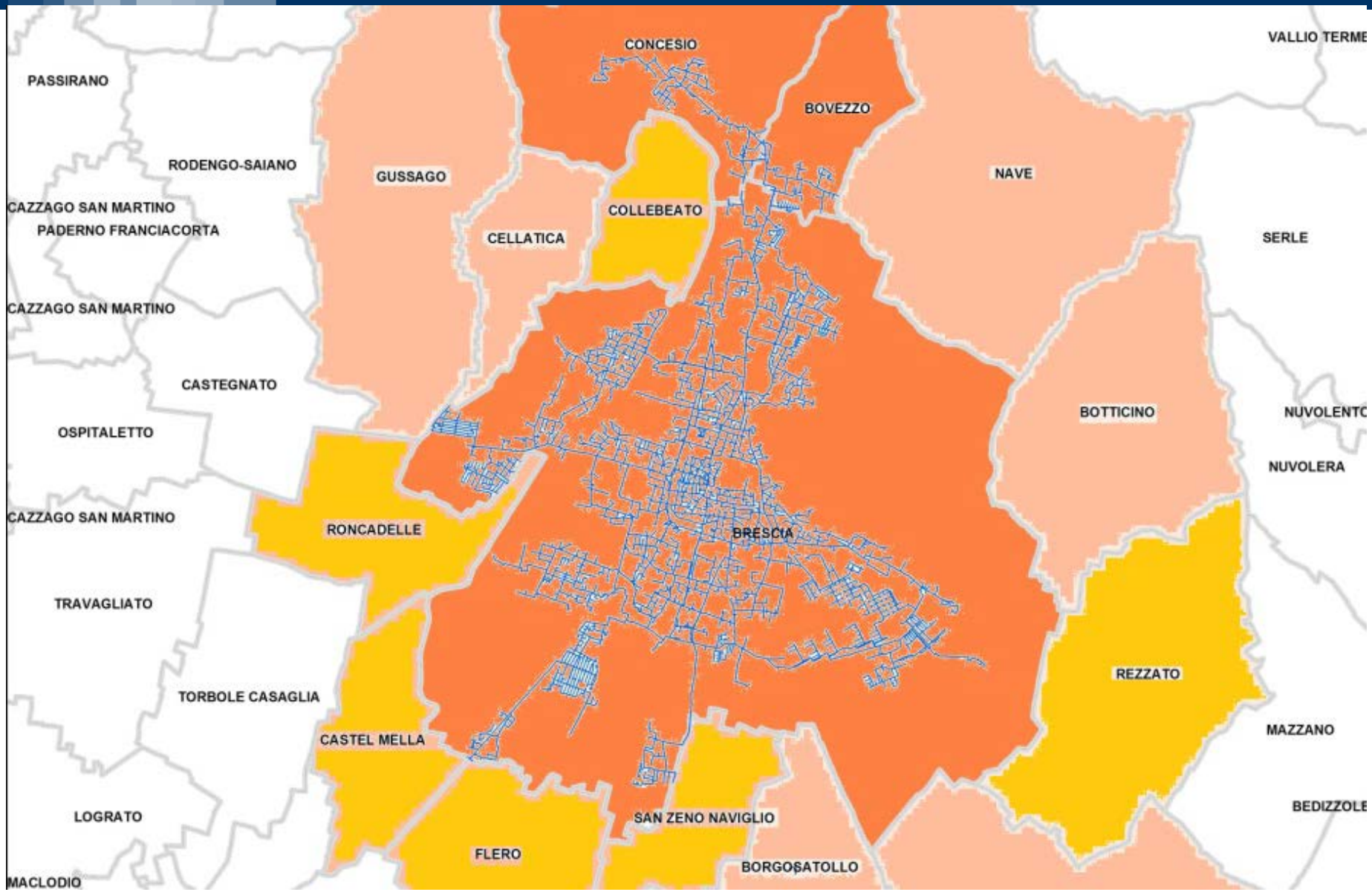
SPECIALI

URBANI+SPECIALI

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- **Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)**
- Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

La rete di Teleriscaldamento Bresciana



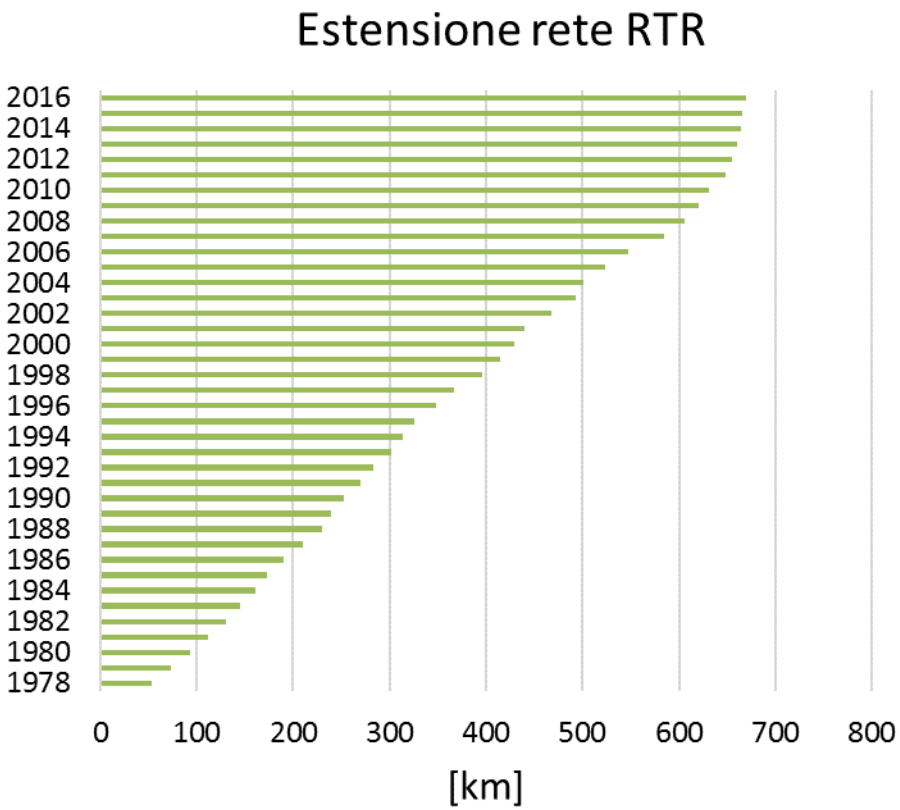
La Rete di TeleRiscaldamento (RTR) oggi

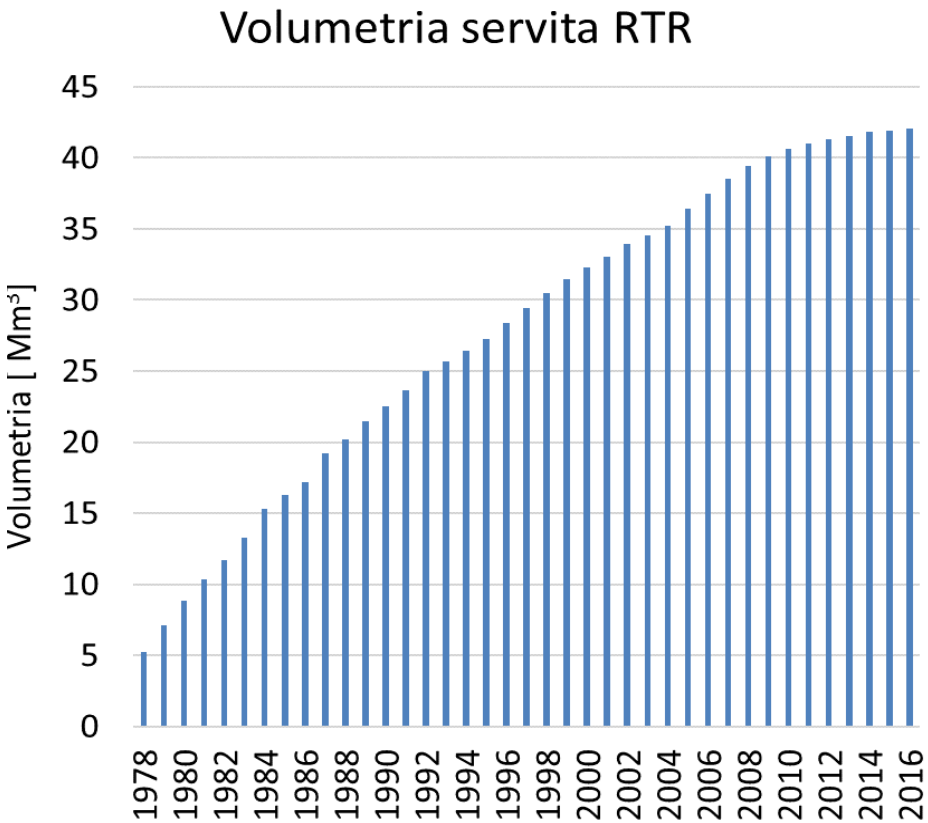
La RTR di Brescia oggi è costituita da:

- Una rete di trasporto e distribuzione calore, che ha un'estensione complessiva di 669 km di doppia tubazione sotterranea, ovvero 669 km di tubazione di mandata e 669 km di tubazione di ritorno, di cui circa 450 km di rete primaria e i restanti di derivazioni di utenze.
- Tre impianti principali di produzione, ovvero la Centrale Lamarmora, il Termoutilizzatore e la Centrale Nord.
- Un sistema di accumulo presso la centrale di Lamarmora, costituito da due serbatoi pressurizzati da 1000 m^3 ciascuno, che consente di immagazzinare con DT=60°C (da 60°C a 120°C).
- Progetto per la realizzazione a breve di accumuli aggiuntivi per 9000 m^3, di cui 5000 m^3 a Lamarmora e 2 da 2000 m^3 cadauno alla centrale Nord, mediante serbatoi atmosferici.

La RTR bresciana

Nel tempo la RTR ha subito importanti modifiche: dal 2000 al 2016 la rete è passata da 32,3 a 42,1 milioni di m^3 serviti e da un'estensione di 429,8 km a 669,2 km.



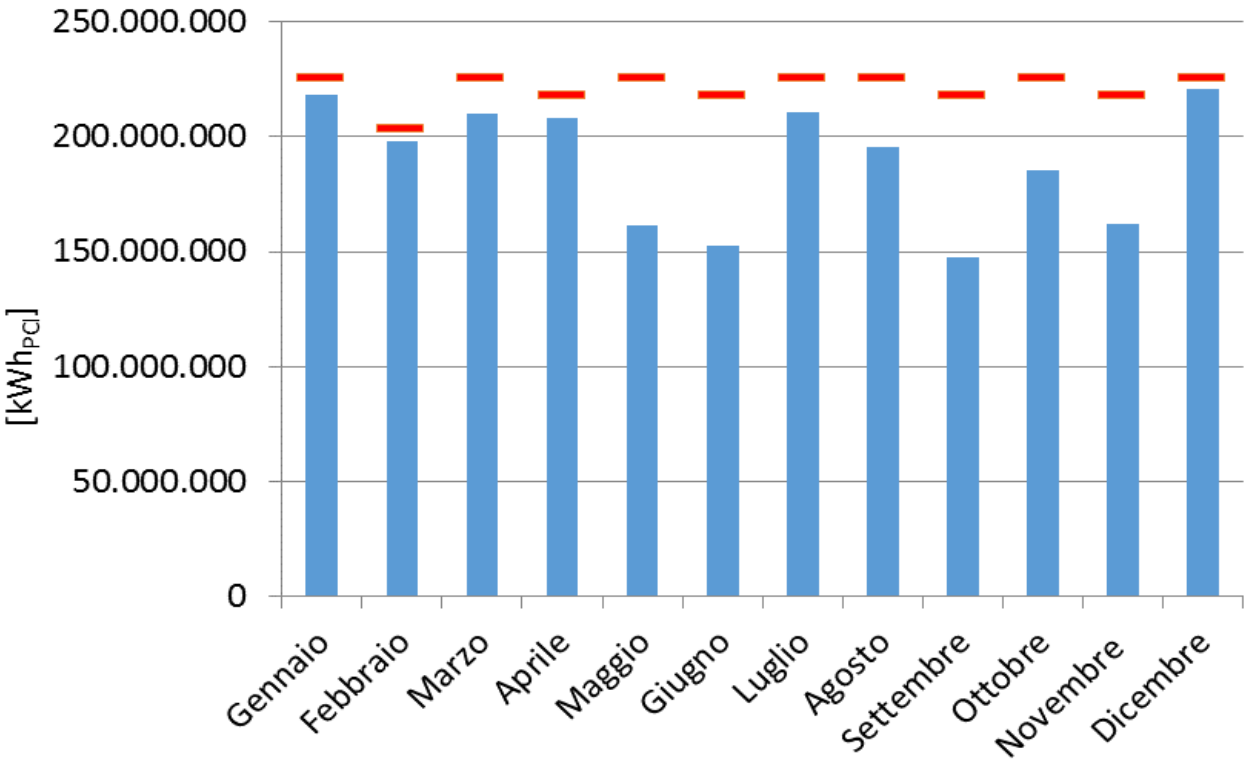


1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- **Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a**
  - **fabbisogno termico**
  - fabbisogno elettrico
  - emissioni in atmosfera

Energia termica dei rifiuti conferiti nel 2014

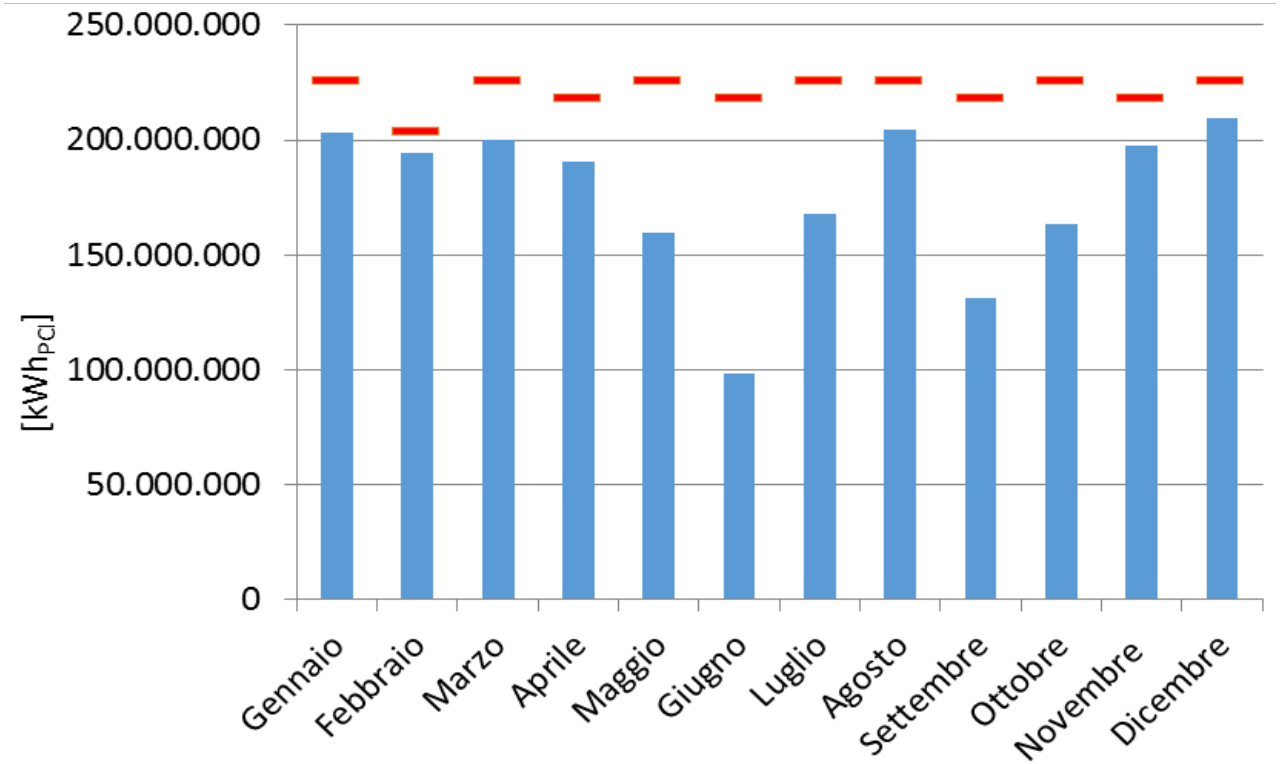
Assumendo un PCI dei rifiuti pari a 10,90 MJ/kg (da bilancio caldaie A2A) il grafico confronta l'energia termica entrante (potere calorifico dei rifiuti conferiti) mese per mese (barre blu) con l'energia termica di targa (barre rosse) per ogni mese (prodotto tra potenza di targa e ore mese).



Poiché l'elaborazione si basa sul PCI medio annuo, la stima del singolo mese è affetta da un certo errore. Si nota inoltre l'effetto dello sfasamento fra conferimento in fossa e utilizzo in forno dei rifiuti.

Energia termica dei rifiuti conferiti nel 2015

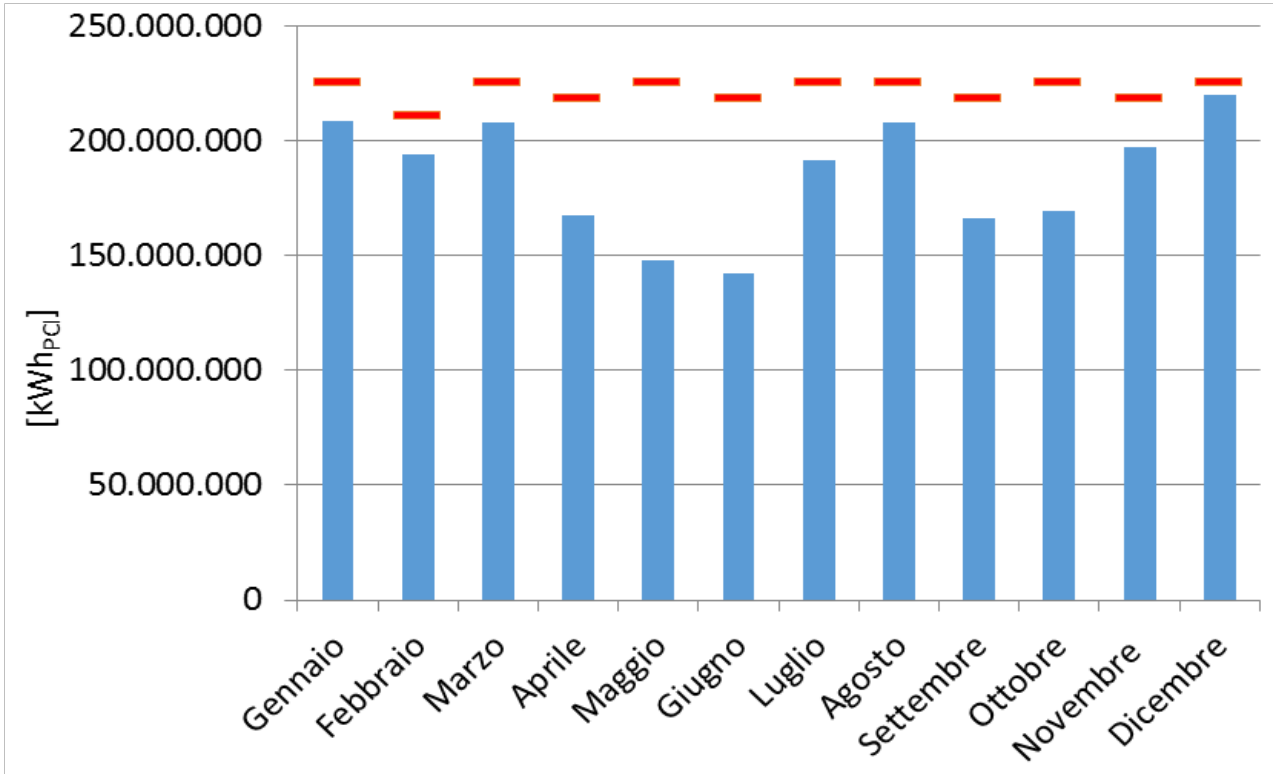
Assumendo un PCI dei rifiuti pari a 11,03 MJ/kg (da bilancio caldaia A2A) il grafico confronta l'energia termica entrante (potere calorifico dei rifiuti conferiti) mese per mese (barre blu) con l'energia termica di targa (barre rosse) per ogni mese (prodotto tra potenza di targa e ore mese).



Poiché l'elaborazione si basa sul PCI medio annuo, la stima del singolo mese è affetta da un certo errore. Si nota inoltre l'effetto dello sfasamento fra conferimento in fossa e utilizzo in forno dei rifiuti.

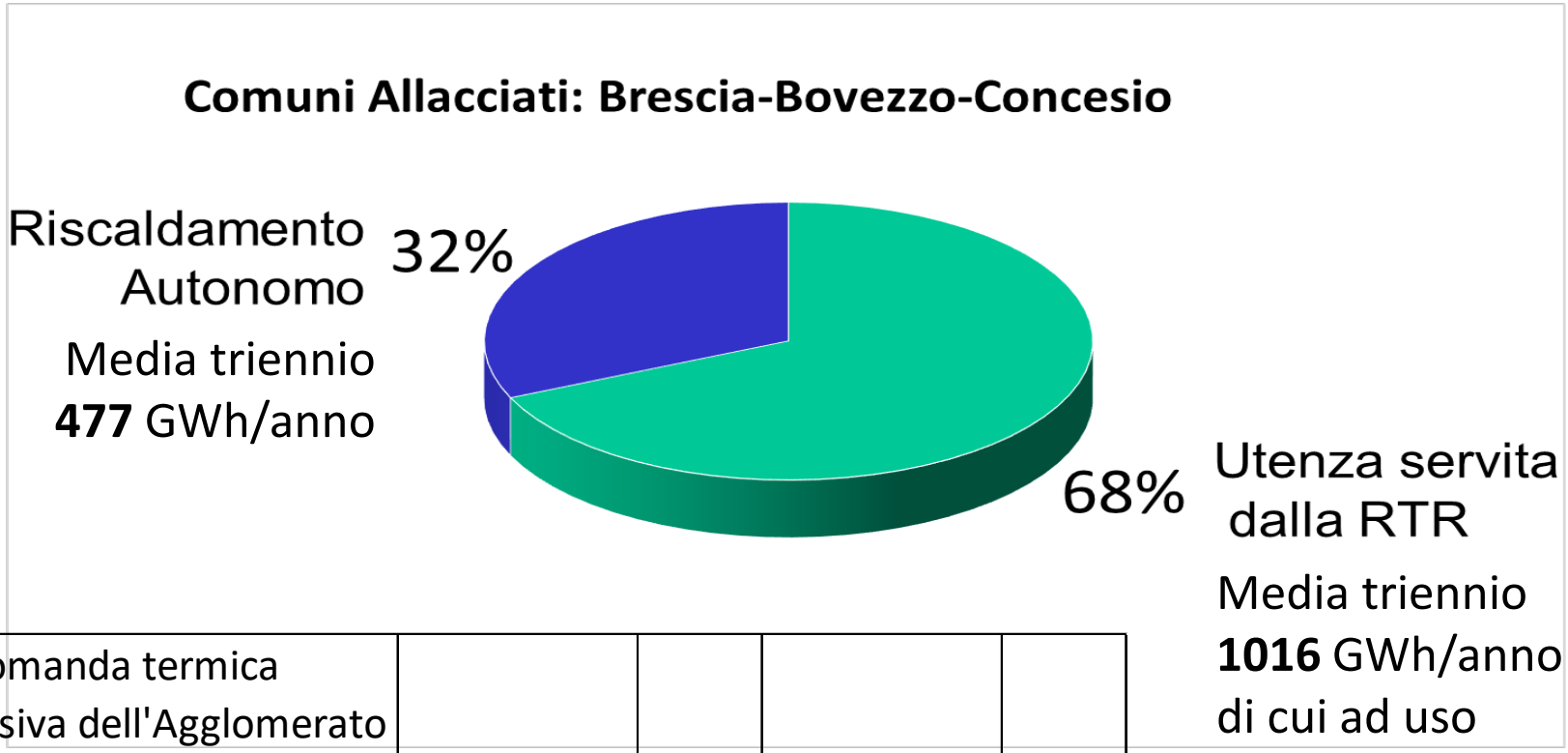
Energia termica dei rifiuti conferiti nel 2016

Assumendo un PCI dei rifiuti pari a 10,95 MJ/kg (da bilancio caldaia A2A) il grafico confronta l'energia termica entrante (potere calorifico dei rifiuti conferiti) mese per mese (barre blu) con l'energia termica di targa (barre rosse) per ogni mese (prodotto tra potenza di targa e ore mese).



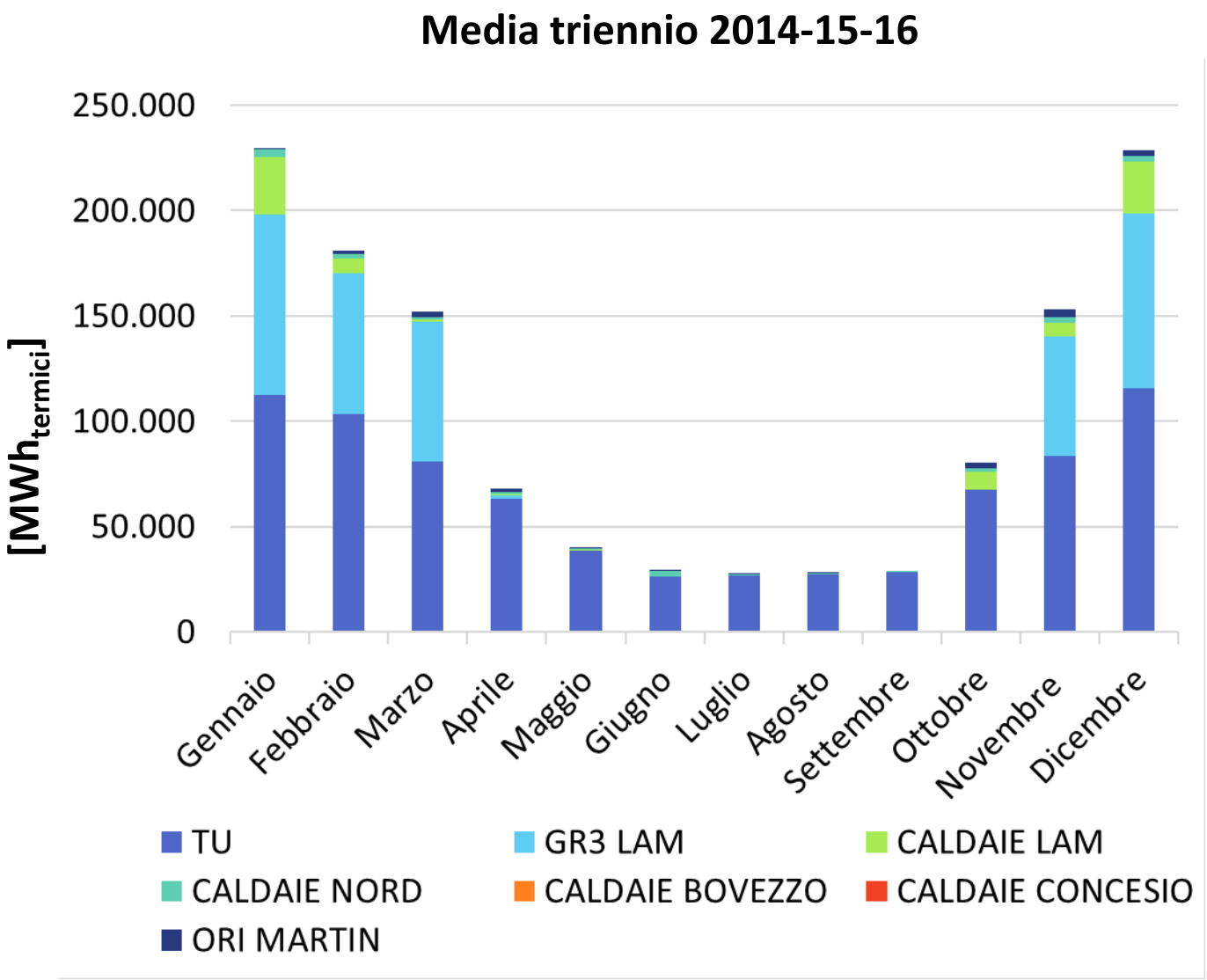
Poiché l'elaborazione si basa sul PCI medio annuo, la stima del singolo mese è affetta da un certo errore. Si nota inoltre l'effetto dello sfasamento fra conferimento in fossa e utilizzo in forno dei rifiuti.

