



Dipartimento di Energetica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

**Analisi Tecnico-Economica dell'integrazione di
un impianto di Termovalorizzazione alla rete di
Teleriscaldamento di Biella**

Relatore:

Prof. Vittorio Verda

Candidato:

Stefano Carta

Correlatori:

Ing. Elisa Guelpa

Dott. Sofia Russo

Ottobre 2020

INDICE

INTRODUZIONE	4
CAPITOLO 1: I Rifiuti	6
1.1 Definizione e Classificazione.....	6
1.1.1 Rifiuti differenziati.....	7
1.1.2 Rifiuti indifferenziati.....	8
1.2 Trend dei rifiuti.....	10
1.3 Impianti in Piemonte.....	13
1.3.1 Rifiuti in Discarica.....	13
1.3.2 Impianti per il trattamento meccanico biologico.....	16
1.4 Provincia di Biella.....	19
CAPITOLO 2: Il Termovalorizzatore	24
2.1 Il Termovalorizzatore: aspetti generali.....	24
2.1.1 Scopo e componenti.....	25
2.1.2 Tipi di Termovalorizzatori.....	26
2.1.3 Combustibile e trattamenti.....	27
2.1.4 Differenziata e termovalorizzatore.....	30
2.1.5 Funzionamento.....	31
2.1.6 Emissioni e sistemi di abbattimento.....	40
2.2 Cogenerazione.....	47
2.3 Progetti ed impianti esistenti.....	49
2.3.1 Confronto con il Progetto Fenice.....	49
2.3.2 Impianto di Torino.....	50
2.3.3 Impianto di Bergamo.....	55
CAPITOLO 3: Il Teleriscaldamento	56
3.1 Il Teleriscaldamento: aspetti generali.....	56
3.1.1 Scopi.....	57
3.1.2 Funzionamento.....	58
3.2 Il Teleriscaldamento a Biella.....	60
3.3 Il Teleriscaldamento di Bergamo.....	68

3.4 Combustibile: gas vs rifiuto.....	69
3.4.1 Considerazioni socio-politiche.....	70
3.4.2 Considerazioni economiche.....	72
3.4.3 Considerazioni ambientali-ingegneristiche.....	75
CAPITOLO 4: Analisi Tecnico-Economica di un TMV a Biella.....	78
4.1 Generalità.....	78
4.1.1 Località.....	78
4.1.2 Caratteristiche dell'impianto.....	79
4.2 Analisi Tecnica del TMV integrato al TLR presente.....	84
4.2.1 Confronto tra TLR e TMV.....	88
4.2.2 Confronto tra TLR ed impianti condominiali.....	95
4.2.3 Confronto tra TLR con TMV ed impianti condominiali.....	104
4.3 Analisi Tecnica di un sistema di TLR alimentato con TMV.....	108
4.3.1 Periodo forte riscaldamento.....	109
4.3.2 Periodo di riscaldamento.....	114
4.3.3 Periodo intermedio.....	116
4.3.4 Periodo estivo.....	119
4.3.5 Periodo annuale.....	123
4.3.6 Confronto tra le analisi.....	128
4.4 Analisi economica.....	132
CONCLUSIONI.....	144
Lista degli acronimi.....	147
Lista dei simboli chimici.....	149
Lista delle figure.....	151
Lista delle tabelle.....	155
BIBLIOGRAFIA.....	158
RINGRAZIAMENTI.....	161

INTRODUZIONE

Al giorno d'oggi si discute su numerosi temi di fondamentale importanza per il benessere del pianeta, in questa tesi verranno trattati alcuni di essi: l'utilizzo dei rifiuti e l'abbandono delle fonti fossili a favore di altre fonti per la riduzione di emissioni di gas serra. In particolare, di rilevanza è l'idea di sfruttare i rifiuti come una risorsa, come sono soliti fare in grande scala i paesi al Nord Europa, e non come uno scarto, per produrre energia ed evitare tale produzione da fonti fossili.

La produzione di rifiuti è una costante nella società odierna, per questo motivo può risultare una risorsa di energia. L'insieme di tecniche per la produzione di energia e di combustibili da rifiuto si definisce Waste to Energy (WtE), tradotto in italiano "Dal rifiuto all'energia". Il WtE tratta la parte del rifiuto non riciclabile, solitamente a valle della raccolta differenziata, per ridurre i consumi da fonti fossili ed utilizzare una risorsa altrimenti sprecata con un diretto stoccaggio in discarica.

Molti rifiuti possiedono un'energia intrinseca, ad esempio la plastica è un derivato del petrolio, dal quale si ottengono anche combustibili come benzina e gasolio. Il suo potere calorifico¹ risulta essere inferiore a questi combustibili, ma comunque sfruttabile.

In questo scritto si prenderà in considerazione la tecnica WtE della termovalorizzazione del rifiuto per la produzione di energia elettrica e termica; in particolare, si farà un'analisi su un territorio specifico: la provincia di Biella.

Il primo capitolo tratterà i rifiuti con la loro definizione e classificazione, alcuni possibili trattamenti, la situazione degli impianti per la loro gestione in Piemonte e l'abbondanza di questa fonte nella provincia di Biella.

Nel secondo capitolo verranno spiegati in generale gli scopi di un termovalorizzatore, la loro classificazione, il funzionamento, i possibili inquinanti e le tecniche per abatterli. Inoltre, si definirà la tecnica della cogenerazione, si spiegherà la differenza

¹ Il potere calorifico (PC) è l'energia contenuta in un materiale infiammabile, cioè che può essere bruciato. Attraverso una combustione questa energia viene liberata sotto forma di calore. Si distinguono in potere calorifico inferiore (PCI) e superiore (PCS), quello superiore risulta maggiore dell'inferiore, poiché è la somma di quello inferiore più l'energia richiesta per far evaporare l'eventuale acqua presente del materiale bruciato, mentre quello inferiore si riferisce all'energia sprigionata con una combustione della parte secca. Se non ci fosse acqua contenuta nel materiale, ossia completamente secco, i due poteri calorifici coinciderebbero.

tra questo ipotetico impianto analizzato e quello di Fenice e si mostreranno alcuni esempi di impianti esistenti a Torino e a Bergamo.

Il terzo capitolo è dedicato al teleriscaldamento: il suo scopo, il funzionamento in generale. In particolare, si parlerà del teleriscaldamento di Biella attualmente attivo e di possibile futuro, con un esempio da cui prendere spunto, ossia quello di Bergamo. Inoltre, si confronteranno le caratteristiche di due combustibili il gas naturale ed il rifiuto come fonte di energia.

Nel quarto capitolo verrà effettuata un'analisi tecnico-economica di questo ipotetico impianto di termovalorizzazione esaminando sia al risparmio di energia primaria che di emissioni. In questa parte si analizzeranno due casi: il primo in cui il termovalorizzatore sia integrato alla rete di teleriscaldamento attuale ed il secondo in cui diventa la sua fonte primaria di produzione.

Infine, le conclusioni includono sia la somma dei risultati ottenuti sia alcune possibili idee per il futuro per poter sfruttare maggiormente i rifiuti come risorsa.

CAPITOLO 1: I Rifiuti

1.1 Definizione e classificazione

Un rifiuto è definito come una sostanza o un oggetto di cui il detentore vuole o deve disfarsi [1]. Rientrano nella definizione di le categorie descritte dal d.lgs. n. 152/2006, tra cui ad esempio figurano i residui di produzione e consumo, prodotti scaduti ed elementi inutilizzabili. Alcune categorie di rifiuti, come ad esempio le emissioni², le acque di scarico diretto e i rifiuti radioattivi, risultano esclusi da questa definizione poiché sono disciplinati in altre normative di tipo ambientale.

In primo luogo, è possibile classificare i rifiuti in due modi: secondo l'origine (rifiuti urbani o speciali); secondo la pericolosità (rifiuti non pericolosi o rifiuti pericolosi) [1].

Per rifiuti urbani si intende i rifiuti domestici, inclusi gli ingombranti, i rifiuti che derivano dalla pulizia stradale, gli scarti da potatura di aree boschive o verdi. Inoltre, vanno inclusi tra i rifiuti urbani i cosiddetti assimilabili, ossia rifiuti non pericolosi provenienti da locali e luoghi adibiti a usi differenti da quello di civile abitazione [1]. Essi sono assimilati ai rifiuti urbani per qualità e quantità per mezzo di criteri definiti dal Legislatore. I rifiuti speciali, invece, includono tra gli altri, i rifiuti industriali, quelli provenienti da attività commerciali, artigianali, agricole e sanitarie, nonché quelli prodotti da costruzioni e demolizioni.

Per pregio di completezza è necessario fare cenno ai rifiuti pericolosi, i quali non verranno però approfonditi poiché esulano dallo scopo della presente trattazione.

I rifiuti pericolosi sono i rifiuti non domestici contraddistinti nell'elenco europeo, il CER (Catalogo Europeo dei Rifiuti), con un asterisco. La loro descrizione può contenere un riferimento specifico, ad esempio "contiene mercurio", oppure un generico "contiene sostanze pericolose". Il rifiuto sarà considerato pericoloso solo se presente in quantità superiori ai limiti previsti dalla Direttiva sulla classificazione, etichettatura e imballaggio delle sostanze pericolose [1].

² Le emissioni sono sostanze gassose emesse in atmosfera, che possono generare degli scompensi a livello ambientale [1].

Dopo aver introdotto una definizione di rifiuti occorre distinguere la loro destinazione in base alla loro composizione. Essi si dividono in rifiuti urbani differenziati e indifferenziati.

1.1.1 Rifiuti differenziati

I rifiuti differenziati sono tutti quelli costituiti da materiali che in qualche modo possono essere riutilizzati oppure riciclati. Essi sono recuperati tramite un opportuno trattamento per diventare dei materiali grezzi, che costituiscono la base per la produzione di nuovi beni. A seconda della degradazione del materiale si possono ottenere oggetti simili a quello di partenza, come nel caso di bottiglie di vetro o giornali, oppure un oggetto diverso di una qualità inferiore, ad esempio nel caso del riciclo di alcune plastiche. I rifiuti più comuni di questo tipo sono carta, plastica, vetro, metalli, organico e fibre tessili. Ogni materiale è diretto ad un impianto dedicato: ad esempio fonderie per vetro e metalli o impianti per il trattamento biologico dell'organico.

Tuttavia, il riciclo presenta alcune limitazioni: non tutti i rifiuti che vengono differenziati possono essere effettivamente riutilizzati, riciclati e usati per produrre altri oggetti. Una parte di essi viene scartata poiché non riciclabile, perché a fine del suo ciclo di vita, o perché i costi per un riciclo totale sono troppo elevati per essere sostenibili; questo scarto sarà inviato al trattamento come rifiuto indifferenziato. Ad esempio, la carta è riciclabile un numero finito di volte, poiché le fibre da cui è composta si danneggiano ad ogni ciclo di riciclo, per cui una percentuale di carta differenziata sarà a fine vita e dovrà essere scartata. Per meglio comprendere la situazione illustrata, è riportata di seguito una tabella con dati relativi alla raccolta differenziata in Piemonte del 2013, con le relative frazioni merceologiche e la loro percentuale di recupero.

FRAZIONI MERCEOLOGICHE	t raccolte dal servizio pubblico 2013	kg/ab raccolti	t recuperate	Kg/ab recuperati	% recupero
CARTA	255.969	57,7	233.954	52,7	91
VETRO	150.116	33,8	142.149	32,0	95
LEGNO	57.598	13,0	55.287	12,5	96
METALLO	18.716	4,2	17.096	3,9	91
PLASTICA	97.465	22,0	63.245	14,3	65
ORGANICO	236.973	53,4	188.729	42,5	80
VERDE	133.012	30,0	126.010	28,4	95
TESSILI	8.961	2,0	7.965	1,8	89
TOTALE REGIONE	958.811	216,1	834.433	188,1	87

Tabella 1.1 Il recupero della raccolta differenziata piemontese - anno 2013 Fonte [2]

Dei quantitativi monitorati per l'anno 2013, pari a 958811 tonnellate di rifiuti differenziati, è stato verificato che ne sono stati avviati a recupero l'87%, pari a 834433 tonnellate. Carta, vetro, legno, metallo e verde si attestano su percentuali di recupero superiori al 90%, i tessili al 89%, l'organico al 80% ed infine gli imballaggi in plastica, più complessi da riciclare, sono stati recuperati al 65%. Questo dato sulla plastica, che risulta avere la percentuale di recupero inferiore, è molto significativo e sarà ripreso successivamente.

1.1.2 Rifiuti indifferenziati

I rifiuti urbani indifferenziati sono tutti quei rifiuti che non sono riciclabili e quelli per i quali al momento i costi di riciclo non sono sostenibili, oltre agli scarti delle raccolte differenziate. Per ridurre la quantità di rifiuti da eliminare tramite uno stoccaggio definitivo in discarica o tramite termovalorizzazione, sono necessari alcuni pre-trattamenti. A tal fine, si fa spesso uso di impianti di Trattamento Meccanico-Biologico (TMB). Gli effetti positivi che inducono ad usare il TMB sono svariati.

Il primo vantaggio è quello di ridurre la quantità di rifiuti che vanno in discarica, in linea con strategia di riciclo-riutilizzo; inoltre grazie alla riduzione totale del rifiuto in discariche si evitano emissioni [3], costi, spazio occupato e possibile inquinamento di acque di falda [4], alcuni esempi possono chiarire questi concetti. In generale, ridurre il quantitativo di rifiuti stoccati significa diminuire i costi di tale processo, ma anche ridurre lo spazio che occupano, quindi allungare i tempi della saturazione della discarica e, a lungo andare, diminuire il numero di discariche necessarie per lo

stoccaggio del rifiuto, che risulta un bene sia per i terreni sia per i costi evitati per l'entrata in esercizio di nuove discariche.

Per quanto riguarda la possibile riduzione delle emissioni due fattori risultano importanti: il recupero dei metalli e la separazione dell'organico. In particolare, il riciclo di metalli limita alcuni processi, come l'estrazione, che non sono privi di emissioni. Mentre la separazione e la stabilizzazione dell'organico riduce la reattività dei componenti organici riducendo: il percolato di percentuali comprese tra 50% ed il 75%, le formazioni di azoto ammoniacale, la possibilità di formazione di acidi [5] e le emissioni di gas di circa il 90%. [6]

Nonostante le discariche siano ben costruite, ben ottimizzate ed isolate, esiste comunque la possibilità che percoli l'acqua piovana; con la riduzione della materia organica in entrata si riduce il rischio di contaminare l'acqua ed eventuali falde acquifere superficiali.

Gli effetti positivi di un trattamento meccanico-biologico per un termovalorizzatore verranno analizzati nel prossimo capitolo.

I rifiuti destinati ad un impianto di trattamento meccanico-biologico sono quelli indifferenziati e quelli scartati dalla differenziata; all'interno dell'impianto avvengono poi due separazioni. Inizialmente si separa, tramite vagli, il rifiuto in parte umida ed in parte secca, cioè in parte organica ed inorganica; dopodiché si separa la parte inorganica nelle diverse componenti.

In particolare, la frazione organica separata può essere inviata ad appositi impianti di digestione anaerobica e di compostaggio, per la produzione di biogas³ e di fertilizzanti naturali. La parte inorganica invece viene separata, attraverso degli appositi macchinari, come ad esempio magneti e separatori, nei suoi diversi componenti. Anche se il TMB divide i rifiuti nelle diverse componenti questo processo non sostituisce la raccolta differenziata anzi, una buona raccolta differenziata aiuta questo tipo di trattamento in diversi modi. Innanzitutto, questi impianti hanno dei limiti per la gestione dei rifiuti, cioè un massimo di tonnellate all'anno di rifiuti, che se l'impianto

³ Il biogas è una miscela di gas, con composizione differenti a seconda del rifiuto organico con cui viene prodotto, normalmente i principali componenti sono il metano, CH₄, tra il 60% e il 70% e l'anidride carbonica, CO₂, tra il 30% e il 40%, con possibili piccole percentuali di vari gas come l'azoto, l'ossigeno, il solfuro di idrogeno. Le percentuali possono variare molto a seconda del materiale con cui viene prodotto. In generale, questa miscela può essere usata come combustibile oppure arricchita, ovvero separando il più possibile il metano dalle altre, per poi essere immessa in rete del gas [7].

è ben ottimizzato per il territorio, solitamente già coperta dai soli rifiuti indifferenziati. Inoltre, il processo TMB richiede energia, che non è gratuita dal punto di vista delle emissioni, per cui più rifiuti devono essere trattati più grandi saranno l'energia spesa e le emissioni. Esiste anche un costo per quantità di rifiuto trattato in Italia ammonta a circa 70€/ton per rifiuto trattato [8]. Per questo motivo separare le componenti che possono essere riciclate, senza che il TMB lo debba fare, riduce energia richiesta, costi e necessità di nuovi impianti.

Nonostante una parte di rifiuto possa solo essere destinato alla discarica questo processo contribuisce notevolmente alla riduzione dello stoccaggio in discarica. Per fornire un esempio numerico si è preso in esame il caso di Cavaglià⁴, in cui è presente un impianto TMB e una discarica.

Impianto di trattamento meccanico-biologico	Discarica
Rifiuti in ingresso (R_{ing_TMB})	Rifiuti smaltiti (R_{ing_D})
111.278 ton	10.902 ton

Tabella 1.2 Confronto rifiuti in ingresso TMB e Discarica a Cavaglià Fonte [9]

$$R_{ing_D\%} = \frac{R_{ing_D}}{R_{ing_TMB}} = \frac{10.902}{111.278} = 0,098 = 9,8\% \quad (1.1)$$

I dati sono riferiti all'anno 2017 mostrano che grazie a questo tipo di trattamento, come calcolato nell'Eq 1.1, solo circa il 9,8% dei rifiuti in ingresso all'impianto di trattamento meccanico biologico (indifferenziati e scarti della differenziata), viene poi stoccato in discarica. Questa riduzione risulta molto elevata poiché una parte di rifiuti sono destinati al recupero energetico, tuttavia non è sempre possibile data la mancanza di questo tipo di impianti, per questo il rifiuto in uscita dal TMB è stoccato in discarica.

1.2 Trend dei rifiuti

Il trend della produzione di rifiuti urbani in Italia è in leggero aumento, come si può vedere nella seguente tabella.

⁴ Località in Piemonte, nel Biellese.

Regione	2014	2015	2016	2017	2018
	(t)				
Piemonte	2.050.631	2.051.368	2.065.818	2.063.581	2.168.070
Valle d'Aosta	72.431	72.463	72.685	73.721	75.056
Lombardia	4.642.315	4.625.449	4.781.845	4.685.489	4.810.984
Trentino Alto Adige	495.425	488.477	510.477	519.034	542.276
Veneto	2.240.454	2.191.064	2.389.216	2.334.794	2.363.232
Friuli Venezia Giulia	553.433	562.443	582.052	589.018	601.238
Liguria	893.866	872.416	845.407	830.036	832.333
Emilia Romagna	2.823.876	2.855.593	2.904.852	2.859.763	2.945.291
Nord	13.772.431	13.719.273	14.152.352	13.955.436	14.338.478
Toscana	2.253.677	2.275.793	2.306.696	2.243.820	2.284.143
Umbria	476.375	462.962	470.603	450.830	460.388
Marche	796.142	793.004	810.805	816.984	810.118
Lazio	3.084.837	3.023.402	3.025.528	2.961.867	3.027.253
Centro	6.611.031	6.555.161	6.613.633	6.473.502	6.581.902
Abruzzo	593.080	593.894	601.991	596.745	603.554
Molise	121.100	121.864	120.445	116.658	116.391
Campania	2.563.596	2.567.347	2.627.865	2.560.999	2.602.769
Puglia	1.912.443	1.895.076	1.909.340	1.876.335	1.897.397
Basilicata	201.130	198.933	201.946	196.315	199.425
Calabria	810.950	802.978	793.893	772.518	785.414
Sicilia	2.340.935	2.350.191	2.357.112	2.300.196	2.289.237
Sardegna	725.024	719.624	733.503	723.472	749.947
Sud	9.268.259	9.249.907	9.346.094	9.143.237	9.244.135
Italia	29.651.721	29.524.341	30.112.079	29.572.175	30.164.516

Tabella 1.3 Produzione totale di rifiuti urbani per regione, anni 2014 – 2018 Fonte [10]

In particolare, è utile focalizzarsi sulla regione di interesse per questa tesi: il Piemonte. Come si può osservare nella tabella 1.4, la colonna RU totale riporta i dati (con una migliore approssimazione) della riga della precedente tabella, con le altre colonne che indicano dati più specifici relativi all'indifferenziato, alla differenziata ed alla popolazione.

Anno	Popolazione	RU indifferenziato	RD	Ingombranti a smaltimento	RU Totale	Pro capite RU	Pro capite RD	Percentuale RD
		(tonnellate)				(kg/ab.*anno)		(%)
2014	4.424.467	937.745,91	1.112.884,99		2.050.630,90	251,5	463,5	54,3
2015	4.404.246	897.489,37	1.130.933,68	22.945,26	2.051.368,31	256,8	465,8	55,1
2016	4.392.526	895.876,76	1.169.917,14	24,44	2.065.818,35	266,3	470,3	56,6
2017	4.375.865	826.795,58	1.222.773,87	14.011,71	2.063.581,15	279,4	471,6	59,3
2018	4.356.406	829.409,51	1.329.235,82	9.424,58	2.168.069,91	305,1	497,7	61,3

Tabella 1.4 Produzione e RD regionale, anni 2014-2018 Fonte [10]

Grazie a questi dati numerici è possibile notare che nonostante il trend della raccolta differenziata sia in aumento, nel 2018 solo in Piemonte sono stati prodotte circa

830.000 tonnellate di rifiuti urbani⁵ indifferenziati da smaltire in parte in discariche, in parte inviati ad un termovalorizzatore.

Osservando i dati, si denota un trend di rifiuti indifferenziati decrescente, poiché la produzione si è ridotta di circa 100000 ton in quattro anni. Tuttavia, ipotizzando ottimisticamente un decremento di rifiuti indifferenziati D costante nel tempo con Eq. (1.2):

$$D = \frac{937745,91 - 829409,51}{937745,91} = 0,1155 \quad (1.2)$$

Per ridurre la produzione a circa 500000 ton di rifiuti urbani indifferenziati (RUI) servirebbero oltre sedici anni perché moltiplicando per quattro volte per $1-D$, ovvero la teorica parte di rifiuti indifferenziati rimanenti, essendo passati sedici anni risulterebbe dall' Eq. (1.3):

$$RUI = (1 - D)^4 * 829409,51 = 507645,29 \quad (1.3)$$

Ciò significa che, nonostante questo decremento ipotizzato, piuttosto ottimistico, la regione Piemonte tra sedici anni produrrà ancora più di mezzo milione di tonnellate di rifiuti urbani indifferenziati.

Il decremento dipende da due fattori: la quantità di rifiuti totali prodotti e la percentuale di raccolta differenziata. A parità di percentuale di differenziata un aumento di rifiuti totali prodotti porta logicamente ad un aumento di rifiuti indifferenziati. La percentuale di differenziata sul totale dei rifiuti è negli ultimi anni in aumento e questa crescita risulta prevalente rispetto alla crescita della produzione totale dei rifiuti; questo si traduce a parità di rifiuti totali prodotti in un decremento dell'indifferenziato. La crescita della differenziata ha però certi limiti, già descritti prima, per questo motivo un decremento costante risulta molto ottimistico.

Inoltre, si nota che in questi quattro anni la popolazione in questione si sia addirittura ridotta con un decremento di abitanti D_{ab} pari a (Eq. 1.4):

$$D_{ab} = \frac{4424467 - 4356406}{424467} = 0,015 = 1,5\% \quad (1.4)$$

⁵ Questi rifiuti non sono i totali, non includono rifiuti speciali e industriali ma solo quelli urbani.

Per cui, non solo i rifiuti prodotti sono di più, ma la popolazione coinvolta nella produzione risulta essere inferiore; infatti, l'incremento della produzione di rifiuti pro capite, I_{RU-ab} , risulta (Eq. 1.5):

$$I_{RUab} = \frac{497,7-463,5}{463,5} = 0,074 = 7,4\% \quad (1.5)$$

Questo dato risulta molto significativo ed evidenzia due possibili soluzioni: la cessazione della produzione di rifiuti da parte della popolazione, in contrasto con il trend attuale, oppure l'imbastimento di nuovi impianti per lo smaltimento.

1.3 Impianti in Piemonte

Gli impianti presenti in Piemonte sono di diversa natura, come risulta da Fig. 1.1:

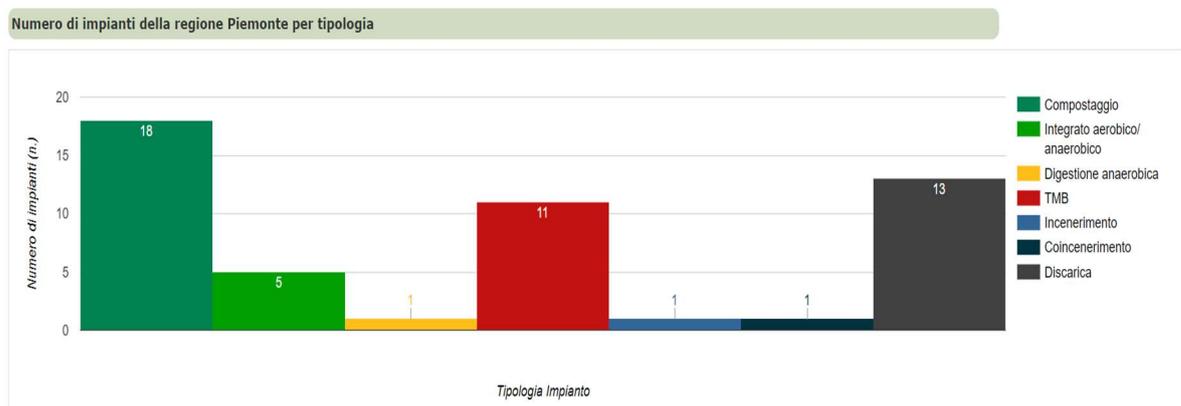


Figura 1.1 Numero impianti presenti in Piemonte per tipologia Fonte [11]

Gli impianti di termodistruzione del rifiuto sono pochi, nonostante l'alto numero di impianti TMB che potrebbe favorirli. Questa situazione ha due conseguenze fondamentali: la prima è che il rifiuto dopo i trattamenti va in gran parte verso l'incenerimento in Lombardia per il recupero energetico e la seconda è che un'alta percentuale di rifiuti trattati è diretta verso la discarica.