Soddisfacimento della domanda di Calore



Stima domanda termica complessiva dell'Agglomerato (media triennio 2014-15-16)	GWh/anno		migliaia di abitanti	
Comuni Allacciati	1493	64%	219	55%
Comuni Allacciabili	247	11%	52	13%
Comuni Non Allacciabili	608	26%	128	32%
Totale	2348		399	

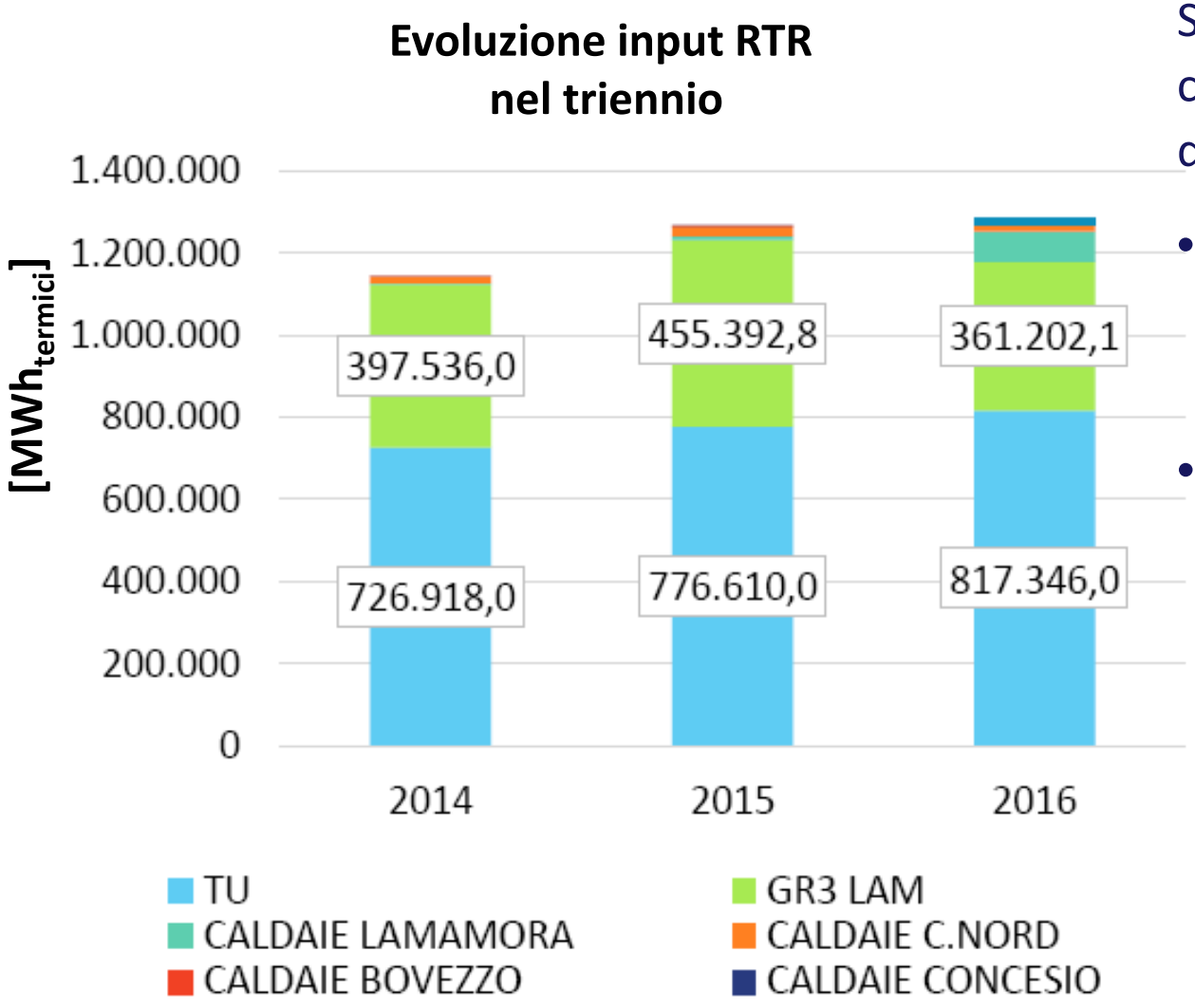
Apporto di Energia Termica alla RTR:
contributi medi dei vari componenti del sistema



Ruolo TU:

- Durante i mesi invernali il TU introduce circa il 50% del calore totale immesso nella RTR.
- Nei mesi estivi esso è l'unico impianto attivo nella rete per la produzione di acqua calda sanitaria.

Apporto di Energia Termica alla RTR:
evoluzione nel triennio dei contributi dei vari componenti



Si notano inoltre i cambiamenti impiantistici del 2016 :

- il recupero di Energia Termica industriale dalla acciaieria Ori Martin
- La diminuzione della quota calore proveniente dai gruppi CHP di Lamarmora e la sostituzione di codesta quota parte con calore generato da impianti semplici della stessa centrale e da maggiore quota TU (di notte)

Apporto di Energia Termica alla RTR:
contributi dei vari componenti del sistema nel 2016

Mese	TU	GR3 LAMARMORA	CALDAIE LAMARMORA	CALDAIE NORD	CALDAIE BOVEZZO	CALDAIE CONCESIO	ORI MARTIN
Gennaio	**49,07%**	37,59%	11,79%	1,56%	0,00%	0,00%	0,00%
Febbraio	**57,68%**	37,25%	3,89%	1,18%	0,00%	0,00%	0,90%
Marzo	**54,10%**	44,72%	0,55%	0,62%	0,01%	0,00%	2,04%
Aprile	**95,08%**	3,04%	0,45%	1,43%	0,00%	0,00%	2,43%
Maggio	**97,66%**	0,00%	0,67%	1,66%	0,01%	0,00%	0,00%
Giugno	**90,82%**	0,00%	0,00%	9,18%	0,00%	0,00%	0,00%
Luglio	**97,82%**	0,00%	0,00%	2,18%	0,00%	0,00%	0,00%
Agosto	**97,99%**	0,00%	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Settembre	**98,00%**	0,00%	0,01%	1,99%	0,00%	0,00%	0,00%
Ottobre	**86,61%**	0,26%	10,62%	2,50%	0,01%	0,00%	2,91%
Novembre	**56,13%**	38,01%	4,37%	1,49%	0,00%	0,00%	2,77%
Dicembre	**51,27%**	36,65%	10,89%	1,20%	0,00%	0,00%	1,16%

Perdite di calore dalla RTR

Le **perdite di calore dalla RTR** per dispersione termica dagli oltre 1300 km di tubazioni interrate sono mediamente pari al **17,5%** del calore immesso in rete.

La stima è stata ottenuta confrontando l'energia termica erogata alle utenze con l'energia termica immessa in rete negli ultimi 10 anni. Non è possibile ottenere una stima affidabile sulla base dei soli dati riferiti all'ultimo triennio poiché i valori dell'energia termica erogata annualmente alle utenze sono stimati sulla base di letture presunte e quindi affetti da errori, a causa del fatto che le letture effettive dei contatori di calore non avvengono tutte contemporaneamente al 31/12 di ogni anno.

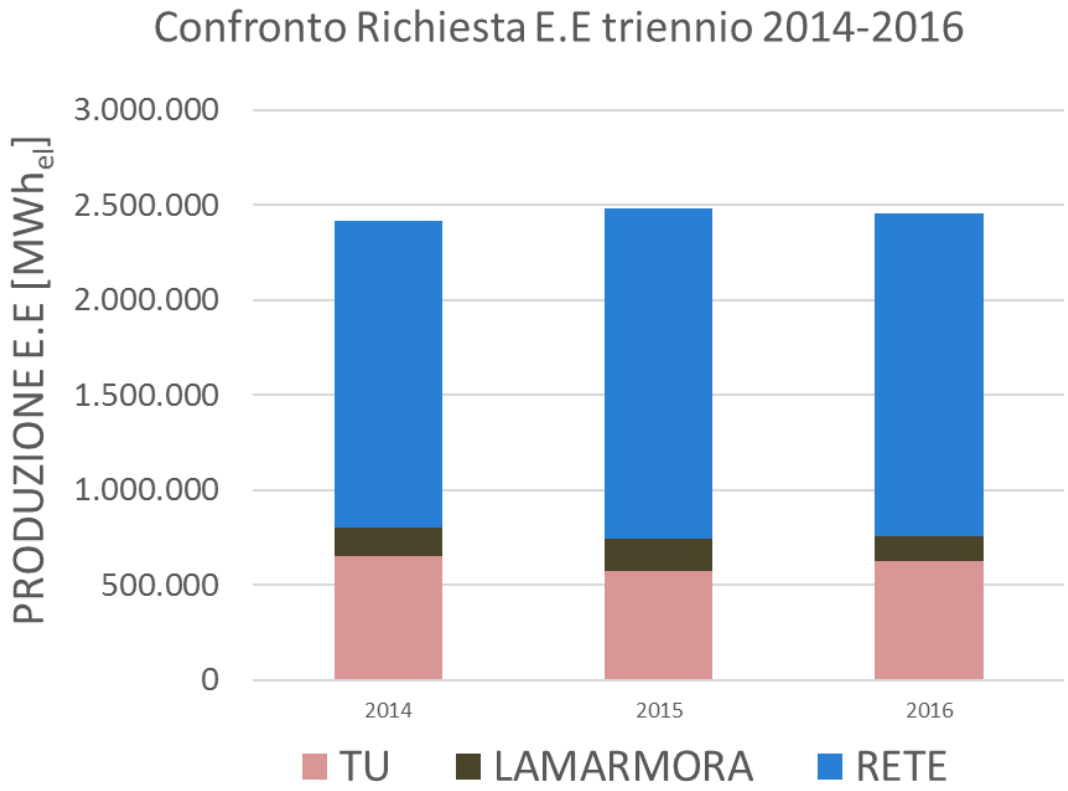
Fra le possibili innovazioni proposte più avanti, l'abbassamento delle temperature della RTR contribuirebbe anche alla riduzione delle perdite.

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- **Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora e delle Caldaie semplici rispetto a**
  - fabbisogno termico
  - **fabbisogno elettrico**
  - emissioni in atmosfera

Approvvigionamento Energia Elettrica:
Comuni Allacciati alla RTR

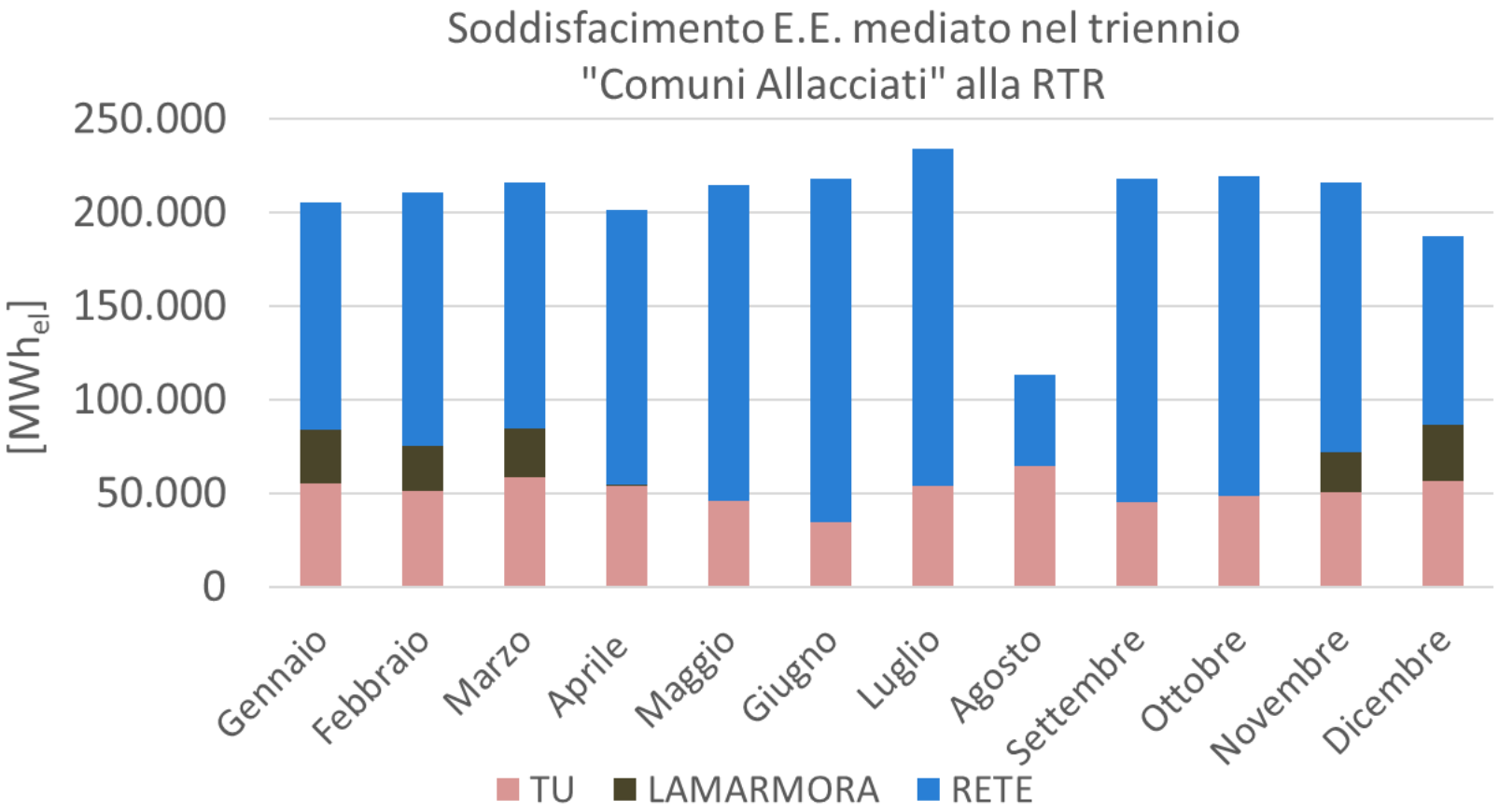
Sulla base dei consumi stimati precedentemente di Brescia, Bovezzo e Concesio, si può evincere il **ruolo del TU e del GR3 Lamarmora** nel soddisfacimento della richiesta Elettrica, nell'ipotesi che tutta la produzione di E.E. del TU e della Centrale Lamarmora sia utilizzata dai Comuni Allacciati alla RTR.



Anno	TU	GR3 LAM	RETE
2014	**27,0%**	6,2%	66,8%
2015	**23,1%**	6,8%	70,2%
2016	**25,4%**	5,3%	69,3%

Approvvigionamento Energia Elettrica
Comuni Allacciati alla RTR

Prospetto stagionale di produzione, sulla base dei consumi elettrici di Brescia, Bovezzo e Concesio, nell'ipotesi che tutta la produzione di E.E. del TU e della Centrale Lamarmora sia utilizzata dai Comuni Allacciati alla RTR.



Approvvigionamento Energia Elettrica
Comuni Allacciati alla RTR

Prospetto stagionale di produzione, sulla base dei consumi elettrici di Brescia, Bovezzo e Concesio, stessi dati del grafico precedente (media triennio).

MESE	TU (%)	LAMARMORA (%)	RETE (%)
Gennaio	**26,7**	14,0	59,3
Febbraio	**24,4**	11,5	64,1
Marzo	**26,7**	12,2	61,1
Aprile	**25,7**	0,4	73,9
Maggio	**21,3**	0,0	78,7
Giugno	**15,9**	0,0	84,1
Luglio	**22,5**	0,0	77,5
Agosto	**58,8**	0,0	41,2
Settembre	**20,6**	0,0	79,4
Ottobre	**22,0**	0,0	78,0
Novembre	**23,0**	9,8	67,2
Dicembre	**29,1**	15,5	55,4

- La Centrale Lamarmora è in funzione solo nei mesi invernali.
- L'apporto del TU alla rete elettrica è invece più o meno costante, i rifiuti necessitano infatti di uno smaltimento continuativo.

1. Situazione del sistema energetico bresciano

- Contesto comunitario, nazionale e regionale
- Area geografica oggetto dello studio
- Fabbisogno termico ed elettrico dell'area
- Attuale configurazione impiantistica
- Inventario e provenienza dei rifiuti conferiti al Termoutilizzatore (TU)
- Ruolo della Rete di TeleRiscaldamento (RTR)
- **Ruolo del TU, della Centrale GR3 a carbone di via Lamarmora** e delle Caldaie semplici **rispetto a**
  - fabbisogno termico
  - fabbisogno elettrico
  - **emissioni in atmosfera**

Emissioni in atmosfera: ruolo del TU

Gli impatti ambientali più significativi per un termovalorizzatore sono le emissioni in atmosfera, generate nei processi di combustione che sono costituite dai seguenti inquinanti:

- Ossidi di azoto (NOx)
- Monossido di carbonio (CO)
- Anidride solforosa (SO2)
- Acido cloridrico (HCl)
- Acido fluoridrico (HF)
- Polveri
- Carbonio Organico Totale (COT)
- Microinquinanti (metalli, diossine, IPA)

Emissioni in atmosfera: ruolo del TU

Il sistema di gestione delle emissioni del TU prevede in sintesi **5 fasi**:

1. **Controllo del processo di combustione**
2. **Abbattimento degli NOx** in camera di combustione (SNCR) e in caldaia (SCR-high dust) mediante iniezione di **ammoniaca**
3. **Riduzione di gas acidi** (HCl, HF, SO2) e dei microinquinanti mediante l'iniezione nel condotto fumi in uscita dalla caldaia di **calce idrata in polvere e di carboni attivi**
4. Depolverazione e proseguimento delle reazioni chimiche di depurazione nel **filtro a maniche**
5. **Controllo in continuo della concentrazione di inquinanti al camino.**

Emissioni TU 2014
medie giornaliere e totale annuo

Inquinante [mg/Nm^3]	Media Giornaliera			Limite D.Lgs n. 46 del 04/03/2014	Limite AIA	Quantità Annue [t/a]
	Linea 1	Linea 2	Linea 3			
SO2	1,6	1,2	0,9	50	50	9,62
NOx	60,8	59	60,1	200	120	286,72
PTS	0,2	0,2	0,2	10	10	0,769
CO	15,5	16	10,3	50	50	66,43
HCl	3,9	4,7	4,2	10	10	23,05
COT	0,4	0,2	0,1	10	10	1,76
NH3	2,1	1	2,5	30	10	12,91
Cd+Tl	0,00005	0,00005	0,00026	0,05	0,05	0,54[1]
Hg	0,00009	0,00022	0,00012	0,05	0,05	0,64[1]
Altri metalli + Sn	0,0052	0,0053	0,0104	0,5	0,5	32,08[1]
Zn	0,0033	0,0039	0,0035	0,5	0,5	16,07[1]
PCDD+PCDF [ng/Nm^3]	0,0069	0,0019	0,0018	0,1	0,1	0,016[2]
IPA	0,000001	0,000001	0,000001	0,01	0,01	3,63[2]

I valori riportati si intendono riferiti a temperatura 273 K, pressione 101,3 kPa, gas secco e tenore di ossigeno dell'11%.

La media giornaliera è calcolata sulla base delle medie giornaliere dell'intero anno.

Note:

[1] [kg/a]

[2] [g/a]

Emissioni TU 2015
medie giornaliere e totale annuo

Inquinante [mg/Nm^3]	Media Giornaliera			Limite D.Lgs n. 46 del 04/03/2014	Limite AIA	Quantità Annue [t/a]
	Linea 1	Linea 2	Linea 3			
SO2	1,7	1	0,8	50	50	8,89
NOx	58	56,7	58,6	200	120	260,83
PTS	0,2	0,2	0,2	10	10	0,819
CO	11,4	11,2	8,9	50	50	48,10
HCl	3,1	3,9	3,3	10	10	18,24
COT	0,3	0,1	0,1	10	10	1,49
NH3	1,3	0,7	0,9	30	10	8,66
Cd+Tl	0,00024	0,00025	0,00024	0,05	0,05	1,03[1]
Hg	0,00027	0,00027	0,00028	0,05	0,05	1,16[1]
Altri metalli + Sn	0,00400	0,00448	0,00668	0,5	0,5	21,41[1]
Zn	0,00827	0,00829	0,01785	0,5	0,5	48,07[1]
PCDD+PCDF [ng/Nm^3]	0,00218	0,00542	0,00189	0,1	0,1	0,014[2]
IPA	0,000002	0,000009	0,000003	0,01	0,01	24,02[2]

I valori riportati si intendono riferiti a temperatura 273 K, pressione 101,3 kPa, gas secco e tenore di ossigeno dell'11%.

La media giornaliera è calcolata sulla base delle medie giornaliere dell'intero anno.

Note:

[1] [kg/a]

[2] [g/a]

Emissioni TU 2016
medie giornaliere e totale annuo

Inquinante [mg/Nm^3]	Media Giornaliera			Limite D.Lgs n. 46 del 04/03/2014	Limite AIA	Quantità Annue [t/a]
	Linea 1	Linea 2	Linea 3			
SO2	0,62	0,42	0,35	50	50	13,96
NOx	56,85	55,45	59,12	200	120	273,61
PTS	0,08	0,24	0,15	10	10	0,70
CO	7,85	8,41	7,38	50	50	40,08
HCl	2,98	3,05	2,84	10	10	17,04
COT	0,09	0,08	0,36	10	10	2,34
NH3	2,42	2,02	2,77	30	10	15,33
Cd+Tl	0,00005	0,00006	0,00007	0,05	0,05	0,29[1]
Hg	0,0001	0,0001	0,0001	0,05	0,05	0,55[1]
Altri metalli + Sn	0,0048	0,0047	0,0027	0,5	0,5	18,41[1]
Zn	0,0053	0,00378	0,0044	0,5	0,5	20,58[1]
PCDD+PCDF [ng/Nm^3]	0,0029	0,0018	0,0031	0,1	0,1	0,012[2]
IPA	0,0000005	0,0000001	0,000001	0,01	0,01	2,13[2]

I valori riportati si intendono riferiti a temperatura 273 K, pressione 101,3 kPa, gas secco e tenore di ossigeno dell'11%.

La media giornaliera è calcolata sulla base delle medie giornaliere dell'intero anno.

Note:

[1] [kg/a]

[2] [g/a]

Incidenza Emissioni TU e GR3
sul quadro emissivo dell'«Agglomerato BS»

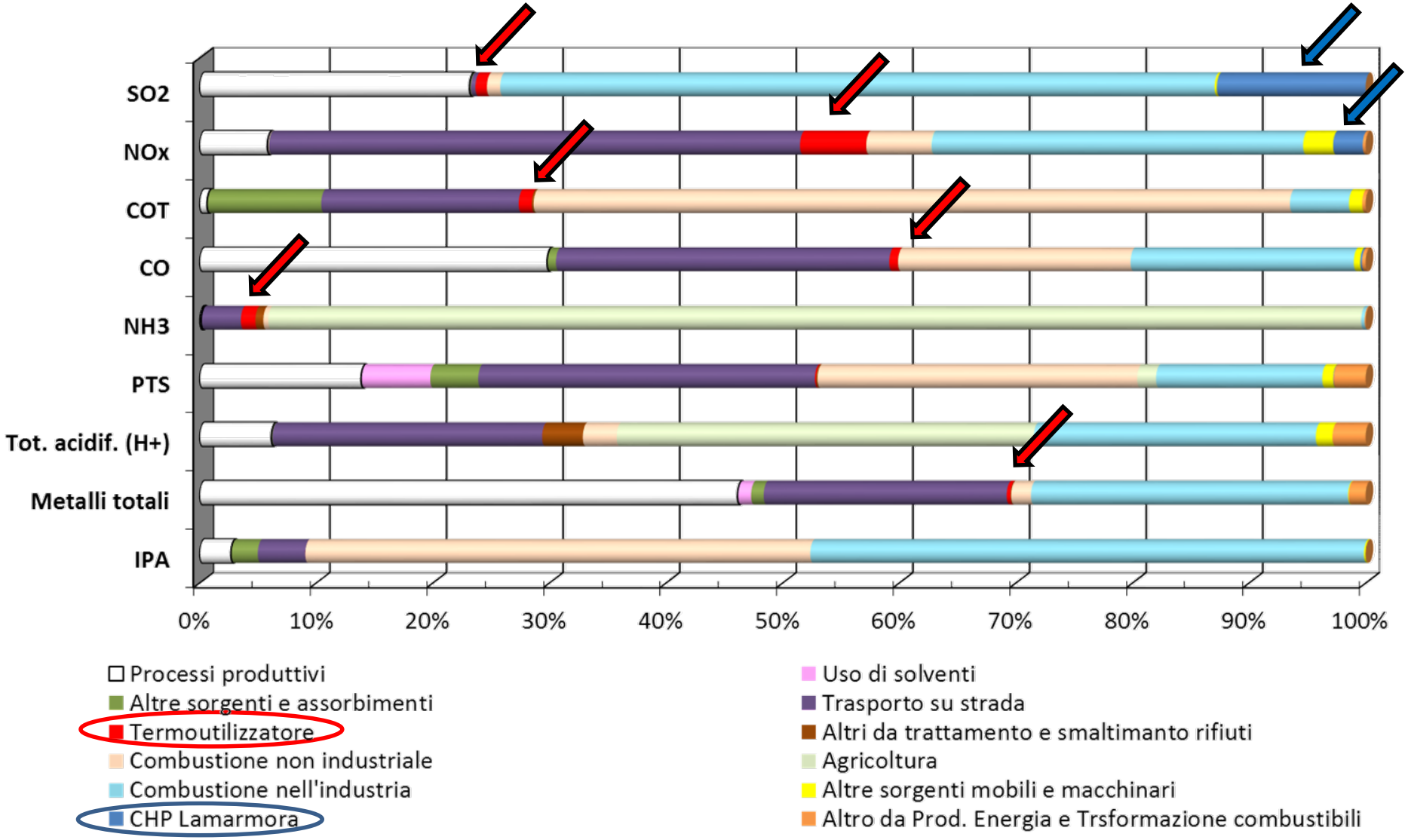
Emissioni in atmosfera nell'Aggomerato di Brescia: Disaggregazione secondo INEMAR 2014[1] integrata con i dati 2014 per TU e GR3 Lamarmora	**SO2**	**NOx**	**COT**	**CO**	**NH3**	**PTS**	**Tot. acidif. (H+)**	**Metalli totali**	**IPA**
Classificazione SNAP97[2]	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	kg/anno	kg/anno
Processi produttivi	230	295	1	2691	2	103	13688	7010	10
Uso di solventi	1	5	0	6	0	44	136	177	0
Altre sorgenti e assorbimenti	1	3	15	63	0	31	88	163	9
Trasporto su strada	4	2307	27	2580	35	214	51311	3167	16
Termoutilizzatore	**10**	**287**	**2**	**66**	**13**	**1**	**23**	**49**	**0**
Altri da trattamento e smaltimanto rifiuti	0	1	0	2	7	1	7710	10	0
Produzione energia e trasformaz. combustibili	100	141	0	41	1	21	6301	219	0
GR3 Lamarmora	**127**	**129**	**0**	**14**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Altro da prod. energia e trasformaz. combustibili	0	13	0	27	1	20	6301	219	0
Combustione non industriale	11	281	102	1800	4	203	6438	257	165
Agricoltura	0	3	0	0	969	12	79371	0	0
Combustione nell'industria	608	1614	8	1728	3	106	53660	4129	181
Altre sorgenti mobili e macchinari	2	130	2	49	0	7	3163	10	1
Totale	**1092**	**5208**	**158**	**9068**	**1035**	**761**	**228189**	**15412**	**381**

[1]Valori estratti per I 20 comuni dell'Aggregato di Brescia da INEMAR (INventario EMissioni ARia) - ARPA Lombardia (2017), Inventario Emissioni in Atmosfera: emissioni in Regione Lombardia nell'anno 2014 - revisione pubblica. ARPA Lombardia Settore Monitoraggi Ambientali.

[2]SNAP97 = Selected Nomenclature for sources of Air Pollution - anno 1997

Nota: dati **INEMAR** non ancora disponibili per gli anni successivi al 2014.

Incidenza Emissioni TU e GR3
sul quadro emissivo dell'«Agglomerato BS»



Reppresentazione delle incidenze percentuali dei dati della tabella nella pagina precedente.

Incidenza Emissioni TU e GR3
sul quadro emissivo del Comune di Brescia

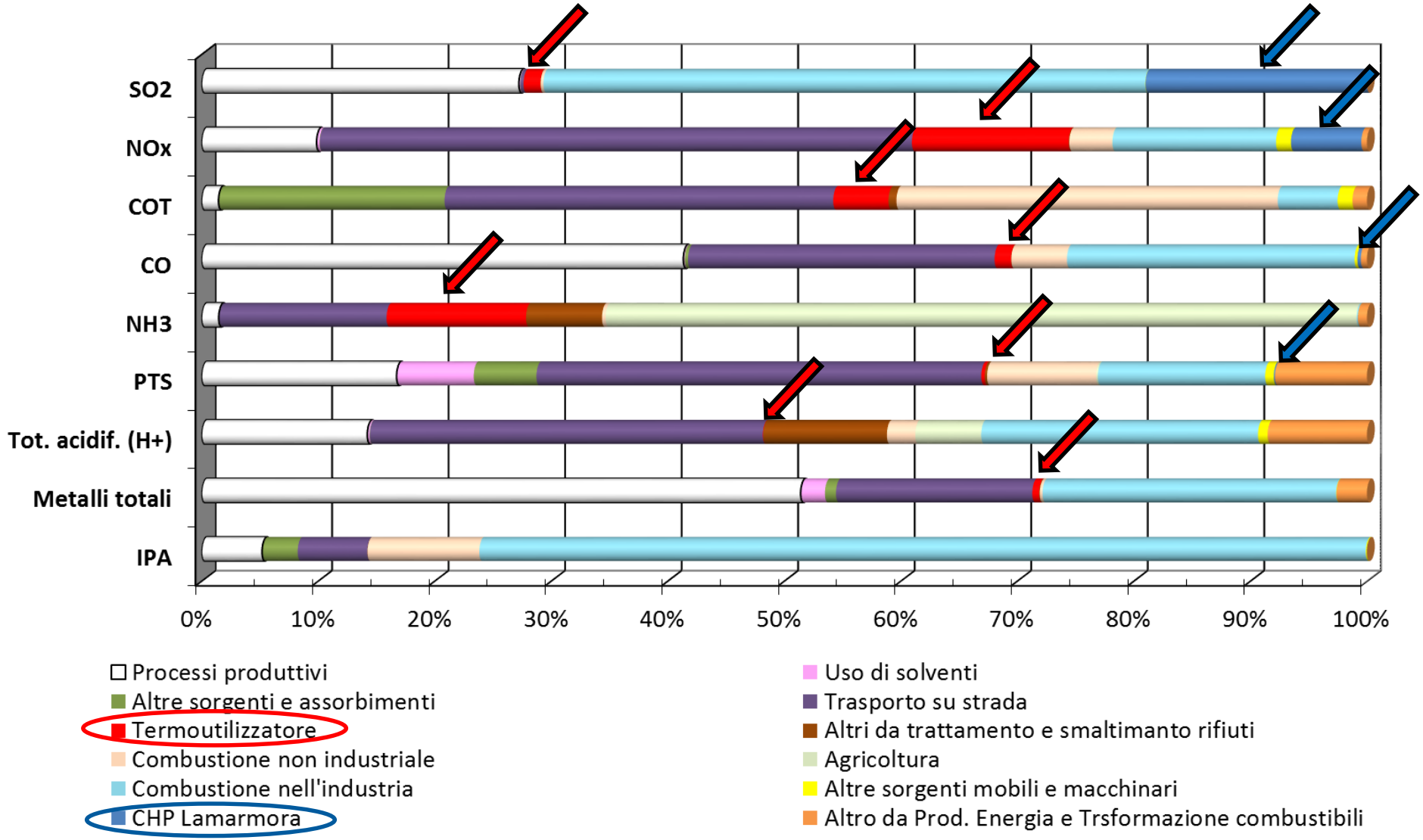
Emissioni in atmosfera nel Comune di Brescia: Disaggregazione secondo INEMAR 2014[1] integrata con i dati 2014 per TU e GR3 Lamarmora	**SO2**	**NOx**	**COT**	**CO**	**NH3**	**PTS**	**Tot. acidif. (H+)**	**Metalli totali**	**IPA**
Classificazione SNAP97[2]	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	kg/anno	kg/anno
Processi produttivi	181	210	1	1944	2	43	10331	4320	6
Uso di solventi	1	5	0	6	0	17	136	174	0
Altre sorgenti e assorbimenti	0	1	7	13	0	14	17	80	4
Trasporto su strada	2	1082	12	1237	16	98	24493	1416	7
Termoutilizzatore	**10**	**287**	**2**	**66**	**13**	**1**	**23**	**49**	**0**
Altri da trattamento e smaltimanto rifiuti	0	1	0	1	7	1	7709	4	0
Produzione energia e trasformazione combustibili	100	139	0	39	1	21	6189	219	0
CHP Lamarmora	**127**	**129**	**0**	**14**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Altro da Prod. Energia e Trsformazione combustibili	0	10	0	25	1	20	6189	219	0
Combustione non industriale	2	78	12	224	0	24	1768	20	11
Agricoltura	0	1	0	0	70	0	4108	0	0
Combustione nell'industria	344	299	2	1161	0	37	17249	2118	91
Altre sorgenti mobili e macchinari	0	27	0	11	0	2	599	2	0
Totale	**766**	**2268**	**38**	**4741**	**109**	**278**	**78811**	**8623**	**119**

[1]Valori estratti per il Comune di Brescia da INEMAR (INventario EMissioni ARia) - ARPA Lombardia (2017), Inventario Emissioni in Atmosfera: emissioni in Regione Lombardia nell'anno 2014 - revisione pubblica. ARPA Lombardia Settore Monitoraggi Ambientali.

[2]SNAP97 = Selected Nomenclature for sources of Air Pollution - anno 1997

Nota: dati **INEMAR** non ancora disponibili per gli anni successivi al 2014.

Incidenza Emissioni TU e GR3
sul quadro emissivo del Comune di Brescia



Reppresentazione delle incidenze percentuali dei dati della tabella nella pagina precedente.

Incidenza trasporto rifiuti al TU sull'inquinamento STRADALE per il comune di Brescia, anno 2014 (1/2)

La stima dell'inquinamento stradale dovuto al trasporto dei rifiuti è basata sulle seguenti ipotesi:

1. Capacità dei mezzi di trasporto 26 ton/camion
2. Percorso considerato: 7,5 km (15 km A/R) all'interno del Comune di Brescia;
3. Consumo specifico di carburante [km/l] per veicoli di 26 t: 2,8 km/l (Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti http://www.mit.gov.it/mit/mop_all.php?p_id=10640
4. Densità gasolio: 0,87 kg/l;
5. Consumo specifico di carburante [g/km]: 310,7 g/km (stimato grazie alle ipotesi 1,2,3,4) ;
6. I fattori di emissioni medi per veicoli da 26 t sono stati stimati ri-parametrizzando i F.E. da traffico in Lombardia nel 2014 per veicoli > 3,5 t (fonte: INEMAR ARPA LOMBARDIA) secondo il consumo specifico di carburante calcolato al punto 5;

Incidenza trasporto rifiuti al TU sull'inquinamento STRADALE per il comune di Brescia, anno 2014 (2/2)

In tabella i risultati per:

- I **rifiuti** conferiti al TU provenienti da **fuori regione** nel 2014 (203,3 kton).
- **Un terzo dei rifiuti** conferiti al TU nel 2014 (246,5 kton): scenario che rappresenta le emissioni evitate per il trasporto dei rifiuti nello scenario di chiusura **3° linea TU**.

TOTALE EMISSIONE STRADALE	SO_2 t/anno	NOx t/anno	CO t/anno	NH_3 [t/anno	PTS t/anno	Tot. acidif. (H+) [t/anno]
Rifiuti da fuori Regione (2014)	0,0007	0,9987	0,2524	0,0010	0,0495	21,79
Rifiuti 3° linea (1/3 TU 2014)	0,0009	1,2108	0,3060	0,0011	0,0600	26,42
Comune BS	2	1082	1237	16	98	24493
% Rifiuti fuori regione nel Comune di BS	**0,035%**	**0,092%**	**0,020%**	**0,006%**	**0,050%**	**0,089%**
% 3° linea TU nel Comune di BS	**0,045%**	**0,112%**	**0,025%**	**0,007%**	**0,061%**	**0,108%**

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- **Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare**
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

Possibili Innovazioni Impiantistiche

Considerate le caratteristiche del territorio bresciano e le possibili evoluzioni dell'attuale sistema energetico, l'efficienza anche ambientale migliorerebbe integrandolo con un mix delle seguenti **innovazioni impiantistiche**:

1. ***Recupero calore industriale****: opportuno eseguire inventario potenzialità altre realtà industriali.*
2. ***Pompa calore*** *per condensazione fumi* ***TU****.*
3. ***Pompa calore*** *su acque reflue* ***depuratori Verziano e Concesio****.*
4. ***Pompa calore*** *su acque emunte* ***barriera idraulica Caffaro****.*
5. ***Efficientamento*** *energetico del* ***patrimonio edilizio pubblico e privato****.*
6. ***Solare Termico*** *centralizzato.*
7. ***Incremento capacità serbatoi di accumulo termico*** *(da 2000 a 11000 mc).*
8. ***Ampliamento della RTR*** *nei «Comuni Allacciati» ed* ***estensione*** *ai «Comuni Allacciabili».*

Inoltre vanno segnalate

1. ***Solare Termico*** *distribuito presso gli utenti della RTR.*
2. ***Estensione della RTR*** *alla Val Trompia.*
3. ***Abbassamento della temperature*** *di mandata e ritorno della RTR.*

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche ed evoluzioni del sistema
- **Scelta dei sei scenari da analizzare**
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

Scelta degli scenari da analizzare

Come stabilito nella fase di avviamento dello studio, la scelta degli scenari futuri da prendere in considerazione per la fase conclusiva dello studio stesso è stata concordata con il committente Comune di Brescia in conformità con il mandato ricevuto.

Scelta degli scenari da analizzare:
Efficientamento edifici vs espansione rete (1/3)

La **domanda di calore degli utenti allacciati alla RTR** evolve nel tempo in conseguenza di due antagonistiche circostanze:

1) **Efficientamento energetico degli edifici** allacciati, la cui domanda di calore diminuisce via via che sono introdotte misure quali: contabilizzazione calore, coibentazione pareti esterne e coperture, serramenti con miglior tenuta, etc.
2) **Espansione della rete** per allacciare edifici aggiuntivi.

La prima circostanza produce una riduzione della domanda di calore. La seconda produce un aumento.

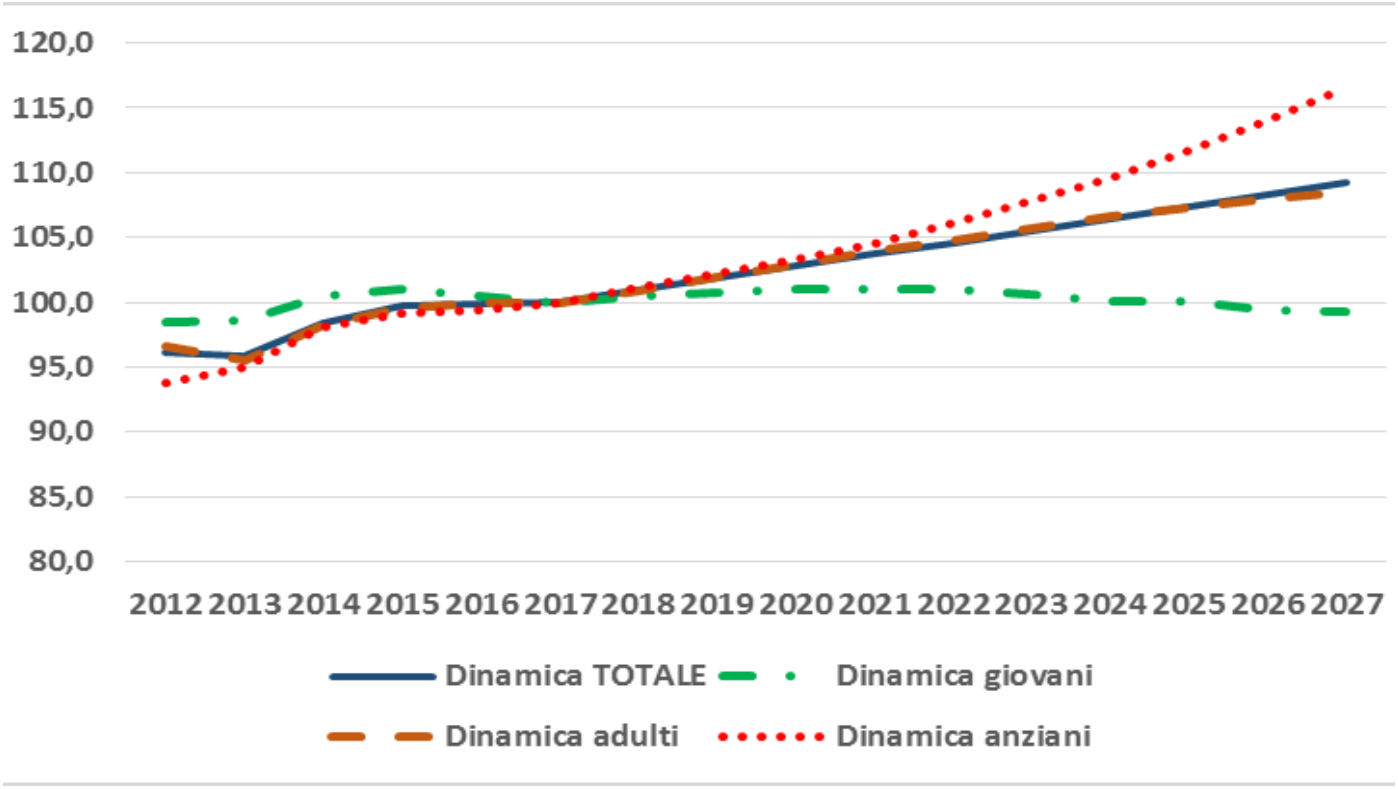
L'espansione della rete dipende da una serie di fattori:

a) frazione del parco edilizio ancora non servito da RTR;
b) espansione del parco edilizio, che a sua volta dipende da (i) crescita demografica; (ii) aumento superficie occupata pro-capite;
c) fattibilità tecnica / vincoli operativi;
d) investimenti per espansione della rete.

La quantificazione di questo complesso di fattori è molto oltre l'ambito di questo studio.

Scelta degli scenari da analizzare:
Efficientamento edifici vs espansione rete (2/3)

Fermo restando che la stima dell'evoluzione nel tempo del fabbisogno di calore richiede uno studio specifico, per stimare l'entità delle possibili variazioni è utile considerare che per il Comune di Brescia si prevede nei prossimi 10 anni un aumento della popolazione di circa 1% all'anno.



Andamento e previsione della popolazione residente del Comune di BRESCIA

Fonte: Comune di Brescia . Previsione demografica 2017-2027

Scelta degli scenari da analizzare:
Efficientamento edifici vs espansione rete (3/3)

Aggiungendo all'effetto della crescita demografica quello dell'aumento della superficie occupata pro-capite e dell'aumento della frazione di parco edilizio servito dalla RTR, **in prima approssimazione si può stimare che la domanda di calore dell'utenza servita dalla RTR possa espandersi del 1-3% all'anno**.

Si assume qui che tale espansione sia totalmente compensata dagli effetti dell'efficientamento energetico, così da mantenere la domanda di calore costante.

Ciò equivale ad assumere che, in prima approssimazione, **l'efficientamento energetico determinerà una riduzione della domanda di calore specifica media** (kWh_t per m^2-anno) del parco servito dalla RTR **pari al 1-3% all'anno**.

Se l'effetto dell'efficientamento si dimostrerà inferiore a quello dell'espansione della RTR, la domanda di calore aumenterà, generando una situazione intermedia tra quella degli scenari con RTR esistente e RTR estesa.

Se l'effetto dell'efficientamento si dimostrerà superiore a quello dell'espansione della RTR, la domanda di calore diminuirà, da cui: (i) interesse a "spostare" maggiormente la produzione sull'elettricità; (ii) possibilità di riduzione della temperatura di mandata, e quindi delle perdite di rete. La valutazione quantitativa richiede un approfondimento ad hoc

Scelta degli scenari da analizzare:
Biomasse

Nello studio si è deciso di ***non*** prendere in considerazione l'istallazione di **caldaie a Biomassa** aggiuntive, in quanto nell'eventualità di un incremento della disponibilità di biomasse ad uso energetico esse andrebbero prioritariamente conferite al TU e miscelate con i rifiuti poiché così facendo:

- ✓ Si aumenta la quota rinnovabile delle risorse energetiche utilizzate (coerentemente con gli obiettivi del DM 6/7/2012).
- ✓ Si evitano i costi aggiuntivi per l'istallazione di nuove apparecchiature.
- ✓ Si riducono gli impatti ambientali rispetto a impianti a biomassa di piccola o media taglia che non possono permettersi un trattamento fumi dello stesso livello di efficienza e controllo di quello del TU .

Fattori di emissione sistemi di riscaldamento

Per i principali sistemi di riscaldamento residenziale i fattori di emissione specifica dei principali inquinanti locali sono riassunti nella seguente tabella

Fattori di emissione assunti	Unità di misura	SO2	Rif.	NOx	Rif.	Polveri	Rif.
Termoutilizzatore	g/GJ energia da rifiuti	0.52	1	33	1	0.10	1
Caldaie RTR a gas naturale	g/GJ immesso in rete	0.28	2	19	3	0.10	4
Caldaie a biomassa (> 50 MW)	g/GJ immesso in rete	0.18-0.42	5	40-160	5	86-344	5
Caldaie civili a gas naturale (< 50 MW)	g/GJ termico consumato	0.30	6	25-59	6	0.12-0.28	6
Caldaie civili a gasolio (< 50 MW)	g/GJ termico consumato	100	7	50	7	5.0	7
Stufe tradizionale a legna	g/GJ termico consumato	13	7	70	7	250	7
Stufe o caldaie innovative a legna	g/GJ termico consumato	13	7	60	7	150	7
Migliore tecnol.disponibile a legna	g/GJ termico consumato	13	7	70	7	70	7
Stufe a pellet	g/GJ termico consumato	13	7	70	7	70	7
Migliore tecnol.disponibile a legna	g/GJ termico consumato	13	7	60	7	30	7

Riferimenti:

1) media triennio 2014-15-16 dei dati medi giornalieri misurati al Termoutilizzatore, riepiloghi annuali A2A Calore e servizi
2) tab.3.4 rapporto 1.A.1.A.1 Energy industries, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017
3) media triennio 2014-15-16 dei dati medi giornalieri misurati alla varie caldaie, tratti dai riepiloghi annuali A2A Calore e servizi
4) riga 7 del foglio “public power”, Ispra SINAnet, vedi Rif.2, stesso dato anche in http://www.iiasa.ac.at/~rains/PM/docs/documentation.html#BUWAL_2001
5) tab.3.7 rapporto 1.A.1.A.1 Energy industries, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017
6) tab.3.16 rapporto 1.A.4 small combustion, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017
7) Stefano Caserini, Anna Fraccaroli, Anna Maria Monguzzi, Marco Moretti,Angelo Giudici, Elisabetta Angelino, Giuseppe Fossati, Le emissioni in atmosfera dalle combustioni in Lombardia, La Rivista dei Combustibili, Vol. 60, pp.299-310 (2006).

Scelta degli scenari da analizzare:
Ampliamento della RTR

Per l'opzione ***Ampliamento RTR nei «Comuni Allacciati» ed estensione ai «Comuni Allacciabili»***, si considera un ampliamento di rete pari a:

- ✓ incremento delle utenze pari al 50% dei consumi attuali di Bovezzo e Concesio;
- ✓ incremento delle utenze pari al 25% dei consumi attuali dei Comuni Allacciabili.

Domanda termica complessiva dell'Agglomerato (anno 2016)	Scenari 0,A,B,C GWh/anno		Scenari 0+,A+,B+,C+ GWh/anno	
	RTR	nonRTR	RTR	nonRTR
Comuni Allacciati	1020	527	1078	469
Comuni Allacciabili	0	256	64	192
Comuni Non Allacciabili	0	627	0	627
Totale domanda termica	1020	1410	1142	1288

Scelta degli scenari da analizzare:
Recupero calore industriale

Nell'attuale configurazione la RTR è già allacciata alla **Ori Martin** per il recupero di circa 7 MW_t di calore, quando disponibile dal processo industriale (nel 2016 sono stati recuperati 15 GWh ma il potenziale disponibile è intorno a 30 GWh/anno).

Uno studio molto preliminare, ha individuato alcune altre realtà industriali potenzialmente allacciabili nei comuni limitrofi, anche se con minori potenzialità termiche.

Nel presente studio si è deciso di prendere in considerazione un raddoppio della potenza recuperabile da Ori Martin rispetto al 2016 e l'allacciamento di un'ulteriore acciaieria di pari potenzialità di recupero sulla base di un esistente studio di fattibilità.

La potenzialità assunta è pertanto di un totale di 14 MW_t disponibili da 15 Ottobre al 15 Aprile.

Scelta degli scenari da analizzare:
Integrazione con Solare Termico

Nello studio, per motivi di semplificazione, non si prende in considerazione l'opzione del ***Solare Termico distribuito presso gli utenti della RTR***, poiché per tale soluzione non esiste uno studio di fattibilità relativo alle modalità di scambio termico bidirezionela fra RTR e utenze.

Tuttavia si ipotizza un ampio dimensionamento dell'opzione ***Solare Termico centralizzato***, pari a

- ✓ un ettaro di superfice utile dei pannelli riceventi.

Scelta degli scenari da analizzare:
Estensione della RTR alla Val Trompia

Lo studio ***non*** prende in considerazione l'opzione dell'***Estensione della RTR alla Val Trompia*** in quanto – ancorché auspicabile per i motivi già sottolineati – l'intervento richiederebbe un ripensamento strutturale della RTR, una dorsale di 11 km dalla Centrale Nord fino a Sarezzo che si sdoppi in altri 8 km fino a Gardone e 6 km fino a Lumezzane, oltre ad uno studio di fattibilità che tenga conto dei disaccoppiamenti idraulici dalla RTR esistente necessari a superare i dislivelli imposti dalla situazione orografica.

Scelta degli scenari da analizzare:
Abbassamento della temperature della RTR

Lo studio ***non*** prende in considerazione l'opzione di abbassamento delle temperature di mandata e ritorno poiché non esiste uno studio di fattibilità di tale opzione, che tuttavia rientra nelle linee di innovazione che sono al momento oggetto di numerosi studi da parte della comunità scientifica internazionale.* Temperature più basse renderebbero il recupero termico cogenerativo più efficiente e sarebbero già possibili, ad esempio, in sottoreti asservite a quartieri moderni con riscaldamento a pavimento, ma l'individuazione dell'investimento infrastrutturale più adeguato richiede uno studio di fattibilità di ampio respiro.

*Fra gli studi in corso su questo tema, si cita il progetto "TEMPerature Optimisation for Low Temperature District Heating across Europe" a cui partecipa anche A2A Calore e Servizi, http://cordis.europa.eu/project/rcn/212364_en.html

Scenari Futuri presi in considerazione: Orizzonte Temporale 2017-2035

	Scenario base	Scenari futuri con attuale RTR				Scenari futuri con RTR ampliata			
	RIF	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
Accumuli termici aggiuntivi		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Mix innovazioni			✓	✓	✓		✓	✓	✓
Chiusura terza linea TU				✓				✓	
Chiusura GR3 Lamarmora					✓				✓
Ampliamento RTR						✓	✓	✓	✓

Lo **scenario "RIF"** viene scelto come **base di confronto** per presentare i risultati del modello ottenuti per gli altri scenari.

NOTA:

Lo scenario "0" comprende gli accumuli termici in costruzione e il recupero di calore da fonti industriali pari al valore nominale di 30 GWh.

Lo scenario "RIF" non comprende gli accumuli termici (attualmente in costruzione) e il recupero di calore da fonti industriali è limitato a 15 GWh, come in effetti è avvenuto nel 2016.

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche ed evoluzioni del sistema
- Scelta dei sei scenari da analizzare
- **Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari**
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

Modello ingegneristico per simulare e valutare gli scenari (1/4)

- Si tratta di un modello di ottimizzazione in grado di individuare, **fissata una data configurazione impiantistica** (scenario) e un insieme di **vincoli tecnici operativi**, la migliore strategia di gestione (**massimo Margine Operativo Lordo Parziale**, vedi definizione qui sotto) che costituisce la naturale scelta operativa per il gestore del sistema integrato di produzione di energia elettrica, energia termica e trattamento dei rifiuti.
- Il cuore del modello consiste nel calcolo della **strategia di gestione ottimale**, ovvero la decisione **ora per ora** di quali unità dell'impianto accendere o spegnere, a quale carico farle operare, compresa la gestione dei serbatoi di accumulo termico.
- Per **Margine Operativo Lordo Parziale** (nel seguito indicato **MOLP**) si intende il flusso di cassa variabile generato dall'erogazione dei tre servizi offerti dal Sistema Energetico Bresciano, ovvero la seguente somma algebrica:
  - + **ricavi da conferimento rifiuti**
  - + **ricavi da vendita elettricità**
  - — **costi dei combustibili consumati**

Modello ingegneristico per simulare e valutare gli scenari (2/4)

- **MOLP è la quota del flusso di cassa che dipende dalle condizioni operative del sistema**. Il flusso di cassa totale è la somma (algebrica) di MOLP e di una serie di altre componenti quali costo del personale, costi fissi di manutenzione, costi approvvigionamento materiali, oneri finanziari, etc. in prima approssimazione, **tali altre componenti non dipendono tuttavia dalle condizioni operative del sistema**. Per esempio, il costo del personale non varia con la potenza erogata dal TU o da GR3 Lamarmora, né con il quantitativo di rifiuti trattato.
- Per ogni ora di funzionamento, **il modello di calcolo ricerca la condizione operativa che rende massimo il MOLP.**
- **MOLP NON include il ricavo da vendita di calore e di gas naturale per riscaldamento civile, poiché il soddisfacimento della domanda di calore è obbligato e costante nel modello**. Di conseguenza, al pari delle componenti citate sopra, il ricavo da vendita di calore e di gas naturale non contribuisce alla variabilità di MOLP, neppure nel confronto fra scenari senza e con ampliamento della RTR poiché si assume che il costo del calore per gli utenti RTR sia equivalente a quello per gli utenti nonRTR con caldaie a gas naturale.

Modello ingegneristico per simulare e valutare gli scenari (3/4)

- Il vincolo base dell'ottimizzazione è il **soddisfacimento della domanda di energia termica e temperatura di mandata RTR** imposta ora per ora per i 12 giorni considerati rappresentativi dei vari periodi dell'anno (vedi oltre).
- **I vincoli tecnici operativi** di ciascun impianto sono imposti sotto forma di parametri e mappe sintetiche di funzionamento con cui il modello caratterizza ciascuna unità impiantistica del sistema energetico.
- L'ottimizzazione tiene conto del fatto che il valore dell'elettricità varia di ora in ora. A prescindere dai complessi meccanismi del mercato elettrico, la cui considerazione sarebbe molto oltre l'ambito di questo studio, si assume che per ogni ora il valore dell'elettricità sia pari al **Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica**.
- Individuata la strategia di gestione ottimale **il modello calcola, ora per ora, l'energia elettrica che deve essere importata dalla rete per soddisfare la domanda** Elettrica dell'Agglomerato di comuni.
- Il modello calcola infine l'**impatto economico** (MOLP), **energetico** (consumo energia primaria fossile) ed **ambientale** (emissioni CO_2 fossile) del sistema.

Modello ingegneristico per simulare e valutare gli scenari (4/4)

- Il modello **NON considera i costi di investimento** – **né i tempi** necessari per la realizzazione degli impianti.
- Le condizioni operative ottime qui individuate per ciascun scenario rappresentano quindi **la situazione "teoricamente" realizzabile nel caso in cui siano disponibili sufficienti capitali** per realizzare gli impianti.
- **La compiuta valutazione tecnico-economica richiederebbe**:
  - stima dei **costi e** dei **tempi di investimento;**
  - per gli impianti da dismettere, **impatto sullo stato patrimoniale** del soggetto che ha in carico gli impianti.
- A sua volta, la valutazione dei costi e dei tempi di investimento richiede configurazione e dimensionamento di massima degli impianti, nonché definizione delle modalità di realizzazione.
- Queste valutazioni sono molto oltre l'ambito del presente studio

Impostazioni necessarie al modello

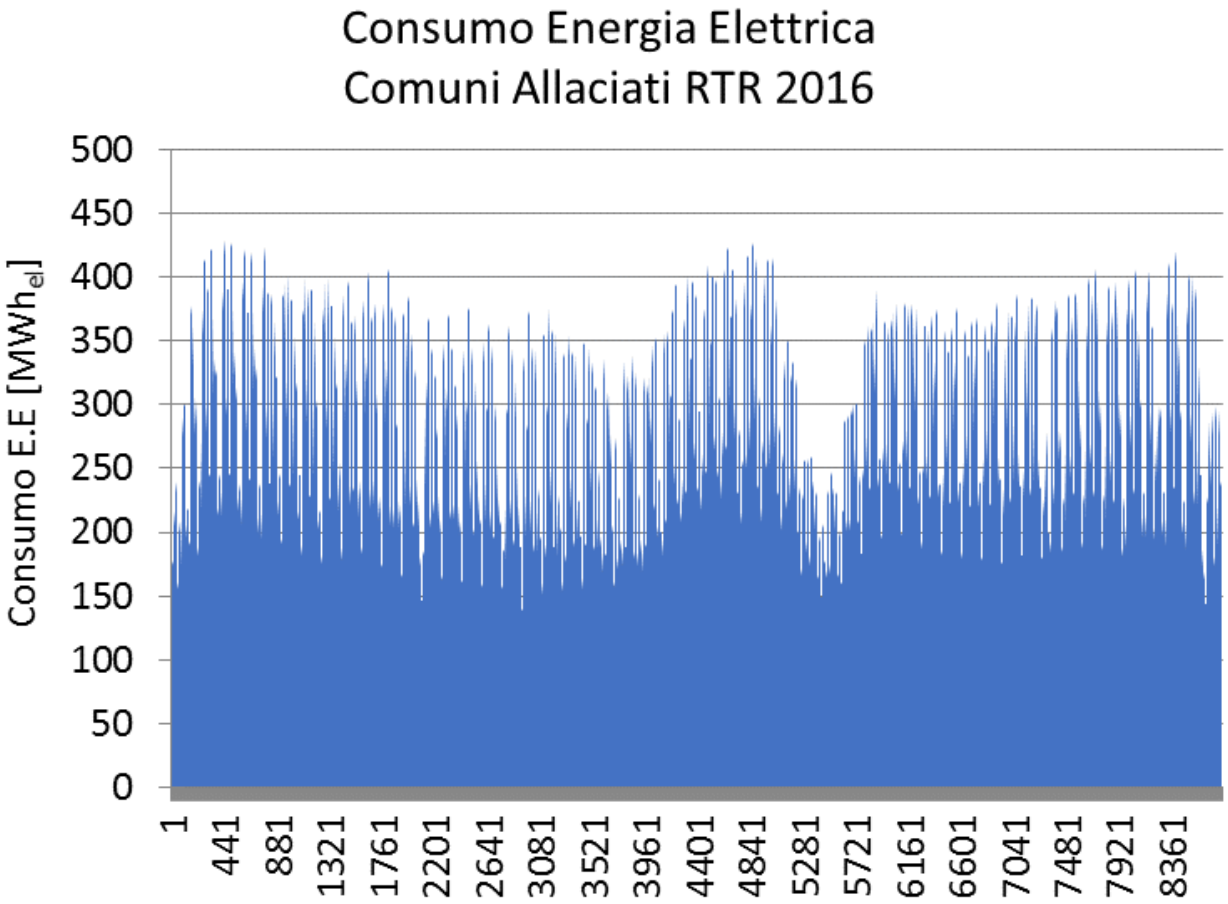
1. Stima del Carico Elettrico per i Comuni Allacciati alla RTR
2. Carico Termico e regolazione di temperatura mandata
3. Suddivisione dell'anno in «Giorni Tipo»
4. Ipotesi Economiche per il Calcolo della funzione Obiettivo
5. Caratterizzazione[1] degli impianti attualmente disponibili:
   - Termoutilizzatore
   - Centrale di via Lamarmora
   - Recupero di calore industriale: Ori Martin
   - Caldaie semplici di Lamarmora e di centrale Nord
   - Serbatoi di accumulo termico esistenti
6. Caratterizzazione[1] future alternative impiantistiche:
   - Nuovi serbatoi di accumulo termico
   - Recupero di calore industriale: altra acciaieria
   - Pompa di Calore per condensazione fumi TU
   - Pompe di Calore per recupero da acque reflue depuratore di Verziano, depuratore di Concesio e barriera idraulica Caffaro
   - Solare Termico

[1]Per Caratterizzazione degli impianti si intende anche il calcolo dei Coefficienti di linearizzazione delle prestazioni delle unità di conversione dell'energia considerate.