1.3.1 Rifiuti in discarica

Come indica il seguente grafico (Fig. 1.2), in Piemonte il trend di conferimento dei rifiuti urbani in discarica è in diminuzione:

Quantitativi di RU e di rifiuti da trattamento RU smaltiti in discarica - Piemonte

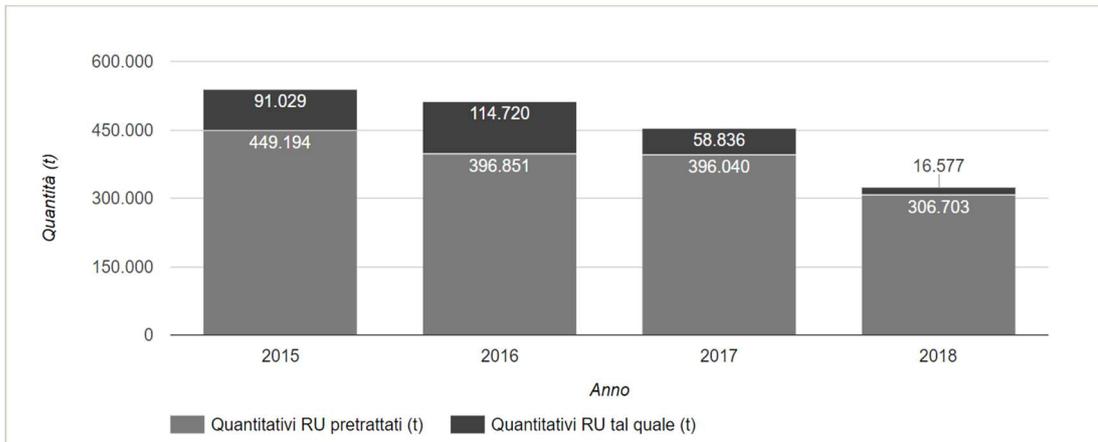


Figura 1.2 Quantitativi di RU e di rifiuti da trattamento RU smaltiti in discarica in Piemonte Fonte [11]

In Figura 1.2 si nota anche la suddivisione in rifiuti tal quale e rifiuti trattati, i rifiuti tal quale sono quelli che non subiscono trattamenti prima di essere smaltiti, mentre quelli trattati, sono quelli ad esempio in uscita dal TMB. La percentuale di rifiuti trattati conferiti in discarica risulta in aumento⁶; nel 2018 la percentuale di rifiuti provenienti dal TMB ammonta a circa ai due terzi dei totali trattati (199.114 tonnellate su un totale di 306.703,0 di rifiuti tratti). Tuttavia, questa quantità in discarica risulta ancora molto rilevante e non corrisponde nemmeno alla totalità dei rifiuti immessi nelle discariche ma solo a circa l'80%⁷, poiché ad essa vanno aggiunti i rifiuti speciali come riportato in Figura 1.3:

⁶ Positivo per un certo senso dato che i trattamenti permettono la riduzione del materiale immesso in discarica. Un aumento della percentuale di rifiuti provenienti da trattamenti a parità di rifiuti prodotti significa una riduzione di materiale immesso in discarica.

⁷ Dato riferito al 2018 fonte [11].

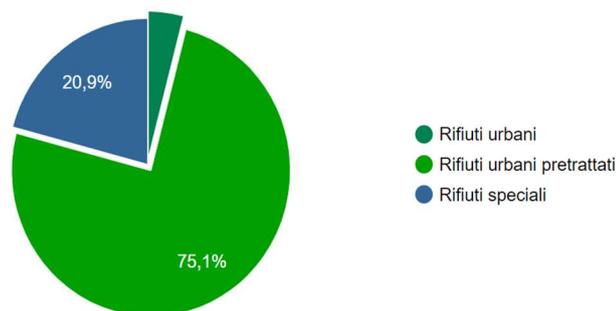


Figura 1.3 Smaltimento in discarica ripartizione percentuale dei rifiuti smaltiti in impianti che ricevono RU in Piemonte anno 2018 Fonte [11]

Inoltre, ricordando che le discariche hanno un volume limitato, considerando l'insieme di tutte quelle del Piemonte, risulta che i due terzi della volumetria concessa ad oggi è occupata (Tabella 1.5):

Volumetria autorizzata [m ³]	Capacità residua [m ³]
6.083.328	2.059.136

Tabella 1.5 Volumetrie discariche in Piemonte al 2018 Fonte [11]

La capacità residua risulta di circa due milioni di metri cubi, che può sembrare un numero decisamente molto grande, ma delle discariche attive già oltre quattro milioni metri cubi sono stati occupati.

A fronte di questi numeri è necessaria un'organizzazione tempestiva in modo tale da evitare il raggiungimento dell'occupazione totale e dunque la necessità di apertura di altre discariche. A tal fine un incremento della raccolta differenziata del rendimento dei processi di trattamento⁸ dei rifiuti ritarda i tempi dell'occupazione totale della discarica; tuttavia, dato le limitazioni già elencate prima, una maggiore termovalorizzazione può servire per dilatare ulteriormente queste tempistiche.

Mettendo a confronto la situazione in Lombardia con quella in Piemonte si possono fare alcuni ragionamenti; nelle tabelle 1.6 e 1.7 sono riportati i valori della produzione di rifiuti urbani per il 2018.

⁸ Un alto rendimento dei trattamenti, a valle di una buona raccolta differenziata, significa aumentare il più possibile la frazione di materiale in uscita che potrà essere riutilizzato

RU indifferenziato [ton]	RU differenziato [ton]	Ingombranti a Smaltimento [ton]	Rifiuti totali [ton]
1.395.763,96	3.401.839,63	13.380,16	4.1010.983,74

Tabella 1.6 Produzione RU in Lombardia nel 2018 Fonte [12]

RU indifferenziato [ton]	RU differenziato [ton]	Ingombranti a Smaltimento [ton]	Rifiuti totali [ton]
829.409,51	1.329.235,82	9.424,58	2.168.069,91

Tabella 1.7 Produzione RU in Piemonte nel 2018 Fonte [12]

I rifiuti indifferenziati e gli ingombranti della Lombardia risultano essere circa una volta e mezza quelli del Piemonte, quindi in linea teorica ci si potrebbe aspettare uno smaltimento in discarica maggiore rispetto a quello del Piemonte. Invece, grazie all'invio a recupero energetico non risulta così, dato che il Piemonte nel 2018 ha smaltito una volta e mezza i rifiuti urbani della Lombardia nonostante la sua produzione risultasse molto inferiore (Tabella 1.8).

Piemonte	Lombardia
Rifiuti urbani stoccati in discarica [ton]	Rifiuti urbani stoccati in discarica [ton]
323280,0	205444,6

Tabella 1.8 Confronto tra Piemonte e Lombardia RU stoccati in discarica nel 2018 Fonte [11]

Un ulteriore impianto di termodistruzione potrebbe quindi favorire la riduzione dello stoccaggio in discarica.

1.3.2 Impianti per il Trattamento Meccanico Biologico

Gli impianti per il Trattamento Meccanico Biologico dei rifiuti in Piemonte sono undici, addirittura tre in più della Lombardia. Il confronto tra le due regioni è riportato in Tabella 1.9.

Piemonte	Lombardia
Numero impianti TMB	Numero impianti TMB
11	8

Rifiuti trattati in TMB [ton]	Rifiuti trattati in TMB [ton]
514.1132,2	370.921,4

Tabella 1.9 Confronto tra Piemonte e Lombardia TMB e RU trattati nei TMB nel 2018

La massa di rifiuti trattata negli impianti TMB in Piemonte risulta essere una volta e mezza maggiore rispetto alla Lombardia; questo implica sia una più alta probabilità che il rifiuto mandato in discarica sia stato trattato, sia che localmente non si sfrutta in maniera adeguata le possibilità offerte da questo tipo di impianti nei confronti dei termovalorizzatori.

La cartina in Figura 1.4 riporta la disposizione in Piemonte degli impianti di TMB:

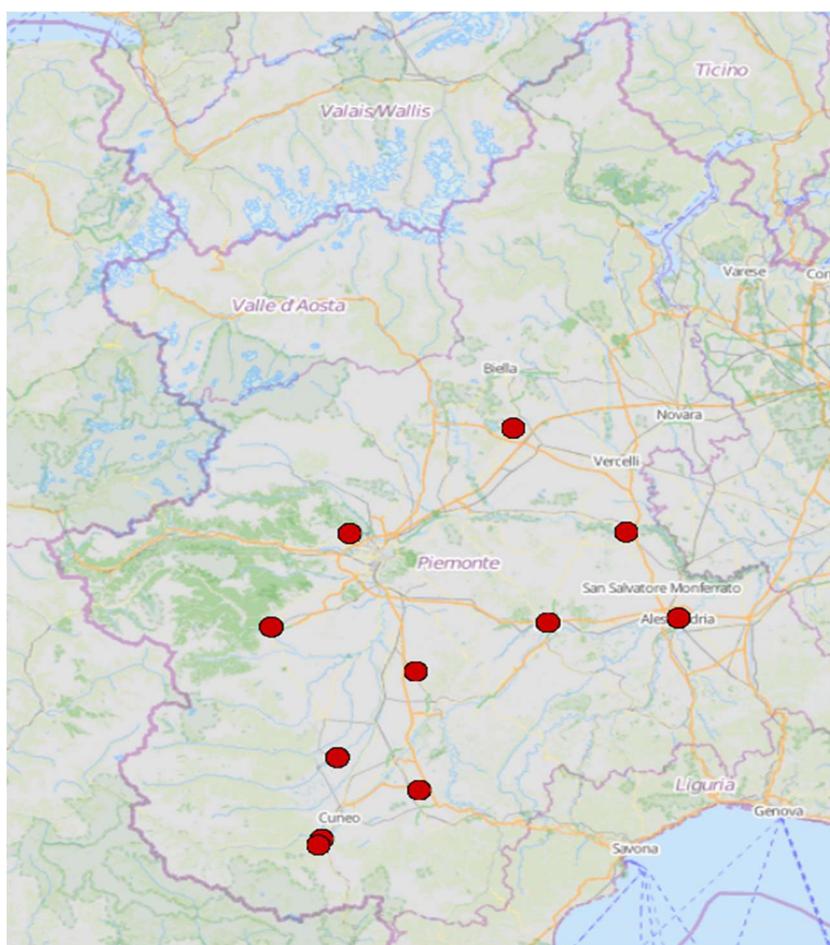


Figura 1.4 Localizzazione dei TMB in Piemonte Fonte [11]

I dati dei rifiuti in ingresso nei TMB piemontesi sono riportati in tabella 1.10

Trattamento meccanico biologico (TMB)						
Provincia	Comune	RU indiff. (t)	Rif. da trattamento RU (t)	Altri RU (t)	Tot. RU e tratt. RU (t)	
TORINO	Druento	1.272,00	993,2	0	2.265,20	
TORINO	Pinerolo	31.533,10	167,7	5.545,80	37.246,60	
CUNEO	Borgo San Dalmazzo	20.359,90	628,3	2.248,00	23.236,20	
CUNEO	Magliano Alpi	22.119,70	13.853,30	737	36.710,00	
CUNEO	Roccavione	0	21.070,00	0	21.070,00	
CUNEO	Sommariva del Bosco	30.381,50	5.711,00	0	36.092,50	
CUNEO	Villafalletto	45.624,40	18.241,00	2.199,40	66.064,80	
ASTI	Asti	45.489,70	898	0	46.387,70	
ALESSAND	Alessandria	108.067,00	0	1.164,00	109.231,00	
ALESSAND	Casale Monferrato	10.766,50	710,7	0	11.477,30	
BIELLA	Cavaglia'	118.283,50	386,6	6.481,00	125.151,00	
Piemonte		11	433.897,30	62.659,70	18.375,20	514.932,20

Tabella 1.10 RU trattati nei TMB in Piemonte nel 2018 Fonte [11]

Trattamento meccanico biologico (TMB) - ripartizione percentuale dell'output degli impianti della regione Piemonte, anno 2018

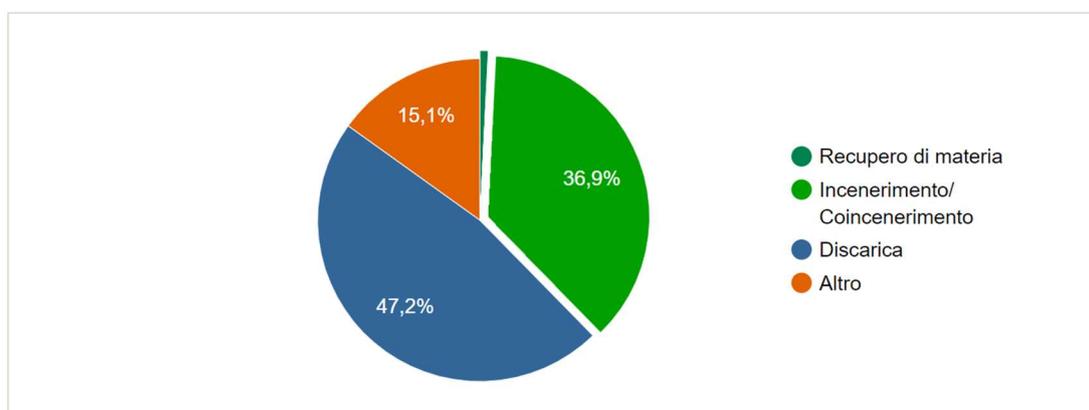


Figura 1.5 Ripartizione percentuale output TMB in Piemonte nel 2018 Fonte [11]

Il grafico a torta in Figura 1.5 mostra come quasi la metà dei rifiuti trattati sia diretto in discarica.

Nel 2018 l'output verso l'incenerimento⁹ e coincenerimento¹⁰ è stata di 155.551 tonnellate di rifiuti trattati; di questi, solamente una parte è stata sfruttata dagli impianti in Piemonte, l'altra è stata inviata al recupero energetico in Lombardia.

⁹ Il Decreto Legislativo 11 maggio 2005, n. 133 "Attuazione della direttiva 2000/76/CE, in materia di incenerimento dei rifiuti" definisce un impianto di incenerimento come una qualsiasi unità e attrezzatura tecnica, fissa o mobile, destinata al trattamento termico di rifiuti ai fini dello smaltimento, con o senza recupero del calore prodotto dalla combustione

¹⁰ Il Decreto Legislativo 11 maggio 2005, n. 133 "Attuazione della direttiva 2000/76/CE, in materia di incenerimento dei rifiuti", definisce un impianto di coincenerimento come un qualsiasi impianto, fisso o mobile, la cui funzione principale consiste nella produzione di energia o di materiali e che utilizza rifiuti come combustibile normale o accessorio o in cui i rifiuti sono sottoposti a trattamento termico ai fini dello smaltimento.

1.4 Provincia di Biella

Nel Biellese gli impianti per il trattamento di rifiuti sono due: un impianto TMB con annessa una discarica, localizzato a Cavaglià (a cui si è già fatto riferimento), e un impianto di compostaggio a Vigliano Biellese.

L'impianto TMB di Cavaglià è quello che nel 2018 ha trattato più rifiuti rispetto agli altri in Piemonte, 125.151 tonnellate, tra indifferenziati, rifiuti da trattamento di rifiuti urbani e altri rifiuti urbani, non tratta rifiuti speciali. Considerato che nel 2018 in Piemonte 514.1132,2 tonnellate di rifiuti sono state trattate in impianti TMB, un quarto di questo valore è stato trattato a Cavaglià [9].

La tecnologia usata da questo impianto è detta di selezione e bioessiccazione a flusso unico con cumuli statici aerati. Questo impianto opera una selezione meccanica del rifiuto seguito da una rimozione di liquidi presenti nella sua parte umida.

La tabella 1.11 riassume le principali caratteristiche dell'impianto.

Flusso	Massa [ton]
Quantità autorizzata	130.000
Input rifiuti indifferenziati	118.283,5
Input rifiuti da trattamento RU	386,6
Input altri RU	6.481,0
Input rifiuti speciali	0
Input totale rifiuti	125.151
Output a recupero di materia	501
Output a incenerimento o coincenerimento	81.768
Output in discarica	5.605
Output altro	6.747

Tabella 1.11 Caratteristiche TMB Cavaglià input e output relativi all'anno 2018 Fonte [11]

Come si può osservare da questi dati è stata quasi raggiunta la capacità massima di questo impianto nel 2018.

Analizzando i numeri sugli input, il successivo grafico rivela le percentuali dei diversi rifiuti.

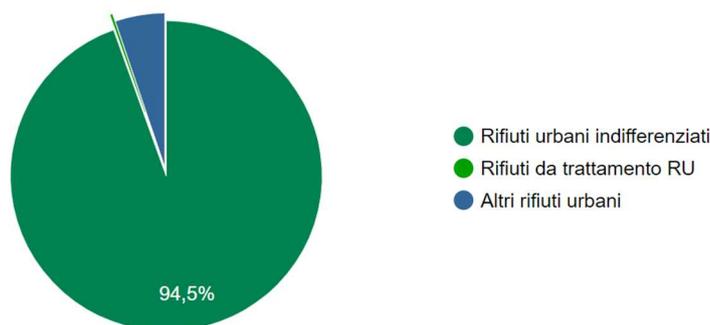


Figura 1.6 Ripartizione percentuale dei RU trattati nel TMB di Cavaglià nel 2018 Fonte [11]

La maggior parte di questi rifiuti risulta essere indifferenziati, 118.283,5 tonnellate all'anno, ma solo una parte è effettivamente prodotta nel Biellese (tabella 1.12).

Provincia	Rifiuti indifferenziati (t)
Torino	474.993,86
Vercelli	27.841,14
Novara	41.742,74
Cuneo	95.695,38
Asti	28.712,78
Alessandria	107.125,31
Biella	27.355,88
Verbano-Cusio-Ossola	25.942,43

Tabella 1.12 Produzione di RU indifferenziati in Piemonte per provincia nel 2018 Fonte [12]

Meno di un quarto dei rifiuti indifferenziati che arrivano all'impianto sono prodotti nel Biellese, gli altri provengono da altre province. Per capire le dimensioni dell'impianto basti pensare che riceve il quantitativo equivalente di tutti i rifiuti indifferenziati delle province di Biella, Vercelli, VCO e Novara. Tuttavia, risulta molto difficile avere flussi più precisi riguardo alla provenienza del quantitativo equivalente ingresso, ma sicuramente i rifiuti proverranno in parte da queste province in parte da altre. È possibile osservare nell'immagine 1.4 come l'impianto di Cavaglià sia l'unico della zona del Nord del Piemonte; la sua geolocalizzazione è una delle probabili cause di

questo enorme ammontare di rifiuti. È bene precisare che la Valle d'Aosta non possiede nessun impianto di TMB, quindi è possibile che conferisca una percentuale di rifiuti all'impianto di Cavaglià, poiché risulta non solo nelle vicinanze ma anche con permessi tali da poter ricevere rifiuti anche fuori provincia.

Considerando gli output è possibile valutare l'efficienza¹¹ di recupero materiale di questo impianto (Eq. 1.6).

$$\eta_{TMB} = \frac{81.768 + 501}{125.151} = 0,657 = 65,7\% \quad (1.6)$$

Questo dato indica che circa i due terzi dei rifiuti solidi vengono recuperati e utilizzati altri fini. La terza parte non è totalmente uno scarto, perché il rifiuto in ingresso possiede una percentuale d'acqua. La parte contenente acqua, la frazione umida, per mezzo di trattamenti di essiccazione, diminuisce la sua massa totale. La riduzione della massa è dovuta all'evaporazione dell'acqua, che non risulta un vero e proprio scarto. Considerando solo la parte solida come output, a basso contenuto d'acqua, per questo chiamata secca, avremo un'efficienza maggiore (Eq. 1.7).

$$\eta_{TMBsecca} = \frac{(81.768 + 501)}{(81.768 + 501 + 5.605 + 6.747)} = 0,869 = 86,9\% \quad (1.7)$$

Questo impianto dunque permette di utilizzare circa l'87% del rifiuto secco solido. Come risulta anche nel seguente grafico.

¹¹ Esistono diversi modi per definire un'efficienza, qui in generale è stato considerato come effetto positivo: l'invio all'incenerimento, supponendo con buona approssimazione che sia totalmente inviato ad impianti con recupero di energia; e l'output con recupero di materia; la voce "output altro" è il percolato, uno scarto. Risulta una buona approssimazione perché gli impianti di incenerimento vicini includono tutti il recupero di energia.

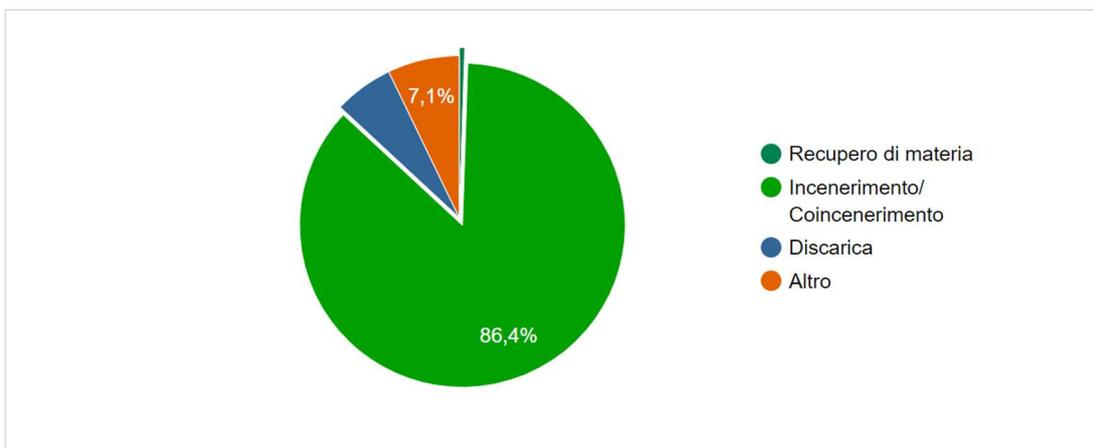


Figura 1.7 Ripartizione percentuale output TMB Cavaglià nel 2018 Fonte [11]

Tuttavia, questi rifiuti destinati all'incenerimento e coincenerimento vengono conferiti solo in parte in Piemonte per la termodistruzione. Questa conclusione è basata sulla presenza di due soli impianti di termodistruzione e sulla quantità di rifiuti trattati.

Impianto incenerimento Torino	Impianto co-incenerimento Robilante (prov. Cuneo)
Da trattamento RU [ton]	Da trattamento RU [ton]
47.863,0	56.807,0

Tabella 1.13 RU da trattamenti termodistrutti in Piemonte nel 2018 Fonte [11]

La somma di questi due valori è uguale a 104.690 tonnellate; questa è la quantità di rifiuti urbani trattati che vengono termovalorizzati in Piemonte.

Il dato di output regionale da TMB per l'incenerimento o il co-incenerimento è di 155.551 tonnellate per il 2018, quindi sicuramente una parte viene incenerita fuori regione. La minima quantità di rifiuti incenerita fuori regione circa 50.000 tonnellate, ovvero un terzo dei rifiuti destinati all'incenerimento in uscita dai TMB in Piemonte. Il trattamento dei rifiuti urbani indifferenziati non include solamente quello svolto da impianti di TMB, ma anche altri processi compiuti in altri tipi di impianti¹², come ad esempio si può notare nei valori di conferimento nelle discariche già citati prima.

¹² Tuttavia, la maggior parte dei rifiuti trattati, oltre il 50%, si riferisce solitamente ad impianti di TMB.

Input discarica da trattamenti di RU [ton]	Output da TMB verso discarica [ton]
306.703	199.114

Tabella 1.14 Confronto output TMB a discarica e input RU trattati in discarica Fonte [11]

Analizzando la situazione geografica, la zona di Cuneo risulta ben fornita di impianti di TMB, la cui somma degli output verso incenerimento o co-incenerimento si attesta sulle 60000 tonnellate di rifiuti, quindi con buone probabilità l'impianto di co-incenerimento di Cuneo (input 56.807,0 ton nel 2018) è servito da questi output.

Per l'impianto di Torino invece, facendo l'ipotesi che tutti i rifiuti in uscita dal TMB di Pinerolo (TO) diretti ad incenerimento (14.079 tonnellate nel 2018) vadano al TMV di Torino, risultano circa 33000 tonnellate di rifiuti trattati provenienti da fuori provincia. Ipotizzando che tutti i rimanenti rifiuti trattati in input al termovalorizzatore di Torino provengano dal TMB di Cavaglià.

$$\begin{aligned} \Delta R &= R_{out,Cavaglià} - (R_{in,TMV} - R_{out,Pinerolo}) = 81.768 - (47.863 - 14.079) \\ &= 47984 \text{ ton (1.8)} \end{aligned}$$

I rifiuti inviati ad incenerimento fuori regione dal TMB di Cavaglià risultano essere circa 48000 tonnellate, nonostante l'ipotesi più cautelativa. Questo dato, con buone probabilità, sarà superiore, poiché le distanze per il TMV di Torino sono molto simili per gli impianti di TMB di Asti e Alessandria. Inoltre, questa probabilità aumenta dato la società che gestisce l'impianto di TMB di Cavaglià, l'A2A, è la stessa che gestisce anche molti impianti di termovalorizzazione in Lombardia, tra cui gli impianti di Bergamo e Brescia.

Un quantitativo di 50000 tonnellate di rifiuti trattati è un combustibile sufficiente per un piccolo impianto di termovalorizzazione. Ad esempio, un impianto di piccola taglia come quello di Bergamo utilizza tra le 50000 e 60000 tonnellate di rifiuti all'anno; la presenza di combustibile giustificerebbe almeno in prima battuta un impianto TMV nel Biellese.

CAPITOLO 2: Il Termovalorizzatore

2.1 Il termovalorizzatore: aspetti generali

Il termovalorizzatore è un impianto che sfrutta energia intrinseca contenuta nei rifiuti per produrre altra energia; valorizza quella quantità che altrimenti in discarica andrebbe sprecata. Il concetto che sta alla base di un termovalorizzatore è che per la produzione di beni di ogni tipo si sfruttano le materie prime, ovvero quelle estratte dalla terra; l'estrazione di questi materiali non è gratuita, ma ha un costo, in termini monetari, di energia e di emissioni, per questo motivo è bene sfruttarlo "fino alla fine". Con il termine fino alla fine si intende finché non ritorna alla terra anche se in stato della materia diverso¹³. Lo sfruttamento maggiore di una risorsa è lo stesso concetto alla base della raccolta differenziata, ma trattandosi di rifiuto indifferenziato, quindi non riciclabile, l'unico modo per sfruttarlo maggiormente risulta utilizzare la sua energia interna.

Inizialmente, la combustione del rifiuto era nata come l'eliminazione di un problema, infatti gli impianti erano più comunemente chiamati inceneritori. Da trent'anni a questa parte si è iniziato a pensare di sfruttare questa energia, data la necessità di una eliminazione per mezzo di una combustione. Per distinguere i due tipi di impianti è stato coniato il termine termovalorizzatore (TMV), anche se spesso al giorno d'oggi sono comunque chiamati inceneritori, tuttavia per la maggior parte dei casi hanno il recupero di energia, sono dunque termovalorizzatori.

In generale, il processo di incenerimento è un'ossidazione del rifiuto, che avviene in tre fasi [13]: essiccamento e degassamento, pirolisi e gasificazione, ossidazione:

- Essiccamento e degassamento: in questa prima fase si sviluppano i componenti volatili, come acqua ed idrocarburi, con temperature comprese tra 100 e 300°C; questo processo dipende solo dal calore fornito.
- Pirolisi e gasificazione: in questa fase avviene la decomposizione dei materiali organici con temperature tra i 250°C e i 700°C e la gasificazione dei componenti carboniosi con temperature tra i 500°C e 1000°C.

¹³ La sostanza estratta può essere liquida come il petrolio ma essere restituita in forma gassosa, ad esempio la CO₂.

- Ossidazione: terza ed ultima fase in cui avviene l'ossidazione vera e propria, i gas generati nelle prime due fasi sono ossidati, secondo il metodo di incenerimento selezionato, con temperature tra 800°C e 1450°C.

Anche se esistono queste tre fasi non è possibile definire sempre una vera separazione temporale; esse si influenzano a vicenda.