Stima Carico Elettrico orario

Per stimare il profilo orario di consumo di E.E. dei comuni di Brescia, Bovezzo e Concesio abbiamo preso come riferimento **il totale dei volumi acquistati ora per ora nel Nord Italia nel 2016** (fonte: GME).

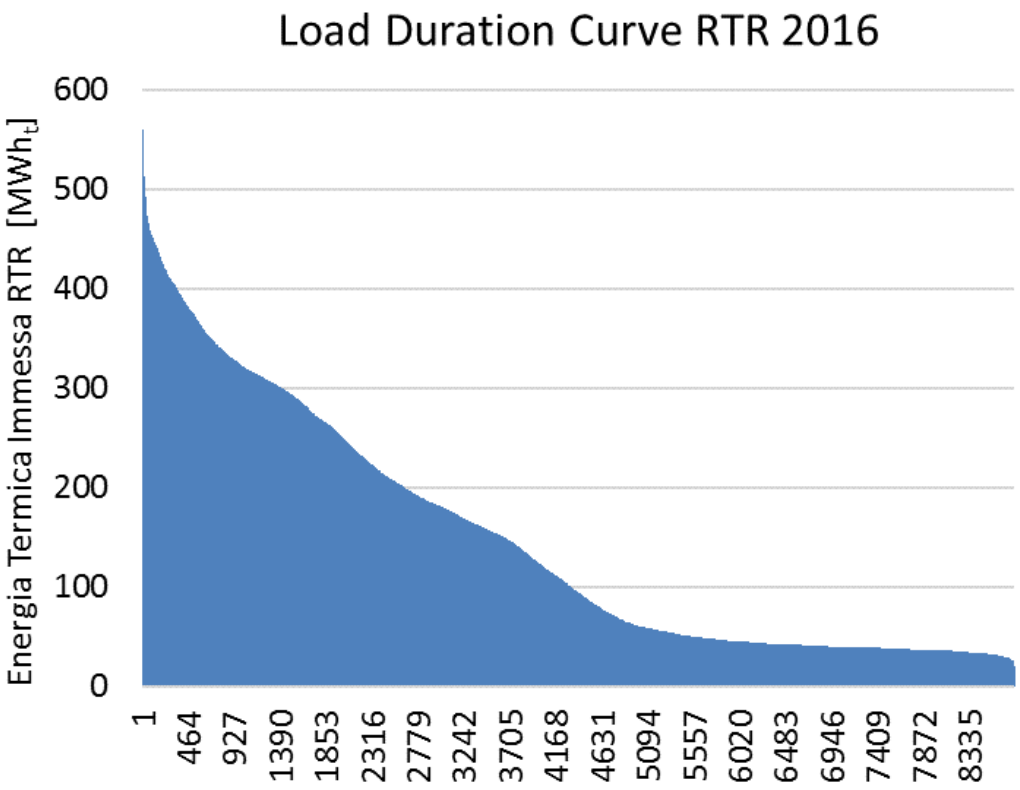
I consumi totali riportati per il caso studio (Brescia, Bovezzo e Concesio: comuni allacciati alla RTR) sono stati «spalmati» nelle ore dell'anno sulla base del profilo calcolato come sopra specificato.



Stima Carico Termico orario e temperatura di mandata

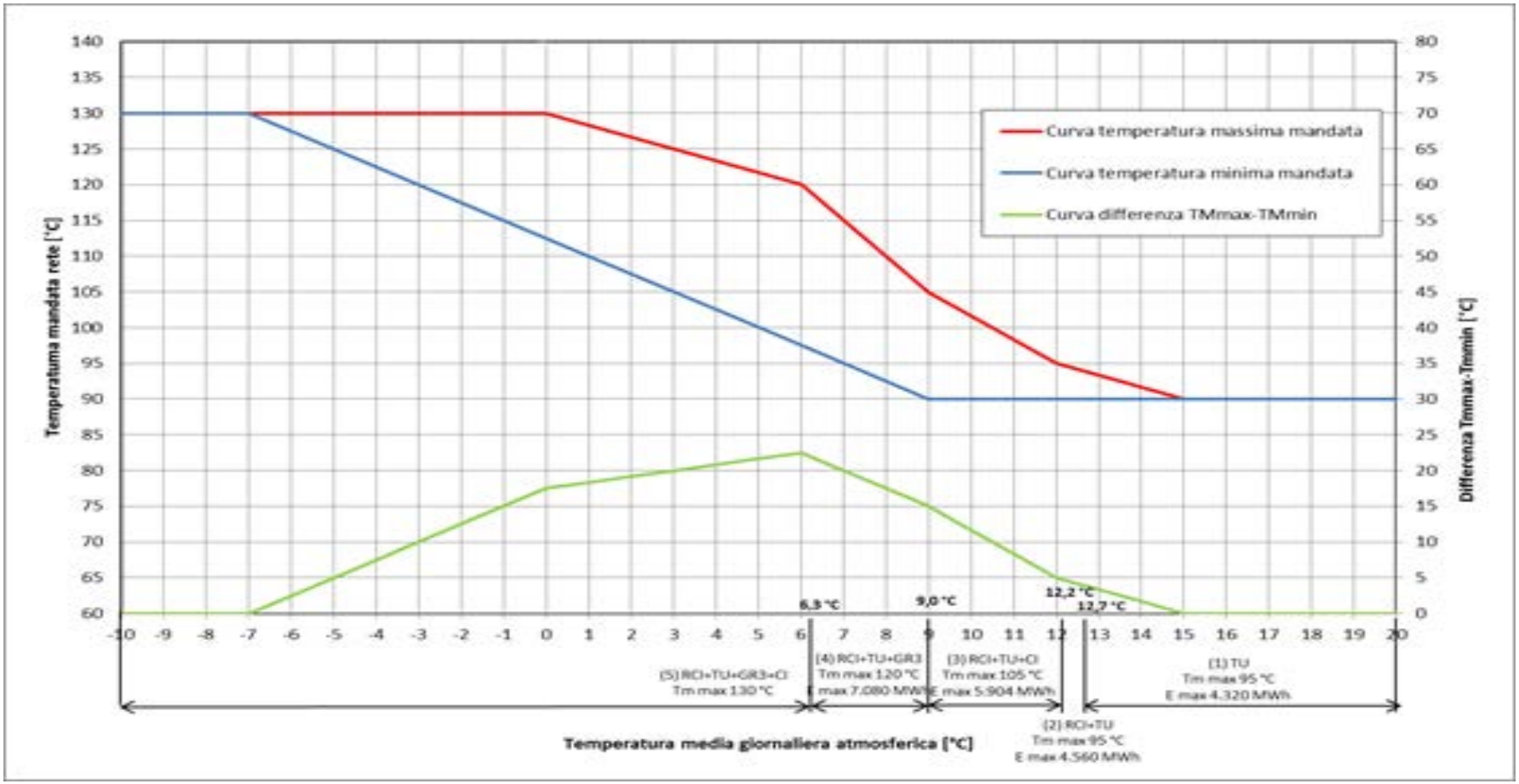
Al fine di dimensionare e valutare le soluzioni tecnologiche proposte è necessario conoscere:

- **Energia termica oraria immessa in rete**: fornito da A2A (ulteriori considerazioni slide seguente).
- **T mandata alla RTR**: varia a seconda dell'ora del giorno e della temperatura media giornaliera, oscillando, nell'arco dell'anno, tra i 130°C di una tipica notte invernale e i 90°C del periodo estivo.
- **T ritorno dalla RTR**: costante a 60 °C.



Regolazione della Temperatura di mandata

La temperatura di mandata è funzione della temperatura media giornaliera e dell'ora del giorno: la ***Temperatura di mandata massima*** corrisponde alla Temperatura di mandata **tra le 23:00 e le 5:00**, la ***Temperatura di mandata minima*** corrisponde alla Temperatura di mandata durante il resto della giornata.



Temperatura di mandata diurna e notturna

Con riferimento all'andamento della temperatura di mandata in funzione della temperatura media giornaliera e dell'ora del giorno è stato possibile ricostruire gli andamenti della Temperatura di mandata diurna e della Temperatura di mandata notturna per ogni giorno del 2016.

E' importante sottolineare che **l'installazione di ulteriori 9000 m^3 di accumuli termici consentirà** di modificare la gestione della Temperatura di mandata, evitando di usare la rete stessa come accumulo durante le ore notturne e permettendo **di operare a tutte le ore del giorno con la Temperatura di mandata minima**. La Temperatura di mandata diventerà quindi solo funzione della Temperatura esterna e non dell'ora del giorno.

Clusterizzazione in 12 «Giorni Tipo»

Come accennato nelle precedenti slide il modello ottimizza la gestione del sistema, ovvero massimizza il Cash Flow energetico, ora per ora per tutti i 12 «Giorni Tipo» selezionati.

La selezione dei 12 Giorni Tipo è avvenuta tramite l'algoritmo di Clusterizzazione ***"k-medoids"***. Tale algoritmo suddivide i giorni dell'anno in k cluster (gruppi), nel nostro caso k = 12, sulla base di determinate proprietà (e.g. il profilo orario di domanda termica) e per ciascun cluster individua un "Giorno Tipo", ossia il giorno che meglio lo rappresenta.

Le proprietà considerate per la Clusterizzazione del 2016 sono:

1. profilo orario di domanda elettrica del 2016 (area RTR);
2. profilo orario di domanda termica del 2016 (area RTR);
3. prezzo orario di vendita dell'energia elettrica (PUN 2016);
4. stato di operatività/manutenzione delle linee del TU (circa 40 gg/anno per linea);
5. profilo orario di temperatura ambiente di Brescia del 2016 (dati Arpa);
6. profilo orario di irraggiamento solare di Brescia del 2016 (dati Arpa);
7. disponibilità del calore di recupero dall'acciaieria Ori Martin.

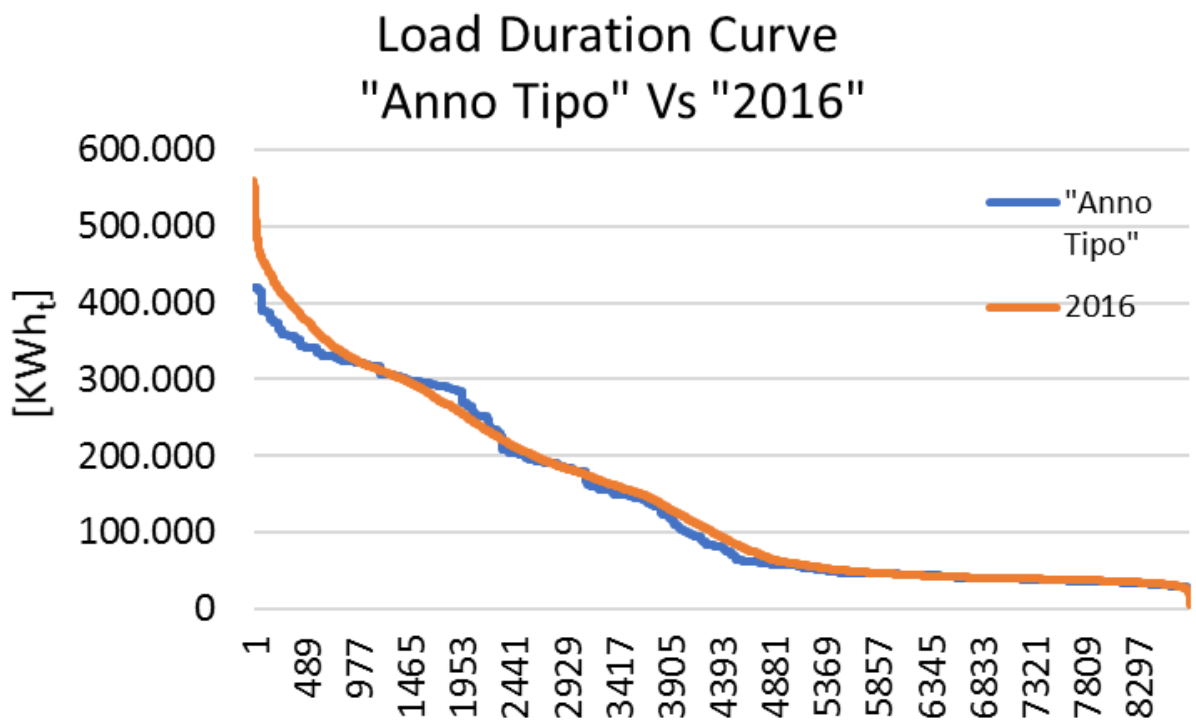
In questo modo ciascun Giorno Tipo rappresenta una specifica porzione dell'anno (e sarà quindi caratterizzato da una frequenza di accadimento) e l'insieme dei 12 Giorni Tipo permette di ricostruire un ***«Anno Tipo».***

Energia Termica in rete:
2016 vs «Anno Tipo»

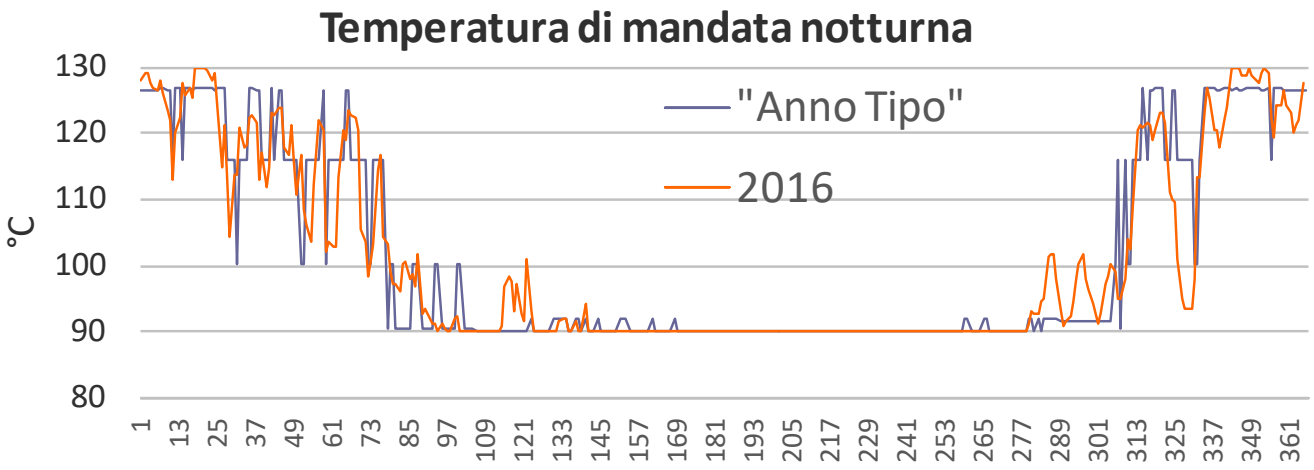
Per valutare la rappresentatività dell'**«Anno Tipo»** costruito seguendo la metodologia precedentemente descritta (e quindi dei 12 Giorni Tipo usati come input per il modello di ottimizzazione) esso è stato confrontato con i dati raccolti nel 2016, per quanto concerne i profili di calore immesso nella rete di teleriscaldamento e della temperatura di mandata.

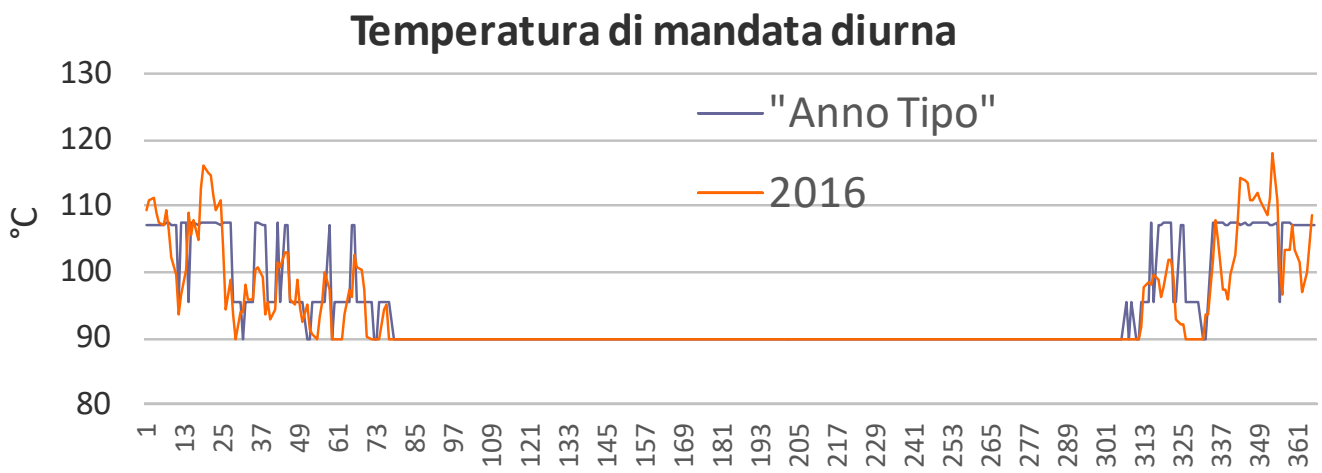
- Energia Termica immessa in rete nel 2016 (dati A2A): **1284,9 GWh/anno**
- Energia Termica immessa in rete nell' «Anno Tipo»: **1236,63 GWh/anno**

La differenza è minore del 4%.



Temperature di mandata notturna e diurna: 2016 vs «Anno Tipo»





Ipotesi Economiche

- Prezzi del combustibile:
  - Carbone: 130 €/ton
  - Gas Naturale: 0.375 €/Sm^3
- Prezzo di vendita energia elettrica: PUN 2016
- Tariffe assunte per il trattamento dei rifiuti (coerenti con la tariffa media di 90 €/ton per il 2016)*
  - 76 €/ton rifiuti urbani
  - 90 €/ton rifiuti speciali da regione
  - 110 €/ton rifiuti speciali da fuori regione*

*vedere nota più avanti circa l'effetto sui risultati per i diversi scenari delle tariffe assunte per il conferimento rifiuti.

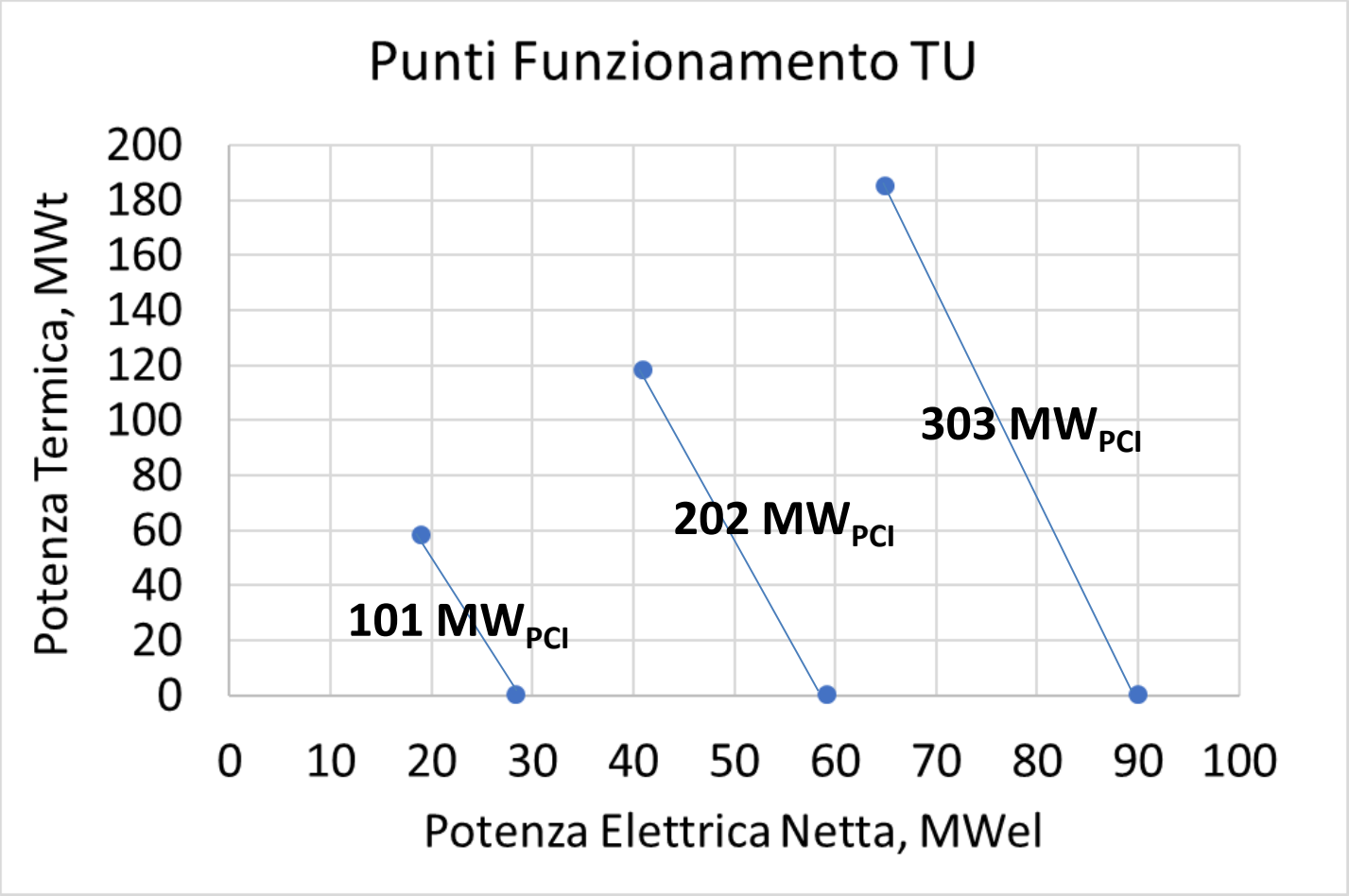
2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- **Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari**
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - **mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto**
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

TU: Assunzioni per il modello

Caratteristiche	Limite
Numero Linee	3
Potenza Termica per linea	101 MW_{PCI}
Massimo Output Termico	185 MW_t
Massimo Output Elettrico	90 MW_{el}
Massima Temperatura di uscita (lato acqua TLR) dal TU	100 °C
Giorni di fermata per linea per manutenzione	in media 40

TU: mappa di funzionamento $T_{mandata}$=100°C



Sulla mappa sono indicate le potenze termiche di input prodotte dalla combustione dei rifiuti. Ad esempio, per un input di 303 MW il funzionamento del TU può essere regolato dall'assetto "solo elettrico" che produce 90 MWel, all'assetto "pienamente cogenerativo" che produce 65 MWel e 185 MWt.

Centrale GR3 Lamarmora: Caratteristiche

La centrale cogenerativa di via Lamarmora consta al 2016 di:

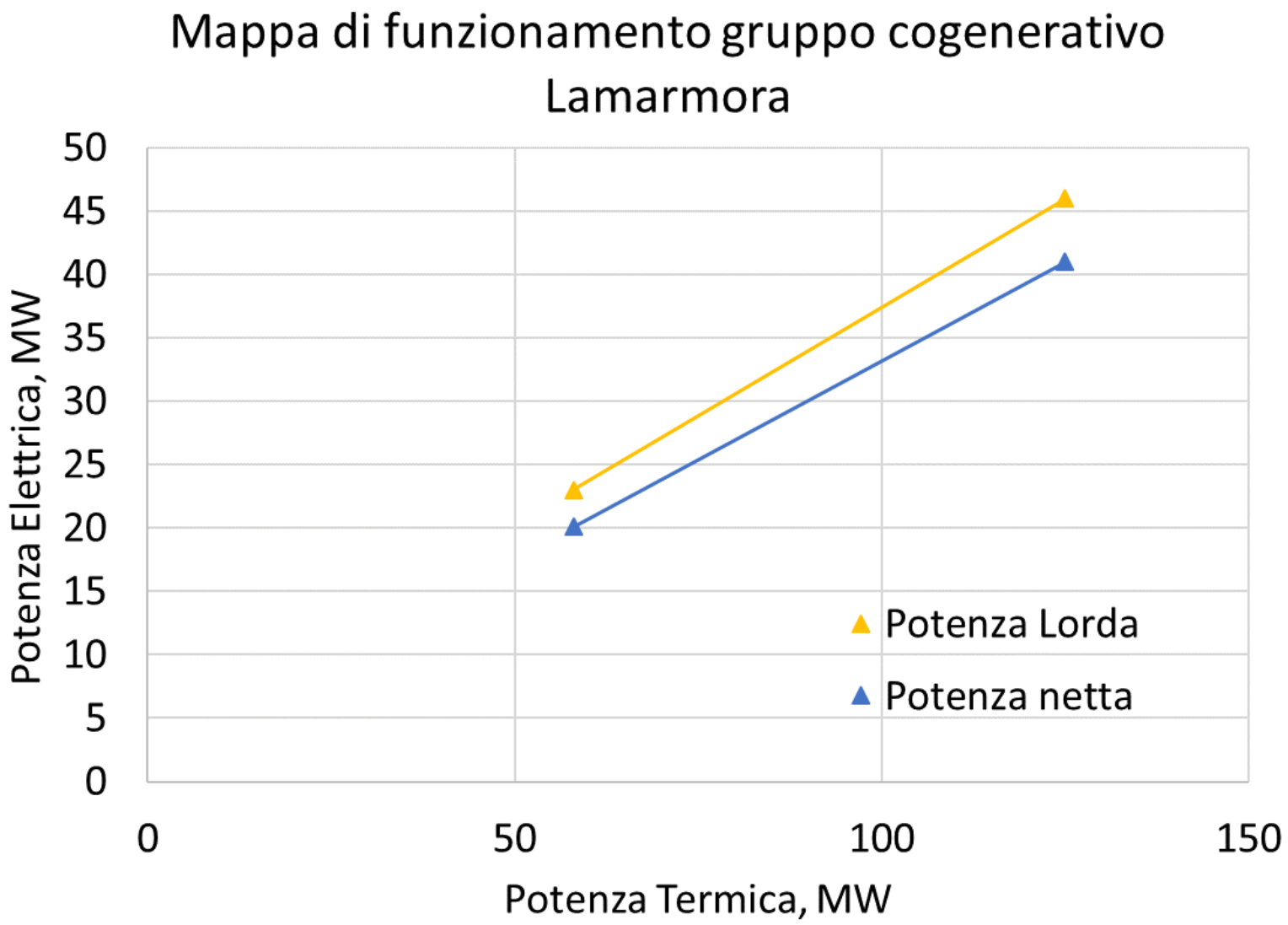
- un'unica caldaia alimentabile a carbone e/o metano con turbina a vapore in contropressione ("**GR3**").
- tre Caldaie a metano ad alta efficienza da 85 MWt ciascuna
- due Accumuli termici da 1000 m^3 ciascuno con ΔT di 60°C da (60°C a 120°C).

Modifiche previste per gli scenari futuri:

- ulteriore Accumulo termico da 5000 m^3 con ΔT di 40°C da (60°C a 100°C).

Caratteristiche	Valore
Massima portata elaborabile dalla C. Lamarmora	8000 t/h
Massima Temperatura di uscita (lato acqua RTR) dal GR3	120 °C
Massimo Output Termico/Elettrico Lordo «GR3»	130 MWt/45 MWel
Minimo Output Termico/Elettrico Lordo «GR3»	65 MWt/20 MWel
Autoconsumi E.E.	12%

«GR3» Lamarmora: Mappa di funzionamento



Recupero Calore Industriale: Ori Martin

L'unità di scambio termico tra Ori Martin e la RTR è costituito da due condensatori di vapore in parallelo: il vapore trasferisce, condensandosi, la propria energia all'acqua della RTR.

Caratteristiche	Limite
Massima potenza Termica recuperabile	7 MWt
Disponibilità	15 Ott-15 Aprile
Temperatura vapore ingresso al condensatore	204,5 °C
Temperatura condensato in uscita	204,5 °C
Temperatura dell'acqua surriscaldata (lato RTR)	Da 95 °C a 120 °C
Portata elaborabile (lato RTR)	Non vincolante

Recupero Calore Industriale: Altra acciaieria (1/2)

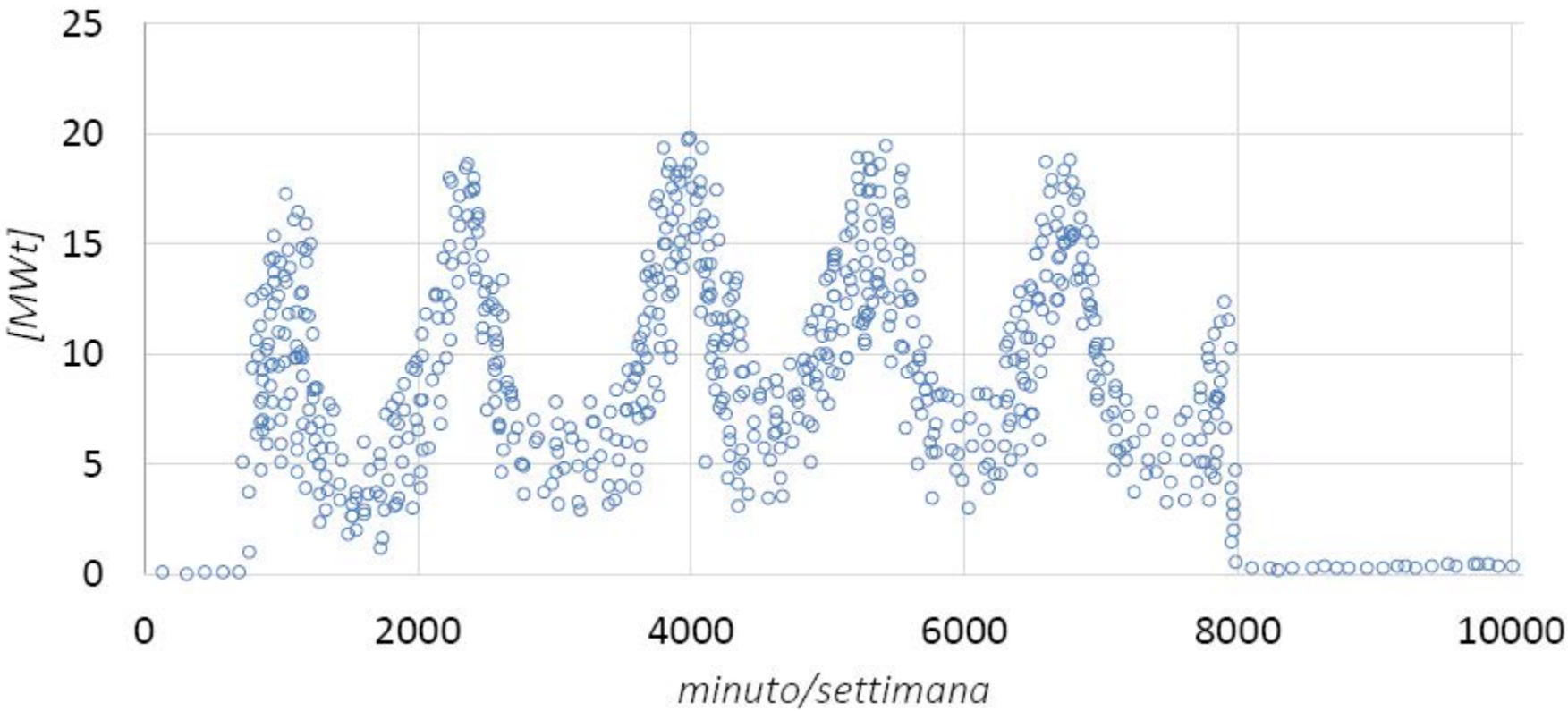
Caratteristiche	Limite
Massima potenza termica Recuperabile	7 MWt
Temperatura massima di uscita (lato RTR)	Non Vincolata
Disponibilità	Funzione del ciclo Produttivo
Portata elaborabile	Non vincolata

Ipotesi:

- Per la definizione della massima potenza termica recuperabile ci si è basati su un'ipotesi secondo cui la potenza recuperabile è di circa 7 MW (vedi lucido successivo).
- Per la temperatura massima raggiungibile si suppone che, come per il caso Ori Martin, non sia vincolata.

Recupero Calore Industriale: Altra acciaieria (2/2)

Ciclicità tipica del ciclo produttivo del forno fusorio



Nell'ottica di considerare recuperabile tutto il calore prodotto si ipotizza l'installazione di **accumuli termic**i che consentano una potenza costante pari al valor medio prodotto nel ciclo settimanale, che risulta di circa 7 MW termici.

Centrale Nord

La Centrale Nord è costituita *da **caldaie semplici a metano***, poste in parallelo alla Centrale Lamarmora e al recupero industriale. Nel modello sono state considerate solamente le due caldaie da 30 MWt ciascuna che vengono effettivamente utilizzate.

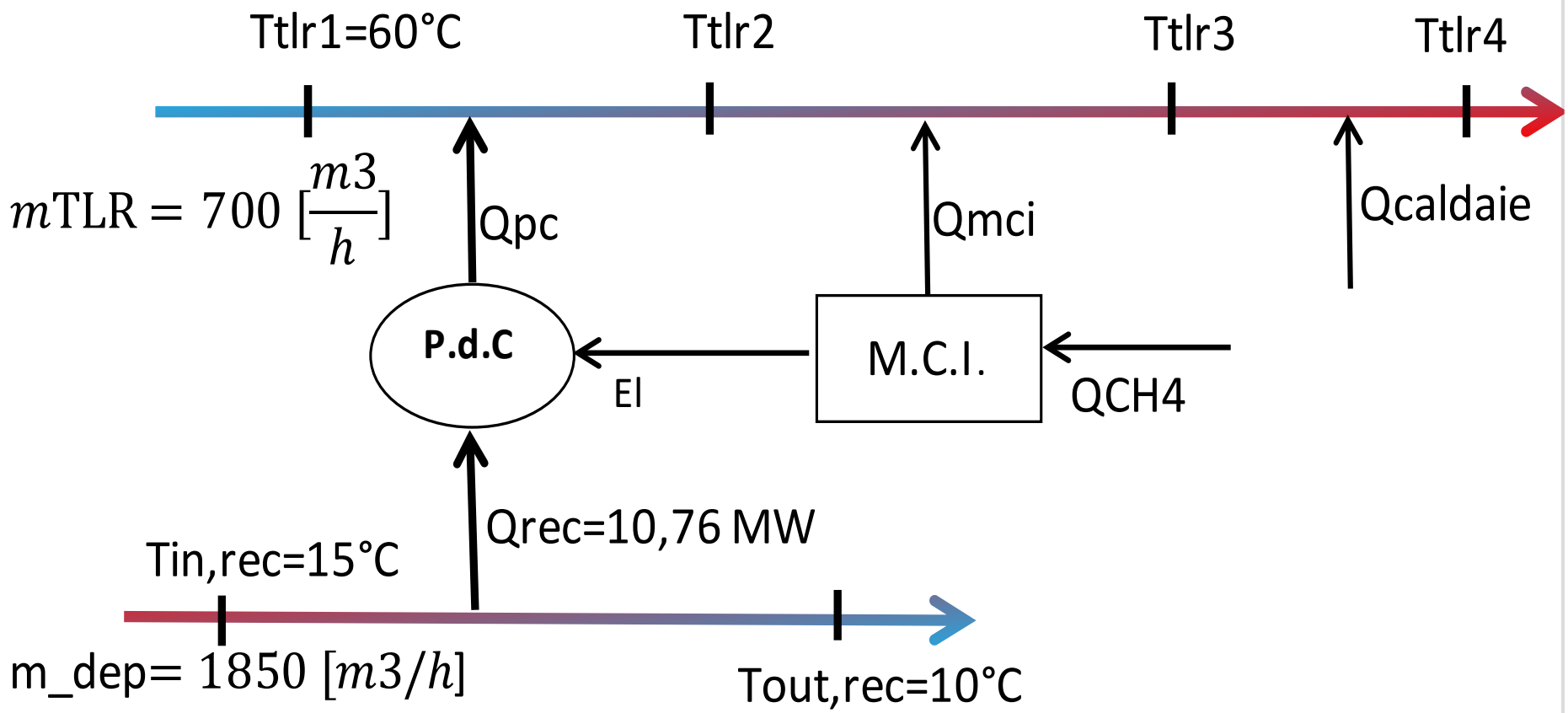
Modifiche previste per gli scenari futuri:

- due nuovi Accumuli atmosferici da 2000 m^3 con ΔT di 40°C da (60°C a 100°C).

Caratteristiche	Limite
Massima potenza Termica Caldaie	60 MWt
Disponibilità	Non Vincolante
Temperatura massima in uscita (lato RTR)	Non Vincolante
Portata elaborabile (lato RTR)	Non vincolante

Si suppone che per le caldaie operanti nella centrale Nord, la portata elaborabile e il salto di temperatura tra ritorno e andata non siano vincolanti.

Pompa di Calore al Depuratore di Verziano + Motore a Combustione Interna (1/3)



Schema di riferimento per il dimensionamento. La pompa di calore produce un primo riscaldamento. La potenza elettrica necessaria alla pompa di calore è prodotta da un motore a combustione interna il cui calore residuo è utilizzato per produrre un secondo riscaldamento. Nel “dimensionamento 1” è previsto un terzo riscaldamento prodotto da una caldaia semplice per raggiungere la temperatura mandata RTR.

Pompa di Calore al Depuratore di Verziano + Motore a Combustione Interna (2/3)

Caratteristiche della fonte del recupero termico	Valore
Portata acqua del depuratore	1850 m^3/h
Temperatura in ingresso	15°C
Temperatura in uscita	10°C
Calore recuperabile	10,76 MWt
Disponibilità	24/24 h

Tenendo conto del calore recuperabile dalla sorgente fredda, si presentano due dei possibili dimensionamenti del sistema P.d.C + M.C.I.:

- **Dimensionamento «1»** (fonte A2A): nell'ottica di separare una parte di rete e farla operare con temperature di mandata più basse di quelle attuali.
- **Dimensionamento «2»**: nell'ottica di operare con le attuali temperature di rete.

Pompa di Calore al Depuratore di Verziano + Motore a Combustione Interna (3/3)

	«Dimensionamento 1»	«Dimensionamento 2»
Qrec: calore recuperato	10,75 [MWt]	10,75 MW
Portata TLR	700 [m^3/h]	650 [m^3/h]
Qpc: calore P. d. C	16,0 [MWt]	16,25 [MWt]
El: Energia Elettrica	5,3 [MWe]	5,5 [MWe]
Ttlr1: T di ritorno RTR	60°C	60°C
Ttlr2: T post P.d.C	80°C	81,5°C
COP_Carnot	6	5,91
HP: COP_/COP_Carnot	**50%**	**50%**
COP_reale	**3**	**2,96**
Q m.c.i: Calore da CHP M.C.I	5,3 [MWt]	6,46[1] [MWt]
Ttlr3: T post M.C.I	**86°C**	**90,1°C**
Q caldaie	7,2 [MWt]	0 [MWt]
Ttlr4: T post caldaie	**95°C**	Tmandata rete

[1] Assumendo per l'MCI: ηel=0,4; ηth=0,47;

Pompa di Calore per condensazione fumi TU

Essendo la temperatura di ritorno dell'acqua del teleriscaldamento più alta della temperatura di rugiada del vapore contenuto nei fumi, il recupero del calore di condensazione dell'acqua richiede l'istallazione di una pompa di calore.

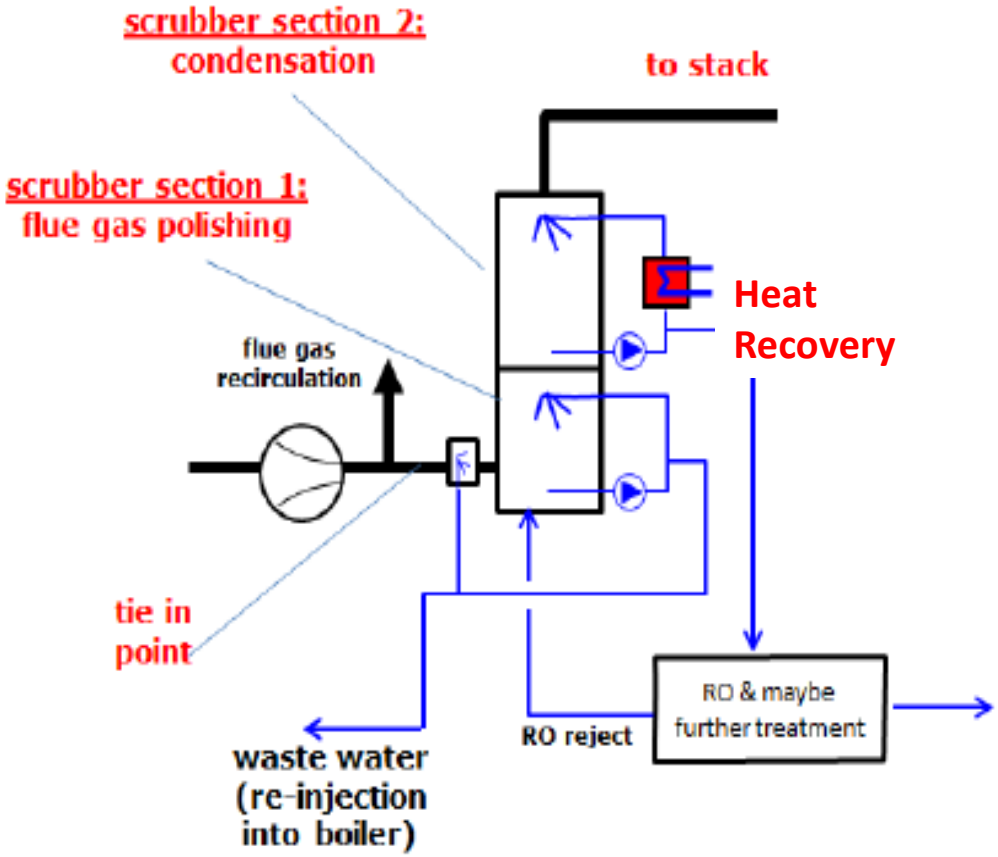
Per la caratterizzazione della P.d.C. ci riferiamo alla soluzione impiantistica (schema nel lucido successivo) proposta dallo studio Ramboll «PRE-FEASIBILITY STUDY FLUE GAS CONDENSATION BRESCIA WTE PLANT». Con questa soluzione la potenza termica cedibile dal TU alla RTR aumenterebbe di oltre il 20%.

Caratteristiche Carico Nominali	***Valore***
Q_recuperabile	**17,5 MWt/linea**
T ingresso P.d.C.	60°C
T uscita P.d.C.	67°C
COP_reale	4,9
Hp Ramboll: COP_reale/COP_Carnot	55%
COP_ideale	8,9
Consumo Energia Elettrica	**3,57 MWel/linea**

Pompa di Calore per condensazione fumi TU

Caratteristiche Fonte del recupero termico	Valore
Portata fumi secchi per linea (11% O2, PCI medio @ 10 MJ/kg)	213 kNm3/h
Umidità relativa media	16 %
Tcamino_attuale	135°C
p_camino	994 mbar
T_cond.acida	55,5°C
T_fumi,uscita scambiatore	35°C

Schema di riferimento



I dati assunti sono presi dallo studio Ramboll «PRE-FEASIBILITY STUDY FLUE GAS CONDENSATION BRESCIA WTE PLANT». Lo studio sottolinea che i risultati ottenuti potrebbero essere il 10% più ottimistici rispetto al calore realmente recuperabile.

Solare Termico: Dimensionamento del campo

Ipotesi assunte per i pannelli solari termici centralizzati:

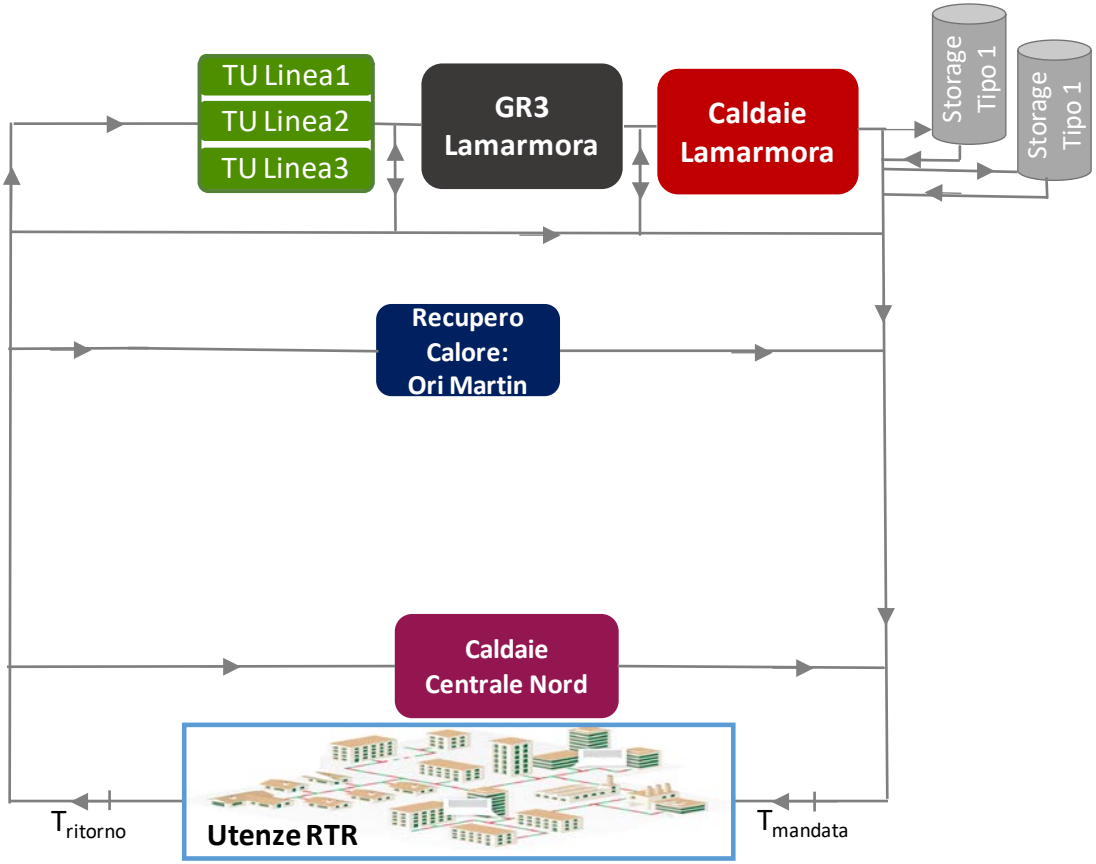
- Area utile di superficie produttiva: 10000 m^2 (un ettaro)
- Inclinazione pannelli: 30°, direzione Sud
- Efficienza: $\eta = 0.84 - 2.753\ (Tm-Ta)/G$

  (da progetto Solare Termico Varese, A2A)
- Tm = 75°C: media temperature ingresso (60°C) e uscita (90°C)
- Ta: temperatura ambiente 2016 (da dati Arpa)
- G: irraggiamento incidente sul pannello (da elaborazione Arpa)

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- **Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari**
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - **schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni**
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

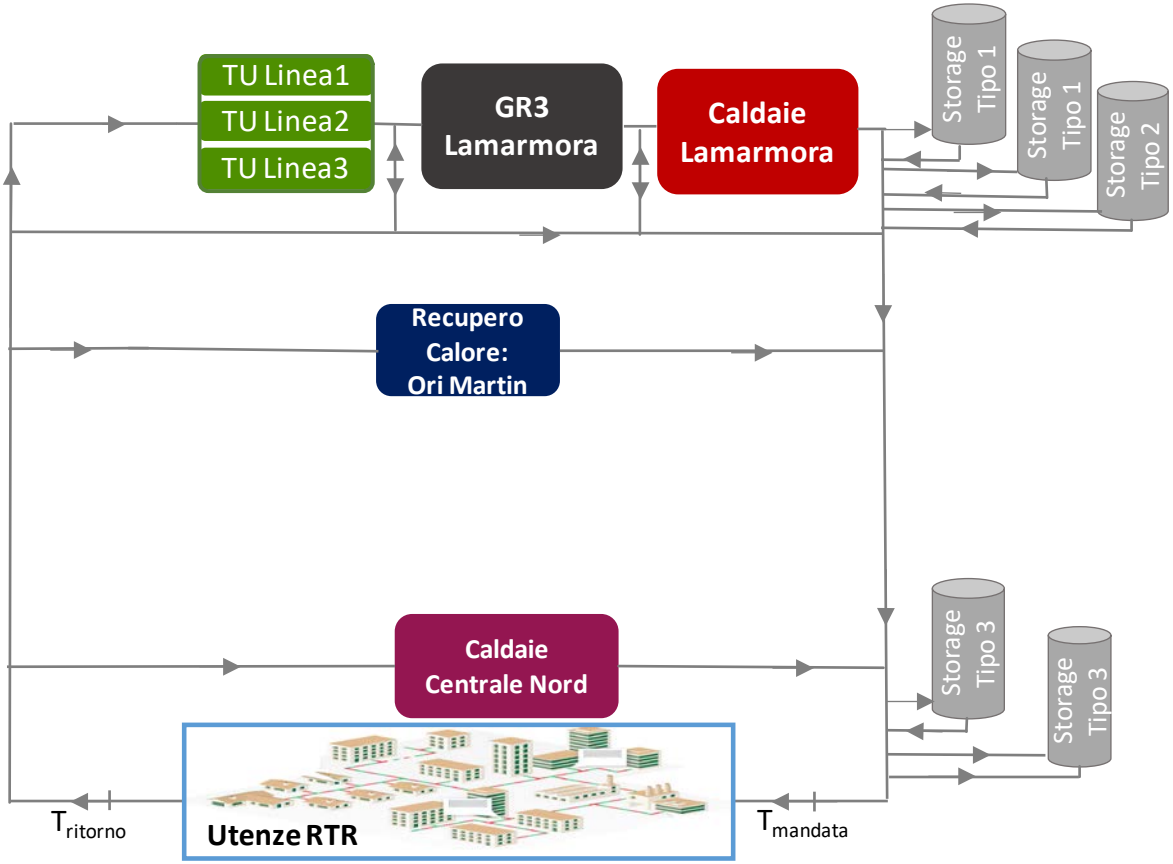
Schema e vincoli dello Scenario "RIF": impianto attuale



Impianti di Generazione	Q_{max} [MW]	Q_{min} [MW]	$T_{out,max}$ [°C]
TU_{2L}(per 122 giorni di manutenzione)	118	0	100
TU_{3L}	185	0	100
GR3	130	65	120
Caldaie Lamarmora	255	25%Q_{nom}	130
Caldaie Centrale Nord	170	25%Q_{nom}	130
Recupero Calore Ori Martin	7	0	130

Accumuli Termici	Tipologia	V [m3]	DT [°C]
Storage 1	P	1000	60-120

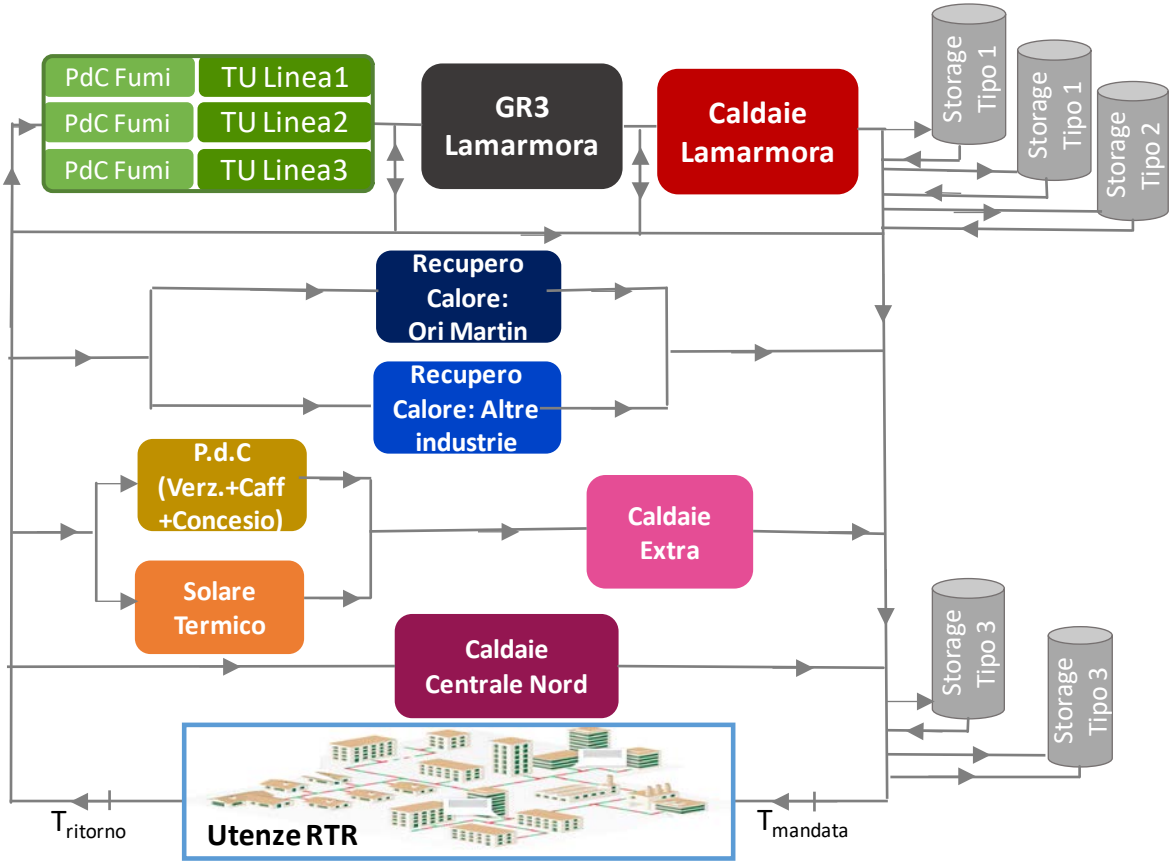
Schema e vincoli degli Scenario "0" : impianto attuale + nuovi accumuli termici



Impianti di Generazione	Q_{max} [MW]	Q_{min} [MW]	$T_{out,max}$ [°C]
TU_{2L}(per 122 giorni di manutenzione)	118	0	100
TU_{3L}	185	0	100
GR3	130	65	120
Caldaie Lamarmora	255	25%Q_{nom}	130
Caldaie Centrale Nord	170	25%Q_{nom}	130
Recupero Calore Ori Martin	7	0	130

Accumuli Termici	Tipologia	V [m3]	DT [°C]
Storage 1	P	1000	60-120
Storage 2	A	5000	60-100
Storage 3	A	2000	60-100

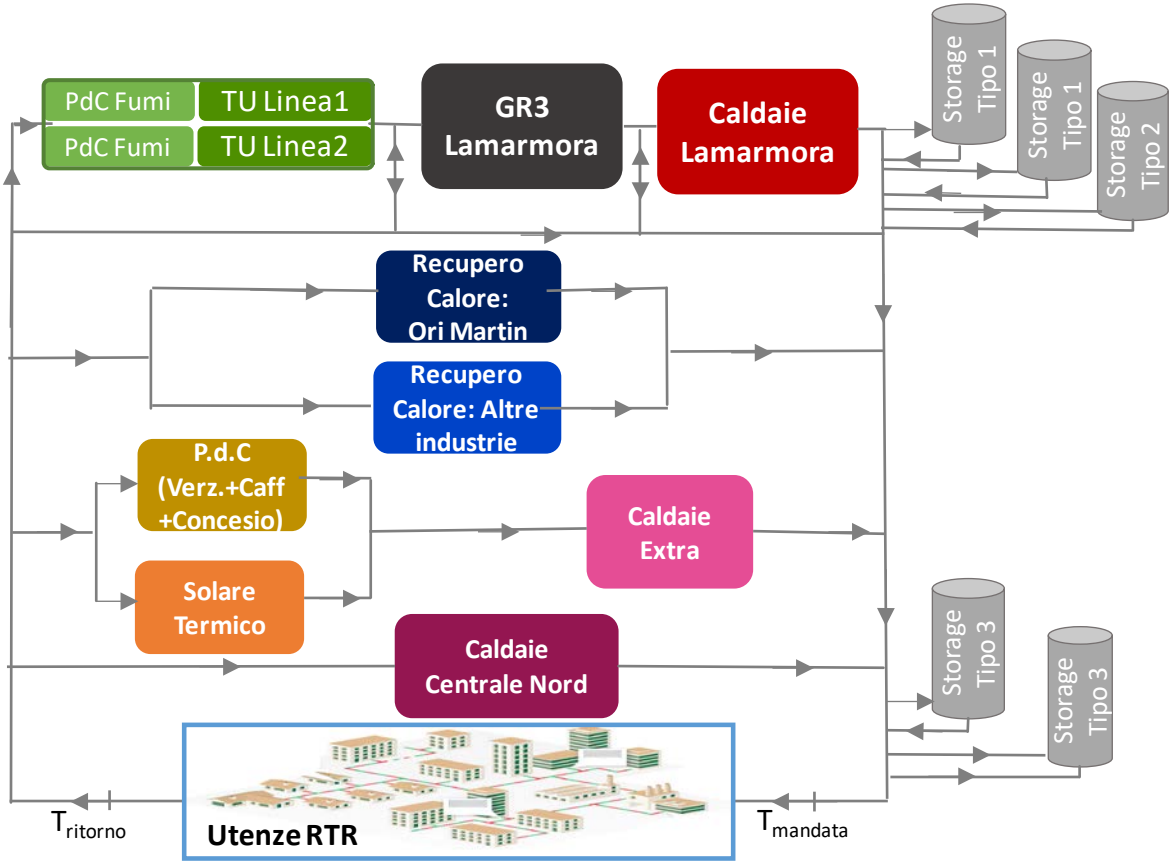
Schema e vincoli degli Scenario "A": scenario "0" + mix innovazioni