2.1.1 Scopo e componenti

Lo scopo principale di un termovalorizzatore è ridurre il volume e la pericolosità del rifiuto, catturando o distruggendo eventuali sostanze rischiose emesse durante la combustione [13].

I principali componenti sono:

- La consegna del rifiuto
- Il bunker, per lo stoccaggio del rifiuto
- L'inceneritore, per la termodistruzione del rifiuto
- Il generatore di vapore, per il recupero di energia con l'evaporazione del vapore e la successiva conversione dell'energia
- Il sistema di pulizia dei gas esausti
- Il camino, per l'espulsione dei gas esausti

L'immagine seguente illustra un TMV a rifiuti urbani con il trattamento dei gas esausti.

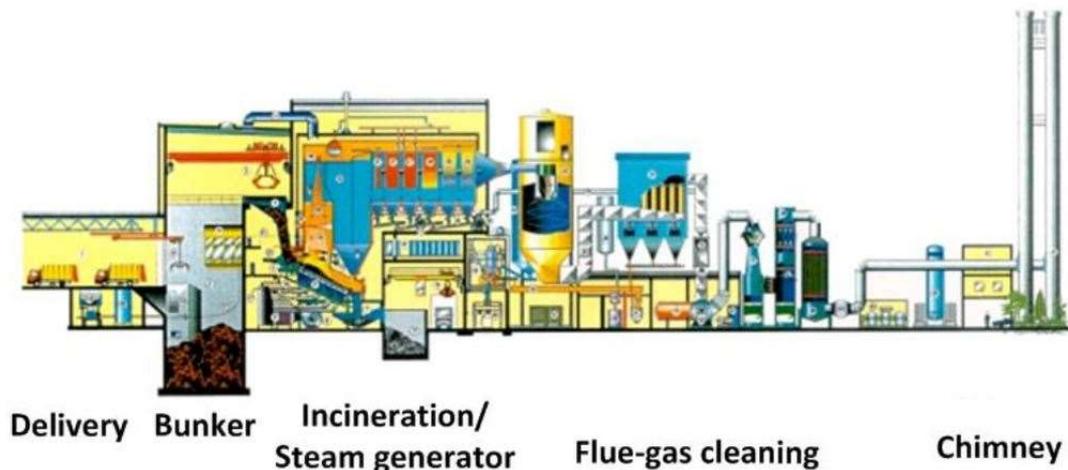


Figura 2.1 Esempio di impianto di incenerimento per i rifiuti solidi urbani con trattamento dei fumi Fonte [14]

In generale si possono distinguere diverse fasi:

1. Ricezione del rifiuto

2. Stoccaggio del rifiuto e delle materie prime
3. Pretrattamento del rifiuto, dove necessario, che può essere fatto nel sito o fuori
4. Caricamento del rifiuto nel processo
5. Trattamento termico del rifiuto
6. Recupero di energia e conversione
7. Pulizia dei gas esausti
8. Gestione dei residui della pulizia dei gas esausti
9. Scarico dei gas esausti
10. Controllo e trattamento delle acque reflue
11. Gestione e trattamento delle ceneri
12. Deposito dei residui solidi

2.1.2 Tipi di termovalorizzatori

Esistono diversi tipi di impianti per l'incenerimento di rifiuti che si distinguono per il tipo di rifiuto trattato, che necessita di diversi pretrattamenti, diverso tipo di stoccaggio e diverso tipo di maneggio. Inoltre, esistono anche diverse leggi e normative ambientali che regolano il loro funzionamento e i limiti di emissioni e input al fine di evitare rischi con le sostanze più pericolose.

Secondo il tipo di combustibile si distinguono in:

- Rifiuti solidi urbani ed assimilabili
- Rifiuti pericolosi
- Fanghi di depurazione
- Rifiuti clinici

Esistono molte differenze tra questi tipi di impianti, di seguito verrà confrontato il tipo di impianto utile per questa tesi con le restanti tipologie.

È bene evidenziare che anche se l'incenerimento di sostanze pericolose possa apparire molto rischioso, è un processo che tratta in maniera più esaustiva il rifiuto rispetto ad un semplice stoccaggio in discarica che potrebbe essere più sicuro nel breve termine ma nel tempo potrebbe generare ulteriori complicazioni senza sapere l'effettiva origine di queste ultime [13].

La prima grossa differenza è il grado di rischio: ad esempio i rifiuti pericolosi possono contenere diverse percentuali di mercurio, fosfiti, cianuro, acidi, metalli alcalini, per

questo motivo risulta molto più complesso il controllo nelle diverse fasi tra cui il trasporto, lo stoccaggio, la combustione e la pulizia dei gas. Per questo motivo la normativa impone grosse limitazioni come alti livelli di precauzioni nel trasporto e volumi di stoccaggio limitati, queste implicano che gli impianti risultino normalmente di taglie inferiori rispetto a quelli alimentati a rifiuti solidi urbani. Inoltre, a causa della pericolosità di questi elementi (i quali possono generare corrosioni dovuta ad esempio agli acidi), i materiali di costruzione dell'impianto devono essere scelti per evitare questi tipi di problemi; ne consegue un maggiore costo per i componenti che devono subire pretrattamenti più complessi, anche per evitare rischi per il personale che ci lavora. Anche il trattamento dei fumi risulta ben più complicato data la natura delle sostanze trattate e soprattutto richiede un'alta efficienza per sottostare ai limiti di legge sulle emissioni, richiedendo così sistemi all'avanguardia e più costosi.

Discorso simile vale per i rifiuti clinici che possono contenere contaminanti biologici, sostanze farmaceutiche, equipaggiamenti medici usati, agenti infettivi, rifiuti veterinari, parti di corpi o materiali contaminati da radiazioni, quindi possiedono un alto livello di rischio per cui esistono anche in questo caso limitazioni di stoccaggio e trasporto, con trattamento molto più specifici e costosi.

Anche per i fanghi di depurazione esistono diversi accorgimenti di cui tener conto, che riguardano meno l'aspetto di rischio ma comunque importanti: ad esempio la presenza di svariate concentrazioni di metalli, la possibile elevata concentrazione di materiale umido da pretrattare ed essiccare, grande presenza di materiale organico nella parte secca solida, la possibile presenza di materiali (come il calcare ad esempio) che sono contenuti nei fanghi; sostanzialmente anche se meno pericoloso degli altri due un combustibile diverso da quello solido urbano.

2.1.3 Combustibile e trattamenti

Un termovalorizzatore che funziona a rifiuti solidi urbani ed assimilabili può funzionare con il rifiuto tal quale, ossia il rifiuto indifferenziato raccolto e portato così com'è al TMV, oppure con un rifiuto trattato.

Il combustibile solido urbano risulta molto influenzato dalla presenza di un trattamento come si può vedere nella tabella 2.1:

Frazione rimossa	Principale impatto sul rifiuto rimanente
Vetro e metalli	-Incremento del potere calorifico -Diminuzione dei metalli presenti nelle scorie
Carta e plastica	-Decremento del potere calorifico -Possibile diminuzione di cloro se presenti PVC
Rifiuti organici (cibo, verde)	-Decremento dell'umidità -Incremento del potere calorifico
Rifiuti ingombranti	-Ridotto bisogno di separazione e triturazione del rifiuto
Rifiuti pericolosi	-Riduzione di metalli pericolosi, incluso il mercurio -Riduzione di altre sostanze come cloro, bromo

Tabella 2.1 Impatti dei diversi tipi di rifiuto rimossi Fonte [15]

Queste azioni sono la somma di una raccolta differenziata e di un trattamento, ad esempio quello meccanico biologico.

L'utilizzo del TMB è molto utile sia per quanto riguarda la discarica sia per un TMV, come già visto nel capitolo 1; per quanto riguarda il TMV, esso è utile perché aumenta il potere calorifico (PC) del rifiuto in ingresso. L'aumento del PC è dovuto a svariati fattori tra cui: la riduzione della parte organica con un elevato contenuto percentuale di acqua; la rimozione di eventuali inerti come metalli e vetro presenti nell'indifferenziato, solo i materiali che non sono riciclabili sono inviati a valorizzazione. Tutto questo flusso di rifiuti proveniente al TMV dal TMB è detto combustibile solido secondario, CSS o combustibile derivato da rifiuti, CDR.

Il CSS è diverso dal rifiuto tal quale poiché possiede un PC superiore, minore quantità d'acqua e una percentuale di materiale inerte inferiore. Solitamente è compresso in balle per cui è più facile da trasportare, risulta molto più omogeneo e chimicamente e biologicamente stabile e quindi sicuro. Tutte queste caratteristiche conferiscono al CSS l'ideale combustibile è per un TMV, per cui quando presente risulta molto conveniente sfruttarlo, perché migliora l'efficienza dell'impianto. Tuttavia, spesso non è sufficiente la produzione di tale rifiuto localmente, sia per la portata di rifiuti sia per il costo per il sostentamento di un grande impianto, quindi è mescolato al rifiuto tal quale per migliorare le caratteristiche di quest'ultimo, come ad esempio avviene nell'impianto di Torino, di cui si scriverà più avanti.

La tabella 2.2 riassume i vantaggi e gli svantaggi del CSS rispetto al rifiuto tal quale.

Vantaggi	Svantaggi
Basso contenuto d'acqua	Alto costo di produzione
Più omogeneo	Limiti: produzione del rifiuto locale
Alto PCI	Necessità di impianti, tipo TMB
Recupero massimo delle sostanze riciclabili	Alto costo degli impianti
Minore volume occupato	Limiti trattamento rifiuto negli impianti
Chimicamente e biologicamente stabile	
Facile trasporto	

Tabella 2.2 Vantaggi e Svantaggi del CSS Fonti [13] [16]

Per essere classificato come CSS o CDR il rifiuto deve avere certe caratteristiche definite nel *DM_AMBIENTE 05_02_1998*.

P.C.I	minimo sul tal quale	15.000 KJ/Kg
Umidità	in massa	Max 25%
Cloro	in massa	Max 0,9%
Zolfo	in massa	Max 0,6%
Ceneri	Sul secco in massa	Max 20%
Pb volatile	Sul secco in massa	Max 200 mg/kg
Cr	Sul secco in massa	Max 100 mg/Kg
Cu (composti solubili)	Sul secco in massa	Max 300 mg/Kg
Mn	Sul secco in massa	Max 400 mg/Kg
Ni	Sul secco in massa	Max 40 mg/Kg
As	Sul secco in massa	Max 9 mg/Kg
Cd + Hg	Sul secco in massa	Max 300 mg/Kg

Tabella 2.3 Caratteristiche necessarie CSS Fonte [16]

Analizzando la tabella 2.3 è possibile comprendere quali siano le massime quantità che possono essere emesse attraverso l'utilizzo di solo CSS; viene definito anche un valore minimo del PCI.

Trattando i casi in cui il combustibile non sia esclusivamente CSS, ma solamente il rifiuto tal quale oppure una parte di tal quale ed una di CSS, diventano molto importanti i trattamenti nel TMV. Prima della vera e propria combustione all'interno

dell'impianto di termovalorizzazione, in particolare nel bunker, esistono normalmente altri trattamenti, tra cui il miscelamento, lo schiacciamento e la triturazione. Con il miscelamento si mischia il rifiuto per avere una maggiore omogeneità, questo viene solitamente fatto per tutti i rifiuti, mentre con lo schiacciamento e la triturazione sono formati componenti come le balle di CSS e di ingombranti, sebbene a volte siano applicati anche a tutto il rifiuto [13].

2.1.4 Differenziata e termovalorizzatore

Il pensiero più comune è che un TMV di rifiuti urbani risulti essere in contrasto con la raccolta di rifiuti differenziata, invece può essere suo complementare.

Può essere utile usare i risultati di uno studio sui rifiuti domestici e rapportarli con la raccolta differenziata:

- ✓ In generale la raccolta differenziata diminuisce la portata ad un termovalorizzatore di circa il 42%, e riduce il suo PCI del 3%; generalmente l'efficienza del TMV scende con l'incremento dell'efficienza della raccolta differenziata
- ✓ La raccolta del vetro diminuisce la portata ad un TMV di circa 13%, e aumenta il PCI del 15%
- ✓ La raccolta di imballaggi e carta diminuisce la portata ad un TMV di circa 21%, e diminuisce il PCI del 16%
- ✓ La frazione fine aumenta con la differenziata da 16% a 33%, questa è particolarmente ricca di metalli.

Questi numeri sembrano sostenere l'ipotesi di un conflitto di interesse, tra la raccolta differenziata ed il TMV, tuttavia è meglio argomentare alcuni punti.

Innanzitutto, un TMV come già detto, sfrutta il combustibile prodotto da rifiuti urbani indifferenziati tal quali o trattati la maggior parte dei quali non riciclabili, quindi utilizza il complementare della differenziata. In secondo luogo, se il rifiuto è trattato in un impianto, come quello meccanico biologico, aumenta la probabilità che questo tipo di rifiuto non sia più riciclabile. Importante è ribadire il concetto che il combustibile del TMV sia composto da materiali non riciclabili, quindi in alternativa andrebbe in una discarica.

Inoltre, il TMV elimina gli scarti della differenziata, come plastiche non riciclabili e carta alla fine del suo ciclo vita, questi tipi di rifiuti, attraverso una selezione fatta monte dell'impianto, contribuiscono ad aumentare il PCI del combustibile. Infatti, a valle della differenziata esiste uno scarto che può essere inviato ad un impianto di trattamento come un TMB oppure direttamente al TMV. Il PCI non può scendere sotto certi limiti, dunque, una buona differenziata può essere sfruttata attraverso i suoi scarti, una buona differenziata permette al rifiuto indifferenziato di essere molto più adatto a diventare un combustibile, ad esempio è utile differenziare il vetro, perché questo non è combustibile, per cui si abbasserebbe il PCI medio, assorbendo calore si sprecherebbe energia, per poi essere rimosso comunque dopo insieme agli scarti del TMV. Differenziarli a priori significa non solo rendere più facile la separazione in un impianto di trattamento a monte del TMV, ma anche garantire una probabilità superiore che essi non si trovino nel combustibile utilizzato.

Esiste anche un tipo di riciclo a valle del TMV, infatti vari paesi sfruttano anche parte delle ceneri: in Italia (20%) come additivi per il cemento, in Germania per opere civili (72%), in Francia per la costruzione di strade (77%), azione che non sarebbe possibile senza incenerimento. [17] Quindi; anche se in basse percentuali, risulta un riciclo di materiale che in discarica non si sarebbe potuto utilizzare.

2.1.5 Funzionamento

I rifiuti arrivano al bunker tramite camion e treni, dove vengono scaricati; il dimensionamento del bunker è fatto secondo la possibile quantità di rifiuti in arrivo, solitamente dai 3 ai 5 giorni con l'impianto fermo, qui i rifiuti vengono miscelati e triturati [13]. Il bunker è impermeabile all'acqua e dotato di un sistema antincendio, per prevenire eventuali odori l'aria che serve per la combustione è prelevata dal suo interno.

È possibile vedere nella figura 2.2 un esempio dei settori adibiti all'incenerimento ed al recupero dell'energia, in particolare si distinguono dieci zone diverse:

1. Presa dei rifiuti, tramite uno scivolo
2. Alimentatore di rifiuti
3. Zona di incenerimento
4. Zona per l'incenerimento principale

5. Separatore per i grossi nuclei
6. Scaricatore delle ceneri di fondo
7. Raccolta resti di setacciatura
8. Zona di rimozione delle ceneri del boiler
9. Zona di fornitura di aria primaria
10. Zona di fornitura di aria secondaria

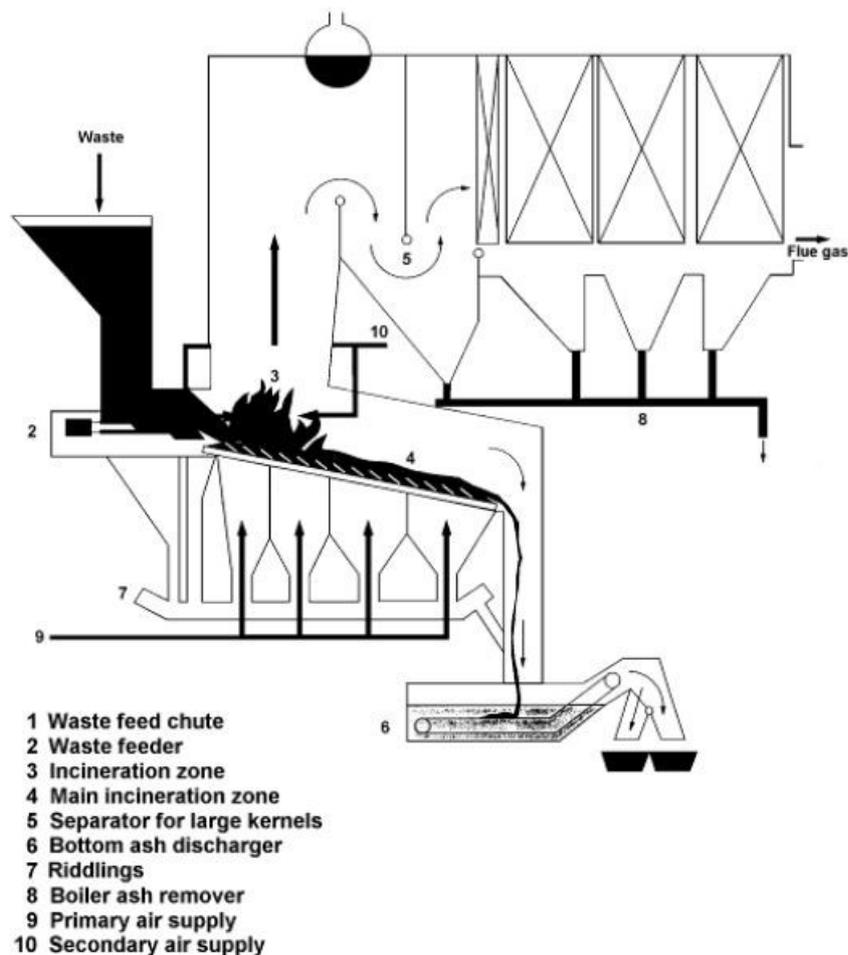


Figura 2.2 Esempio dei componenti fornace grate e sistema di recupero del calore per un impianto a rifiuti solidi urbani Fonte [14]

Dopo il bunker come illustrato (Fig 2.2) è presente uno scivolo per la discesa dei rifiuti, la cui portata si può regolare grazie all'alimentatore di rifiuti; generalmente sono anche applicati dei sistemi ad acqua per prevenire eventuali danni da parte del fuoco a questi due componenti [13].

Diverse tecnologie sono applicate per il trattamento in camera di combustione; per i rifiuti solidi urbani si usano solitamente: grate di incenerimento, forni rotanti, sistemi

a letto fluidizzato. In Europa il 90% degli inceneritori a rifiuti solidi urbani utilizza il sistema a grate, [13] che è anche quello rappresentato nella figura 2.2. In particolare, il sistema a grate è composto da:

- Alimentatore di rifiuti
- Grata di incenerimento
- Scaricatore delle ceneri di fondo
- Impianto di fornitura d'aria
- Camera di combustione
- Sistemi ausiliari

La grata compie le seguenti azioni:

- ✓ Trasporta il rifiuto per l'incenerimento attraverso la fornace
- ✓ Controlla il flusso di materiale da incenerire
- ✓ Posiziona la zona di incenerimento principale nella camera di combustione, in modo tale da far rendere massima la sua efficienza

Esistono diversi tipi di grata che possono essere applicati.

I rifiuti, grazie all'alimentatore, proseguono alla zona di incenerimento, trasportati dalle grate mobili, fino alla camera di combustione che si trova già a determinate condizioni di temperatura e pressione; qui avviene la combustione.

Solitamente la camera di combustione all'avviamento è portata a temperatura di combustione tramite dei sistemi ausiliari, normalmente dei bruciatori alimentati a gas, in maniera da raggiungere la temperatura ottimale di combustione dei rifiuti e quindi evitare eventuali zone fredde e rifiuti incombusti per una temperatura troppo bassa, che genererebbero un valore elevato di emissioni. Sono infatti distinti il momento di accensione, di svolgimento normale e spegnimento; anche nello spegnimento intervengono i sistemi ausiliari per il mantenimento della temperatura in camera di combustione nel momento in cui si chiude l'alimentatore di rifiuti. Un altro caso in cui i sistemi ausiliari intervengono è quando la temperatura in camera di combustione scende per qualsiasi motivo, in automatico i bruciatori a gas si attivano per innalzare la temperatura.

La camera di incenerimento è delimitata dalla grata in basso, refrigerata ad aria o ad acqua, dalle pareti laterali, non refrigerate e in alto da un soffitto oppure un boiler.

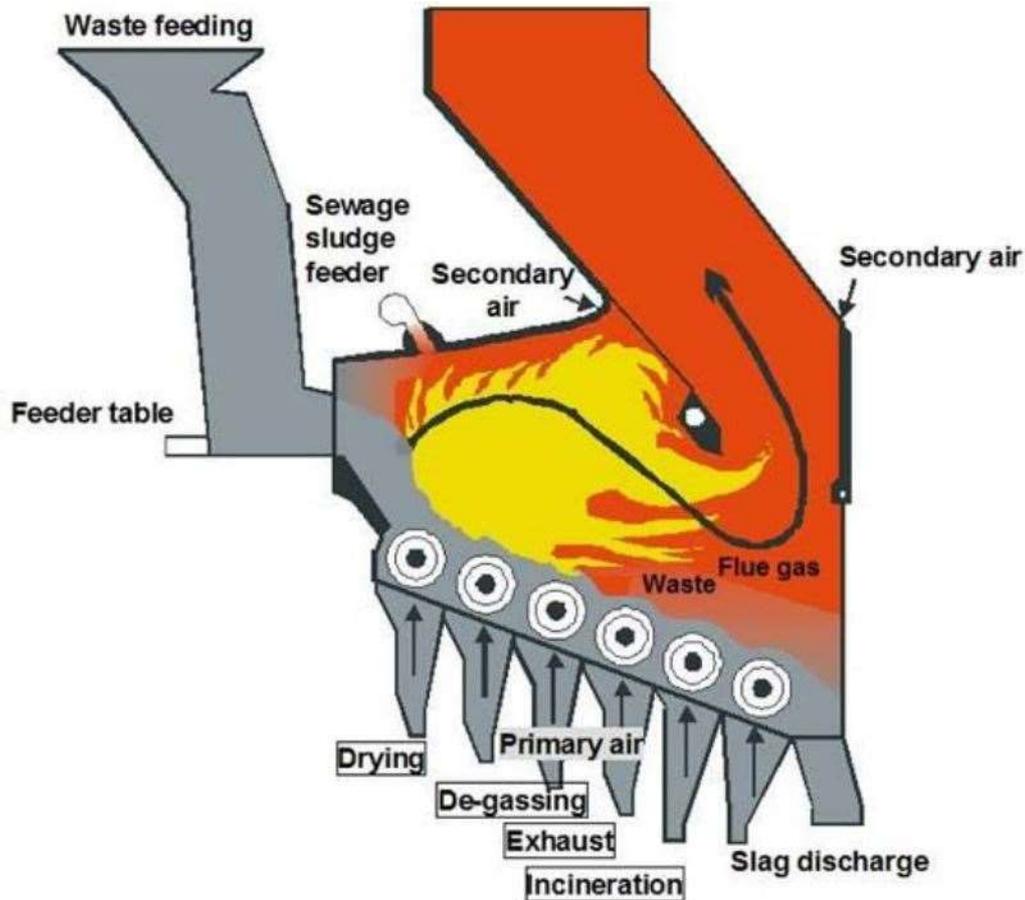


Figura 2.3 Esempio di una camera di Incenerimento Fonte [14]

Come si vede dalla figura 2.3, il processo di incenerimento inizia con l'essiccamento, il "drying", e il degassamento, "de-gassing", in cui si separa l'acqua rimanente nel combustibile e si formano le componenti volatili. Il rifiuto solido urbano ha solitamente un'alta percentuale di componenti volatili, infatti la maggior parte della combustione di gas avviene sopra la grata, mentre solo una piccola parte avviene su quest'ultima.

Per un corretto design della camera di incenerimento vanno considerati diversi fattori, i principali sono:

- La forma e la dimensione della grata, che determinano la sezione trasversale della camera la quale influenza la vorticosità e l'omogeneità del gas presente nella camera, fondamentali per un corretto incenerimento dei gas, generati dal rifiuto.
- Il tempo di permanenza dei gas nel forno, tale da permettere una completa combustione.

- Il raffreddamento parziale dei gas esausti da parte dell'aria secondaria, in modo tale da evitare nel boiler una fusione delle ceneri volatili presenti; il raffreddamento è anche una sicurezza per evitare che i gas superino il limite di temperatura della camera esistente.

Il design della camera cambia anche con il tipo di grata considerata. Normalmente, secondo il tipo di corrente del flusso dei gas, si distinguono tre tipi di design: corrente unidirezionale, controcorrente, media corrente.

Per la combustione sono necessarie tre cose: un combustibile, un comburente e la scintilla; il combustibile in questo caso è il rifiuto con i suoi gas, la scintilla è necessaria per innescare la combustione, tuttavia come già detto la camera di combustione è già avviata con il gas naturale (quindi il fuoco risulta già presente) il comburente è l'ossigeno, contenuto nell'aria. L'aria per la combustione, prelevata dal bunker, arriva per mezzo di ventilatori e si divide in primaria e secondaria. L'aria primaria viene fornita dal basso attraversando i fori delle grate e funziona anche come fluido di raffreddamento per i componenti presenti, che per via delle alte temperature potrebbero logorarsi¹⁴. Nei fori in cui passa l'aria potrebbero cadere le particelle più piccole che vengono poi raccolte al fondo di questi fori e uniti alle ceneri per essere smaltiti. Non sempre l'aria proveniente da questi fori è sufficiente, dunque un altro sistema di ventilatori fornisce l'aria secondaria per far avvenire la totale combustione. È importante che una combustione parziale sia limitata il più possibile, specialmente con elementi che contengono carbonio. La combustione parziale del carbonio ha come prodotto il monossido di carbonio, CO, che risulta tossico per l'uomo, la cui quantità di emissione è regolato da norma, per cui ogni sistema che riduca la sua produzione evita problemi con le leggi ambientali. L'aria, oltre a funzionare come comburente e come fluido di raffreddamento, serve anche per il miscelamento del gas esausto e per evitare la formazione di scorie nella camera di combustione.

I TMV sono modellati per avere una ottima combustione, ossia una combustione a temperatura minima, per il minimo tempo e con il contenuto minimo di ossigeno per

¹⁴ Per impianti invece che funzionano con PCI elevati, maggiori di 12MJ/kg, è previsto per le grate anche un sistema di raffreddamento ad acqua. [13]

farla avvenire. Normalmente, si raggiungono temperature tra 850°C e 1100°C, per un tempo di residenza di almeno due secondi, con un contenuto di ossigeno al 6%¹⁵. [13]
 Dopo la combustione ci sono due fasi distinte: la prima riguarda le componenti solide rimanenti mentre la seconda i gas esausti.

Le componenti solide rimanenti in fondo alla grata sono scaricate attraverso uno scaricatore delle ceneri di fondo, che funziona anche da tappo alla camera di combustione, poiché non consente la fuoriuscita dei gas esausti e non permette all'aria di entrare, garantendo una regolazione più efficace dell'aria primaria.