Impianti di Generazione	Q_{max} [MW]	Q_{min} [MW]	$T_{out,max}$ [°C]
TU_{2L}(per 122 giorni di manutenzione)	118	0	100
TU_{3L}	185	0	100
GR3	130	65	120
Caldaie Lamarmora	255	25%Q_{nom}	130
Caldaie Centrale Nord	170	25%Q_{nom}	130
Recupero Calore Ori Martin	7	0	130
Recupero Calore Altre Industrie	7	0	130
P.d.C. $Fumi_{2L}$	35	25%Q_{nom}	67
P.d.C $Fumi_{3L}$	52,5	25%Q_{nom}	67
P.d.C. (Ver+Conc+Caff)	22,75	5,23	90

Accumuli Termici	Tipologia	V [m3]	DT [°C]
Storage 1	P	1000	60-120
Storage 2	A	5000	60-100
Storage 3	A	2000	60-100

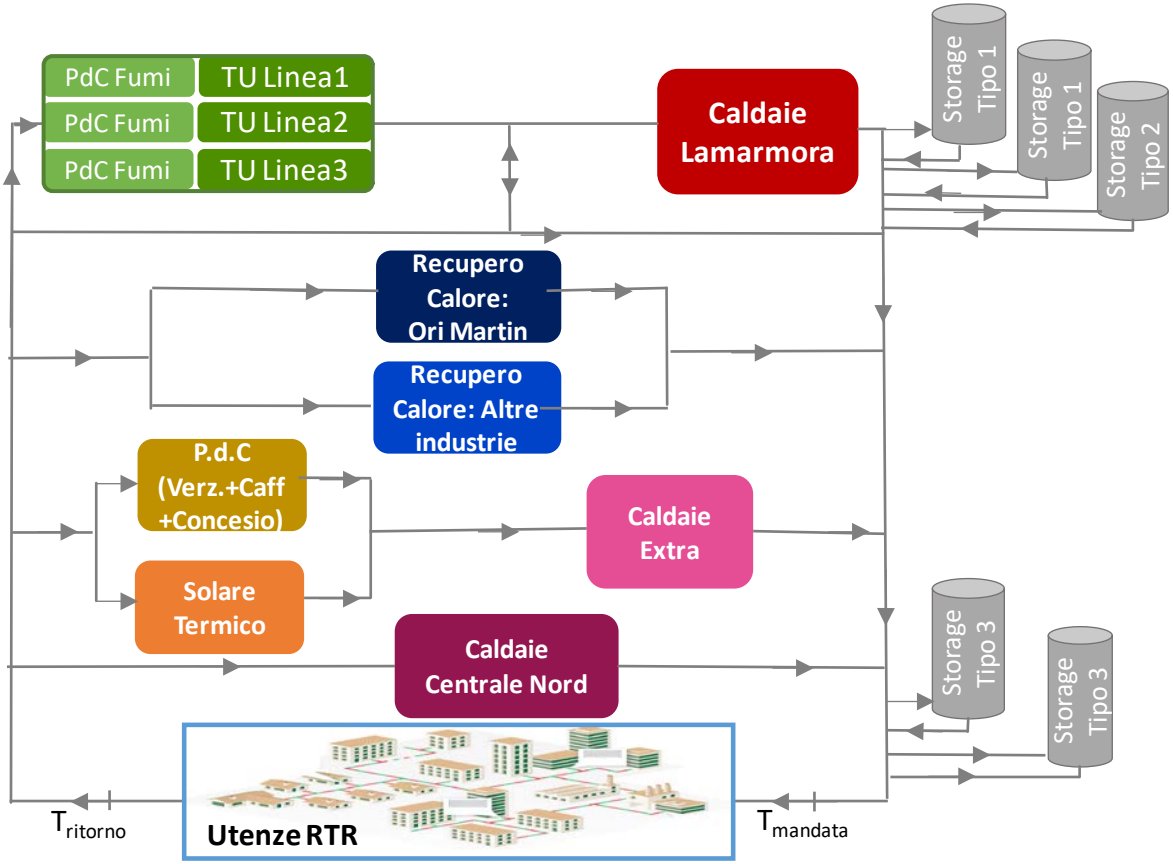
Schema e vincoli Scenario "B":
scenario "A" + chiusura terza linea TU



Impianti di Generazione	Q_{max} [MW]	Q_{min} [MW]	$T_{out,max}$ [°C]
TU_{1L}(per78 giorni di manutenzione)	58	0	100
TU_{2L}	118	0	100
GR3	130	65	120
Caldaie Lamarmora	255	25%Q_{nom}	130
Caldaie Centrale Nord	170	25%Q_{nom}	130
Recupero Calore Ori Martin	7	0	130
Recupero Calore Altre Industrie	7	0	130
P.d.C. $Fumi_{1L}$	17,5	25%Q_{nom}	67
P.d.C $Fumi_{2L}$	35	25%Q_{nom}	67
P.d.C. (Ver+Conc+Caff)	22,75	5,23	90

Accumuli Termici	Tipologia	V [m3]	DT [°C]
Storage 1	P	1000	60-120
Storage 2	A	5000	60-100
Storage 3	A	2000	60-100

Schema e vincoli Scenario "C":
scenario "A" + chiusura GR3 Lamarmora



Impianti di Generazione	Q_{max} [MW]	Q_{min} [MW]	$T_{out,max}$ [°C]
TU_{2L}(per 122 giorni di manutenzione)	118	0	100
TU_{3L}	185	0	100
Caldaie Lamarmora	255	25%Q_{nom}	130
Caldaie Centrale Nord	170	25%Q_{nom}	130
Recupero Calore Ori Martin	7	0	130
Recupero Calore Altre Industrie	7	0	130
P.d.C. $Fumi_{2L}$	35	25%Q_{nom}	67
P.d.C $Fumi_{3L}$	52,5	25%Q_{nom}	67
P.d.C. (Ver+Conc+Caff)	22,75	5,23	90

Accumuli Termici	Tipologia	V [m3]	DT [°C]
Storage 1	P	1000	60-120
Storage 2	A	5000	60-100
Storage 3	A	2000	60-100

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- **Risultati delle simulazioni per i diversi scenari**
  - **validazione modello**
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

Richiamo al quadro degli scenari presi in considerazione in questo studio

	Scenario base	Scenari futuri con attuale RTR				Scenari futuri con RTR ampliata			
	RIF	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
Accumuli termici aggiuntivi		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Mix innovazioni			✓	✓	✓		✓	✓	✓
Chiusura terza linea TU				✓				✓	
Chiusura GR3 Lamarmora					✓				✓
Ampliamento RTR						✓	✓	✓	✓

Lo **scenario "RIF"** viene scelto come **base di confronto** per presentare i risultati del modello ottenuti per gli altri scenari.

NOTA:

Lo scenario "0" comprende gli accumuli termici in costruzione e il recupero di calore da fonti industriali pari al valore nominale di 30 GWh.

Lo scenario "RIF" non comprende gli accumuli termici (attualmente in costruzione) e il recupero di calore da fonti industriali è limitato a 15 GWh, come in effetti è avvenuto nel 2016.

Limiti e semplificazioni del modello

Il modello usato per la valutazione dei vari componenti sul sistema e i loro impatti contiene alcune semplificazioni:

- L'avviamento a gas naturale sia per il Termoutilizzatore che per il gruppo cogenerativo della Centrale di Lamarmora non è stato considerato: il Termoutilizzatore (nel modello) può essere alimentato solo da rifiuti mentre il gruppo cogenerativo della centrale di Lamarmora solo da carbone.
- Non vengono considerati eventuali vincoli tipo rampe di avviamento, spegnimento o modulazione del carico.
- Le regole di gestione adottate da A2A per il gruppo cogenerativo di via Lamarmora comportano che, una volta avviato, esso debba rimanere funzionante (al di sopra del minimo tecnico) fino alla fine della stagione fredda. Nel nostro modello invece, non essendoci sequenzialità temporale tra i ''Giorni tipo'', questo vincolo, in linea di principio, potrebbe non essere rispettato. Nel modello, inoltre, per semplicità, il gruppo cogenerativo della centrale di via Lamarmora, qualora venga acceso, deve rimanere acceso per tutte le 24h di tale giorno. In tal senso, con riferimento alla tabella alla slide precedente, negli scenari dallo 0 in poi, il risolutore è libero di scegliere in quali giorni tipo tenere acceso il gruppo cogenerativo di via Lamarmora.

Validazione del modello

Differenze fra i risultati del modello per lo Scenario "Validazione" e la media dei dati di esercizio 2016		
Bilancio TERMICO	Energia termica immessa in rete, totale	-3.8%
	dalla Centrale GR3 a carbone Lamarmora	-3.7%
	dal Termoutilizzatore	-0.7%
	dalle caldaie RTR	-32.2%
	dal recupero di calore industriale	+0.2%
Bilancio ELETTRICO	Domanda elettrica, totale	+0.2%
	Energia elettrica prodotta da GR3 Lamarmora	-0.2%
	Energia elettrica prodotta dal TU	-3.2%
	Import netto di energia elettrica dalla rete	+2.1%
Bilancio MASSA	Consumo di Carbone	+0.7%
	Consumo di gas naturale	-35.6%
	Rifiuti trattati	--
Bilancio ECONOM.	Margine operativo lordo parziale	+0.8 M€
	Spese di combustibile	-1.3 M€
	Ricavi da trattamento rifiuti	+0.0 M€
	Ricavi da vendita elettricità	-0.5 M€

Il modello, nonostante le semplificazioni, approssima bene il bilancio termico ed elettrico globale.

Rispetto alle scelte di gestione effettiva del 2016, il modello propone una gestione ottimale che produce fra l'altro anche un ritorno economico leggermente migliore.

Lo Scenario "Validazione" ha lo stesso assetto impiantistico dello Scenario "RIF" salvo che per il TU considera un fattore di utilizzo medio del 93.3% per tener conto sia dell'effettivo numero di fermate per manutenzione avvenute nel 2016 sia dell'effettiva potenza termica media per linea del 2016 rispetto a quanto assunto per lo scenario "RIF".

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- **Risultati delle simulazioni per i diversi scenari**
  - validazione modello
  - **ruolo dei vari componenti del sistema**
  - **impatti sul flusso di cassa**
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- Considerazioni conclusive

Confronto scenari. Bilanci:
differenze rispetto allo scenario "RIF"

		Scenario	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
		Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
		Chiusura terza linea TU			✓				✓	
		Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
		Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Bilancio TERMICO		Domanda termica, GWh	--	--	--	--	--	--	--	--
Bilancio TERMICO		En. Termica immessa in rete, GWh	--	--	--	--	+147	+147	+147	+147
Bilancio TERMICO	di cui:	Centrale a carbone Lamarmora, GWh	-20.4	-39.1	+44.5	-336	-18.0	-24.3	+42.7	-336
Bilancio TERMICO	di cui:	Termoutilizzatore, GWh	+15.7	-91.4	-252	-3.0	+50.0	-5.6	-211	+40.4
Bilancio TERMICO	di cui:	Caldaie TLR, GWh	-10.7	+0.02	+43.4	+139	+99.7	+12.0	+118	+231
Bilancio TERMICO	di cui:	Recupero di calore industriale, GWh	+15.4	+76.6	+73.5	+76.6	+15.4	+76.7	+73.4	+76.9
Bilancio TERMICO	di cui:	Solare termico, GWh	--	+8.5	+8.5	+8.5	--	+8.5	+8.5	+8.5
Bilancio TERMICO	di cui:	Pompa di calore condensaz. fumi TU, GWh	--	+45.4	+82.2	+115	--	+79.9	+112	+126
Bilancio TERMICO	di cui:	Pompa di calore depuratore, GWh	--	--	--	--	--	--	+2.9	--
Bilancio TERMICO		Caldaie civili, GWh	--	--	--	--	-121	-121	-121	-121
Bilancio ELETTRICO		Domanda elettrica, GWh	--	--	--	--	--	--	--	--
Bilancio ELETTRICO	di cui:	Centrale a carbone Lamarmora, GWh	-6.4	-12.2	+14.9	-112	-6.4	-7.6	+13.3	-112
Bilancio ELETTRICO	di cui:	Termoutilizzatore, GWh	-2.1	+3.0	-230	-23.3	-7.3	-15.4	-243	-32.0
Bilancio ELETTRICO	di cui:	Import netto dalla rete elettrica, GWh	+8.5	+9.2	+215	+135	+15.2	+24.4	+231	+145
Bilancio MASSA		Consumo di carbone, kton	-3.8	-8.1	+9.4	-70.4	-4.2	-4.7	+8.2	-70.4
Bilancio MASSA		Consumo di gas naturale, MSm3	-1.2	--	+4.7	+15.0	-3.8	-13.4	-1.7	+10.3
Bilancio MASSA		Rifiuti trattati, kton	--	--	-213	--	--	--	-213	--
Bilancio ECONOM		Margine operativo lordo parziale, M€	+0.7	+0.6	-35.3	-3.5	+1.2	+4.7	-33.1	-2.1
Bilancio ECONOM	di cui:	Spese di combustibile, M€	-0.9	-1.0	+3.0	-3.5	-2.0	-5.6	+0.4	-5.3
Bilancio ECONOM	di cui:	Ricavi da trattamento rifiuti, M€	--	--	-23.5	--	--	--	-23.5	--
Bilancio ECONOM	di cui:	Ricavi da vendita elettricità, M€	-0.2	-0.4	-8.8	-7.0	-0.8	-1.0	-9.3	-7.4

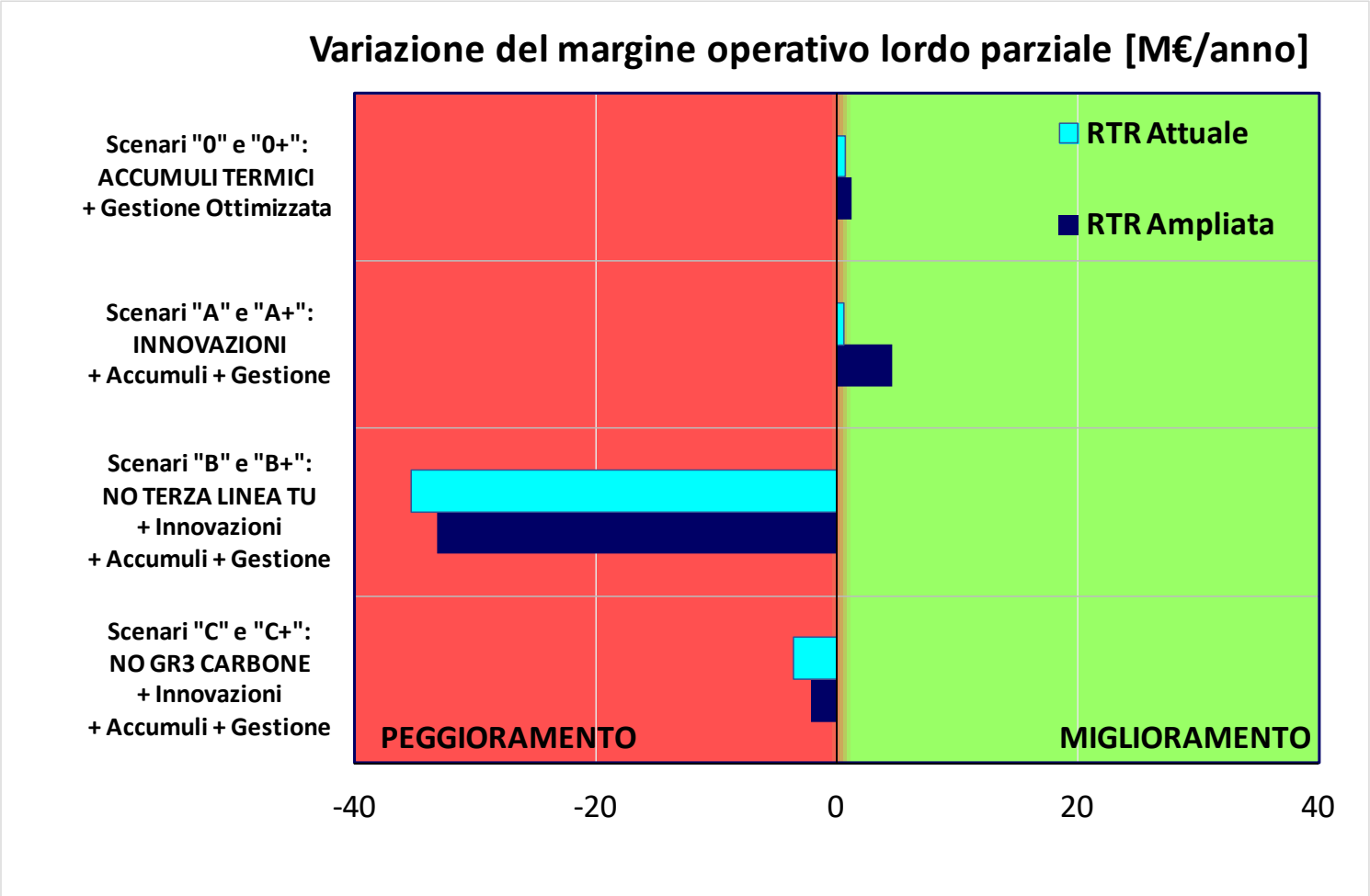
Nota sullo schema di collegamento assunto per solare termico e pompe di calore

Dai risultati del modello emerge che la configurazione assunta per l'inserimento delle pompe di calore sulle acque reflue dei depuratori di Verziano e Concesio penalizza queste potenziali fonti. In effetti nello schema assunto le pompe di calore dei depuratori sono in parallelo al solare termico in quanto entrambi I sistemi non sono in grado di produrre le temperature richieste dalla RTR in inverno e pertanto richiedono a valle una caldaia semplice. Non essendoci ancora una consolidata letteratura scientifica sulle migliori modalità d integrazione del solare termico con le reti di teleriscaldamento, in prima ipotesi avevamo ipotizzato di inserire i pannelli solari in serie al TU alimentati dall'acqua di reintegro perdite e dall'acqua di ritorno dalla RTR. Tuttavia in seguito abbiamo scartato tale modalità perché avrebbe prodotto temperature variabili in ingresso al TU, complicandone la gestione. Tuttavia, a valle dei risultati ottenuti è evidente che la determinazione di quale sia la migliore modalità di integrazione del solare termico e delle pompe di calore dovrà essere oggetto di un approfondimento tecnico che va oltre gli scopi del presente studio.

Confronto scenari. Bilanci:
differenze percentuali rispetto allo scenario "RIF"

	Scenario	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
	Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Chiusura terza linea TU			✓				✓	
	Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
	Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Bilancio TERMICO	Domanda termica	--	--	--	--	--	--	--	--
	Energia termica immessa in rete, totale	--	--	--	--	+12%	+12%	+12%	+12%
	dalla Centrale GR3 Lamarmora	-6.1%	-12%	+13%	-100%	-5.3%	-7.2%	+13%	-100%
	dal TU (compresa PdC condensazione fumi)	+1.9%	-6%	-20%	+13.3%	+5.9%	+8.8%	-12%	+19.8%
	dalle caldaie RTR	-25%	--	+103%	+329%	+236%	+28%	+279%	+548%
	dal recupero di calore industriale e PdC depuratori	+101%	+500%	+481%	+500%	+101%	+501%	+498%	+503%
	Energia termica prodotta dalle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
Bilancio ELETTRICO	Domanda elettrica, totale	--	--	--	--	--	--	--	--
	Energia elettrica prodotta da GR3 Lamarmora	-5.7%	-11%	+13%	-100%	-5.7%	-6.8%	+12%	-100%
	Energia elettrica prodotta dal TU	-0.4%	+0.5%	-39%	-4.0%	-1.2%	-2.6%	-42%	-5.5%
	Import netto di energia elettrica dalla rete	+0.3%	+0.3%	+7.7%	+4.8%	+0.5%	+0.9%	+8.3%	+5.2%
Bilancio MASSA	Consumo di carbone	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	Consumo di gas naturale	-0.7%	--	+2.7%	+8.6%	-2.2%	-7.6%	-1.0%	+5.9%
	Rifiuti trattati	--	--	-28%	--	--	--	-28%	--
Bilancio ECONOM	Margine operativo lordo parziale, M€	+0.7	+0.6	-35.3	-3.5	+1.2	+4.7	-33.1	-2.1
	di cui: Spese di combustibile, M€	-0.9	-1.0	+3.0	-3.5	-2.0	-5.6	+0.4	-5.3
	di cui: Ricavi da trattamento rifiuti, M€	--	--	-23.5	--	--	--	-23.5	--
	di cui: Ricavi da vendita elettricità, M€	-0.2	-0.4	-8.8	-7.0	-0.8	-1.0	-9.3	-7.4

Confronto scenari. Impatto economico
Grafico variazioni del MOLP



Margine operativo lordo parziale (MOLP) per	M€/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	24

Nota sull'effetto delle tariffe di conferimento rifiuti

- Nel quadro precedente le tariffe assunte per il trattamento dei rifiuti (coerenti con la tariffa media A2A di 90 €/ton per il 2016) sono:
  - 76 €/ton rifiuti urbani
  - 90 €/ton rifiuti speciali da regione
  - 110 €/ton rifiuti speciali da fuori regione

- da bibliografia* la tariffa media nazionale 2012 per il trattamento con recuper di energia è stata di 113 €/ton. La scelta di un valore medio di 90 €/ton è stata fatta per tener conto della tariffa speciale intorno i 62€/ton che il comune di Brescia ha concordato per i suoi rifiuti urbani e del fatto che nell'attuale scenario nazionale di carenza di termoutilizzatori le tariffe per partite di rifiuti da fuori regione possono essere superiori alla media. Il quadro che segue mostra la sensitività del modello per il margine operativo lordo parziale rispetto alla variazione delle tariffe.

* A. Moretto, Ente di Bacino Padova 2, ''Analisi delle tariffe di smaltimento degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani", Ravenna 2012 Labmeeting I, "I TRATTAMENTI FINALI I COSTI E INCIDENZA NEI PIANI FINANZIARI," 27 settembre 2012.

Effetto delle tariffe di conferimento sul MOLP

Per gli scenari "B" la differenza di MOLP (margine operativo lordo parziale) rispetto allo scenario "RIF" dipende dal mix di tariffe di conferimento ipotizzate per i vari tipi di rifiuti.

Questa tabella mostra un'analisi di sensitività rispetto a tali ipotesi.

Analisi di sensitività all'ipotesi sulle tariffe di conferimento rifiuti al TU €/ton		Scenario		B	B+
			Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓
			Mix innovazioni	✓	✓
			Chiusura terza linea TU	✓	✓
			Chiusura GR3 Lamarmora		
			Ampliamento RTR		✓
Media "RIF"/"B"	**90/83**	**Margine operativo lordo parziale, M€**		**-35.3**	**-33.1**
Urbani	76	di cui:	Spese di combustibile, M€	+3.0	+0.4
Sp. Reg.	90		Ricavi da trattamento rifiuti, M€	-23.5	-23.5
Sp. da fuori Reg.	110		Ricavi da vendita elettricità, M€	-8.8	-9.3
Media "RIF"/"B"	**90/90**	**Margine operativo lordo parziale, M€**		**-31.0**	**-28.9**
Urbani	90	di cui:	Spese di combustibile, M€	+3.0	+0.4
Sp. Reg.	90		Ricavi da trattamento rifiuti, M€	-19.2	-19.2
Sp. da fuori Reg.	90		Ricavi da vendita elettricità, M€	-8.8	-9.3
Media "RIF"/"B"	**100/92**	**Margine operativo lordo parziale, M€**		**-37.4**	**-35.3**
Urbani	85	di cui:	Spese di combustibile, M€	+3.0	+0.4
Sp. Reg.	100		Ricavi da trattamento rifiuti, M€	-25.6	-25.6
Sp. da fuori Reg.	120		Ricavi da vendita elettricità, M€	-8.8	-9.3
Media "RIF"/"B"	**100/100**	**Margine operativo lordo parziale, M€**		**-33.1**	**-31.0**
Urbani	100	di cui:	Spese di combustibile, M€	+3.0	+0.4
Sp. Reg.	100		Ricavi da trattamento rifiuti, M€	-21.3	-21.3
Sp. da fuori Reg.	100		Ricavi da vendita elettricità, M€	-8.8	-9.3

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- **Risultati delle simulazioni per i diversi scenari**
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - **impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra**
  - **impatti sulle emissione di inquinanti locali**
- Considerazioni conclusive

Parametri energetici e ambientali

- **Potere Calorifico Inferiore** medio e **fattore di emissione** di gas serra CO2 equivalente per **carbone** e **gas naturale**

	MJ/kg (PCI)	MJ/Sm3 (PCI)	tCO2eq /t	kgCO2eq /Sm3	tCO2eq /MWh	tCO2eq /TJ
Carbone	28		2.94		0.3786	105.2
Gas naturale		35		2.04	0.2095	58.2

- Valori medi per il parco di **generazione elettrica** italiano di
  - **Fattore di energia primaria fossile**: 1,207 MWf/Mwh_{el}
  - **Fattore di emissione**: 0.369 tCO2eq/Mwh_{el}
- Valori medi per il parco di **generazione termoelettrico** italiano di
  - **Fattore di energia primaria fossile**: 1.784 MWh/Mwhel
  - **Fattore di emissione:** 0,545 tCO2eq/Mwh_{el}

Parametri per calcolo differenze di emissioni gas serra e consumi energia per i rifiuti fra TU e discarica (1/2)

L'emissione "netta non rinnovabile" di gas serra da trattamento rifiuti è normalmente definita dalla seguente somma algebrica:

+ l'**emissione totale** (CO_2 equiv) effettiva dall'impianto di trattamento (TU o discarica)
− la CO_2 che origina dalla **frazione biogenica** dei rifiuti trattati (poiché il carbonio presente in tale frazione proviene da CO_2 captata e quindi sottratta all'atmosfera)
− l'e**missione evitata** dalla produzione di energia elettrica nell'impianto (TU o discarica) rispetto a produrre la stessa elettricità nel parco termoelettrico nazionale
− l'**emissione evitata** da produzione di energia termica per la RTR nell'impianto (TU) rispetto a produrre o stesso calore in caldaie civili di efficienza media

I parametri assunti per il calcolo della voce 'CO_2 da trattamento rifiuti' sono:

- frazione del C biogenico emesso in discarica come metano (biogas non captato) = 14.25%
- fattore effetto serra equivalente del metano = 28 (Guidelines IPCC 2006)
- frazione del biogas captato in discarica che viene avviato al recupero energetico = 70%
- fattore di energia primaria fossile per l'energia elettrica prodotta nel parco termoelettrico nazionale = 1.784 (Eepro/EE Fossile Italia_2015_vr3)

Parametri per calcolo differenze di emissioni gas serra e consumi energia per i rifiuti fra TU e discarica (2/2)

Per il calcolo delle differenze di emissioni gas serra e di consumi di energia da rifiuti fra trattamento al TU e smaltimento in discarica la frazione non biogenica e il contenuto di carbonio biogenico sono stati calcolati sulla base delle ipotesi riportate nella tabella a fianco per codice CER basate sull'analisi dei dati relativi ai rifiuti effettivamente conferiti al TU nel 2016.

La tabella qui sotto mostra alcuni interessanti valori intermedi del calcolo.