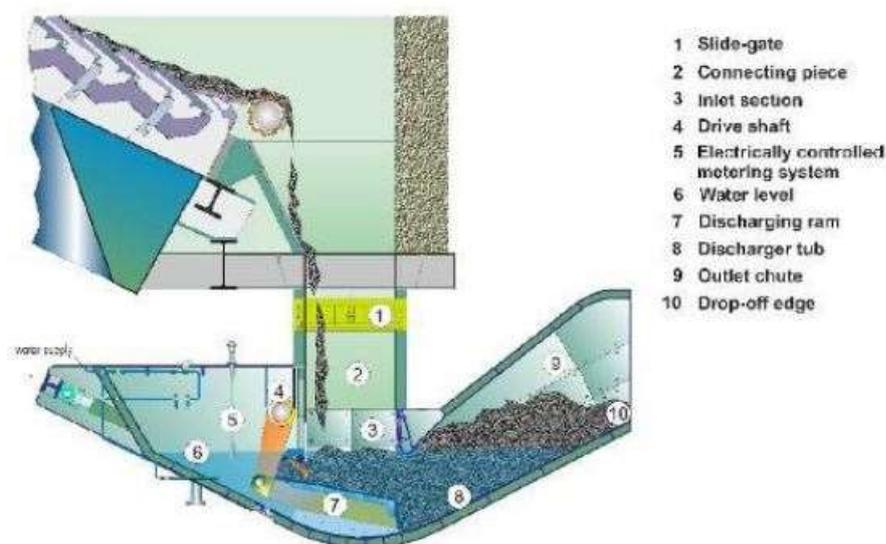


Figura 2.4 Esempio di uno scaricatore di ceneri pesante Fonte [18]

In figura 2.4, è illustrato un esempio di scaricatore a tipo di ariete: dopo aver scaricato le ceneri di fondo, le più pesanti, passano attraverso uno strato d'acqua che isola il sistema, per poi essere prelevate ed espulse. Il livello dell'acqua deve essere mantenuto costante, infatti attraverso un sistema di alimento dell'acqua viene iniettata l'equivalente della somma della portata evaporata per le alte temperature e quella trasportata via dalle ceneri. [13]

Le componenti gassose sono ad alta temperatura, quindi possiedono energia, che può essere sfruttata, questa energia contenuta prima nel rifiuto è prodotta da una reazione

¹⁵ Si definisce un eccesso di ossigeno nei fumi un valore percentuale in volume rimanente a valle della combustione. Affinché si realizzi questa condizione è necessario un eccesso d'aria per la combustione, ossia una quantità superiore di O₂ oltre quella stechiometrica; l'eccesso d'aria se ben regolato permette solitamente una maggiore sicurezza per completare la combustione. L'ossigeno stechiometrico è la quantità minima necessaria per l'ossidazione completa di un elemento. Ad esempio, una molecola di carbonio C richiede una molecola di O₂ per diventare CO₂.

esotermica¹⁶, la combustione. Il boiler posizionato sopra la camera di incenerimento è il componente che recupera questa energia, trasferisce il calore dai gas esausti ad un fluido, solitamente acqua, che diventa vapore. La scelta di usare l'acqua è fatta perché ha buona capacità termica, ossia una buona capacità di accumulare calore, basso costo, è facilmente reperibile e non presenta problemi come tossicità, infiammabilità. L'acqua arriva tramite una tubazione, passa dentro il boiler, si riscalda sottraendo calore ai fumi per la differenza di temperatura, diventa vapore che prosegue il ciclo termodinamico tramite un'altra tubazione.

Il boiler deve essere costruito con opportuni materiali che resistano ad elevate temperature ed alla possibile corrosione dovuta alle sostanze liberate da combustione. Tuttavia, il caso dei rifiuti solidi urbani non è tanto critico quanto ad esempio quello dei rifiuti pericolosi, che con alti livelli di elementi corrosivi (come il cloro ad alte temperature) possono danneggiare il boiler.

Il ciclo termodinamico è l'insieme di componenti che attraverso un fluido usa l'energia del rifiuto per avere il vero e proprio effetto utile (oltre all'eliminazione del rifiuto) dell'impianto; questo effetto utile può essere la produzione di energia elettrica, di calore o di vapore da sfruttare. In particolare, se si considera l'effetto utile come la somma di energia elettrica e di calore, l'impianto si definisce cogenerativo. La cogenerazione è la tecnica migliore per sfruttare l'energia intrinseca contenuta nel combustibile, qualunque esso sia.

Esistono diversi tipi di impianto che possono essere utilizzati per realizzare un ciclo termodinamico, ma alcuni componenti sono presenti in tutti quanti i tipi: un generatore di vapore o boiler (GdV), una o più turbine, un condensatore, un sistema di pompaggio, un sistema di valvole per il controllo della pressione e per la sicurezza ed il sistema di tubazioni che collega tutti i componenti.

Il boiler è composto normalmente da:

- Un economizzatore (in figura 2.5 il componente 7), che aumenta la temperatura dell'acqua aumentando il recupero del calore
- Un evaporatore (in figura 2.5 il componente 6), che recuperando calore dai gas permette il cambiamento di fase da acqua a vapore

¹⁶ Una reazione esotermica è per definizione una reazione che libera energia termica.

- Un surriscaldatore (in figura 2.5 il componente 5), che aumenta la temperatura del vapore e la sua entalpia specifica, ossia l'energia che il vapore contiene per unità di massa.

La figura 2.5 è un esempio di sistema di scambiatori. In questo caso il boiler ha un posizionamento verticale ma può anche essere in posizione orizzontale o una combinazione di entrambi.

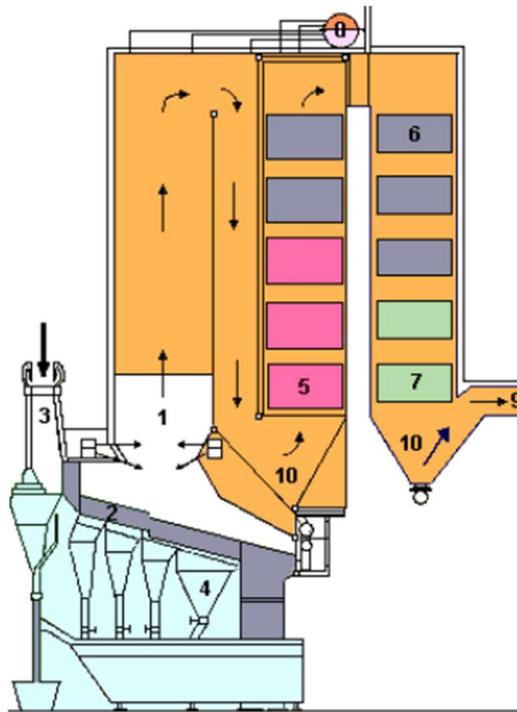


Figura 2.5 Esempio di superfici di scambio termico nella generazione del vapore Fonte [14]

Solitamente per i TMV l'evaporatore è posto come primo scambiatore per migliorare il primo scambio termico, ridurre la temperatura di parete ed evitare quindi il problema della corrosione. In questo esempio viene invece illustrata la classica disposizione degli scambiatori secondo l'andamento temperatura. È possibile che la produzione di vapore sia anche affidata a più evaporatori, collegati al corpo cilindrico, situato in alto. Il posizionamento degli scambiatori segue l'evoluzione della temperatura, il gas dopo la combustione è alla temperatura più alta, scambia calore con il surriscaldatore, la sua temperatura diminuisce, scambia calore con l'evaporatore, si raffredda ulteriormente, infine scambia calore con l'economizzatore il componente a temperatura inferiore. L'acqua fa il percorso inverso passa prima nell'economizzatore, poi nell'evaporatore

e infine nel surriscaldatore, aumentando la sua temperatura e la sua entalpia specifica. Il processo di evaporazione può essere compiuto attraverso diversi meccanismi tra cui: la circolazione naturale, la circolazione forzata e il flusso forzato continuo.

In uscita dal surriscaldatore si ha del vapore surriscaldato (100% vapore, non è presente nessuna goccia di liquido); questo flusso va in turbina. Nella turbina il vapore si espande, diminuisce la sua pressione, la sua temperatura e la sua entalpia specifica; la macchina sfrutta questa energia del vapore (la differenza di entalpia specifica tra ingresso ed uscita dalla turbina) per generare un lavoro meccanico, mettendo in rotazione un albero collegato alla turbina. Questo albero è collegato all'alternatore, una macchina elettrica, che converte l'energia meccanica in ingresso dell'albero in energia elettrica. L'energia elettrica prodotta è proporzionale alle condizioni del vapore in ingresso in turbina (entalpia specifica), alla portata di vapore prodotta, ossia i kg/s di vapore prodotti dal boiler, al tempo di funzionamento dell'impianto; essa dipende inoltre dai rendimenti di turbina ed alternatore, che sono influenzati principalmente da attriti e perdite termodinamiche.

Nel sistema a più turbine, queste sono posizionate in serie, e lavorano con il vapore in uscita (se ancora sfruttabile) dalla prima turbina, man mano a pressione inferiore, per la produzione di ulteriore energia meccanica; spesso non tutto il vapore è sfruttabile dunque si utilizza solo in parte, cioè si parzializza la portata. [13]

A valle della turbina è presente un condensatore, un componente che raffredda il fluido in uscita dalla turbina, che può essere vapore o una miscela bifase¹⁷, che diventa liquido per riiniziare così il ciclo termodinamico andando verso il boiler.

L'energia termica utile può provenire da due sistemi il primo è il fluido del condensatore, il secondo è uno spillamento di vapore, fatto a valle della turbina oppure nella turbina stessa. Dato il funzionamento dell'impianto di TMV continuo durante tutto l'anno e la richiesta di energia termica solitamente legata alle reti di teleriscaldamento attive maggiormente durante la stagione invernale, la tecnica dello spillamento risulta più efficace, poiché permette di passare da assetto cogenerativo a quello di sola produzione elettrica. Il vapore è in parte estratto per andare in uno scambiatore e cedere calore ad un altro fluido.

¹⁷ La miscela bifase è una miscela di liquido e vapore d'acqua, in essa si definisce il titolo di vapore x , che indica la percentuale in massa di vapore contenuto in questa miscela.

Esistono diverse tecniche per l'aumento di produzione di energia, ovviamente tutte complicano l'impianto, tra le altre ci sono: il preriscaldamento dell'aria attraverso uno scambio di calore con i fumi; il ricircolo parziale dei fumi, tra il 10% e 20% del totale, che rimpiazzano parte dell'aria secondaria, riducendo tra le altre cose gli NO_x.

2.1.6 Emissioni e sistemi di abbattimento

In questa parte si fanno riferimento non solo alle emissioni di anidride carbonica CO₂, ma anche a possibili altri tipi di inquinanti. La CO₂ è un gas serra¹⁸, che viene liberato dalla combustione di carboni. In generale, per la riduzione di CO₂ si può aumentare l'efficienza: a parità di rifiuto bruciato, quindi a pari CO₂ si ha più energia da sfruttare; oppure si considera anche un controllo di CO₂ con un trattamento dei fumi. Sistemi per la cattura di CO₂ risultano più efficienti se è inferiore la presenza di altri gas inquinanti; tramite la cattura, la CO₂ può essere stoccata per esempio in cave abbandonate o negli oceani o può essere trattata per essere utilizzata in alcune applicazioni come estintori a CO₂ o cicli innovativi supercritici a CO₂. Un altro metodo di rimozione consiste nella produzione di carbonato di sodio con la reazione tra CO₂ e NaOH (idrossido di sodio).

Un altro gas emesso dalla combustione del carbonio da considerare è monossido di carbonio CO, che per l'uomo è un gas tossico. Il CO può essere prodotto per una combustione incompleta del carbonio, spesso dovuta a temperature non uniformi in camera di combustione, che non permettono la combustione completa del carbonio in anidride carbonica CO₂, che risulta ovviamente più probabile con una composizione incerta e variabile del rifiuto. Tuttavia, con un opportuno dimensionamento della camera di combustione e con un accurata analisi sull'immissione di aria primaria e secondaria questo problema può essere facilmente superato. Se però la composizione del rifiuto non fosse sufficientemente uniforme e si venissero a formare elevate quantità di CO, alcune opzioni per far avvenire la totale ossidazione del carbonio in CO₂ sono: il ricircolo dei fumi e l'utilizzo di un catalizzatore¹⁹ ossidativo.

¹⁸ I gas serra sono gas che emessi in atmosfera sono climalteranti, responsabili dell'effetto serra.

¹⁹ Un catalizzatore è materiale che favorisce la specifica reazione in questione spostando l'equilibrio verso i prodotti.

Per il trattamento dei fumi esausti si usano le tecniche FGC (in inglese flue gas cleaning), sono le tecniche di pulizia dei gas esausti; esistono di vari tipi ed utilizzano diversi meccanismi, per i diversi tipi di inquinanti.

Nella seguente immagine si può vedere quali sistemi sono attivi in Europa per l'FGC combinato all'incenerimento e come si suddividono:

Country	Number of WI lines with various flue-gas cleaning systems											
	Acid reduction						Dust reduction			NO _x reduction		
	DSI	Semi-WS	WS	DSI and WS	Semi-WS and WS	DSI and Semi-WS	ESP	ESP and BF	BF	SNCR	SNCR and SCR	SCR
Austria	1	1	5	7	0	0	4	1	9	0	0	14
Belgium	1	0	4	6	1	4	7	8	2	10	0	8
Czech Republic	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	0	0
Denmark	2	0	1	4	0	0	0	3	3	7	0	0
Finland	3	0	0	4	0	1	0	3	5	7	0	1
France	30	2	18	8	4	8	19	17	38	33	0	30
Germany	22	5	39	32	0	11	39	25	46	43	3	53
Hungary	0	2	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0
Italy	26	0	2	5	0	0	0	13	20	9	13	11
Netherlands	1	0	2	3	0	0	1	3	2	2	0	4
Norway	0	0	0	6	0	0	2	1	3	5	0	1
Poland	7	0	1	1	0	0	1	2	4	5	3	0
Portugal	0	0	0	0	0	7	0	0	7	7	0	0
Spain	4	1	1	0	0	12	1	1	16	8	0	10
Sweden	1	0	2	4	0	0	2	0	5	5	0	1
UK	14	2	4	6	0	3	1	4	24	25	0	0
Total lines	112	12	79	86	5	49	77	81	188	170	19	133

NB:
 DSI = dry sorbent injection; Semi-WS = semi-wet scrubber; WS = wet scrubber; BF = bag filter.
 2. Other combinations of FGC unit operations are applied but not included in the table.

Tabella 2.4 FGC in Europa Fonte [19]

Come si evince dalla tabella 2.4, sono presenti tecnologie che riducono gli acidi (acid reduction), le polveri (dust reduction) e gli NO_x; ma in molti casi sono applicati diversi sistemi insieme a seconda del tipo di rifiuto e della necessità di abbattimento.

Tra i gas acidi più comuni ci sono il cloruro di idrogeno HCl, il fluoruro di idrogeno HF le anidridi solforosa SO₂ e solforica SO₃, questi gas possono reagire facilmente se vengono in contatto con l'acqua creando acidi corrosivi, pericolosi sia per l'uomo che per l'ambiente. È da sottolineare che l'utilizzo di rifiuti solidi urbani normalmente ha una percentuale meno significativa rispetto ai rifiuti pericolosi (di cui spesso non si conosce nemmeno la composizione a priori), inoltre la selezione ed i trattamenti antecedenti alla combustione contribuiscono a ridurre ulteriormente la percentuale.

Generalmente per l'abbattimento di questi gas acidi si usa l'iniezione di componenti alcalini, tra i diversi processi secondo la tecnica usata si distinguono:

- Processi umidi: il gas passa in una soluzione solida contenenti i reagenti alcalini, grazie alla quale avviene il processo di lavaggio, il prodotto di questa reazione è acquoso.
- Processi semi-umidi: al gas si aggiungono i reagenti e l'acqua, quest'ultima nel processo evapora lasciando solo prodotti secchi.
- Processi secchi: al gas si aggiunge un agente di assorbimento secco, i prodotti sono anch'essi secchi.

Tra i componenti alcalini più utilizzati si trovano: l'idrossido di calcio, che può essere usato in tutti e tre i sistemi, il bicarbonato di sodio, applicato a molti processi secchi e l'idrossido di sodio ed il calcare, applicati a quelli umidi e semi-umidi.

Tutti questi processi sono applicati a valle della combustione e del recupero energetico, ma per l'abbattimento dello zolfo in particolare è possibile anche iniettare direttamente in camera di incenerimento dei composti di calcio o magnesio per la desolforazione.

[13]

Le polveri volatili sono sostanze solide che se sono emesse possono rimanere sospese in aria, sono dette PM (particulate matter) e costituiscono il particolato. Si raggruppano in base al loro diametro, normalmente si parla di PM₁₀ e PM_{2,5} rispettivamente particelle con diametro inferiore di 10 µm e 2,5 µm. Le PM se inalate possono dare problemi respiratori, in particolare le PM_{2,5} si possono annidare negli alveoli polmonari impedendo una corretta respirazione.

Il sistema di abbattimento delle polveri è molto più complesso e viene scelto secondo diversi fattori:

- La percentuale di polvere nel gas
- La dimensione media delle particelle
- La distribuzione delle dimensioni
- La temperatura del gas
- La compatibilità con altri sistemi di FCG
- La concentrazione in uscita richiesta

Difficilmente però è possibile sapere tutti questi dati a priori, dunque è richiesta un'analisi modellistica.

Tra i sistemi di abbattimento di polveri i più comuni sono i precipitatori elettrostatici (Electrostatic precipitators, ESP) e i filtri a maniche (bag filter).

I precipitatori elettrostatici, chiamati anche filtri elettrostatici, sfruttano un campo elettrico per separare il gas dalle particelle solide, che sono attratte da elettrodi, detti piatti di raccolta. L'efficienza dipende molto dalla resistività delle particelle, che cambia repentinamente con la composizione del rifiuto in ingresso. Le tipiche temperature di esercizio di questi precipitatori sono tra 160°C e 260°C per questo motivo a volte è necessario il riscaldamento del gas in ingresso, questo viene solitamente scaldato o da sistemi ausiliari oppure da uno spillamento dal ciclo termodinamico.

I filtri a manica hanno un'alta efficienza nell'abbattimento di polveri, questo valore decresce con le particelle con diametro inferiore a 0.1 µm, tuttavia queste particelle non sono comuni nei prodotti di combustione dei rifiuti. Il processo di abbattimento con filtri è molto influenzato dalle condizioni operative del gas come temperatura e portata, che definiscono il tipo di filtro adatto e la dimensione. Il filtro nonostante presenti buona efficienza è soggetto a sporco e degrado termico e meccanico, per questo motivo necessita di manutenzione periodica; solitamente questi imprevisti sono segnalati da una caduta di pressione maggiore rispetto a quella di normale funzionamento del filtro. I filtri sono costruiti con più camere parallele isolate per permettere la manutenzione. [13]

Gli NO_x sono principalmente composti da NO₂ e NO il primo è fortemente irritante e può generare problemi respiratori, mentre il secondo a contatto con l'aria reagisce facilmente, ossidandosi diventa NO₂.

La formazione di NO_x può essere di diversa natura:

- NO_x termici, in cui parte dell'azoto contenuto nell'aria reagisce con l'ossigeno formando gli NO_x, questa reazione avviene con temperature maggiori di 1300°C, la produzione dipende fortemente dalla temperatura e dal contenuto di ossigeno nei fumi.
- NO_x da combustibile, l'azoto contenuto nel combustibile si ossida con la combustione producendo NO_x.

- NO_x prompt, la presenza di radicali può indurre l'ossidazione dell'azoto atmosferico, tuttavia questa formazione è molto bassa dei processi di incenerimento.

In figura 2.6 è illustrato un grafico di dipendenza dalla temperatura per i diversi tipi di NO_x :

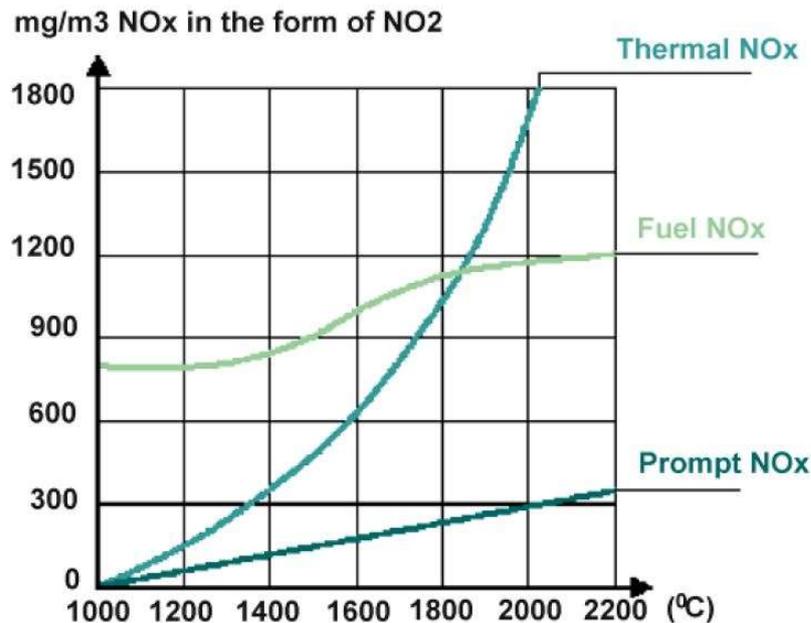


Figura 2.6 Formazione degli NO_x in funzione della temperatura Fonte [20]

Le tecniche per la riduzione di NO_x si dividono in primarie e secondarie; le prime intervengono sulla combustione mentre le seconde intervengono sui gas emessi.

Le tecniche primarie principali sono:

- Limitare l'eccesso fornitura di aria, riducendo la quantità di azoto
- Limitare eccessi di temperatura elevati non necessari in camera di combustione
- Ottimizzare la combustione, con condizioni omogenee per evitare gradienti di temperatura

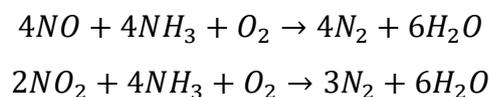
Inoltre, tra le tecniche primarie si trovano anche:

- Il ricircolo dei gas, di circa il 10-20%
- L'iniezione di ossigeno o aria arricchita, limitando la presenza di azoto
- Usare una combustione a stadi, che riduce l'aria nella zona primaria della reazione dove le temperature sono maggiori, riducendo la probabilità di formazione di NO_x

- L'iniezione di gas naturale, che può attuare un reburning ossia convertire gli NO_x in N_2 oppure se iniettato nella combustione primaria può inibire la loro formazione
- L'iniezione di acqua nella camera di combustione per prevenire la presenza di eventuali punti caldi

Tuttavia, tutte queste tecniche elencate in questo secondo gruppo complicano notevolmente l'impianto ed aumentano i costi.

Le tecniche secondarie si basano principalmente sull'iniezione di ammoniaca (NH_3) o un suo derivato, l'urea, che alla giusta temperatura tende a ridurre l'azoto contenuto negli NO_x , secondo le reazioni:



Esistono due processi importanti che sfruttano queste reazioni: il processo di "selective non-catalytic reduction" (SNCR) ed il processo di "selective catalytic reduction" (SCR), la differenza tra questi due processi è l'utilizzo di un catalizzatore.

Le due reazioni precedenti senza nessun catalizzatore avvengono solamente ad alte temperature, tra 850°C e 1000°C , per questo motivo nel processo di SNCR l'iniezione di ammoniaca (o urea) avviene nella fornace. Con questo processo una riduzione di NO_x di oltre il 60-80%, necessita alte quantità dell'agente di riduzione (ammoniaca o urea), che possono portare all'emissione dell'ammoniaca stessa, detta in inglese "ammonia slip". Un altro problema di questo processo è che per le alte temperature parte della ammoniaca iniettata può formare altri NO_x . Inoltre, iniettando ammoniaca (e non urea) data la sua tossicità, sono necessarie varie misure di sicurezza, tra cui: iniettare una soluzione con al massimo il 25% di NH_3 , recipienti adatti per il trasporto e lo stoccaggio; queste misure aumentano notevolmente i costi. L'urea invece può essere usata anche solida e pura, ma risulta meno efficace chimicamente, per questo motivo viene usata negli impianti piccoli, dove non è necessaria una grossa quantità di ammoniaca e non è conveniente affrontare gli elevati costi di stoccaggio dell'ammoniaca pura. Un altro effetto positivo dell'uso del processo di SNCR è l'abbattimento di N_2O , un potente gas serra, che può essere prodotto dall'incenerimento dei rifiuti.

Nel processo SCR si inietta una miscela di aria e ammoniaca al gas esausto, insieme passano poi attraverso una maglia di catalizzatore, che può essere ad esempio fatta di platino o rodio, durante il passaggio avvengono le due reazioni di prima tra NO_x e NH_3 . Per compiersi questa reazione necessita di temperature comprese tra 150°C e 450°C , solitamente i gas si trovano a temperature tra 180°C e 250°C , per questo motivo a volte è necessario riscaldarli per avere una maggiore efficienza nella reazione, che arriva fino al 90%. Per arrivare ad alte efficienze è anche possibile aumentare la superficie del catalizzatore, che però risulta un materiale costoso e per questo motivo è necessario fare un'analisi su quale metodo sia conveniente. SCR negli impianti di incenerimento è solitamente posto dopo i sistemi di abbattimento di gas acidi e delle polveri, per questo motivo a volte necessita di un riscaldamento, tuttavia una bassa concentrazione di SO_x nei gas consente di avere alte efficienze di rimozione di NO_x a più basse temperature, per questo il riscaldamento non è sempre necessario. [13]

Un altro tipo di emissione da considerare è quella di mercurio, che riguarda maggiormente i rifiuti pericolosi, ma deve essere controllata anche negli impianti che trattano rifiuti solidi urbani.

Le tecniche per la riduzione del mercurio si distinguono in primarie e secondarie; le primarie limitano il suo arrivo all'impianto di incenerimento mentre le secondarie trattano fase dopo combustione. Tra le tecniche primarie si trovano:

- Una separazione efficiente della raccolta del rifiuto che può contenere metalli pesanti, oggetti come batterie e celle.
- La nota di produttori del rifiuto per la separazione del mercurio presente
- L'identificazione dei potenziali rifiuti contenenti rifiuti tramite un'analisi o una campagna di campionamento
- Un controllo addizionale da parte di chi riceve il rifiuto

Si denota quindi l'importanza sia della raccolta differenziata per separare il mercurio, sia dei trattamenti per la rimozione di rifiuti che contengono i metalli pesanti come le batterie.

Prima di parlare delle tecniche secondarie bisogna saper che il mercurio vaporizza alla temperatura di 357°C , per cui se fosse presente nel gas, si troverebbe in forma gassosa; si distinguono inoltre due forme di mercurio: quella elementare e quella inorganica (legata per la maggior parte dei casi al cloro), che sono influenzate diversamente dagli

altri sistemi di FGC. Per i rifiuti solidi urbani il contenuto di mercurio elementare, quello solido, risulta minimo rispetto a quello inorganico; grazie alla presenza delle percentuali di cloro fa sì che il mercurio rimanga in forma ionica, la quale risulta più facile da stabilizzare per poi smaltire. Il mercurio solido, solitamente viene trasformato in forma ionica tramite un ossidante e attraverso la sua successiva deposizione, viene poi smaltito, poiché in forma più stabile. [13]

Un'altra importante voce nelle emissioni sono i componenti organici tra cui: gli idrocarburi aromatici alogenati e policiclici, benzene, toluene, xylene ed altri policlorati aromatici, tutti gas climalteranti. Un'ottima combustione riduce la possibilità che questi siano presenti nel gas, ma possono essere usati per l'abbattimento processi ad assorbimento e processi con catalizzatori ossidativi, tra cui:

- Assorbimento con carbonati attivi (che possono assorbire anche tracce di mercurio)
- Sistemi SCR multistrato, che possono funzionare sia per gli NO_x sia per questi componenti, che sono così ossidati
- Filtri a manichetta catalitici, per l'ossidazione dei componenti organici
- Letti filtranti statici o dinamici

Inoltre, le emissioni di componenti organici includono le diossine, composti di carbonio ed ossigeno, per l'uomo tossiche e cancerogene. Le emissioni di diossine erano evitate inizialmente attraverso una camera di post-combustione prevista da norma. [21] attualmente invece è definito dalla legge un doppio vincolo che consiste nel mantenere una temperatura minima di 850°C per almeno due secondi, per evitarne la formazione. [21]

Dal punto di vista economico l'utilizzo di queste tecniche di FGC risulta uno dei maggiori costi di un TMV, tuttavia queste sono necessarie per sottostare ai limiti di legge ed affinché il progetto venga approvato.

2.2 Cogenerazione

La cogenerazione è un metodo di produzione di energia elettrica e termica (ovvero calore) che sfrutta al meglio l'energia; può essere applicato ad un ampio spettro di

impianti diversi e con qualsiasi combustibile. Per valutare la convenienza il classico confronto è fatto tra cogenerazione e produzione separata di energia elettrica e calore.

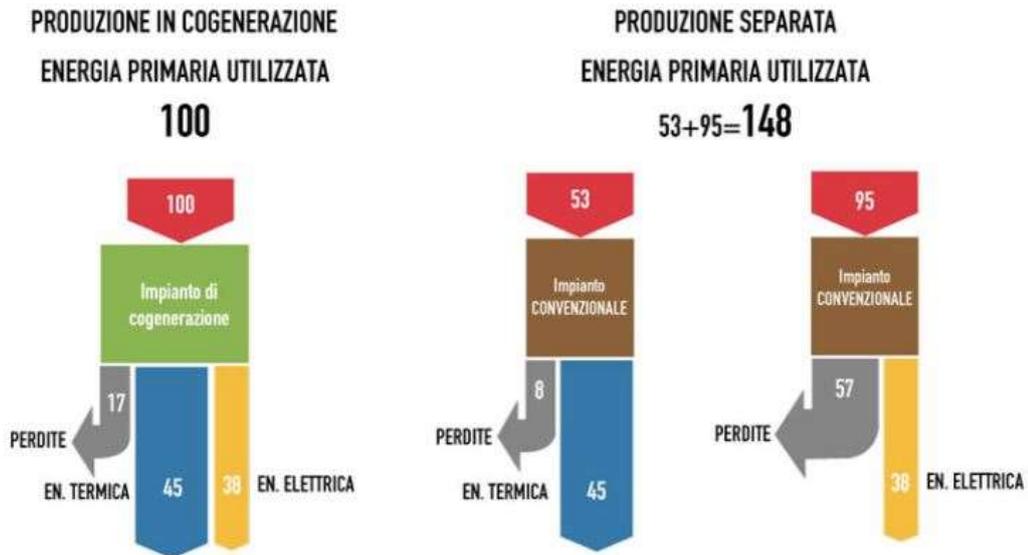


Figura 2.7 Schema che paragona l'efficienza energetica di un impianto di cogenerazione con i metodi tradizionali di produrre energia elettrica e calore Fonte [22]

La produzione separata di energia elettrica con un rendimento elettrico ipotizzato di 0.4²⁰, vale a dire che per produrre 38 unità di energia si spendono 95 unità di energia primaria²¹, ovvero l'energia contenuta nel combustibile.

La produzione separata di energia termica possiede un rendimento termico di 0.85, più alto perché sostanzialmente più facile produrre solo calore, per produrre 45 unità di energia termica si spendono 53 unità di energia primaria. In totale quindi la spesa del combustibile primario sarebbe di circa 148 unità di energia primaria.

Grazie alla cogenerazione, a parità di combustibile, è possibile produrre insieme entrambe con un rendimento totale maggiore: infatti, risulta che per la produzione di 45 unità di energia termica e 38 di elettrica sono necessarie solo 100 unità di energia primaria. La perdita di energia per la produzione in cogenerazione risulta pari a 17 unità contro le 65 della produzione separata.

La produzione di energia da cogenerazione essendo di due diversi tipi va usata in maniera differente: se per l'energia elettrica è più semplice poiché è sufficiente

²⁰ Difficilmente è possibile andare oltre con un ciclo singolo.

²¹ Con il termine energia primaria si intende una fonte proveniente direttamente dal suolo come petrolio e gas, e non i suoi derivati.

convertirla alla tensione della rete ed iniettarla²², per l'energia termica può risultare un po' più complessa. Alcuni tra gli usi più comuni dell'uso dell'energia termica sono i processi industriali, processi agricoli ed il teleriscaldamento, quest'ultimo sarà un tema fondamentale per questo scritto.

Prima di procedere è meglio precisare cos'è l'energia termica: essa è l'energia intrinseca contenuta in un corpo, un oggetto, un materiale con temperatura maggiore di quella dell'ambiente esterno. Questo corpo se venisse in contatto con l'ambiente cederebbe questa energia per riportarsi all'equilibrio termodinamico con l'esterno, cioè alla sua stessa temperatura. Per poter sfruttare questa energia al meglio sono necessari dei componenti isolanti che diminuiscono e rallentino lo scambio termico con l'esterno, cioè allungano i tempi di dispersione della stessa quantità di calore.

Esistono diversi materiali per sfruttare questa energia, ma il più comune è l'acqua, per le sue proprietà di accumulare calore; basti pensare all'esempio più comune del mare il quale rimane ancora caldo dopo il tramonto, mentre la sabbia si raffredda più rapidamente. L'acqua è usata come mezzo di trasporto di questa energia, attraverso dei tubi isolati, che permettono di mantenere la temperatura e quindi non disperdere l'energia.

2.3 Progetti ed impianti esistenti

2.3.1 Confronto con il progetto Fenice

Prima di procedere con questo studio sono necessarie alcune premesse.

Nonostante l'idea di questo impianto sia simile a quelle dell'inceneritore Fenice, tanto decantato in passato, risulta molto differente: in primis il combustibile, che per Fenice sarebbe stato costituito da rifiuti pericolosi e speciali, in questo caso utilizzerebbe CSS prodotto da rifiuti solidi urbani o assimilabili; ne consegue che il tipo inquinanti rilasciati risulta totalmente diverso, i componenti sono meno soggetti ad eventuali corrosioni da sostanze presenti nel rifiuto e il rischio sia per lavoratori che per popolazione nelle vicinanze è molto inferiore. [22] Ciò cambia totalmente l'impianto sia dal punto modellistico e del dimensionamento, sia dal punto di vista economico perché risulta meno dispendioso a parità di rifiuto distrutto sia per l'investimento sia

²² Nonostante il prezzo di vendita sia governato dal mercato, quindi esistono momenti della giornata in cui è conveniente produrre e vendere energia elettrica e momenti in cui non lo è.

per l'operatività sia meno problematico dal punto di vista delle verifiche ambientali e di sicurezza pre e post costruzione. [13]

In secondo luogo, il progetto Fenice avrebbe trattato solo la termodistruzione del rifiuto, mentre questa idea di impianto riguarda lo sfruttamento del rifiuto come combustibile per la produzione ed il recupero di energia.

Inoltre, sono passati oltre vent'anni dal momento in cui il progetto Fenice stava prendendo piede per poi essere abbandonato, da allora sono nate nuove leggi in difesa dell'ambiente e lo sviluppo tecnologico ha fatto sì che i sistemi di abbattimento dei fumi siano notevolmente migliorati e quindi più efficienti.

Dunque, l'eventuale parallelismo che potrebbe sorgere tra il progetto Fenice e quest'idea è del tutto fuori luogo.

2.3.2 Impianto di Torino

Si analizzerà l'impianto di Torino per due motivi: il primo è per capire in linea di massima che cosa brucia effettivamente un termovalorizzatore esistente, definendo un'analisi merceologica; il secondo è dare un esempio di come un termovalorizzatore operi in condizioni di totale rispetto della normativa delle emissioni e come limita il conferimento del tal quale in discarica recuperando una notevole somma di energia.

L'impianto di Termovalorizzazione di Torino è l'unico impianto di incenerimento presente in Piemonte, è un impianto di smaltimento di rifiuti a recupero energetico. L'impianto può funzionare in assetto elettrico o in assetto cogenerativo, ossia per la sola produzione elettrica oppure per la produzione combinata di energia elettrica e termica tramite opportuni spillamenti da turbina.

L'impianto è di taglia grande, tratta ogni anno mezzo milione di tonnellate di rifiuti, è costituito da tre linee per l'incenerimento dei rifiuti; la tabella 2.5 riporta l'analisi dei rifiuti conferiti nell'anno 2017:

Codice	Descrizione rifiuto	Quantità (t)
15.01.06	imballaggi in materiali misti	186,04
15.02.03	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	4,88
19.05.03	Compost fuori specifica	3.891,25
19.08.01	Vaglio	1.673,93
19.12.04	plastica e gomma	492,83
19.12.10	Rifiuti combustibili (CDR: combustibile derivato da rifiuti)	862,40
19.12.12	altri rifiuti (compresi materiali misti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti	49.219,98
20.01.01	Carta e cartone	5,75
20.01.10	Abbigliamento	5,67
20.01.32	Medicinali diversi da quelli di cui alla voce 20.01.31	24,92
20.02.01	rifiuti biodegradabili	236,58
20.02.03	Altri rifiuti biodegradabili	7,84
20.03.01	rifiuti urbani non differenziati	449.908,52
20.03.02	rifiuti dei mercati	4.319,87
20.03.03	Residui della pulizia stradale	125,38
20.03.07	Rifiuti ingombranti	5,32
Totale		510.971,160

Tabella 2.5 Rifiuti conferiti al TMV di Torino nell'anno 2017 Fonte [23]

Nel 2017 la maggior parte dei rifiuti conferiti in questo impianto, circa l'88%, sono stati di tipo non differenziato ossia tal quali, quindi non sono stati soggetti a trattamenti; solamente 50000 tonnellate di rifiuti derivavano da trattamenti, quindi nemmeno il 10%. Nel 2017 l'output di TMB in Piemonte verso l'incenerimento o il coincenerimento risultava essere 157.028 tonnellate, come già visto nel capitolo 1, l'abbondanza di combustibile da rifiuto può essere sfruttata in un ulteriore impianto di TMV.

Nonostante la maggior parte dei rifiuti risulti essere tal quale, che potrebbe dare una grande incertezza sulle emissioni, l'impianto rispetta i limiti di legge con pochi superamenti (concessi dalla legge ma limitati ad un definito numero di ore):

CONFRONTO CON I VALORI LIMITE DI EMISSIONE GIORNALIERI (AIA Tab.4 col.A e Tab.7 col.A)										
Parametri	Valori Limite (mg/Nm ³)	LINEA 1			LINEA 2			LINEA 3		
		Media annua	Superamenti medie giornaliere		Media annua	Superamenti medie giornaliere		Media annua	Superamenti medie giornaliere	
			N°	%		N°	%		N°	%
HCl	5	1,45	0	0	1,22	0	0	0,95	0	0
CO	50	3,09	1	0,3	2,03	1	0,3	3,11	1	0,3
NO _x	70	26,06	0	0	29,37	0	0	32,19	0	0
SO ₂	10	0,65	0	0	0,78	0	0	1,06	0	0
COT	10	0,04	0	0	0,41	0	0	0,49	1	0,3
Polveri	5	0,01	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0
HF	0,5	0,02	1	0,3	0,00	0	0	0,01	0	0
NH ₃	5	0,51	0	0	0,69	0	0	0,25	1	0,3

Tabella 2.6 Emissioni del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Come si vede dalla tabella 2.6, sono rispettate tutte le medie annue, con dei superamenti giornalieri, che sono comunque permessi rispettando un limite massimo di ore di esercizio oltre questi limiti, come si vede dalla a tabella 2.7:

Riepilogo superamenti secondo D.Lgs.152/06 al 31/12/2017			
	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3
N° di semiore con superamento dei limiti	18	14	9
N° massimo ammesso di semiore con superi	120	120	120

Tabella 2.7 Limiti al superamento di emissione previsti dalla legge Fonte [23]

Per tutte e tre queste linee non si supera di il 15% delle ore concesse con funzionamento sopra i limiti.

Essendo la maggior parte del rifiuto tal quale è possibile la presenza di mercurio nel rifiuto, ma ovviamente si rispettano i limiti previsti dalla legge:

Valori medi annuali Hg (µg/Nm ³)			
Valore di riferimento	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3
50	11,68	11,41	8,64

Tabella 2.8 Emissioni di mercurio del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

La combustione del rifiuto produce non solo fumi di scarto ma anche sostanze solide, che per la maggior parte si compongono di ceneri pesanti e scorie, di seguito sono riportati i valori delle sostanze solide prodotte:

Codice	Descrizione rifiuto	Quantità (t)
19.01.12	Ceneri pesanti e scorie	ca. 112.977
19.01.07	Rifiuti solidi prodotti da trattamento fumi	ca. 7.750
19.01.13	Ceneri leggere	ca. 9.134
19.01.02	Materiali ferrosi estratti da ceneri pesanti	ca. 610
Totale		ca. 130.471

Tabella 2.9 Sostanze solide di scarto del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Si vede che oltre un quarto dei rifiuti in ingresso diventano sostanze solide di scarto. In Europa si tenta di riutilizzare per quanto possibile anche queste sostanze, per la costruzione di opere civili, specialmente nei paesi del Nord con grandi percentuali di recupero anche oltre al 90% (Danimarca). In Italia, questi scarti sono utilizzati per le coperture delle discariche e come additivi nel cemento, tuttavia il recupero interessa solo circa il 20% di questi materiali. [17] Sostanzialmente l'invio a discarica in Italia con l'utilizzo di un termovalorizzatore risulta essere circa un quinto della massa del rifiuto di partenza (indifferenziato più scarti della differenziata più rifiuti trattati) e con buone probabilità molto più compatto, cioè occupa un volume minore a parità di massa; questo processo quindi allunga il tempo di occupazione della discarica. Nel 2017 l'impianto ha funzionato in assetto solo elettrico per motivi di gestione dell'impianto di teleriscaldamento in seguito ad una fusione tra IREN, il nuovo gestore, e TLR V Spa. La tabella 2.10 mostra l'energia prodotta dall'impianto:

Energia elettrica ceduta alla rete	Circa 333460 MWh
Energia elettrica per l'autoconsumo	Circa 63613 MWh
Energia elettrica totale prodotta	Circa 397073 MWh

Tabella 2.10 Energia elettrica del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Facendo un confronto con l'energia elettrica prodotta da gas naturale, a parità di ore di funzionamento ed ipotizzando un rendimento di una normale centrale termoelettrica pari 40% [24]:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{PCI_{GN} * V_{GN}} = 0,4$$

Prendendo ad esempio il potere calorifico inferiore del gas naturale $PCI_{GN}=9,45$ kWh/Sm³, [25] cioè:

Applicando la formula inversa del rendimento è possibile ricavare circa la quantità di gas naturale risparmiata usando il rifiuto come combustibile, per immettere energia

elettrica in rete. Per un calcolo coerente nella formula 2.1 è stata considerata l'energia elettrica immessa in rete al netto degli autoconsumi e sottratte le quantità di energia elettrica e gas prelevati dalla rete per il funzionamento dell'impianto.

$$V_{GN} = \frac{E_{el\,output} - E_{el\,input}}{\eta_{el} * PCI_{GN}} - V_{GN\,input} = \frac{(333460 - 924)MWh}{0,4 * 9,45 \frac{kWh}{Sm^3}} - 3,806 * 10^6 Sm^3$$

$$= 84,17 * 10^6 Sm^3 \quad (2.1)$$

Per mezzo di questo impianto (nel caso di sola produzione elettrica) ogni anno si risparmiano all'anno circa 84,17 milioni di standard metri cubi di gas naturale per la produzione elettrica.

Se l'assetto fosse stato cogenerativo la produzione elettrica sarebbe stata leggermente inferiore, per gli spillamenti del vapore, tuttavia il risparmio del gas naturale sarebbe molto superiore, poiché il teleriscaldamento associato ad un processo cogenerativo sostituirebbe il riscaldamento delle caldaie a gas naturale presenti negli edifici. La seguente tabella riporta le stime del recupero energetico di IREN per il termovalorizzatore:

Energia elettrica prodotta in assetto solo elettrico	circa 350.000 MWh
Energia termica prodotta in assetto cogenerativo	circa 170.000 MWh
Energia elettrica prodotta in assetto cogenerativo	circa 320.000 MWh
Combustibile tradizionale risparmiato (per produrre la stessa energia)	circa 70.000 tonnellate

Tabella 2.11 Stime del recupero energetico del TMV di Torino Fonte [26]

Dalle stime di IREN, si vede che rinunciando a circa il 10% dell'energia elettrica prodotta si possono produrre circa il 50% di energia termica. Tuttavia, questo impianto può ancora migliorare il suo recupero energetico, infatti per un uso ottimale dell'energia la produzione di energia termica risulta molto superiore a quella elettrica circa 3-4 volte, ma ovviamente è necessaria una domanda dall'utenza a cui questa energia si può vendere.

2.3.3 Impianto di Bergamo

L'impianto di Bergamo è preso invece come esempio per un impianto più piccolo quello che sarebbe poi analizzato per il Biellese.

Il termovalorizzatore di Bergamo è un impianto diverso da quello di Torino: è un impianto molto più piccolo a una sola linea di combustibile, con una portata di circa 60000 tonnellate di rifiuti annui, ossia poco più di un decimo di quello di Torino. Il combustibile è differente, infatti usa combustibile solido secondario (CSS), ne conseguono tutti i vantaggi di utilizzo di tale combustibile rispetto al tal quale, derivato principalmente da rifiuti solidi urbani. Questo combustibile gli conferisce un'efficienza maggiore e un livello di emissioni maggiormente sotto controllo. Anche questo impianto è di tipo cogenerativo, con una potenza installata di 10,6MW elettrici e possibilità di cogenerare con una potenza termica fino a 25 MW. Nel 2018 la produzione è stata di circa 43364 MWh elettrici e 112513 MWh termici, con un consumo di 52.207,4 ton di rifiuti proveniente da trattamenti e 2.797,4 ton di rifiuti speciali non pericolosi. [26]

La società competente A2A di questo impianto ha stimato che attraverso questo impianto sono state risparmiate nel 2019: 20200 tep²³ di energia primaria e 41000 tonnellate di emissioni di CO₂. [27]

I calcoli di risparmio di emissioni CO₂ seguono una metodologia condivisa dal gruppo A2A, valida per tutti i tipi di impianti; essa viene aggiornata ogni anno considerando i fattori di emissione aggiornati di ISPRA e Terna²⁴. Questo metodo prende in considerazione le emissioni di CO₂ prodotte dalla frazione fossile dei rifiuti e dai reagenti utilizzati nel processo di termovalorizzazione e le emissioni evitate di CO₂ per la produzione di energia elettrica e termica da rifiuti e per la mancata emissione di biogas da discarica. [29] In particolare, come confronto nel calcolo del risparmio di emissione dei termovalorizzatori per mancata emissione di biogas da discarica è stato preso come riferimento il dato medio di captazione delle discariche italiane 70%²⁵. Si è calcolato che nel 2018 sono state evitate 36.207 tonnellate di CO₂. [30]

²³ Si definisce una tep, tonnellate di petrolio equivalente, per poter sommare le diverse fonti di energia ognuno con il proprio potere calorifico convertite con un'equivalenza di 1tep=41,86GJ, pari all'energia liberata dalla combustione di una tonnellata di petrolio, da qui deriva il suo nome.

²⁴ Il gestore per la trasmissione dell'energia elettrica nazionale.

²⁵ Fonte NIR 2018.

CAPITOLO 3: Il Teleriscaldamento

3.1 Il teleriscaldamento: aspetti generali

Il teleriscaldamento (TLR) è una forma di riscaldamento costituito da una rete energetica composta da un centrale termica, un sistema di tubazioni e dalle utenze. Il TLR sfrutta l'energia termica attraverso un fluido, acqua calda o vapore, che viene portato dalla centrale termica all'utenza, attraverso un sistema di tubazioni. L'utenza può essere costituita da edifici industriali, domestici o pubblici.

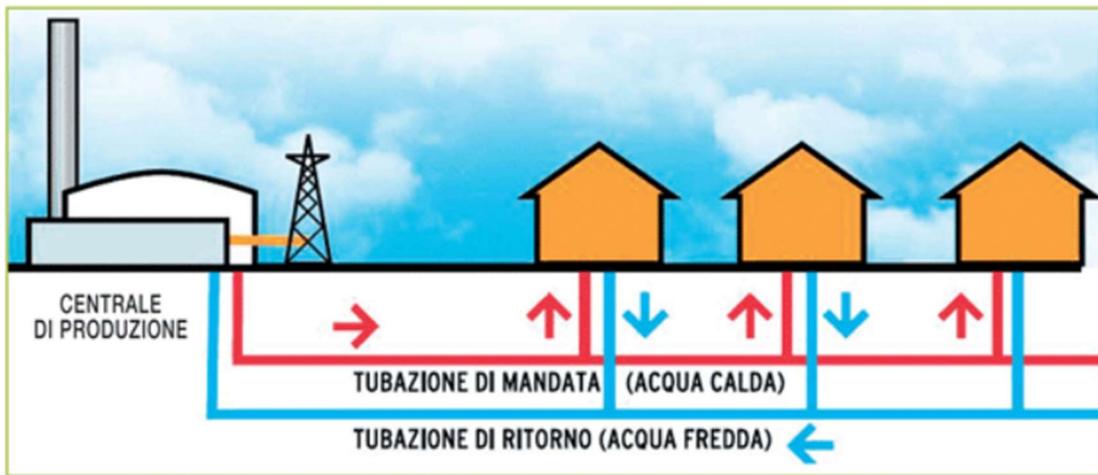


Figura 3.1 Schema del teleriscaldamento Fonte [31]

L'immagine 3.1 mostra il funzionamento di una rete di TLR: si può osservare anche una linea di collegamento con la rete elettrica poiché nella maggior parte dei casi la centrale è di tipo cogenerativo.

Il TLR è fortemente dipendente dalla stagionalità e dalle temperature registrate durante l'anno. Il suo utilizzo è rapportato ai gradi giorno (GG), cioè alla sommatoria della differenza positiva di temperatura tra un ambiente da riscaldare (solitamente 20°C) e la temperatura media esterna giornaliera.

I giorni di riscaldamento che si considerano variano a seconda del luogo; in Italia si distinguono sei fasce di riscaldamento: dalla A alla F. Le zone che appartengono alla classe A, sono teoricamente le più calde; dovrebbero avere una minore richiesta di calore per riscaldamento e di conseguenza il periodo più corto di riscaldamento definito da normativa. Dalla B alla F appartengono zone teoricamente sempre più fredde in cui la richiesta di calore è in aumento e dunque ne consegue un periodo più

lungo di riscaldamento. I sistemi di teleriscaldamento tendono a concentrarsi nelle zone più fredde dove la domanda di energia termica risulta più alta.

3.1.1 Scopi

Lo scopo del TLR è fornire calore all'utenza, sostituendo le caldaie per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento convenzionale. Durante i mesi invernali, specialmente nelle zone più fredde, la richiesta di calore sarà decisamente più grande rispetto a quella estiva, in cui la fornitura è composta solo da acqua calda sanitaria.

La produzione di calore concentrata permette di raggiungere diversi obiettivi. Il primo obiettivo è la riduzione delle emissioni: le tecnologie a disposizione delle centrali termiche sono sempre più efficienti delle singole caldaie, utilizzando lo stesso combustibile, gas naturale, a parità di calore prodotto userebbero meno gas, riducendo l'impatto di inquinanti. In secondo luogo, in una centrale sono presenti i sistemi di abbattimento di inquinanti, come ad esempio i filtri, SCR, che con il passare degli anni risultano sempre più sofisticati. Le caldaie delle abitazioni non ne sono provviste, dunque le emissioni nelle centrali risultano ulteriormente ridotte. Inoltre, le emissioni della centrale del TLR sono monitorate, attraverso dei sensori di fumo a differenza di quelle delle caldaie. Se le emissioni aumentassero in caso di problemi all'impianto, ad esempio per un guasto o per un eccessivo sporco di un filtro, un sistema di controllo segnalerebbe il problema e tempestivamente si interverrebbe per la risoluzione dello stesso.

L'utilizzo di una centrale concentra le emissioni in un solo luogo (solitamente fuori dai centri urbani) e non in tutta l'area urbana considerata, limitando parzialmente l'inquinamento in città. La centrale inoltre, è provvista di un camino opportunamente dimensionato, che permette una più corretta dispersione in atmosfera degli inquinanti rispetto a quello che potrebbero permettere i singoli camini.

Per di più, il calore nella centrale può essere prodotto da un sistema cogenerativo che permette notevoli riduzioni sia di consumi di energia primaria che di emissioni rispetto ad una produzione separata.

Un altro enorme vantaggio per la riduzione di emissioni in atmosfera è che la centrale termica può sfruttare il calore esausto di altri processi industriali, vale a dire che

potrebbe usare questo calore che verrebbe comunque prodotto da altri processi senza produrre in aggiunta altre emissioni.

3.1.2 Funzionamento

Il funzionamento del TLR prevede la produzione di energia termica sottoforma di acqua calda o vapore nella centrale termica; esistono varie tecniche di funzionamento. I metodi più comuni in Italia sono: il recupero di calore esausto da eventuali industrie vicine, la produzione dell'energia termica da cogenerazione e da caldaie (solitamente come ausiliari), lo sfruttamento di rinnovabili, come il solare termico, le pompe di calore, la combustione di biomassa e l'utilizzo di fonte geotermica, ad esempio a Larderello.

Indipendentemente dalla fonte, il metodo più utilizzato è la produzione l'acqua calda²⁶: solitamente a circa 90°C, questa viene inviata con un sistema di tubazioni, detto di mandata, alle utenze. Nella maggior parte dei casi i tubi sono interrati; questo sistema ha diversi vantaggi: limita i contatti con le intemperie che possono risultare corrosive, restringe il possibile contatto con le persone, riduce l'impatto visivo che scaturirebbe nel caso le tubazioni fossero scoperte e determina un migliore isolamento termico, poiché il sottosuolo è meno propenso alle variazioni di temperatura rispetto all'atmosfera.

All'utenza è presente uno scambiatore di calore che cede l'energia termica all'acqua, presente nel circuito idraulico interno dell'edificio, che potrà poi servire per riscaldare l'abitazione o per l'uso domestico.

Dopo lo scambio di calore, l'acqua presente nelle tubazioni del TLR, che sarà a temperatura inferiore a quella con cui è arrivata, solitamente intorno ai 60°C, fa ritorno alla centrale. Esiste un sistema di tubazioni parallelo a quello di mandata, detto di ritorno, per riportare l'acqua in centrale, dove sarà nuovamente riscaldata per poi ricominciare il ciclo.