Dati 2016	PCI	PCIfoss	Carbonio	C bio
Codici CER	MJ/kg	%	tonC/ton	%
020203 020304 190805	8.63	0.0%	18.7%	100.0%
030307 040222 150106 150203 170203 190801 190802 190814	13.36	88.5%	42.3%	31.5%
190501	12.36	69.5%	38.0%	49.0%
191210	13.76	79.1%	40.3%	41.2%
191212	10.90	51.0%	35.9%	66.2%
200301	7.99	56.7%	27.0%	53.9%

				CO2	CO2	en.primaria
			Fraz	TU	discarica	risparm. se
	2016	PCI	fossile	kg CO2fos/	kg CO2eq/	in discarica
Rifiuti	kton	MJ/kg	del PCI	ton rifiuti	ton rifiuti	kWh/ton
urbani	290.3	7.99	56.7%	373	707	131
sp regionali	258.4	12.78	72.0%	647	829	154
sp extra reg	176.4	13.18	75.7%	699	819	152
totale o medio 2016	**725.1**	**10.96**	**68.6%**	**550**	**778**	**144**

Riepilogo configurazioni scenari analizzati

Descrizione	Nome Scenario	Configurazione Impiantistica
Configurazione 2016 + Gestione ottimizzata	**RIF**	Stessa configurazione del 2016 ma con: • vincoli e semplificazioni dettate dal modello adottato • recupero termico limitato alla quantità di calore recuperata nel 2016 • gestione ottimizzata per massimizzare margine operativo lordo parziale
ACCUMULI TERMICI + Gestione ottimizzata	**0**	Realizzazione nuovi accumulatori di calore + gestione ottimizzata
	0+	Come scenario "0" ma con la rete di teleriscaldamento ampliata del 12%
INNOVAZIONI + Accumuli termici + Gestione ottimizzata	**A**	Come scenario "0" + il seguente Mix di INNOVAZIONI: • Incremento del recupero di calore industriale • Solare Termico centralizzato • Pompe di calore per recupero termico da acque di scarico depuratori • Pompe di calore per recupero termico da condensazione fumi TU
	A+	Come scenario "A" ma con la rete di teleriscaldamento ampliata del 12%
SPEGNIMENTO TERZA LINEA TU + Mix Innovazioni + Accumuli termici + Gestione ottimizzata	**B**	Come scenario "A" ma con fermata della terza linea del Termoutilizzatore
	B+	Come scenario "B" ma con la rete di teleriscaldamento ampliata del 12%
SPEGNIMENTO CARBONE GR3 + Mix Innovazioni + Accumuli termici + Gestione ottimizzata	**C**	Come scenario "A" ma con fermata del Gruppo 3 a Carbone della Centrale Lamarmora
	C+	Come scenario "C" ma con la rete di teleriscaldamento ampliata del 12%

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

Differenze rispetto allo scenario "RIF"

Scenario			0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
		Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
		Chiusura terza linea TU (rifiuti non al TU vanno in discarica)			✓				✓	
		Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
		Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Energia primaria		Comb. fossili, energia primaria, TJ	-110	-188	+1789	-598	-198	-506	+1588	-741
	di cui:	da combust. carbone GR3 Lamarmora, TJ	-106	-228	+262	-1972	-116	-130	+230	-1972
		da combust. gas naturale per RTR, TJ	-41	+0.1	+164	+526	+380	+46	+454	+876
		da combust. g.n. nelle caldaie civili, TJ	--	--	--	--	-514	-514	-514	-514
		da elettricità importata, TJ	+37	+40	+1362	+848	+53	+93	+1419	+870
		Energia solare, TJ	--	+31	+31	+31	--	+31	+31	+31
Energia da rifiuti		quota rinnovabile, TJ	--	--	-565	--	--	--	-565	--
		quota fossile, TJ	--	--	-2128	--	--	--	-2128	--
Emissioni		Gas serra, kton CO2 equiv	-10.4	-20.6	+179	-105	-16	-33	+167	-113
	di cui:	da trattamento rifiuti, kton	--	--	+26	--	--	--	+26	--
		da combust. carbone GR3 Lamarmora, kton	-11	-24	+28	-207	-12	-14	+24	-207
		da combust. gas naturale per RTR, kton	-2.4	--	+9.6	+31	+22	+2.6	+26	+51
		da combust. g.n. nelle caldaie civili, kton	--	--	--	--	-30	-30	-30	-30
		da elettricità importata, kton	+3.1	+3.4	+116	+72	+4.5	+7.9	+121	+74

Nota: la voce "quota rinnovabile" dell'energia da rifiuti" tiene conto della quota non fossile del loro potere calorifico (30.9% negli scenari B, 34.1% negli altri scenari) e dell'energia primaria risparmiata mediante il recupero di biogas in discarica (per i rifiuti non più trattati nel TU negli scenari B), rispettivamente pari a -682 TJ e 117 TJ per la differenza scenario B – RIF.

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

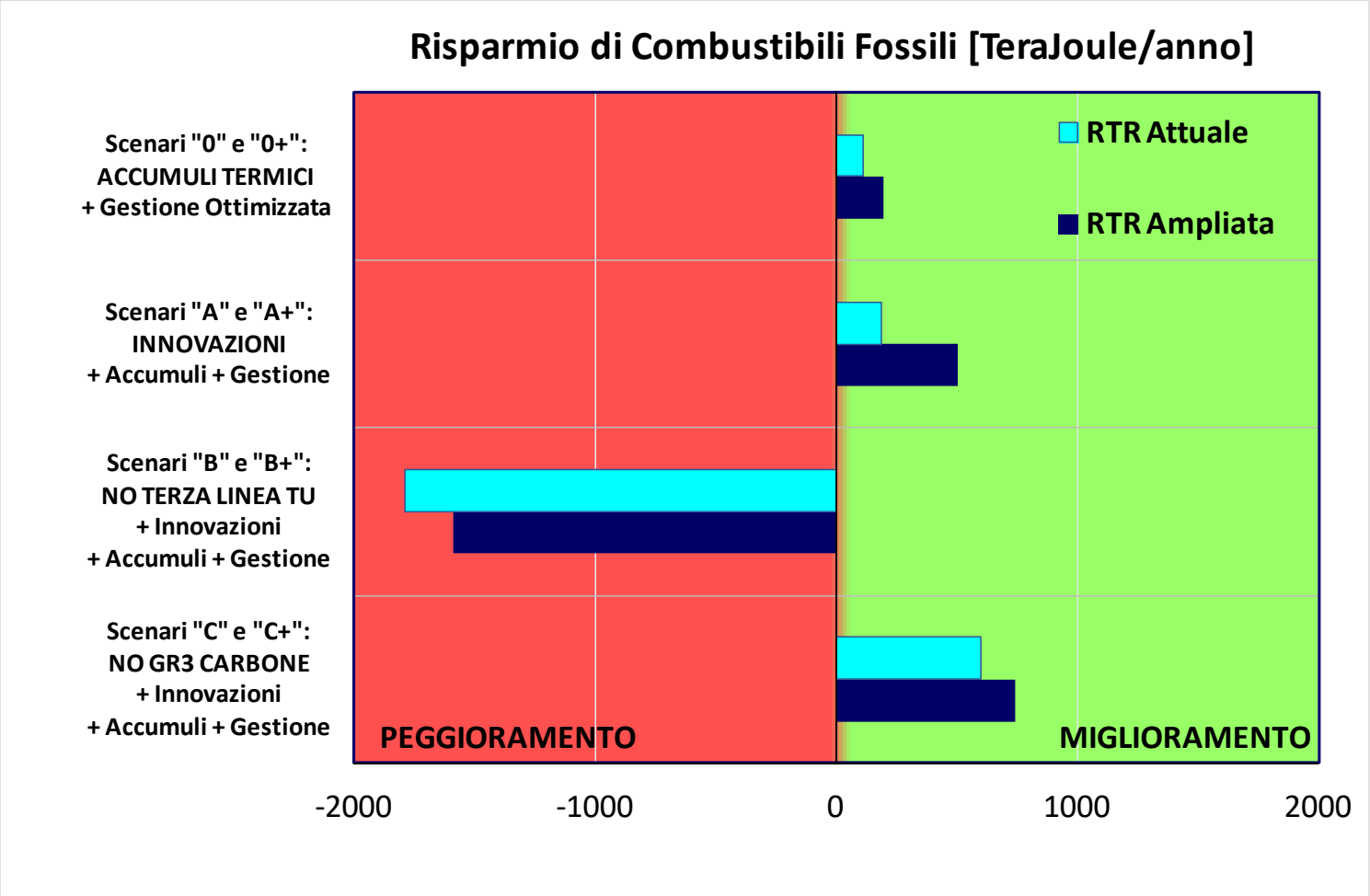
Differenze percentuali rispetto allo scenario "RIF"

	Scenario	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
	Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Chiusura terza linea TU (rifiuti non al TU vanno in discarica)			✓				✓	
	Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
	Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Consumi energia	Combustibili fossili, totale	-0.5%	-0.9%	+8.9%	-3.0%	-1.0%	-2.5%	+10%	-3.7%
	da combust. carbone GR3 Lamarmora	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	da combust. gas naturale per RTR	-25%	--	+103%	+329%	+237%	+28%	+284%	+548%
	da combust. g.n. nelle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
	da elettricità importata	+0.3%	+0.3%	+11%	+7.0%	+0.4%	+0.8%	+12%	+7.2%
Energia da rifiuti	quota rinnovabile	--	--	-22%	--	--	--	-22%	--
	quota fossile	--	--	-36%	--	--	--	-36%	--
Emissioni gas serra	CO2 equiv, totale	-0.5%	-1.0%	+8.8%	-5.2%	-0.8%	-1.6%	+8.3%	-5.6%
	da trattamento rifiuti	--	--	+6.0%	--	--	--	+6.0%	--
	da combust. carbone GR3 Lamarmora	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	da combust. gas naturale per RTR	-25%	--	+103%	+329%	+237%	+28%	+284%	+548%
	da combust. g.n. nelle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
	da elettricità importata	+0.3%	+0.3%	+11%	+7.0%	+0.4%	+0.8%	+12%	+7.2%

Nota importante: le differenze precentuali qui indicate sono rispetto alle stesse voci per lo scenario "RIF", NON rispetto ai valori complessivi per l'Agglomerato. Ad esempio, tenuto conto dei dati INEMAR presentati nella prima parte dello studio, il +6% di CO_2 per il trattamento rifiuti incide per meno del 6% dell'1.5%, ovvero meno dello 0.1% della CO_2 totale emessa nell'Agglomerato. Analogamente, il -8.6% di CO_2 per le caldaie civili incide per non più del 8.6% del 16% ovvero non più del 1.4% del totale per l'Agglomerato.

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

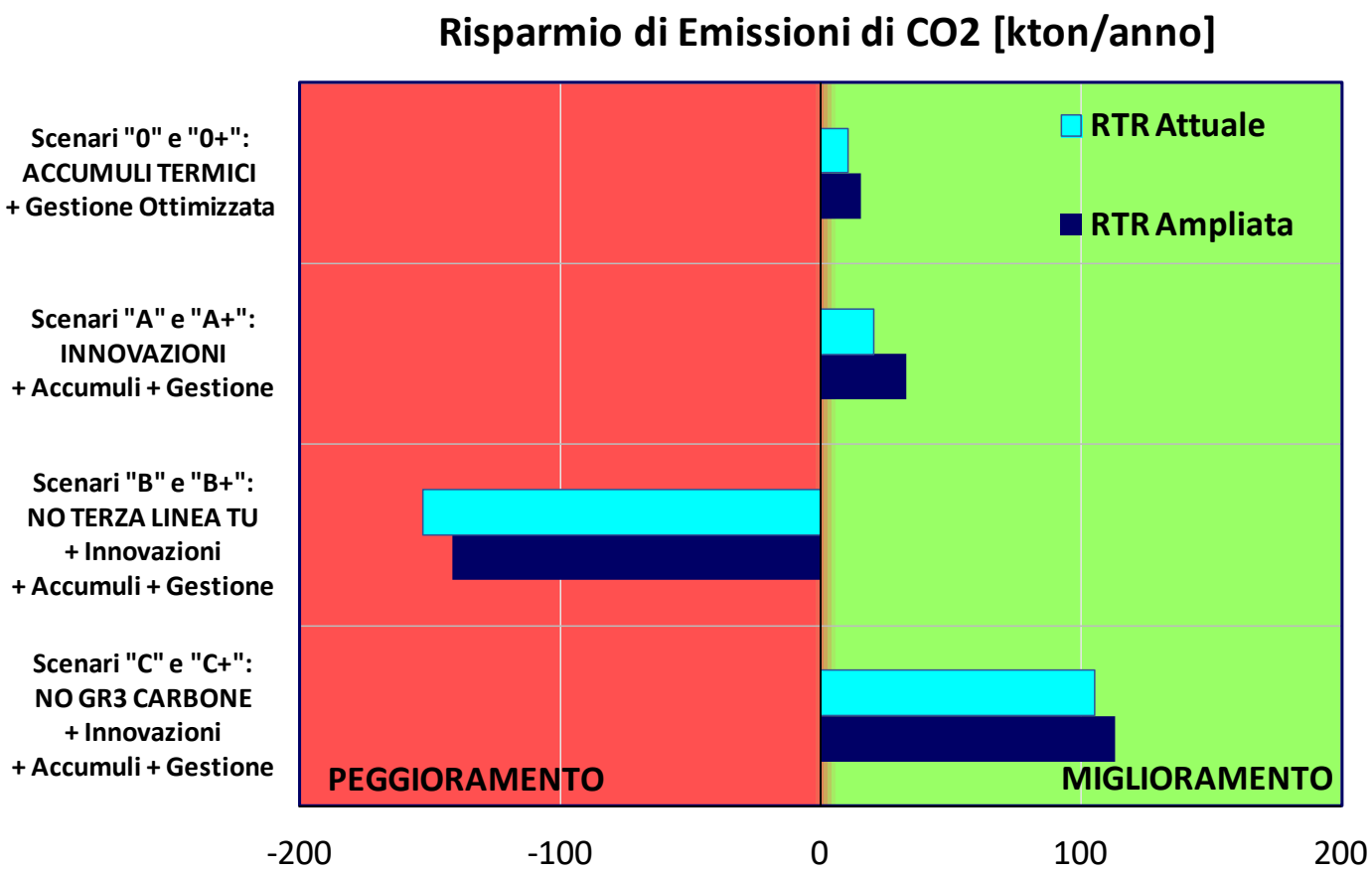
Grafico variazioni consumi di combustibili fossili



Consumo totale di combustibili fossili per	TJ/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	20214

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

Grafico variazioni emissioni di CO2 equivalente



Emissione totale di CO2 equivalente per	kton/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	1656
la produz. termoelettrica dell'EE importata nell'Agglomerato (scenario RIF)	365
emissioni evitate da TU+RTR rispetto a discarica e caldaie civili (scenario RIF)	-600
l'Agglomerato di Brescia (20 comuni) (INEMAR 2014)	2554
il solo Comune di Brescia (INEMAR 2014)	1138

Fattori di emissione

Per la stima delle emissioni totali dei principali inquinanti locali sono stati assunti i fattori di emissione specifica riassunti nella seguente tabella

Fattori di emissione assunti	Unità di misura	SO2	Rif.	NOx	Rif.	Polveri	Rif.
Caldaie civili a gas naturale	g/GJ termico consumato	0.30	1	42.0	1	0.20	2
Caldaie RTR a gas naturale	g/GJ immesso in rete	0.28	3	18.8	4	0.10	5
Termoutilizzatore	g/GJ energia ricavata dai rifiuti	0.52	6	33.0	6	0.10	6
GR3 Lamarmora	g/GJ da carbone	66.4	7	58.7	7	0.18	7
Motore Verziano per PdC	g/GJ di gas naturale	0.50	8	135	8	2.00	8

Riferimenti:

1) tab.3.16 rapporto 1.A.4 small combustion, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017

2) riga 31 del foglio “non industrial”, Ispra SINAnet, Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia, Fattori di emissione medi per il 2015 relativi all'Inventario nazionale delle emissioni per le categorie SNAP 0101, 0103, 0104, 0201, 0202, 0203, 0301 e 0302-0303, http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view; stesso dato anche in http://www.iiasa.ac.at/~rains/PM/docs/documentation.html#BUWAL_2001

3) tab.3.4 rapporto 1.A.1.A.1 Energy industries, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017

4) media triennio 2014-15-16 dei dati medi giornalieri misurati alla varie caldaie, tratti dai riepiloghi annuali A2A Calore e servizi

5) riga 7 del foglio “public power”, Ispra SINAnet, vedi Rif.2, stesso dato anche in http://www.iiasa.ac.at/~rains/PM/docs/documentation.html#BUWAL_2001

6) media triennio 2014-15-16 dei dati medi giornalieri misurati al Termoutilizzatore, riepiloghi annuali A2A Calore e servizi

7) media triennio 2014-15-16 dei dati medi giornalieri misurati al Termoutilizzatore, riepiloghi annuali A2A Calore e servizi relaivi alla sezione C.TEC LAMARMORA

8) tab.3.20 rapporto 1.A.1.A.1 Energy industries, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 – Last update July 2017

Confronto scenari. Emissioni ad effetto locale

Differenze rispetto allo scenario "RIF"

		Scenario	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
		Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
		Chiusura terza linea TU			✓				✓	
		Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
		Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Emissioni		**SO2, ton**	**-7.0**	**-15.1**	**+16.0**	**-131**	**-7.8**	**-8.8**	**+13.7**	**-131**
	di cui:	da trattamento rifiuti, ton	--	--	-1.47	--	--	--	-1.47	--
	di cui:	da combust. carbone GR3 Lamarmora, ton	-7.0	-15.1	+17.4	-131	-7.7	-8.6	+15.2	-131
	di cui:	da combust. gas naturale caldaie RTR, ton	-0.011	--	+0.044	+0.14	+0.10	+0.012	+0.12	+0.23
	di cui:	da combust. gas naturale PdC Verziano, ton	--	--	--	--	--	--	+0.005	--
	di cui:	da combust. g.n. nelle caldaie civili, ton	--	--	--	--	-0.154	-0.154	-0.154	-0.154
Emissioni		**NOx, ton**	**-6.9**	**-13.4**	**-74**	**-106**	**-21.7**	**-28.4**	**-91.5**	**-122**
	di cui:	da trattamento rifiuti, ton	--	--	-92.8	--	--	--	-92.8	--
	di cui:	da combust. carbone GR3 Lamarmora, ton	-6.2	-13.4	+15.4	-116	-6.8	-7.6	+13.5	-116
	di cui:	da combust. gas naturale caldaie RTR, ton	-0.73	+0.001	+2.9	+9.4	+6.7	+0.81	+8.0	+15.6
	di cui:	da combust. gas naturale PdC Verziano, ton	--	--	--	--	--	--	+1.4	--
	di cui:	da combust. g.n. nelle caldaie civili, ton	--	--	--	--	-21.6	-21.6	-21.6	-21.6
Emissioni		**Polveri, kg**	**-23**	**-41**	**-209**	**-308**	**-88**	**-122**	**-271**	**-378**
	di cui:	da trattamento rifiuti, kg	--	--	-273	--	--	--	-273	--
	di cui:	da combust. carbone GR3 Lamarmora, kg	-19.2	-41.4	+47.7	-358	-21.1	-23.7	+42	-358
	di cui:	da combust. gas naturale caldaie RTR, kg	-3.9	+0.006	+15.6	+50	+36	+4.3	+42	+83
	di cui:	da combust. gas naturale PdC Verziano, kg	--	--	--	--	--	--	+21	--
	di cui:	da combust. g.n. nelle caldaie civili, kg	--	--	--	--	-103	-103	-103	-103

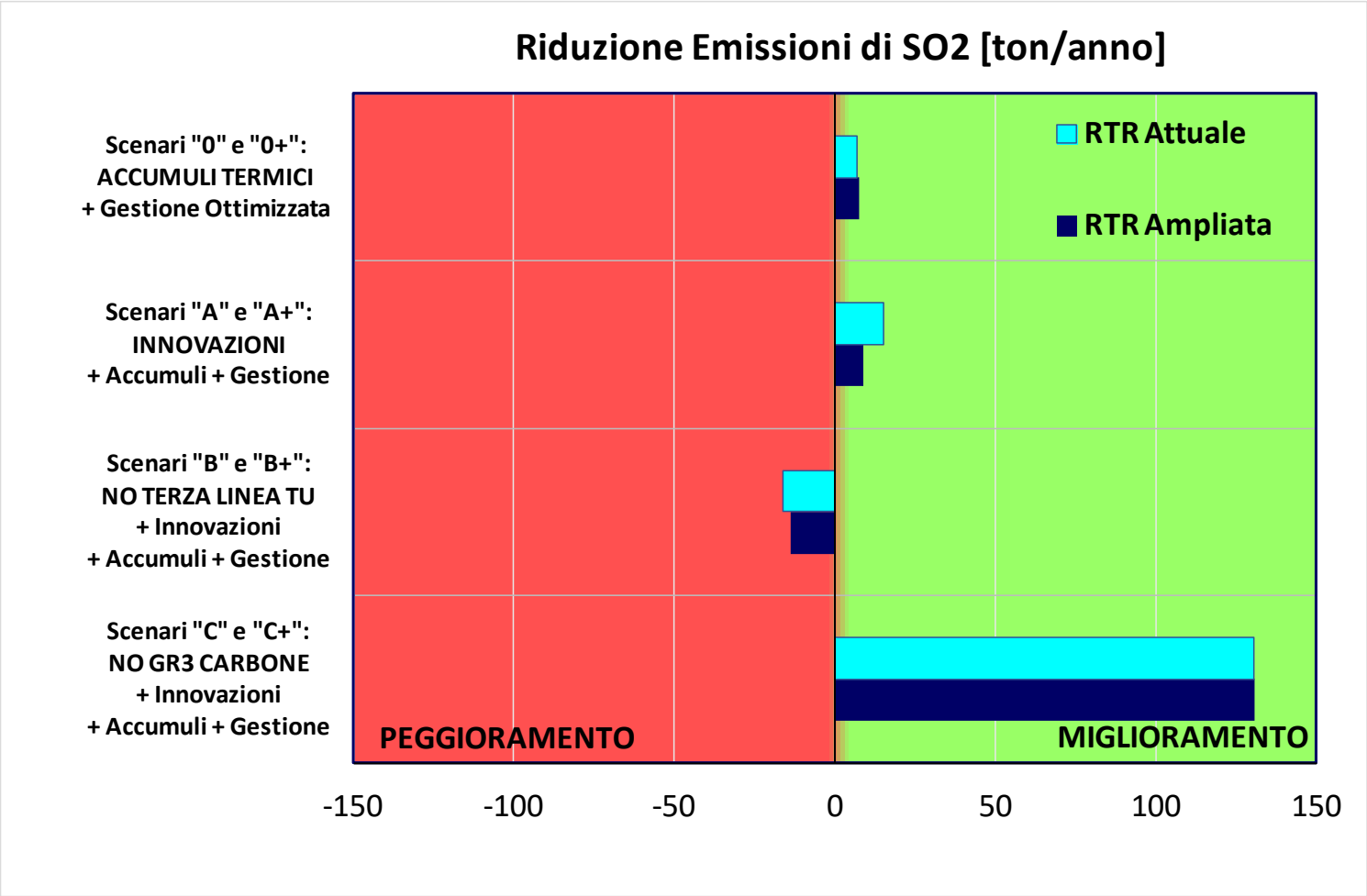
Confronto scenari. Emissioni ad effetto locale

Differenze percentuali rispetto allo scenario "RIF"

	Scenario	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
	Accumuli termici aggiuntivi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mix innovazioni		✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Chiusura terza linea TU			✓				✓	
	Chiusura GR3 Lamarmora				✓				✓
	Ampliamento RTR					✓	✓	✓	✓
Emissioni SO2	totale	-5.1%	-11%	+12%	-95%	-5.7%	-6.4%	+10%	-95%
	da trattamento rifiuti	--	--	-33%	--	--	--	-33%	--
	da combust. carbone GR3 Lamarmora	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	da combust. gas naturale caldaie RTR	-25%	--	+103%	+329%	+236%	+28%	+279%	+548%
	da combust. g.n. nelle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
	da combust. gas naturale totale	-0.6%	--	+2.4%	+7.7%	-2.9%	-7.7%	-1.6%	+4.3%
Emissioni NOx	totale	-1.1%	-2.1%	-11%	-16%	-3.3%	-4.4%	-14%	-19%
	da trattamento rifiuti	--	--	-33%	--	--	--	-33%	--
	da combust. carbone GR3 Lamarmora	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	da combust. gas naturale caldaie RTR	-25%	--	+103%	+329%	+236%	+28%	+279%	+548%
	da combust. g.n. nelle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
	da combust. gas naturale totale	-0.3%	--	+1.2%	+3.7%	-5.9%	-8.2%	-4.8%	-2.4%
Emissioni POLVERI	totale	-1.0%	-1.7%	-8.7%	-13%	-3.7%	-5.1%	-11%	-16%
	da trattamento rifiuti	--	--	-33%	--	--	--	-33%	--
	da combust. carbone GR3 Lamarmora	-5.4%	-12%	+13%	-100%	-5.9%	-6.6%	+12%	-100%
	da combust. gas naturale caldaie RTR	-25%	--	+103%	+329%	+236%	+28%	+279%	+548%
	da combust. g.n. nelle caldaie civili	--	--	--	--	-8.6%	-8.6%	-8.6%	-8.6%
	da combust. gas naturale totale	-0.3%	--	+1.3%	+4.1%	-5.5%	-8.1%	-3.3%	-1.6%

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

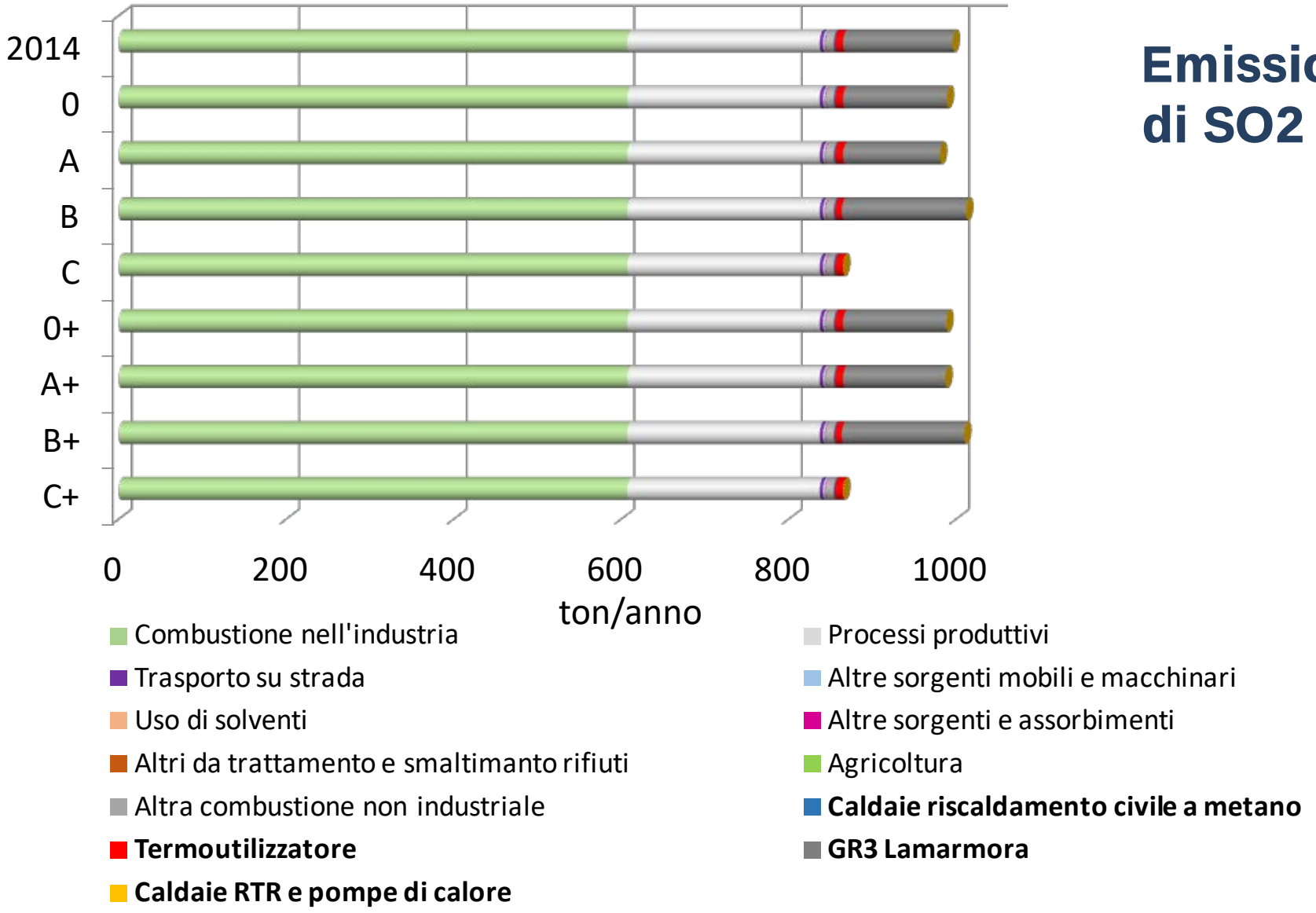
Grafico variazioni emissioni di SO2



Emissione totale di SO2 per	ton/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	137
l'Agglomerato di Brescia (20 comuni) (INEMAR 2014)	965
il solo Comune di Brescia (INEMAR 2014)	640