L'acqua nella tubazione possiede una certa pressione di modo da poter essere mandata e all'utenza, ma secondo le leggi della fluidodinamica, il flusso di un fluido in una tubazione presenta delle cadute di pressione, chiamate perdite di carico, ovvero la

²⁶ La produzione di acqua calda è solitamente preferita alla produzione di vapore poiché la presenza di temperature inferiore permette di lavorare a efficienze più elevate e a costi più contenuti.

pressione del fluido diminuisce lungo il suo percorso. Le cadute di pressione sono generate dagli attriti all'interno del fluido e dagli attriti tra il fluido e la parete; possono essere concentrate o distribuite: le prime sono dovute ad una differenza localizzata della tubazione, ad esempio ad una curvatura o un raccordo, le seconde invece sono cadute dovute al moto del fluido e sono proporzionali alla lunghezza del sistema di tubazioni.

Per sistemi di tubazioni più lunghi sono necessari sistemi di ripompaggio, poiché con l'aumentare della lunghezza aumentano di conseguenza le perdite distribuite e anche la possibile presenza di quelle concentrate. Questi sistemi tramite l'utilizzo di apposite macchine aumentano la pressione dell'acqua per riportarla al valore migliore per garantire che il flusso arrivi all'utenza. Inoltre, per quanto riguarda la pressione è bene notare che le città con profilo altimetrico irregolare possono avere maggiori difficoltà nella regolazione della pressione. Le difficoltà sono date dal fatto che per vincere la forza di gravità l'acqua nelle tubazioni necessita di una pressione maggiore proporzionale al dislivello che deve affrontare. Un dislivello di 10 metri provoca una differenza di pressione di circa un bar²⁷. Profili molto variabili necessitano di particolari attenzioni per evitare sprechi e aumentare efficienze.

Nella centrale esistono dei sistemi ausiliari i quali servono principalmente per coprire i picchi della domanda di calore da parte dell'utenza. La domanda infatti non può essere costante, ma varierà sia all'interno di una giornata sia a seconda della stagione in cui ci si trova. I sistemi ausiliari sono genericamente caldaie o accumuli termici, attivati per un intervento specifico. La caratteristica fondamentale di questi sistemi è la tempestività degli stessi infatti le caldaie sono alimentate da fonti fossili, comunemente gas naturale in pressione, per ridurre i tempi di attivazione. Spesso sono usati anche sistemi in cascata con caldaie di diverse dimensioni per ottimizzare la velocità di produzione di acqua calda e ridurre al minimo gli sprechi. Fisicamente una caldaia con potenza minore richiede un tempo minore detto transitorio, per arrivare al suo massimo di potenza, ossia la condizione di regime. Durante la fase di transitorio, si passa quindi da un impianto spento e dunque freddo a una condizione sempre più vicina a quella di regime, dunque si ha una condizione di elevate perdite e di alti valori di emissione. L'utilizzo di sistemi in cascata permette alla caldaia più grande di

²⁷ Un bar è all'incirca la pressione atmosferica sul livello del mare, un'atmosfera è 1,01325 bar.

completare il suo transitorio con minori stress termici e meccanici i quali sono dovuti a una brusca accensione istantanea a carico totale.

Gli accumulatori potrebbero anche non essere presenti ma quando lo sono migliorano notevolmente l'efficienza dell'impianto. Sono costituiti da grandi vasche coibentate per mantenere la temperatura dell'acqua al loro interno, possono essere esterni o interrati, e a volte possono essere mantenuti in temperatura da altri sistemi ausiliari, come ad esempio pannelli solari. Generalmente non si svuotano mai d'acqua, ma si "caricano" e "scaricano di energia" tramite la ricezione e l'invio di acqua calda. Sono molto utili nel caso di produzione in cogenerazione, poiché l'energia elettrica possiede un prezzo di vendita variabile nel tempo, dettato dal mercato²⁸; tuttavia, nel momento in cui risulta conveniente la vendita di energia elettrica è possibile che non ci sia domanda di calore o che sia inferiore a quella prodotta per questo motivo quest'ultimo va a caricare gli accumuli. Il caso estivo è molto legato al mercato elettrico data la bassa richiesta di calore. Gli accumuli conferiscono quindi una certa flessibilità all'impianto che può lavorare in assetto cogenerativo, dunque con una maggiore efficienza, senza dover sprecare l'energia termica.

L'uso degli accumuli permette una riduzione dell'uso delle caldaie ausiliarie evitando repentine attivazioni e disattivazioni.

Il modo migliore per evitare sprechi di energia è definire, attraverso delle ricerche, un carico base (baseload) che sarà coperto dalla macchina (motore o caldaia) principale della centrale termica e, quando la domanda supera il carico base, attivare gli ausiliari. Solitamente per soddisfare il carico base si sfrutta il calore fornito da altri impianti (se presente) e/o da un impianto cogenerativo. L'impianto cogenerativo utilizzato può essere di varia natura come ad esempio un impianto di rifiuti, un impianto a biomassa oppure un semplice motore cogenerativo a gas naturale.

3.2 Il teleriscaldamento a Biella

Biella è una città situata in Piemonte, si trova al Nord dell'Italia ed è quindi soggetta a climi freddi; risulta dunque in parte in zona E ed in parte in zona F nella classificazione per la climatizzazione. La parte più a nord del comune, di cui fa parte

²⁸ Il mercato elettrico è un vero e proprio mercato di energia gestito dal GME, gestore dei mercati energetici, che permette di stipulare contratti per la vendita e l'acquisto di energia elettrica.

Oropa ad esempio, è classificata come zona climatica di tipo F; queste aree per limiti fisici (zone montane) non possono essere coperte dal teleriscaldamento. La parte centrale e meridionale del comune, molto più popolata e con un profilo altimetrico accessibile al teleriscaldamento sono classificate come zone climatiche di tipo E.

La normativa definisce per la zona E che la stagione di riscaldamento vada dal 15 ottobre al 15 aprile. Tuttavia, per casi particolari, la stagione può essere estesa tramite delle concessioni. Biella fa parte di queste eccezioni, infatti la società Engie per le richieste dell'utenza, comprendente una popolazione anziana (una delle più vecchie d'Italia), estende la stagione di riscaldamento dal primo ottobre a circa la fine del mese di maggio.

Esistono diversi aspetti territoriali che favoriscono il teleriscaldamento, sia allo stato attuale che in previsione di un'eventuale futura espansione. Il primo aspetto è il profilo altimetrico; in questa città è di tipo lineare infatti il terreno sale leggermente andando verso Nord e senza irregolarità che potrebbero causare problemi di gestione della pressione di esercizio.

Il secondo aspetto è che nonostante sia una città piccola (circa 45000 abitanti) la sua densità di popolazione è di circa 950 abitanti/km², un buon valore per una rete di teleriscaldamento; è importante valutare questo dato, poiché si devono anche considerare quanti utenti potrebbero allacciarsi alla rete, in modo tale che l'investimento sia conveniente.

Un altro aspetto da considerare è la qualità dell'acqua, che risulta molto pulita rispetto ad altre zone in Italia e a basso contenuto di calcare; questo è un vantaggio per il teleriscaldamento poiché riduce i costi di manutenzione della rete di distribuzione e l'insorgere di possibili problemi.

La rete attuale di Biella, gestita dalla compagnia Engie, prevede 262 utenze servite (aggiornato al 2020), tra pubbliche e private, con un'estensione di tubazioni pari a circa 19 km, con una centrale termica alimentata a gas naturale.

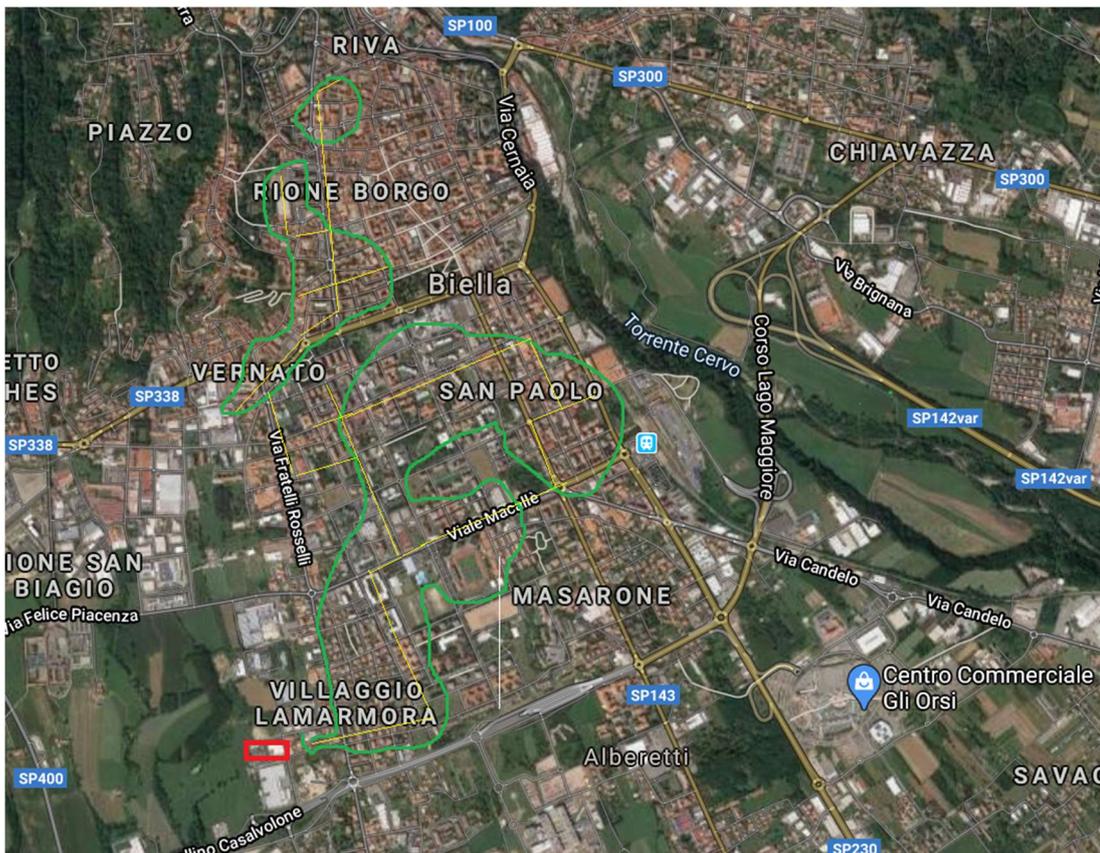


Figura 3.2 Zona di interesse del TLR attuale a Biella Fonte [32]

L'immagine 4.2 è utile per capire in linea di massima come si estende attualmente la rete di TLR. La zona all'interno delle forme verdi racchiude le principali utenze, mentre le linee gialle danno un'idea²⁹ di dove passano attualmente le tubazioni, il rettangolo rosso indica la centrale termica.

La centrale è di tipo cogenerativo, con una potenzialità di produzione di 6 MW elettrici e 40,5 MW termici. La produzione è composta da 4 caldaie, chiamate generatori, e di due motori endotermici. Le caldaie, che producono solamente energia termica, hanno una potenza di 34,5 MW, rispettivamente tre caldaie di 10 MW e una di 4,5 MW, mentre i due motori cogenerativi hanno la potenza di 3 MW termici e 3 MW elettrici ciascuno.

²⁹ Le linee gialle sono indicative di dove passa la rete, inoltre identificano solo le tubazioni principali e non le ramificazioni verso l'utenza.

La priorità di produzione è affidata ai cogeneratori nel periodo invernale, ma nel periodo estivo, data la minor domanda di energia termica, sono attivati secondo la domanda di energia elettrica³⁰.

I cogeneratori sono progettati per ricevere acqua al massimo di 60°C, per questo è necessario che la temperatura di ritorno sia intorno a questo valore. Questo è reso possibile durante l'inverno da un regolatore di portata che regola la portata dell'acqua in base alla domanda dell'utenza, poiché la temperatura di mandata è mantenuta pressoché costante intorno agli 85°C. Durante il periodo estivo, vista la minor domanda di energia e visto l'uso adibito solo all'acqua calda sanitaria, si usa una temperatura di mandata intorno a 60°C. Questa temperatura è in grado di soddisfare la domanda e aumentare le efficienze di produzione e distribuzione dell'energia termica. Il funzionamento delle caldaie è in cascata; usando la caldaia con potenza minore come modulazione di quelle con potenze maggiori, è possibile ridurre le perdite e velocizzare i transitori di funzionamento.

La centrale include anche due accumuli pari a 1350 metri cubi, utilizzabili come ausiliari per coprire la domanda e per lo stoccaggio della sovrapproduzione. I serbatoi non sono in pressione quindi prima dell'invio nella tubazione di mandata l'acqua è messa in pressione da pompe.

La rete include anche una sottostazione di rilancio: attraverso uno scambiatore di calore si separa il sistema di tubazione in due circuiti idraulici. Il profilo altimetrico della città di Biella aumenta linearmente, per cui è richiesta una maggiore pressione all'interno della tubazione per arrivare alle utenze più a Nord. La tecnica di separazione dei circuiti è usata per limitare la pressione nelle tubazioni che raggiungono le utenze più a Sud e per mantenere sotto un certo livello la pressione dell'intero circuito (circa 6 bar), al fine di evitare nuove autorizzazioni necessarie (oltre le attuali) per valicare quel limite.

Esistono anche tre microcogeneratori localizzati al nord della città per una produzione decentralizzata, installati su richiesta di un'utenza per soddisfare la domanda di energia elettrica. Essi hanno una potenzialità di 20kW ognuno e servono per soddisfare il

³⁰ Seguono il mercato dell'UVAM, che determina la disponibilità della produzione di energia elettrica in determinate ore del giorno solo su richiesta.

carico elettrico di base di quell'utenza specifica. L'energia termica prodotta è invece iniettata in rete come supporto per il mantenimento della temperatura di esercizio. La crescita dell'utenza allacciata all'impianto risulta costante negli ultimi dieci anni (fig.3.3).

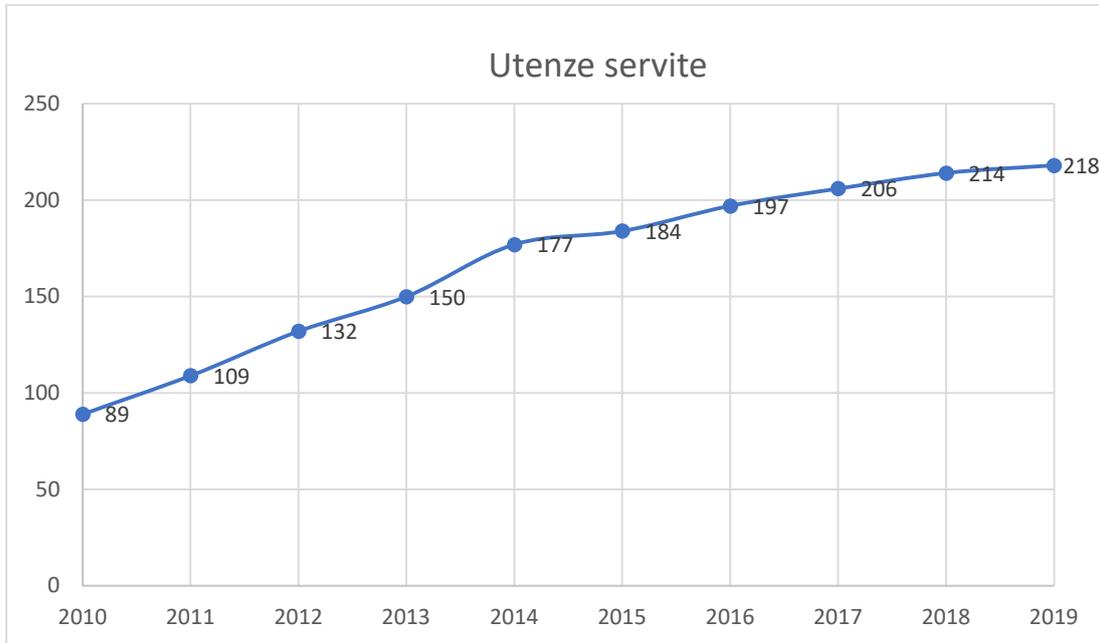


Figura 3.3 Utenze allacciate al TLR di Biella nel tempo Fonte [32]

La figura 3.3 mostra l'aumento costante delle utenze servite fino al 2019; per la stagione invernale 2020 ci sarà un grande aumento delle utenze, attualmente risultano essere 262. Questo scostamento rispetto alla crescita costante è dovuto, al fatto che per la stagione invernale 2019 non è stata completata in tempo³¹ la rete di distribuzione per la fornitura di utenze. [32]

La produzione di energia termica nel 2019 è stata di 48,3 GWh, per il 2020 la società Engie ha previsto un aumento di produzione di energia, stimato di 56,9 GWh; questo risulta essere un aumento percentuale abbastanza significativo, dovuto ad un grosso ampliamento dell'utenza, pari a (Eq. 3.1):

$$A_{Eth} = \frac{56,9 - 48,3}{48,3} = 0,178 = 17,8 \% \quad (3.1)$$

³¹ La rete di teleriscaldamento solitamente è soggetta ad ampliamenti e manutenzioni ordinarie durante la stagione estiva per evitare di creare disagi all'utenza. Il minor carico della rete durante la stagione estiva rende più facile la gestione della rete per interventi.

Nel tempo, difficilmente un aumento percentuale così ampio sarà possibile, a meno di un ampio ingrossamento della rete, tuttavia esiste un limite alla produzione, cioè il valore di produzione dell'energia da parte della centrale ha un tetto massimo previsto di circa 60 GWh. Le previsioni di domanda di energia termica però vanno oltre questo valore, la seguente tabella riporta questi valori previsti:

Anno	Energia prevista [GWh]
2020	56,9
2021	62,3
2022	65,7
2023	67,8
2024	69,2
2025	69,8

Tabella 3.1 Produzione prevista per il TLR di Biella Fonte [32]

Nell'immagine 3.4 si può vedere come l'andamento tenda ad andare verso i 70 GWh annuali prodotti:

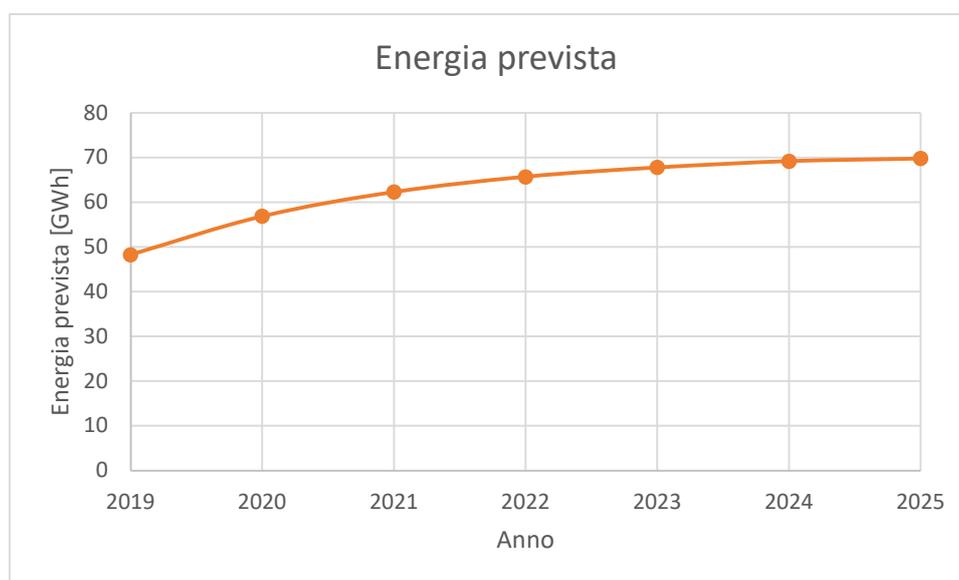


Figura 3.4 Andamento della produzione prevista per il TLR di Biella Fonte [32]

Questo valore risulterebbe con buone probabilità oltre l'attuale capacità della centrale, che dovrebbe modificare il suo impianto. [33]

Il problema secondo la figura 3.4, sembrerebbe essere l'energia prodotta, tuttavia, il problema maggiore risulta essere invece la potenza. I giorni più critici risultano essere quelli con un numero elevato di gradi giorno, cioè in cui la temperatura media esterna

è più bassa. Ma esiste un'altra caratteristica di criticità durante i giorni feriali: la rete di riscaldamento serve non solo utenze domestiche ma anche pubbliche, come scuole ed uffici i quali rimangono chiusi sabato e domenica, per questo motivo, i appena prima dell'apertura a inizio settimana, richiedono una grande potenza per scaldare edifici rimasti con riscaldamento spento per due giorni.

La dipendenza dei gradi giorno influenza molto questo andamento di potenza, per questo motivo prima di analizzare l'andamento della potenza, è riportato un grafico con l'andamento dei gradi giorno di Biella dal 1/12/19 (giorno 1) al 14/02/20 (giorno 76), ossia l'ultima stagione invernale.

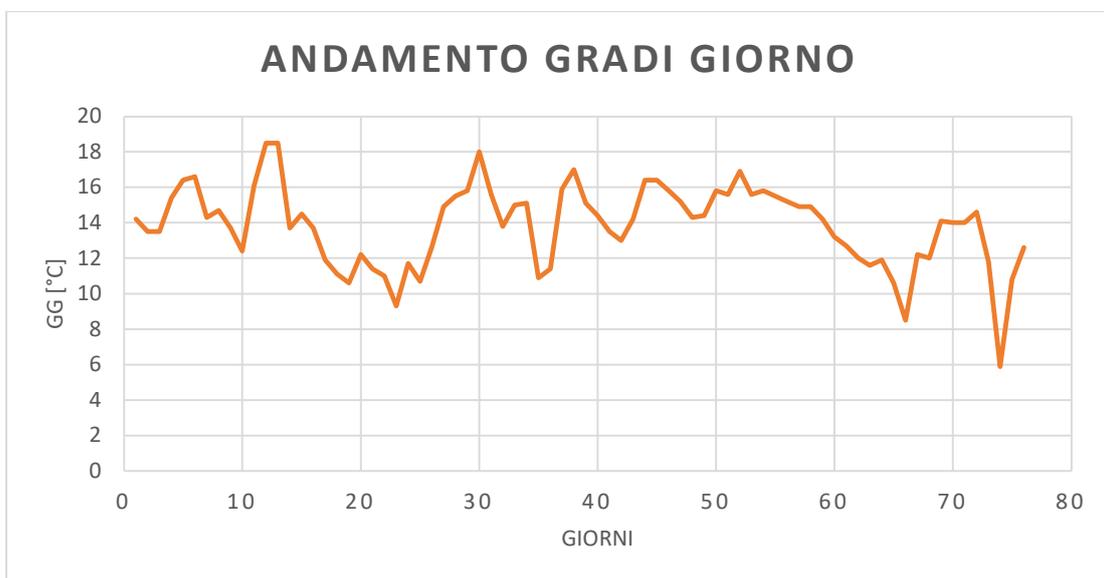


Figura 3.5 Andamento dei gradi giorno Biella nella stagione invernale 2020 Fonte [32]

Nell'ultimo inverno l'andamento dei gradi giorno è stato piuttosto costante, con un massimo di 18,5°C registrati il 12/12/19 ed il 13/12/19 (giorni 12 e 13), un minimo di 5,9°C il 12/02/20 (giorno 74) ed una media di 13,825°C. Interpretando questi valori si nota come la temperatura media esterna durante un giorno non è mai scesa sotto gli 0°C, poiché il massimo è stato di circa 18,5°C e per il calcolo dei gradi giorno ci si riferisce ai 20°C. La differenza tra 20°C (i gradi teorici interni) e la temperatura media esterna non risulta mai essere andata oltre i 20°C, per questo motivo la temperatura media esterna durante un giorno non è mai scesa sotto gli 0°C. L'andamento dei gradi giorno nel periodo più freddo risulta molto importante per il dimensionamento e per il funzionamento dell'impianto di produzione, la centrale termica.

Dal punto di vista teorico, per quanto detto prima, per l'analisi dell'andamento della potenza sarebbe stato più corretto analizzare un tipico lunedì della stagione, ma poiché l'influenza dei gradi giorno è maggiore e dato il fatto che il lunedì con GG più alti (18) è stato il 30/12/19 giorno in cui sia scuole che diversi uffici pubblici sono stati chiusi per le vacanze Natalizie, l'effetto sull'andamento della potenza non subisce considerevoli variazioni. Per questi motivi si è scelto di utilizzare come campione il giorno 12/12/19, con uno dei massimi dei gradi giorno, per evidenziare la criticità della massima potenza, ma anche per osservare le abitudini generali delle utenze di Biella in linea con il giorno preso in considerazione.



Figura 3.6 Andamento della potenza del 12/12/19 Fonte [32]

Nella figura 3.6 si nota come il momento più critico sia intorno alle 6 del mattino, ora in cui la potenza richiesta risulta massima e tutti gli ausiliari della centrale devono entrare in funzione per coprire la domanda di calore. Si può anche osservare come durante il periodo notturno non ci sia una alta domanda di calore, ciò significa che la maggior parte delle utenze spegne di notte il riscaldamento. Nonostante vari studi sulla climatizzazione dell'edificio riportino il fatto che sia migliore, sia dal punto di vista termico sia dal punto di vista economico, riscaldare costantemente l'abitazione in cui si vive per evitare sbalzi termici che aumentano le dispersioni, un riscaldamento costante delle utenze domestiche potrebbe ridurre il problema della potenza di picco, che comunque sarebbe soggetta alle variazioni di uso pubblico. Tuttavia, la sensibilizzazione della popolazione è tutt'altro che semplice da attuare e per questo

motivo nonostante sia possibile attuare delle campagne a questo fine, è necessario per la compagnia anche cercare delle soluzioni di tipo impiantistico. [33]

Il problema potrebbe essere risolto aggiungendo dei componenti, come ad esempio delle caldaie, per sopperire alla domanda. Anche dal punto di vista fisico potrebbe essere abbastanza semplice; i problemi sorgono dal punto di vista autorizzativo, poiché la normativa applica criteri diversi a seconda della potenzialità dell'impianto. Ad esempio, sopra i 50 MW di potenza installata la normativa prevede alcuni accorgimenti, tra cui per citarne uno, il controllo delle emissioni di ammoniaca; l'inserimento di questi sensori non è automatico, ha un notevole costo poiché sono necessari ulteriori sistemi di monitoraggio. L'eventuale scelta di ampliamento della centrale è condizionata quindi da una previsione di aumento del numero di utenze notevole.

Le alternative non sono molto numerose; una prima idea potrebbe essere la costruzione di un'altra centrale, ma ci sarebbe da sostenere un elevato costo di investimento. Un'altra alternativa potrebbe essere l'installazione decentralizzata di alcuni motori cogenerativi, tuttavia questa scelta è correlata sia al fatto che ci sia un'utenza elettrica che richieda un certo baseload elettrico sia al fatto che quest'utenza sia vicina alla rete attuale per poter sfruttare il calore prodotto dal cogeneratore.

Qualora ci fosse una fonte di calore disponibile da sfruttare potrebbe anche quella essere utilizzata, come ad esempio quella proveniente da un termovalorizzatore.

3.3 Il teleriscaldamento a Bergamo

La città di Bergamo è in zona climatica E, con una popolazione grande circa tre volte quella di Biella (circa 120000 persone), con una densità di oltre 3000 abitanti per km², il che la rende un ottimo sito per l'utilizzo del TLR.