Confronto scenari. Emissioni ad effetto locale

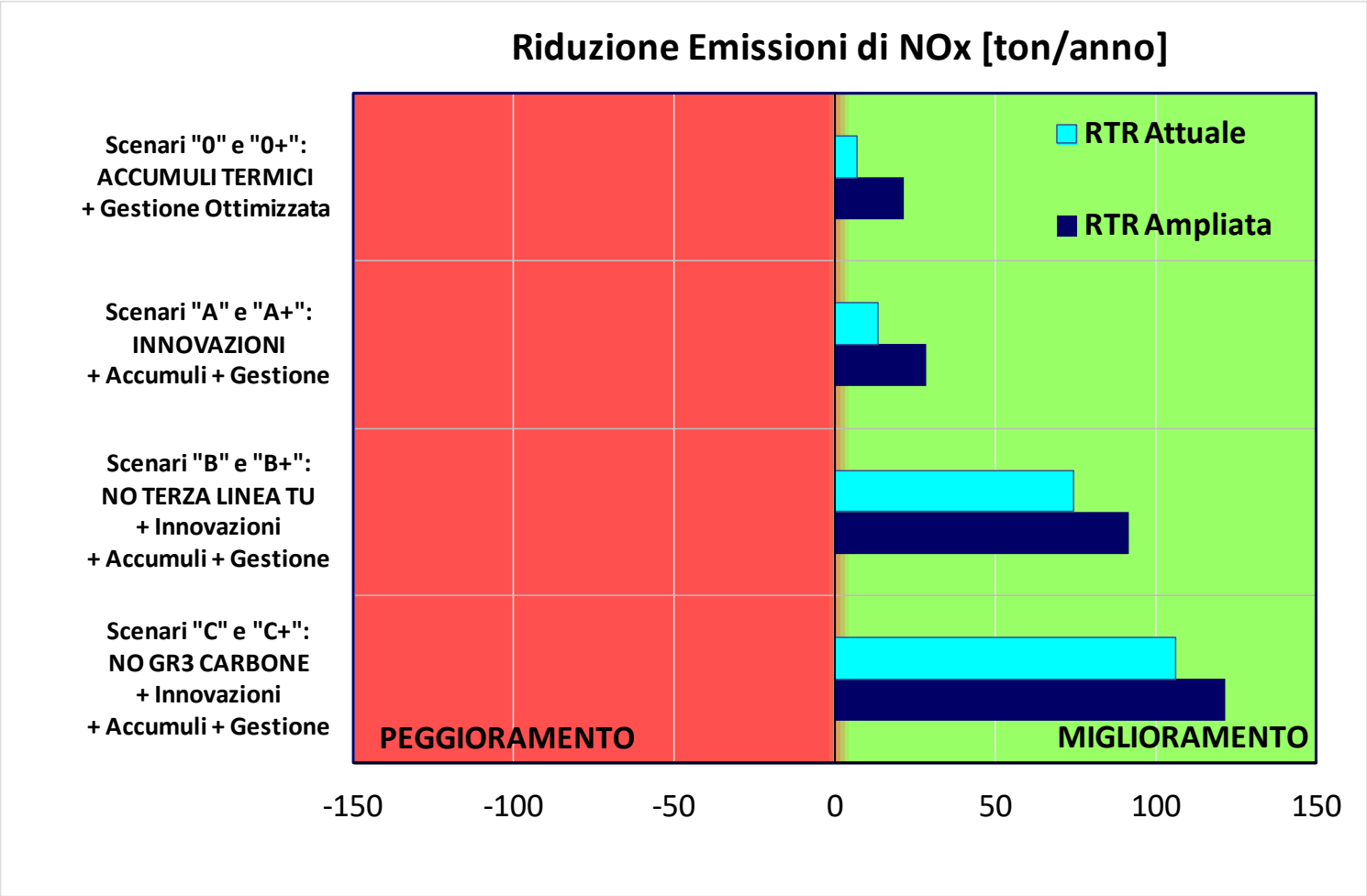
Impatto degli scenari nel contesto emissivo dell'Agglomerato



Emissioni di SO2

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

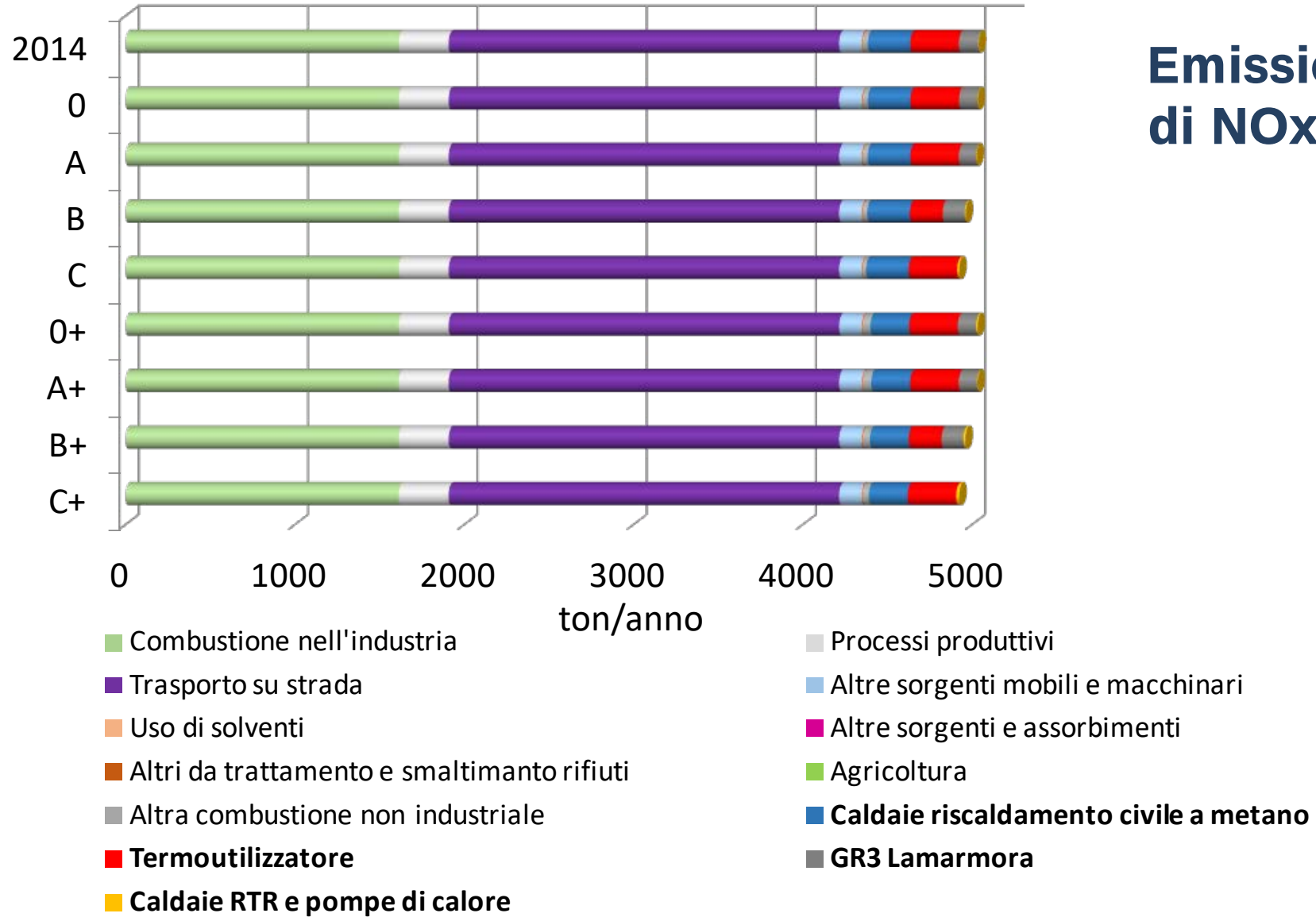
Grafico variazioni emissioni di NOx



Emissione totale di NOx per	ton/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	651
l'Agglomerato di Brescia (20 comuni) (INEMAR 2014)	5067
il solo Comune di Brescia (INEMAR 2014)	2130

Confronto scenari. Emissioni ad effetto locale

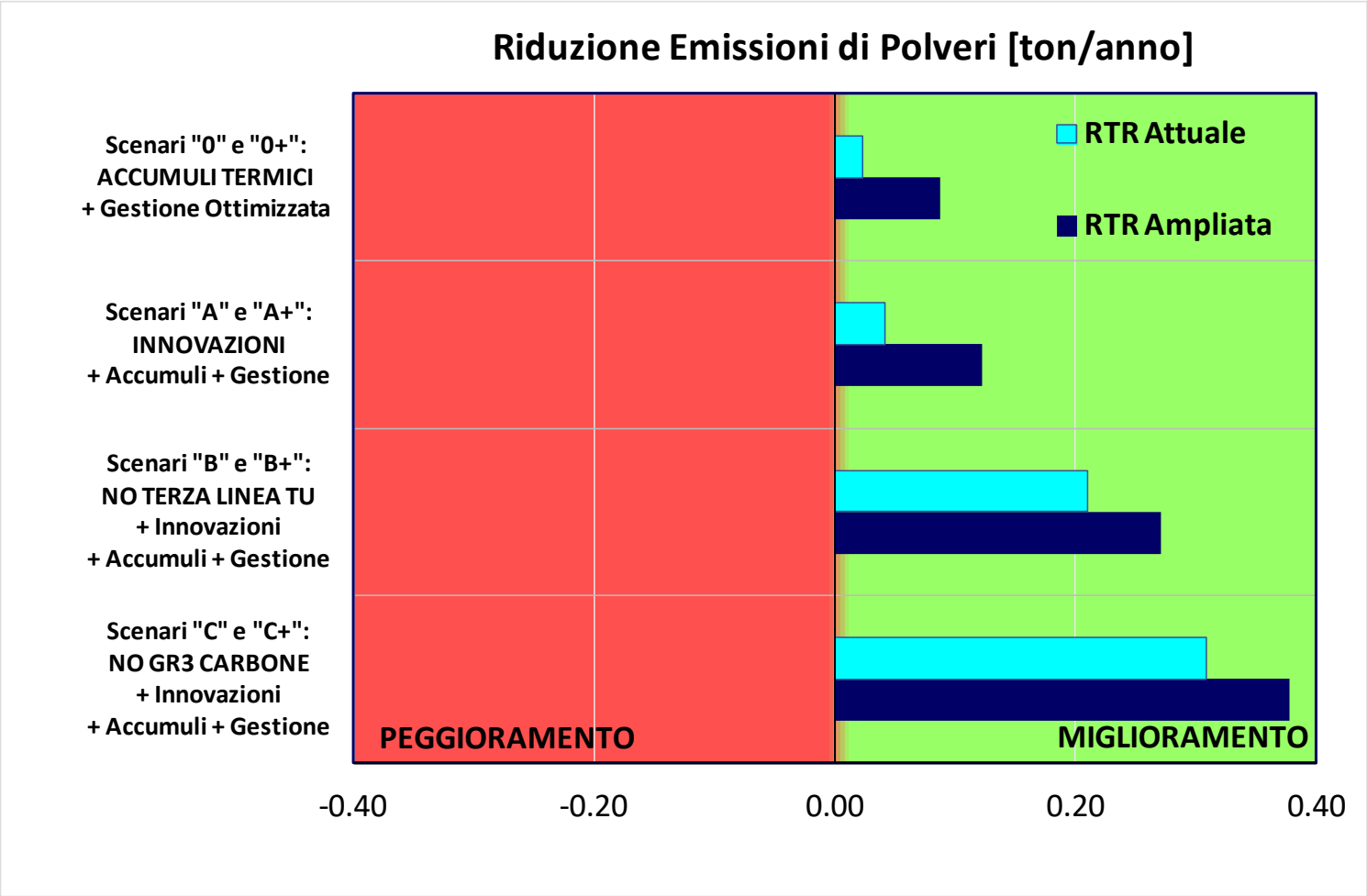
Impatto degli scenari nel contesto emissivo dell'Agglomerato



Emissioni di NOx

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale

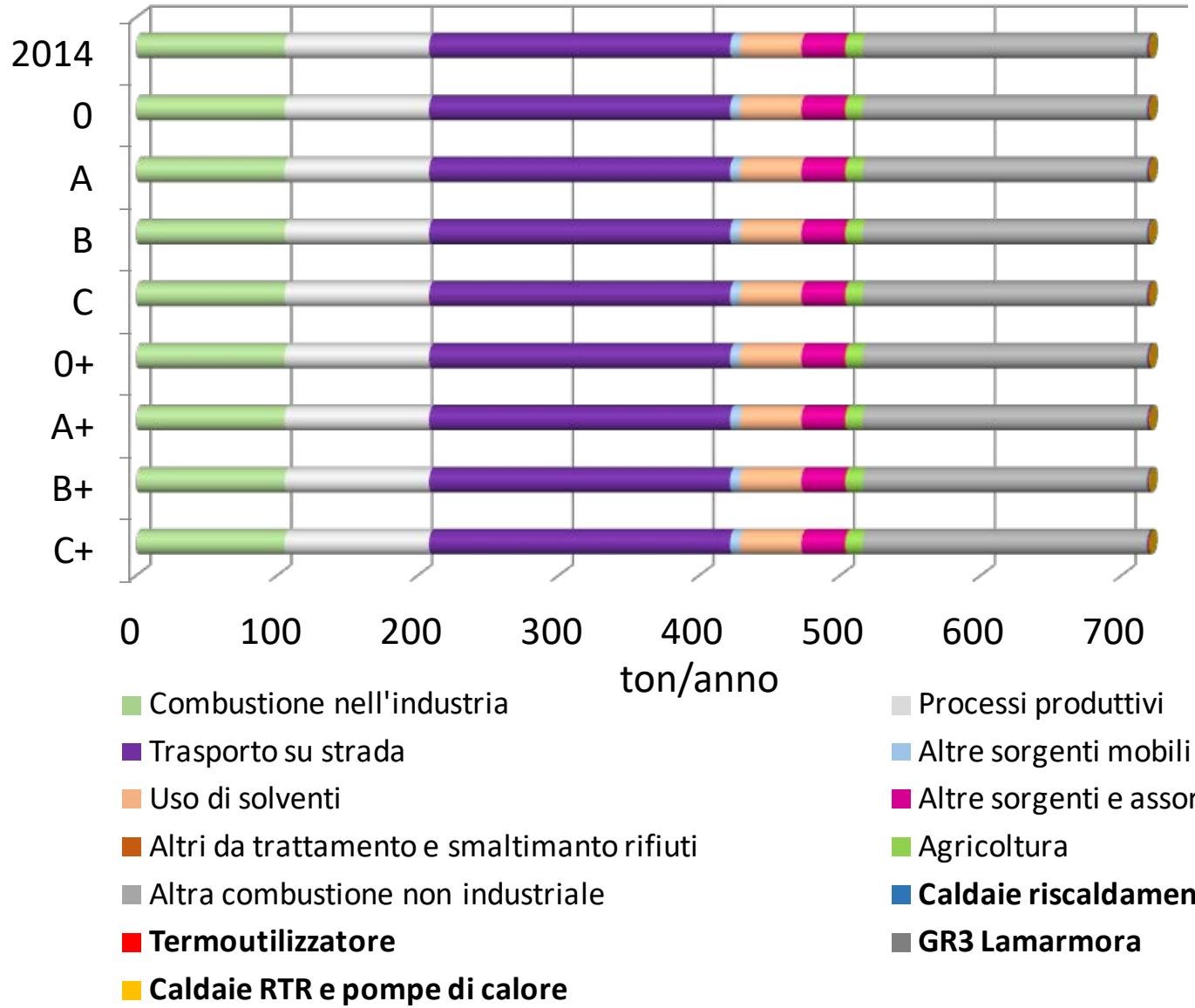
Grafico variazioni emissioni di polveri totali sospese



Emissione totale di polveri per	ton/anno
il volume di controllo e gli impianti considerati nel modello (scenario RIF)	2
l'Agglomerato di Brescia (20 comuni) (INEMAR 2014)	741
il solo Comune di Brescia (INEMAR 2014)	257

Confronto scenari. Emissioni ad effetto locale

Impatto degli scenari nel contesto emissivo dell'Agglomerato



Emissioni di polveri (PTS)

non si notano differenze in quanto le emissioni di polveri da TU, GR3, caldaie RTR e caldaie civili a metano sono trascurabili rispetto a quelle dalla altre sorgenti.

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale con ricaduta diretta sugli utenti RTR: Fattore fP,nren per il calore

Le variazioni del "fattore di energia primaria non rinnovabile" (*fP,nren*) del calore erogato agli utenti della rete di teleriscaldamento influenzano l'Indice di Prestazione Energetica e quindi la **Classe Energetica degli edifici**. Tale Classe dipende infatti non solo dalle caratteristiche dell'involucro (isolamento pareti, serramenti, etc.) ma anche da modalità ed efficienza con cui viene generato il raffrescamento estivo e il calore per il riscaldamento invernale.

La tabella alla pagina seguente mostra il valore di *fP,nren* per i diversi scenari stimato ai sensi del DM 26/6/15 *"Requisiti minimi edifici…"* tenendo conto dei chiarimenti successivi, della norma UNI EN 15316-4-5:2014 e delle modifiche in itinere riguardanti il calcolo della frazione di cogenerazione ad alto rendimento.

Le modifiche alla metodologia di calcolo in fase di recepimento sono in corso di revisione da parte del Technical Committee CEN/TC 228 "Heating systems in buildings". La nuova metodologia cambierà significativamente il conteggio rispetto a quello in vigore: A2A Calore & Servizi fornisce attualmente fP,nren = 0,31 ma avvisa gli utenti che a breve potrebbe aumentare a fP,nren = 0.70 per effetto della nuova metodologia di calcolo.

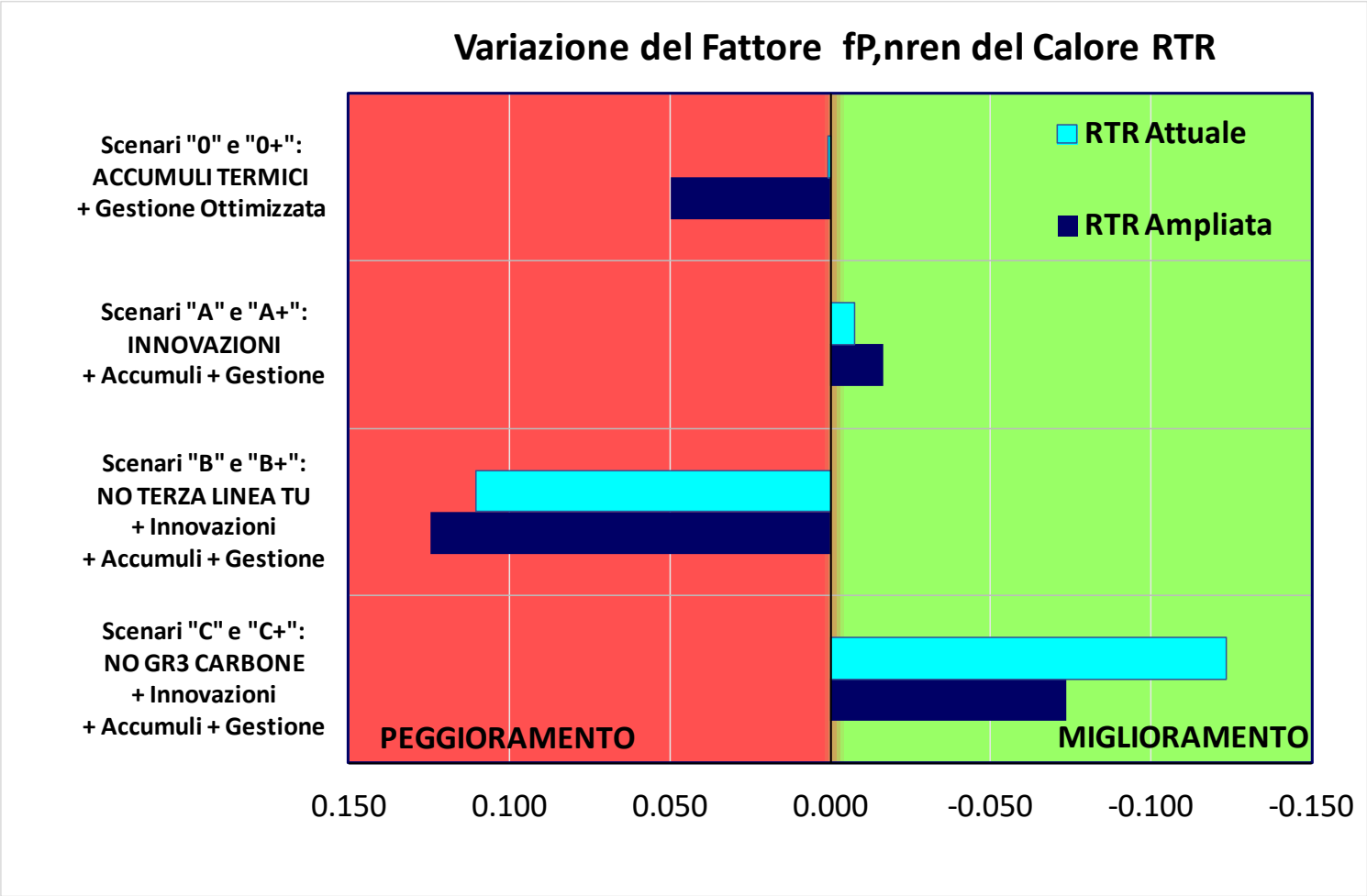
Confronto scenari. Impatti ad effetto globale con ricaduta diretta sugli utenti RTR: Fattore fP,nren per il calore

Scenario	RIF	0	A	B	C	0+	A+	B+	C+
Accumuli termici aggiuntivi		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Mix innovazioni			✓	✓	✓		✓	✓	✓
Chiusura terza linea TU				✓				✓	
Chiusura GR3 Lamarmora					✓				✓
Ampliamento RTR						✓	✓	✓	✓
fP,nren	**0.617**	**0.617**	**0.609**	**0.727**	**0.493**	**0.666**	**0.600**	**0.741**	**0.543**
variazione fP,nren	--	+0.1%	-1.2%	+18%	-20%	+8.0%	-2.7%	+20%	-12%

Un valore elevato di *fP,nren* significa che una quota elevata del calore utilizzato per il riscaldamento viene ricavata consumando fonti NON rinnovabili.

Nell'ottica di ridurre la dipendenza da combustibili fossili è desiderabile che fP,nren sia il minore possibile. Per questo motivo le variazioni in diminuzione sono contrassegnate con il colore "buono" verde, nel senso che vanno nella direzione di una maggiore sostenibilità e quindi di un miglioramento della Classe Energetica degli Edifici

Confronto scenari. Impatti ad effetto globale con ricaduta diretta sugli utenti RTR: Grafico variazioni di fP,nren



Valore di fp,ren per	
lo scenario RIF	0.617

2. Scenari di evoluzione del sistema energetico bresciano

- Possibili innovazioni impiantistiche e scelta degli scenari da analizzare
- Modello ingegneristico per la simulazione degli scenari
  - stima del carico elettrico e termico orario
  - mappe sintetiche di funzionamento dei componenti d'impianto
  - schemi dei tre scenari impiantistici con mix di innovazioni
- Risultati delle simulazioni per i diversi scenari
  - validazione modello
  - ruolo dei vari componenti del sistema
  - impatti sul flusso di cassa
  - impatti sul consumo di energia primaria e sull'emissione di gas serra
  - impatti sulle emissione di inquinanti locali
- **Considerazioni conclusive**

Considerazioni conclusive: la situazione attuale

- Il sistema energetico bresciano asservito alla rete di teleriscaldamento si conferma essere all'altezza dell'elevata considerazione di cui gode a livello internazionale e già sostanzialmente in linea con le linee guida comunitarie.
- Rispetto alle molte realtà dove l'assenza di teleriscaldamento, cogenerazione e termovalorizzazione rende la situazione energetico-ambientale problematica, Brescia è invece nella posizione di poter far evolvere il sistema esistente verso nuove forme di virtuosismo energetico allo stato dell'arte, come l'uso "smart" della rete per integrare il solare termico centralizzato e distribuito e per il recupero efficace del calore di scarto attualmente semplicemente dissipato da molte realtà industriali dei comuni limitrofi, o come l'avviamento di sottoreti a bassa temperatura per edifici con riscaldamento a pavimento, o come ulteriori estensioni del teleraffreddamento.
- Sono possibili varie innovazioni tecnologiche degli attuali impianti che possano ridurre le emissioni, ma l'analisi del quadro emissivo complessivo di Brescia e agglomerato di comuni adiacenti mostra chiaramente che tali riduzioni incideranno molto limitatamente, poiché gli attuali contributi sono già marginali per quanto riguarda gli NOx e le polveri e poco rilevanti per quanto riguarda l'emissione di SO2 legata all'uso del carbone nell'attuale GR3 Lamarmora.

Considerazioni conclusive: l'importanza della rete di teleriscaldamento

- Ad eccezione dello scenario B, per tutti gli scenari la situazione con rete estesa (casi 0+, A+ e C+) appare superiore a quella con la rete esistente: l'ampliamento della rete di teleriscaldamento produce minor consumo di combustibile, minori emissioni di gas serra, minori emissioni di SO2, NOx, polveri, oltre che maggiori flussi di cassa.
- Ciò conferma l'**importanza della rete quale strumento per il virtuoso soddisfacimento dei fabbisogni termici dell'area urbana**.
- NOTA: per una corretta valutazione economica è indispensabile la valutazione dei costi di investimento e dell'effetto sul patrimonio.

Considerazioni conclusive: il mix di innovazioni

- Il confronto tra lo scenario 0 (accumuli + gestione ottimizzata) e A (=0 + mix innovazioni) mostra che il mix innovazioni riduce leggermente il consumo di combustibili fossili e aumenta il cash flow, ma genera effetti marginali sugli altri indicatori di impatto: leggero aumento delle emissioni di gas serra e delle emissioni ad effetto locale.
- **Recupero di calore industriale** e **solare termico**, per quanto sempre auspicabili, forniscono un contributo limitato rispetto ai fabbisogni. Ovvero tali fonti **non possono essere considerate alternative a rifiuti e combustibili fossili.**
- Analoghe considerazioni valgono per le pompe di calore per recupero da depuratori e da fumi termoutilizzatore. Queste ultime mostrano il maggior potenziale con rete ampliata e nel caso di chiusura di altri impianti.
- La situazione migliora se oltre al mix innovazioni si considera l'ampliamento della rete e/o la chiusura del GR3 Lamarmora.
- Ferma restando la necessità di valutare gli investimenti, **sul fronte energetico-emissivo il mix innovazioni è interessante quando è ben "sfruttato", cioè se combinato all'ampliamento della rete e/o alla chiusura di altri impianti.**

Considerazioni conclusive: la chiusura di una linea del TU

- **Scenario B** (chiusura di una linea TU) **comporta sia cash flow molto ridotti, sia maggiori consumi di combustibile, sia aumento di emissioni di gas serra**.
- Contestualmente diminuiscono le emissioni ad effetto locale (SO2, NOx e polveri) anche se: (i) stante il contributo del TU alle emissioni nell'area considerata, la riduzione è marginale (vedi slides "Incidenza emissioni TU"); (ii) la diminuzione è inferiore a quella ottenibile nello scenario C (chiusura GR3 Lamarmora).
- La quota biogenica della massa di rifiuti non più trattati nel TU corrisponde ad un **taglio** di 565 TJ **di energia rinnovabile**, che per essere compensato da energia solare (integrata nella RTR come nel mix di innovazioni ipotizzato) richiederebbe una superfice netta captante di pannelli solari 18 volte superiore a quella ipotizzata (considerato che la superficie captante di un ettaro ipotizzata nei nostri scenari è di 31 TJ).
- In aggiunta agli impatti sul fronte energetico-emissivo, la compiuta valutazione dello scenario B richiede la stima dell'**impatto sullo stato patrimoniale.**

Considerazioni conclusive: la chiusura del GR3 di via Lamarmora

- Tra gli scenari 0 (= accumuli + gestione ottimizzata), A (= 0 + mix innovazioni) e C (A + chiusura GR3 Lamarmora), **lo scenario C produce le maggiori riduzioni di impatto, anche se con cash flow inferiori.**
- La riduzione del consumo di combustibili fossili, di emissioni di gas serra e di emissioni ad effetto locale dello scenario C è ascrivibile a tre circostanze: (i) prestazioni del GR3 Lamarmora al di sotto dello stato dell'arte; (ii) alimentazione a carbone; (iii) vincoli determinati dall'attuale assetto del sistema (possibili dissipazioni di calore).
- E' importante evidenziare che **una situazione presumibilmente molto diversa si otterrebbe considerando ulteriori scenari in cui la Centrale GR3 Lamarmora è** alimentata a gas naturale e **riqualificata mediante trasformazione in Ciclo Combinato o altre soluzioni** ad elevata efficienza.
- Per valutare opportunamente l'interesse dello scenario "C" è indispensabile valutare l'**impatto sullo stato patrimoniale**.

Considerazioni conclusive: l'impatto sul valore degli immobili

- Lo scenario C (A + chiusura GR3 Lamarmora) prevale anche dal punto di vista del **fattore di energia primaria del calore erogato agli utenti delle rete di teleriscaldamento**, un parametro che ha una **diretta conseguenza** sulla classificazione energetica degli edifici, e quindi **sul valore degli immobili**.
- Da tale punto di vista, lo scenario che produce l'effetto migliore sull'indice di prestazione energetica degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento sarà **lo scenario C; a seguire A, 0 e infine B**.
- Anche per questo indicatore potrebbero essere di interesse ulteriori scenari con riqualificazione della centrale di via Lamarmora, nonché l'analisi di altre configurazioni impiantistiche ad alta efficienza.

- Per una adeguata considerazione del significato dei risultati, è importante richiamare che il presente studio NON ha affrontato il tema della valutazione degli investimenti per i nuovi impianti ipotizzati nei diversi scenari, né le implicazioni patrimoniali connesse alle dismissioni (terza linea del TU o GR3 Lamarmora) negli scenari B e C.