Il teleriscaldamento a Bergamo è gestito dall'azienda A2A, sono servite 647 utenze (aggiornato al 2018), tutt'oggi in espansione. Originariamente la rete di teleriscaldamento era alimentata solo a gas naturale con la sola centrale di Via Cavour composta da 3 caldaie da 2 MW ognuna, dal 2006 in avanti con l'entrata in esercizio della centrale di cogenerazione di Carnovali e l'impianto di trattamento dei rifiuti di Goltara, questa centrale viene solo più usata come impianto per coprire gli elevati carichi invernali. A questi tre siti si aggiunge anche la centrale di Monterosso,

nell'omonimo quartiere, che tramite un cogeneratore e tre caldaie gestisce le utenze nelle vicinanze.

Impianto	Potenza installata	Combustibile
Carnovali	$1,6\text{MW}_{\text{th}}+1,6\text{MW}_{\text{el}}+12\text{MW}_{\text{th}}$	Gas naturale + Pompa di Calore
Goltara	$105\text{MW}_{\text{th}} + 10,6\text{MW}_{\text{el}}$	Rifiuti + Gas naturale
Cavour	6MW_{th}	Gas naturale
Monterosso	$8,8\text{MW}_{\text{th}} + 1\text{MW}_{\text{el}}$	Gas naturale

Tabella 3.2 Dislocazione della produzione del TLR di Bergamo Fonte [31]

L'impianto con maggiore potenza è la centrale cogenerativa di Goltara, che è composto da due caldaie e una linea di rifiuti. L'impianto di rifiuti lavora in continuo durante tutto l'anno, per questo motivo la produzione di energia termica è affidata principalmente al TMV, il quale può fornire una potenza massima di 25 MW termici. I 25 MW sono usati per coprire il carico base (baseload) invernale³² della richiesta di teleriscaldamento. I sistemi a gas sono attivati per coprire i picchi di richiesta dell'utenza, data la duttilità del gas ad una repentina accensione, comprendono due caldaie da 40 MW ciascuna per la produzione di acqua surriscaldata immessa nella rete di teleriscaldamento.

Questo sistema di TLR risulta molto interessante per la sua storia, prima alimentato puramente a gas naturale e poi integrato con un TMV, suggerendo una potenziale via per la riduzione del consumo di fonti fossili.

3.4 Combustibile: Gas vs Rifiuto

Gas e rifiuto sono messi a confronto in questo paragrafo per evidenziare le principali differenze. Gli ausiliari di un impianto di TLR devono avere certe caratteristiche già descritte in precedenza, per questo motivo la loro alimentazione a gas naturale risulta al giorno d'oggi la scelta ottimale. Dal punto di vista teorico sarebbe possibile installare degli accumuli come ausiliari per sfruttare maggiormente la produzione di energia da rifiuto, tuttavia, per grossi picchi di potenza (presenti generalmente solo nei

³² Il carico base del teleriscaldamento è la quantità di potenza richiesta da soddisfare in continuo durante il periodo invernale.

periodi molto freddi) risulta tecnicamente complesso e probabilmente economicamente svantaggioso coprire i picchi di domanda con i soli accumuli.

Verranno analizzati i motivi per cui sarebbe vantaggioso ridurre l'utilizzo di gas naturale, senza però eliminarlo completamente. La cessione di utilizzo del gas non può essere totale dal punto di vista del TMV, perché il suo funzionamento richiede l'utilizzo di questa fonte.

Le differenze tra questi due combustibili sono molte, per avere un quadro abbastanza completo vanno affrontati diversi paragoni in molteplici ambiti, poiché ovviamente dal punto di vista di sola produzione dell'energia il gas sarebbe più conveniente. Per questo verranno analizzati diversi ambiti tra cui quelli politici ed economici oltre a quelli ingegneristici.

3.4.1 Considerazioni socio-politiche

L'Italia è un paese fortemente dipendente dalle importazioni in particolare quelle di combustibili fossili; nella tabella 3.3 si possono osservare i bilanci energetici nazionali.

Disponibilità e Impieghi	ANNO 2017					
	Solidi	Gas naturale (b)	Petrolio	Rinnovabili (a)	Energia elettrica	Totale
1. Produzione	0,333	4,536	4,138	30,140		39,147
2. Importazione	10,325	57,043	84,750	1,906	9,437	163,461
3. Esportazione	0,265	0,224	31,988	0,330	1,129	33,936
4. Variaz. scorte	-0,002	-0,193	-0,834	0,032		-0,997
5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)	10,395	61,548	57,734	31,684	8,308	169,669
6. Consumi e perdite del settore energ.	-0,191	-2,050	-3,851	-0,003	-38,077	-44,172
7. Trasformazioni in energia elettr.	-8,018	-21,430	-1,800	-23,630	54,878	
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	2,186	38,068	52,083	8,051	25,109	125,497

Tabella 3.3 Bilancio energetico nazionale 2017 Fonte [34]

Dalla tabella³³ 3.3 si possono fare diverse considerazioni, tra le quali: le importazioni nel 2017 sono quattro volte la produzione interna, i consumi e le perdite del settore

³³ I valori sono riportati in tep, dove 1 tep=41,86 GJ, per poter confrontare le diverse fonti di energia; ogni fonte ha il suo diverso fattore di conversione che dipende per i combustibili dal potere calorifico

energetico sono più di un quarto del consumo interno lordo. un metodo per la riduzione delle perdite, le quali aumentano con il trasporto, [35] è quello di sfruttare il più possibile le fonti locali.

Il rifiuto è una fonte locale, ovvero la distanza tra la sua produzione, il trattamento e l'utilizzo risulta essere molto inferiore rispetto a quella del gas naturale che viene importato dall'estero.

In particolare, analizzando i dati degli ultimi tre mesi del 2019, si vede che la produzione interna di gas naturale è compresa tra le 350 e 400 milioni di standard metri cubi, mentre le importazioni di oltre 5000 milioni di standard metri cubi, ovvero la produzione interna risulta essere all'incirca intorno al 6%. [36]

In Italia proviene per la maggior parte da gasdotti, circa l'87% dato del 2017, il restante è importato come GNL (gas naturale liquefatto), i due principali importatori sempre riferiti al 2017, risultano essere Russia, 43,7% delle importazioni tramite il gasdotto di Tarvisio; e l'Algeria, 25,2% delle importazioni tramite il gasdotto a Mazara del Vallo. [36]

Questo fa sì che il costo del gas sia notevolmente influenzato dal proprio percorso di migliaia di chilometri attraverso i gasdotti, non solo dal punto di vista fisico ovvero dal lavoro per mettere in pressione il gas ma anche dal fatto che diversi paesi impongono “una tassa” per il transito all'interno dei propri confini.

Un altro tema molto dibattuto è quello della sicurezza di questi approvvigionamenti: il rifiuto, sempre presente localmente può essere sempre sfruttabile nei limiti della legge, il gas naturale, invece ha una situazione molto diversa. Il gas infatti proviene non solo da regioni piuttosto instabili dal punto di vista politico come ad esempio Russia, Libia e Algeria, ma attraversa paesi altrettanto instabili, come ad esempio Turchia, Bulgaria e altri paesi dell'Europa dell'Est. Di seguito è riportato un grafico per capire cosa vuol dire instabilità politica di un territorio.

e per l'energia elettrica, con un valore stabilito dal sistema nazionale, dove 1 MWh di energia elettrica corrispondono 0.187 tep di energia primaria.

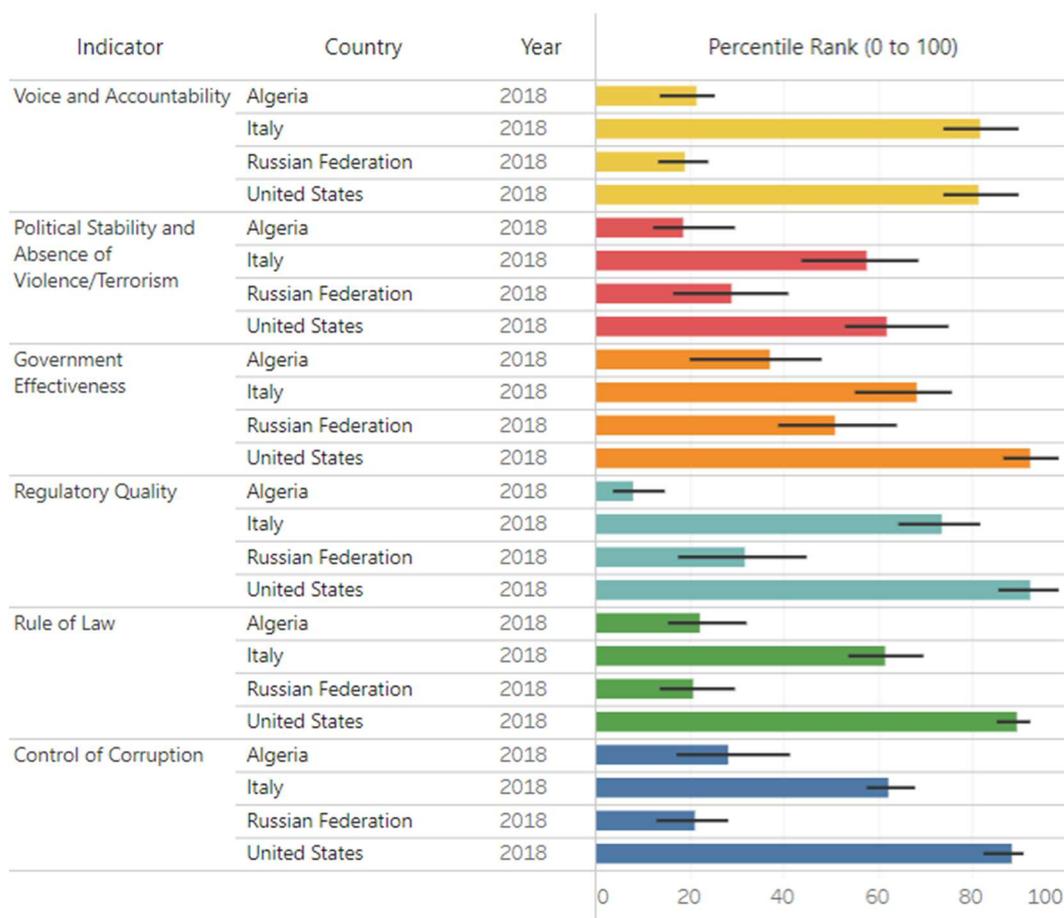


Tabella 3.4 Indici di stabilità di alcuni paesi Fonte [37]

Sono stati presi ad esempio Russia e Algeria come paesi instabili e sono stati messi a confronto con la realtà italiana e quella americana come riferimento. Questi studi dati sono il prodotto di studi approfonditi e come si vede dalla tabella 3.4 riguardano sei categorie: voce e responsabilità, intesa come voce dal popolo, stabilità politica ed assenza di terrorismo, efficacia del governo, qualità normativa, ruolo delle leggi e controllo della corruzione. In tutti questi parametri sia la Russia sia l'Algeria hanno parametri decisamente inferiori, questo definisce una stabilità molto inferiore sia all'interno del paese sia nei rapporti tra i diversi stati. Questo discorso può essere fatto anche per i paesi citati prima come Turchia e Libia.

3.4.2 Considerazioni economiche

La questione economica è sicuramente la più complessa da analizzare poiché i prezzi delle diverse fonti variano a seconda del mercato, tuttavia, si possono fare dei ragionamenti logici per tentare di delineare un quadro generale.

Oggigiorno, si è diretti verso la decarbonizzazione, ovvero verso l'abbandono di fonti più inquinanti a favore di quelle più pulite, dunque il ruolo del gas risulta fondamentale.

Il gas è una fonte fossile come tale gode delle caratteristiche delle stesse: ha un alto contenuto energetico, è facile da stoccare e può essere usato come riserva, tuttavia è anche limitato, concentrato in pochi luoghi del mondo e bruciando emette delle emissioni.

Il gas risulta un possibile mezzo di transizione per l'abbandono dei combustibili fossili più inquinanti, come il carbone. Il gas risulta il combustibile fossile meno inquinante, per questo motivo insieme alle fonti rinnovabili³⁴ può condurre ad una transizione verso la decarbonizzazione.

Il trend dell'utilizzo di gas in Italia per il consumo interno è in leggero aumento, da dopo la discesa avvenuta nel 2014, mentre l'utilizzo dei combustibili fossili risulta essere sempre in calo come mostra la figura 3.7:

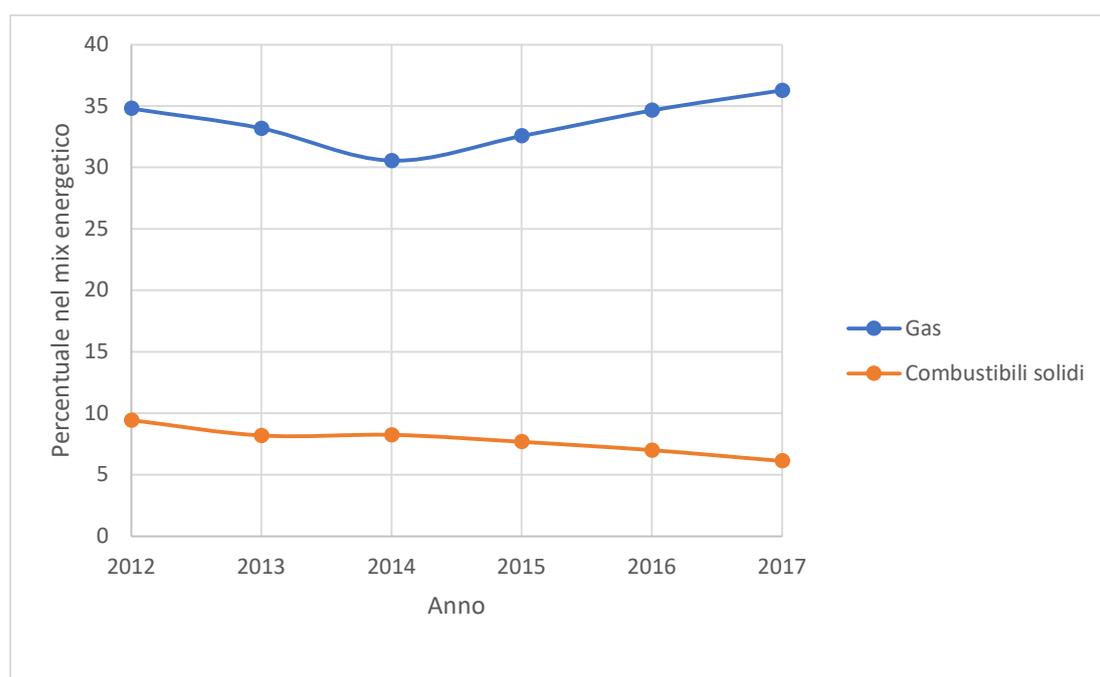


Figura 3.7 Trend utilizzo gas naturale e combustibili fossili in Italia Fonte [34]

È molto probabile che una questione economica nascerà quando tutti i paesi incrementeranno l'uso di gas a sfavore dei combustibili solidi: la domanda di gas

³⁴ Nonostante l'Italia sia uno dei paesi Europei con un elevata percentuale dei rinnovabili nel mix energetico non risultano sufficienti al giorno d'oggi per coprire tutta la domanda di energia.

farebbe crescere il suo prezzo, secondo la classica legge della domanda e dell'offerta. Inoltre, essendo le risorse di gas limitate, un maggiore consumo comporterebbe sempre una diminuzione della risorsa che in linea teorica negli anni sfocerebbe in un aumento del costo.

Altro elemento da considerare riguardo i costi è che il gas prima di arrivare agli usi finali percorre migliaia di chilometri, il costo dei servizi di rete è in media il 17% della spesa totale lorda³⁵. [35]

Usando il rifiuto questi problemi sarebbero inesistenti, perché innanzitutto il rifiuto è una presenza costante nella società di oggi, che può essere considerato come una risorsa quasi "inesauribile"³⁶, dunque esso è senza limiti di quantità per il momento. Inoltre, usando il rifiuto localmente, si possono evitare grandi costi di trasporto.

Un altro elemento da citare è l'importanza della diversificazione delle risorse: utilizzare diverse fonti di energia per la produzione può contribuire a limitare gli incrementi dei costi delle altre fonti, limitandone domanda.

Ultima considerazione sui costi è che il rifiuto deve essere o smaltito in discarica o termodistrutto, entrambi questi processi hanno un costo.

Nella tabella 3.6 sono messi a confronto il costo (IVA inclusa) per tonnellata di rifiuti che i conferitori devono pagare agli impianti per il 2020 per lo smaltimento dei rifiuti solidi urbani indifferenziati ed assimilabili (codice CER 20 03 01) sia per l'impianto di termovalorizzazione di Bolzano e sia per la discarica "Ischia Frizzi", nella provincia autonoma di Bolzano.

Conferitori	Tipo Rifiuto	Termovalorizzatore Prezzo [€/ton]	Discarica Prezzo [€/ton]
Comuni, loro Consorzi o società controllate	r.s.u. e rifiuti assimilabili - codice CER 20 03 01	89,10	89,10

³⁵ Questi sono pagati in base alle tariffe stabilite dall'autorità.

³⁶ Bisogna tener conto che se il trend del rifiuto è sì in diminuzione a favore della differenziata, ma non sufficientemente veloce e con dei palesi limiti, come già detto nel capitolo 1.

Conferitori privati	r.s.u., rifiuti assimilabili e altri codici autorizzati	149,38	180,56
------------------------	---	--------	--------

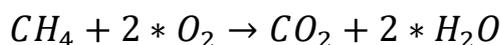
Tabella 3.5 Prezzi smaltimento rifiuti provincia di Bolzano Fonte [38]

In sostanza, il costo del rifiuto risulta essere uguale se non addirittura superiore per il conferimento in discarica, quindi i costi per lo smaltimento inducono a pensare che l'opzione di termovalorizzazione se presente sia più accreditata.

3.4.3 Considerazioni ambientali-ingegneristiche

Un impianto che tratta rifiuti, a parità di taglia e tipo di produzione, risulta molto più complesso che uno a gas.

Le emissioni sono la principale differenza dal punto di vista ambientale, esse sono molto differenti; il gas naturale è composto principalmente da metano CH₄ e da altri idrocarburi in percentuale molto minori per cui è assimilabile al metano, che bruciando segue la reazione:



Ovvero la combustione del metano libera anidride carbonica CO₂ e acqua H₂O, e nonostante l'anidride carbonica sia un gas serra, non è altrettanto dannosa come altri tipi di gas ad esempio il solfuro di idrogeno H₂S, o il mercurio Hg, che se presenti risultano solo in piccole quantità che rientrerebbero nelle facilmente nei limiti di legge. Inoltre, essendo una fonte ben nota il gas naturale presenta un omogeneo potere calorifico inferiore noto o comunque molto più facilmente calcolabile rispetto al rifiuto. Esso varia a seconda del tipo di gas utilizzato, perché cambia la sua composizione, per un confronto con il rifiuto il valore è convertito in MJ/kg³⁷ (Eq.3.2).

$$PCI_{gas} = \frac{9,45 \frac{kWh}{Sm^3}}{0,75 \frac{kg}{Sm^3}} * 3600 \frac{s}{h} * \frac{1}{1000} \frac{MJ}{kJ} = 45,36 \frac{MJ}{kg} \quad (3.2)$$

³⁷ Il valore della densità è stato preso come la media del 2019 dei dati forniti da Engie. [33]

Il rifiuto indifferenziato da questo punto di vista è totalmente diverso e molto più complesso da analizzare, perché non ha una composizione precisa e uniforme, e nonostante i molti trattamenti per produrre una massa uniforme di combustibile, non esiste un vero e proprio potere calorifico definito; per far funzionare bene l'impianto questo deve essere entro un certo range di utilizzo. Ad esempio, il TMV di Torino ha un potere calorifico inferiore di progetto di 11 MJ/kg, ma può funzionare con un range che va da 6 a 16 MJ/kg, [33] tuttavia in questo modo variano di conseguenza i parametri per la combustione, come la temperatura, la pressione, le emissioni, quindi è richiesta una maggiore flessibilità dell'impianto che deve adattarsi a diverse condizioni di lavoro.

Confrontando i due PCI si nota che quello del gas risulta essere oltre quattro volte quello di progetto del rifiuto, ne consegue una produzione di energia molto più alta a parità di massa utilizzata.

Discorso simile vale per le emissioni: risulta molto più difficile capire che cosa effettivamente si stia bruciando, ovvero fare una precisa analisi merceologica, per questo il tipo di emissioni può variare enormemente. La CO₂ risulta essere sicuramente uno dei prodotti, ma altri gas sono da considerare in quanto potenzialmente più pericolosi come il monossido di carbonio, CO, derivato da una combustione incompleta del carbonio, che potrebbe risultare come prodotto con più probabilità con il rifiuto rispetto a gas. La normativa impone limiti stringenti, data la pericolosità di questo gas, per questo motivo nelle soluzioni impiantistiche di entrambi i combustibili sono presenti sistemi di abbattimento del CO, ad esempio per mezzo di SCR.

Possono essere presenti nel gas esausto da rifiuto³⁸, sostanze che a contatto con l'acqua in atmosfera possono facilmente diventare acidi, come quelle contenenti zolfo: H₂S, SO₂ o SO₃, o contenenti cloro HCl, e mercurio Hg altro elemento molto tossico e molti altri elementi presenti tra le emissioni sono già stati citati nel capitolo 2. Come già visto, queste emissioni impongono notevoli sistemi di abbattimento che aumentano i costi dell'impianto.

³⁸ È bene ricordare che si sta parlando di rifiuti urbani ed assimilabili, dunque le percentuali e le probabilità di presenza di questi elementi risulta molto inferiore rispetto a rifiuti pericolosi, specialmente a valle di un trattamento di TMB, tuttavia facendo un confronto con il gas è doveroso fare un elenco di questi gas.

Una grande differenza sulle emissioni risulta dal fatto che il rifiuto è solido, (diversamente dal gas), per cui una percentuale a fine combustione diverrà cenere, pesante o volatile. Le ceneri pesanti sono raccolte e poi smaltite, mentre per quelle volatili, essendo più leggere, sono necessari altri sistemi di abbattimento, per sottostare alle relative norme. La loro espulsione in atmosfera, anche se ridotta dopo l'abbattimento, determina l'emissione di sostanze solite, le PM.

Un caso particolare invece risulta quello delle emissioni di NO_x , perché questo tipo di emissioni si può formare in diversi modi, come già detto nel capitolo 2, sia con l'azoto contenuto nel combustibile sia con quello dell'aria. In particolare, i rifiuti possono contenere azoto, mentre il gas non contiene questo elemento. La formazione di NO_x per il rifiuto può essere sia da combustibile che dall'aria, mentre quella del gas solo dall'aria (NO_x termici). Tuttavia, gli impianti a gas di solito lavorano a temperature più elevate rispetto al rifiuto, la produzione di NO_x termici quindi risulterebbe maggiore superato un certo limite di temperatura, l'azoto dell'aria, prima in equilibrio, reagisce con l'ossigeno formando gli NO_x . La reazione risulta spostata maggiormente verso gli NO_x a più alte temperature, per questo motivo la presenza di NO_x di questo tipo risulta essere maggiore nel gas. Sarebbe possibile fare uno studio sul bilancio delle emissioni di queste due fonti ma sicuramente per sottostare ai limiti di legge entrambe queste produzioni necessitano di sistemi di abbattimento come SNCR e SCR.

Dal punto di vista impiantistico la diversità di composizione dei fumi, impone un diverso trattamento post-combustione poiché le norme impongono limiti sulle emissioni di gas climalteranti.

Un impianto per poter essere in esercizio deve, attraverso diverse procedure, ad esempio la VIA (valutazione impatto ambientale), l'AIA (autorizzazione integrata ambientale) dimostrare di rispettare tutte le norme vigenti. Per rispettare tutte queste norme in un TMV sono presenti diversi componenti di abbattimento degli inquinanti, mentre, eccetto gli abbattitori di CO e NO_x , non sono presenti in un impianto a gas.

CAPITOLO 4:

Analisi Tecnico-Economica di un TMV a Biella

4.1 Generalità

In questo capitolo sarà fatta un'analisi di un ipotetico impianto di termovalorizzazione nel Biellese. Innanzitutto, questo progetto dal punto di vista del combustibile potrebbe essere realizzabile, per la presenza dell'impianto trattamento meccanico biologico di Cavaglià. Dopodiché, può essere conveniente per il territorio, sia per lo sfruttamento di una fonte disponibile a dispetto di una fonte fossile il gas, sia dal punto di vista umano, perché genererebbe diversi posti di lavoro. Inoltre, se un'azienda seria investisse in un impianto del genere la preoccupazione dal punto di vista del funzionamento e delle emissioni dovrebbe essere ridotta date tutte le tecniche descritte dalla normativa stringente. Altro punto a favore è la presenza di una rete di teleriscaldamento già in esercizio, che potrebbe puntare ad un'espansione.

4.1.1 Località

La località ipotizzata è a sud di Biella, vicino alla centrale di teleriscaldamento in fondo a Via Ambrosetti.



Figura 4.1 Zona di interesse

L'ovale rosso indica il sito in cui potrebbe sorgere il termovalorizzatore, mentre il rettangolo verde evidenzia il luogo dove è situata l'attuale centrale termica di teleriscaldamento.

Questa scelta è dettata dal fatto che intorno esiste già una zona industriale, il che definisce una certa lontananza da edifici civili. È importante la scelta perché l'impianto deve lavorare in continuo per tutto l'anno e deve sottostare non solo a certe norme definite per le emissioni di inquinanti, ma anche a norme che regolano l'inquinamento acustico. I livelli sonori sono dettati dal dpcm del 1997, imponendo una zonizzazione acustica secondo diverse fasce di sensibilità e diversi limiti di emissioni sonore. La zona industriale corrisponde alla zona 6, ossia quella in cui i limiti sono più elevati, dunque sono necessari meno interventi per insonorizzare gli emettitori di rumore, ne consegue anche un minor costo.

La seconda motivazione per cui è stata scelta questa località risulta essere di carattere energetico: se per l'energia elettrica risultano meno problemi per la sua immissione in rete, per l'energia termica esiste il problema dell'accumulo e del trasporto. Un accumulatore di energia termica non presenta problemi di localizzazione, contrariamente, ne presenta per il trasporto. Il trasporto di energia termica, sotto forma di acqua calda o vapore, necessita di tubazioni isolate e pressione. Secondo le analoghe considerazioni fatte già per il teleriscaldamento, un tratto più corto di tubazione per il trasporto riduce sia perdite di carico che quelle termiche. Per questo motivo la località è stata scelta vicino alla centrale termica, per poter integrare l'immissione di l'energia termica nella rete esistente.

4.1.2 Caratteristiche dell'impianto

L'impianto ipotizzato è un impianto cogenerativo di piccola taglia con una sola linea di combustibile, con una capacità massima di 75000 tonnellate di rifiuti annui.

Il combustibile utilizzato è combustibile solido secondario (CSS), proveniente dal trattamento di rifiuti urbani indifferenziati ed assimilabili, che permette un alto rendimento di produzione.

Il funzionamento dell'impianto è continuo, un valore che sia aggira intorno alle 8000 ore annuali, per limitare emissioni e aumentare il rendimento.

La potenza installata di progetto è di 10,6 MW elettrici e con possibilità di cogenerare fino a 25 MW termici. Lo schema di funzionamento del ciclo termico è quello classico

con il generatore di vapore, una turbina, un condensatore ed una pompa di alimento. L'energia termica è estratta dalla turbina con spillamento di una portata di vapore: per mezzo di una tubazione il vapore arriva ad uno scambiatore di calore. Nello scambiatore il vapore scambierà calore con un flusso d'acqua, il quale ne aumenterà la sua temperatura, per essere utilizzata con il TLR.

Prima di analizzare le energie in gioco è utile capire il funzionamento del ciclo termico presente, per definire le potenze elettriche, termiche ed i rispettivi rendimenti; lo studio sul ciclo è validato dall'esperienza del TMV di Bergamo.

In questo approccio si considera una portata media di CSS pari a 225 ton/giorno, la quale moltiplicata per 330 giorni di funzionamento risulta all'incirca la portata massima annuale.

$$M_{CSS} = M_{CSS} * \text{giorni} = 225 * 330 = 74250 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.1)$$

Si calcola la potenza termica media istantanea al focolaio, con un $PCI_{CSS}=15 \text{ MJ/kg}$.

$$Q'_H = \frac{M_{CSS}}{24 * 3600} * PCI_{CSS} = \frac{225}{24 * 3600} * 15 = 39,06 \text{ MW} \quad (4.2)$$

Questa potenza alimenta il ciclo termico per la produzione di vapore.

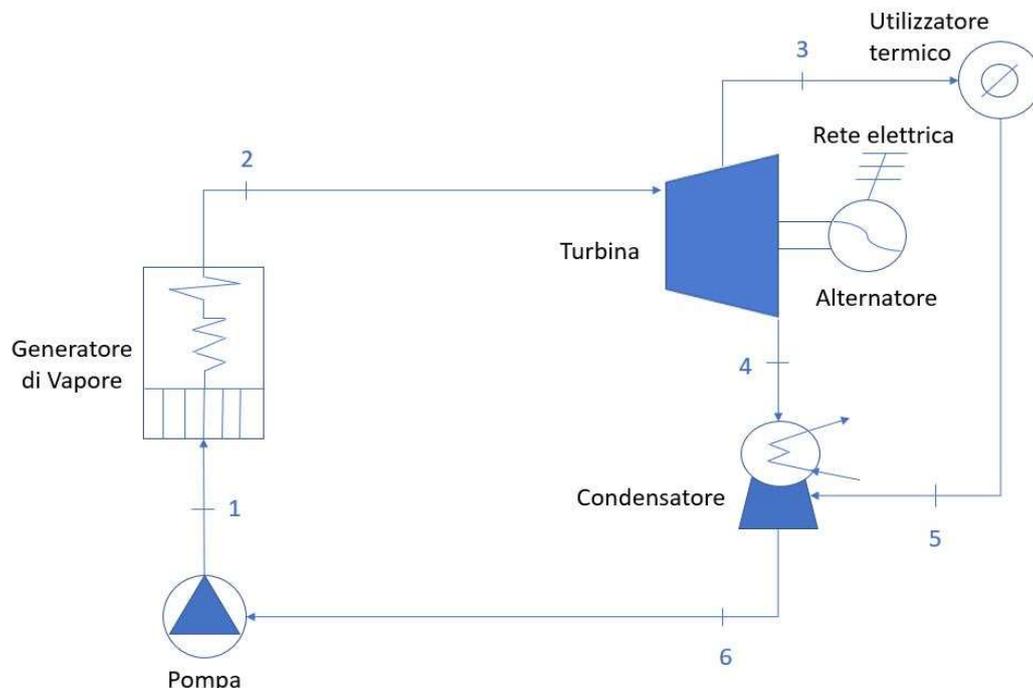


Figura 4.2 Schema funzionale ciclo termico

Si considera come ipotesi un rendimento di combustione pari a $\eta_c=0,85$ e si calcola la potenza termica utile per la produzione di vapore.

$$Q'_{vap} = Q'_H * \eta_c = 39,06 * 0,85 = 33,20 \text{ MW} \quad (4.3)$$

Si valutano i valori delle entalpie specifiche nei capisaldi con le seguenti condizioni di lavoro:

Capisaldi	Componenti	p [bar]	T [°C]	h [kJ/kg]	Stato
1	Ingresso GdV	50	74	313,86	Liquido
2	Uscita GdV/Ingresso turbina	40	400	3214,5	Vapore surriscaldato
3	Spillamento	2	120	2706,4	Vapore saturo secco
4	Uscita turbina	0,1	45	2437,2	Vapore saturo secco
5	Uscita SC	2	74	309,97	Liquido

Tabella 4.1 Condizioni di lavoro ciclo termico

Si calcolano le differenze di entalpia specifici utili per i calcoli.

Δh_{12} [kJ/kg]	2900,64
Δh_{23} [kJ/kg]	-508,1
Δh_{34} [kJ/kg]	-269,2
Δh_{35} [kJ/kg]	-2396,43

Tabella 4.2 Differenze di entalpia specifica

Si nota come la differenza di entalpia nella trasformazione 1-2 sia l'unica positiva poiché questa assorbe calore, mentre le altre cedendo calore risultano negative.

Il vapore prodotto è il rapporto tra l'energia in ingresso al ciclo e il Δh_{12} .

$$m'_{vap} = \frac{Q'_{vap}}{\Delta h_{12}} = \frac{33,2 * 1000}{2900,64} = 11,45 \frac{kg}{s} \quad (4.4)$$

Questa portata di vapore può essere usata per la sola produzione elettrica oppure per la produzione in cogenerazione. Nel primo caso si sfruttano i salti di entalpia Δh_{23} e Δh_{34} con tutta la portata di vapore. Mentre nel secondo caso si sfrutta Δh_{23} con tutta la portata di vapore per la produzione elettrica; a seconda della richiesta di energia

termica, si sfrutta la portata in parte per la produzione di calore con Δh_{35} ed in parte per la produzione elettrica con Δh_{34} .

Si calcola, a seconda dell'energia termica da fornire, la portata spillata, quella rimanente, la potenza elettrica ed i rendimenti elettrico, termico e totale del ciclo con le seguenti formule. Per il calcolo della potenza elettrica di considera un rendimento elettromeccanico ipotizzato pari a $\eta_{em}=0,97$.

$$m'_{spillata} = \frac{Q'_{ut}}{\Delta h_{35}} \quad (4.5)$$

$$m'_{rimanente} = m'_{vap} - m'_{spillata} \quad (4.6)$$

$$P_{el} = (m'_{vap} * \Delta h_{23} + m'_{rimanente} * \Delta h_{34}) * \eta_{em} \quad (4.7)$$

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{Q'_H} \quad (4.8)$$

$$\eta_{th} = \frac{Q'_{ut}}{Q'_H} \quad (4.9)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (4.10)$$

Q'ut [MW]	m' spillata [kg/s]	m' rimanente [kg/s]	Pel [MW]	η_{el}	η_{th}	η_{tot}
0	0	11,447	8,631	0,221	0	0,221
2	0,835	10,612	8,413	0,215	0,051	0,267
3	1,252	10,195	8,304	0,213	0,077	0,289
5	2,086	9,360	8,086	0,207	0,128	0,335
8	3,338	8,109	7,759	0,199	0,205	0,403
10	4,173	7,274	7,541	0,193	0,256	0,449
15	6,259	5,188	6,996	0,179	0,384	0,563
20	8,346	3,101	6,451	0,165	0,512	0,677
25	10,432	1,015	5,907	0,151	0,640	0,791

Tabella 4.3 Risultati dei calcoli in funzione della potenza termica richiesta

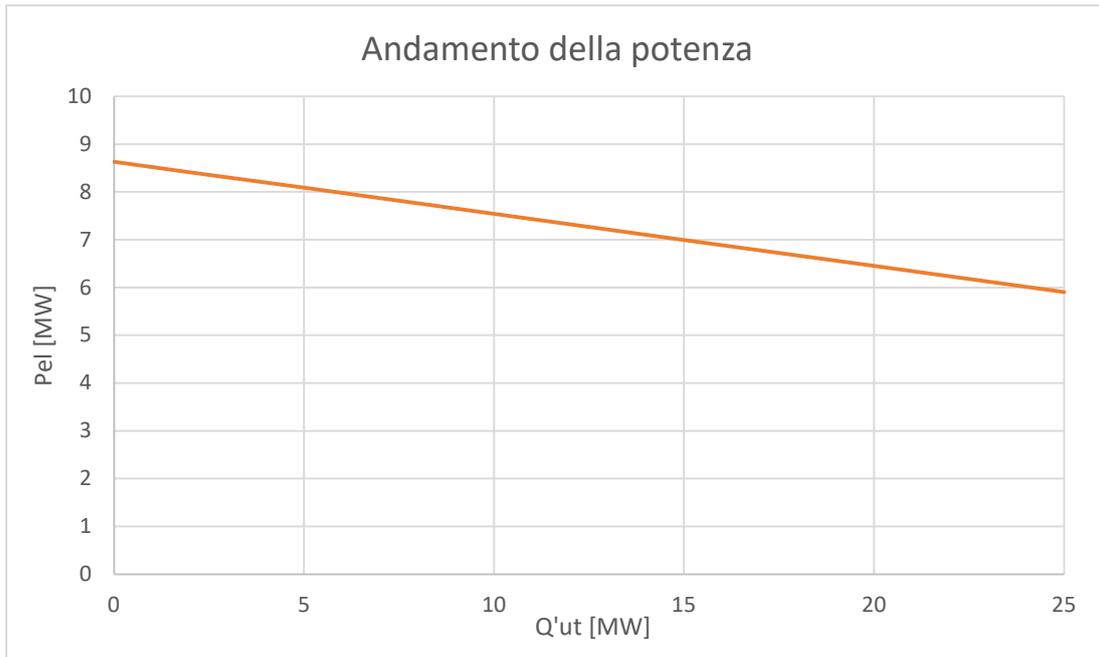


Figura 4.3 Andamento della potenza elettrica in funzione della potenza termica

Dalla figura 4.3 si vede come si riduce la potenza elettrica all'aumentare della potenza termica fornita. Ne consegue una riduzione del rendimento elettrico a favore di quello termico (Fig. 4.4).

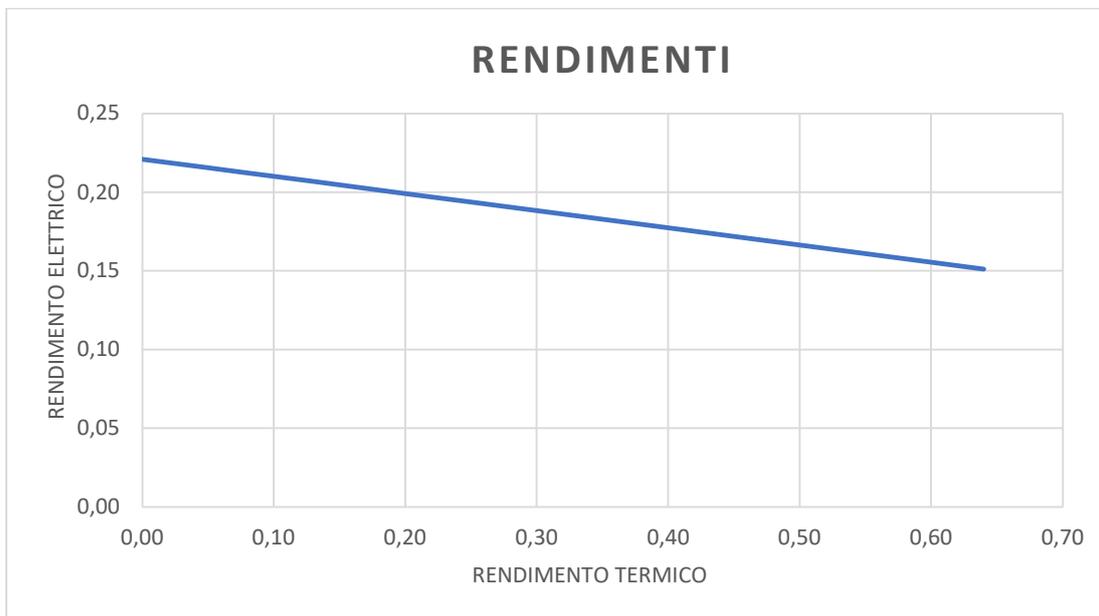


Figura 4.4 Andamento dei rendimenti

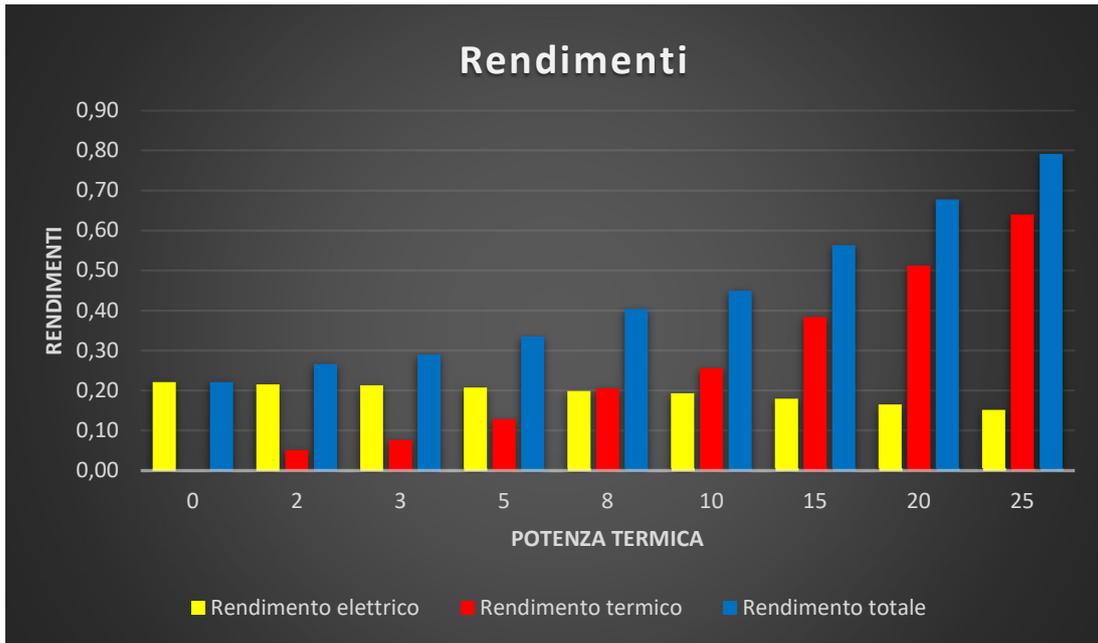


Figura 4.5 Istogramma dei rendimenti con diverse potenze termiche

Nella figura 4.5 Si può notare come aumenta il rendimento totale in funzione della potenza termica spillata, ossia una maggiore cogenerazione consente un rendimento totale dell'impianto maggiore.

4.2 Analisi Tecnica del TMV integrato al TLR presente

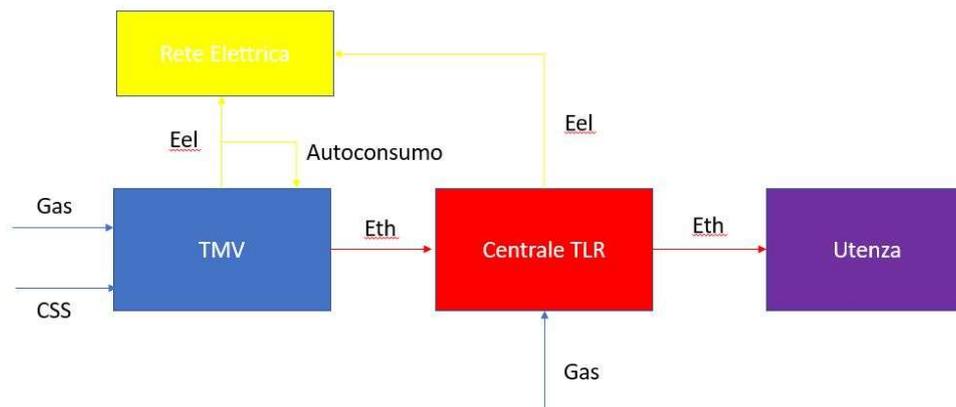


Figura 4.6 Schema flussi di massa ed energia

In questa sezione si analizzerà il TMV come integrazione alla produzione di energia termica del TLR.

Il punto di partenza è una curva di carico della rete di TLR della stagione invernale 2019, il cui baseload di potenza di vale 18 MW³⁹. [39]

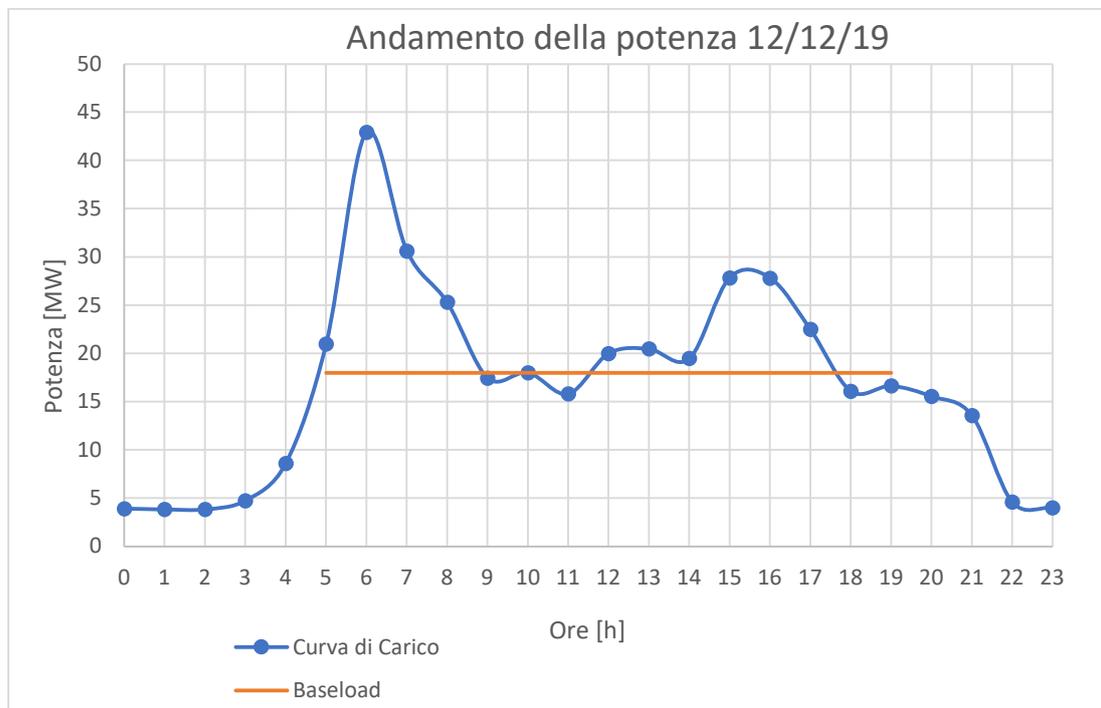


Figura 4.7 Andamento della potenza giornaliero di un giorno nel 2019 Fonte [33]

Si osserva nella figura 4.7 che il baseload è considerato dalle 5 alle 19, poiché la richiesta notturna risulta decisamente inferiore. Quando la potenza fornita del baseload risulta superiore all'andamento, il surplus viene inserito negli accumuli per evitare sprechi.

L'aumento previsto della società da 48,3 GWh prodotti nel 2019 a 69,8 GWh previsti nel 2025, ossia un aumento del 44,5%. L'aumento di produzione di energia è accompagnato da un aumento di potenza, per questo motivo è lecito supporre che anche il baseload avrà un incremento proporzionale, passando da circa 18 MW a 26. Usando l'ipotesi di un incremento percentuale costante del 44,5% si costruisce un andamento con il relativo baseload per il 2025 (Fig. 4.8).

³⁹ Il valore di 18 MW per il baseload è stato scelto cautelativamente per considerare un periodo unico e non mese per mese; poiché per i mesi più freddi, dicembre gennaio e febbraio si aggirerebbe intorno ai 20 mentre per novembre e marzo risulterebbe inferiore.

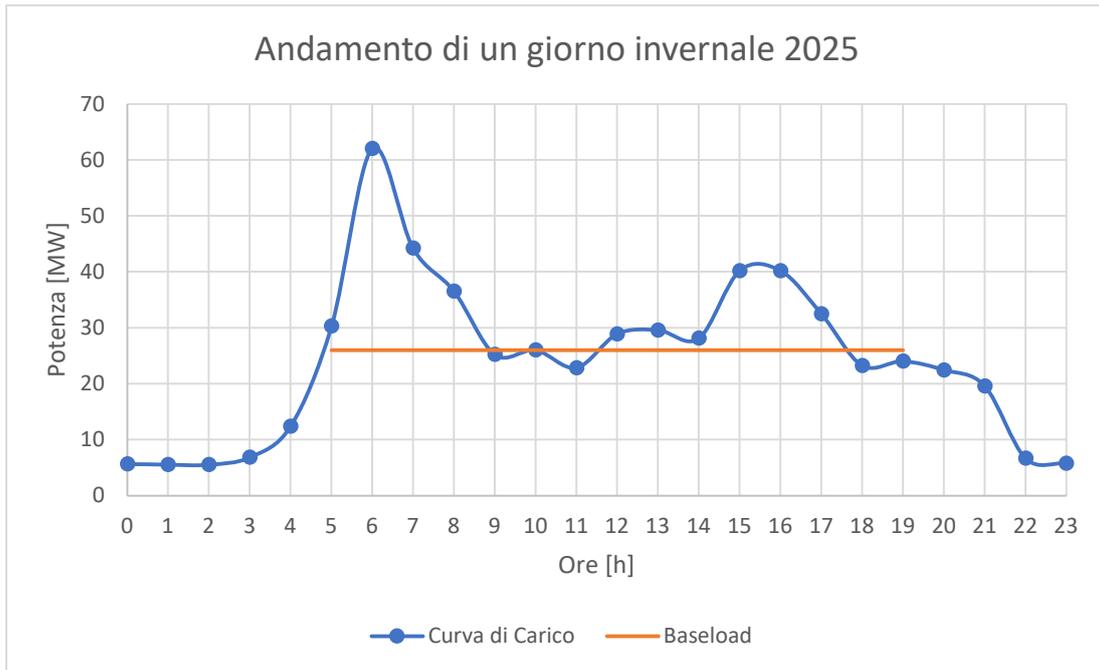


Figura 4.8 Andamento ipotizzato di un giorno invernale nel 2025

Il baseload in questa situazione è coperto in parte dai cogeneratori della centrale del TLR, poiché risultano una fonte di guadagno per l'azienda, in parte dal TMV. Rimuovendo la quantità prodotta dai cogeneratori di 6 MW, risulterebbero 20 MW da poter produrre con il TMV. Si considera il periodo di tempo di riferimento tra le 5 e le 19, pari a 14 ore, ed i mesi dove la richiesta è maggiore quindi dal primo novembre al 31 marzo, pari a 151 giorni. È possibile calcolare tramite la formula 4.11 l'energia richiesta dalla rete per soddisfare il baseload.

$$Q_{baseload} = Q'_{baseload} * gg * h = 20 * 151 * 14 = 42,28 \text{ GWh} \quad (4.11)$$

Si calcola l'energia elettrica prodotta in un anno (Eq. 4.12) con queste condizioni di funzionamento, utilizzando i valori di potenza elettrica presenti nella Tab. 4.3.

$$\begin{aligned} E_{el,prod} &= (P_{el} * gg * h)|_{20MWth} + (P_{el} * gg * h)|_{0MWth} \\ &= 6,451 * 151 * 14 + 8,631 * [(330 - 151) * 24 + 151 * 10] \\ &= 63,75 \text{ GWh} \quad (4.12) \end{aligned}$$

Inoltre, bisogna valutare i consumi del TMV oltre al CSS, ossia il GN e l'energia elettrica. L'energia elettrica si considera come tutta autoconsumata. Il consumo di energia elettrica degli ausiliari del termovalorizzatore è proporzionale alla produzione. Il fattore di proporzione di consumi degli ausiliari è scelto uguale a quello del TMV di

Bergamo per il 2017⁴⁰: $f_{aux}=14\%$. [30] La produzione si calcola nell'Eq 4.13 con la somma dell'energia elettrica prodotta e quella termica corretta con un fattore moltiplicativo di 0,42⁴¹. [40]

$$E_{el_{aux}} = f_{aux} * (E_{el_{prod}} + 0,42 * Q_{ut}) = 0,14 * (63,75 + 42,28 * 0,42) = 11,41 \text{ GWh} \quad (4.13)$$

Si ricava l'energia elettrica immessa in rete (Eq. 4.14):

$$E_{el_{rete}} = E_{el} - E_{el_{aux}} = 63,75 - 11,41 = 52,34 \text{ GWh} \quad (4.14)$$

I consumi di GN si considerano cautelativamente⁴² proporzionali al CSS, partendo dai consumi di Bergamo, riportati in tabella 4.4.

Combustibile	Consumi (massa)
CSS	55005 [ton]
GN	256 [kSm ³]

Tabella 4.4 Dati dei combustibili del TMV di Bergamo Fonte [30]

$$V_{GN_{TMV}} = V_{GN_{BG}} * \frac{M_{CSS_{BI}}}{M_{CSS_{BG}}} = 256 * \frac{74250}{55005} = 346 \text{ kSm}^3 \quad (4.15)$$

I flussi di massa ed energia sono riassunti nella Fig. 4.9.

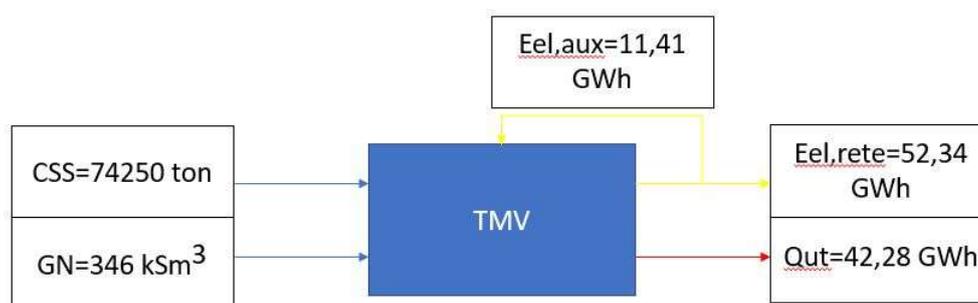


Figura 4.9 Schema TMV con i relativi flussi di massa ed energia

⁴⁰ Non è stato scelto il 2018 poiché è sorto un guasto durante l'anno per questo motivo il valore di proporzione è risultato maggiore e pari al 17%; tuttavia dal 2013 al 2017 i valori sono compresi tra 13% e 14%. [30]

⁴¹ Fattore dato da Commissione Europea "Integrated Pollution Prevention and Control – Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration", capitolo 3.5.3, dell'agosto 2006.

⁴² L'ipotesi è cautelativa perché il gas serve principalmente per avviamenti e spegnimenti, che è proporzionale al numero di questi due e non alle tonnellate di combustibile. Un numero uguale di queste due azioni consumerebbe circa la stessa quantità di gas o poco più.

4.2.1 Confronto tra TLR e TMV

L'utilizzo del CSS permette un risparmio di gas naturale per la produzione di energia termica e di energia primaria per quella elettrica.

Il confronto in questa sezione riguarda la produzione in cogenerazione del TMV e quella separata, composta dalla produzione di energia termica dalle caldaie del TLR e di energia elettrica da fonte fossile. Si considera la produzione alle sole caldaie poiché i cogeneratori sono già stati sottratti in precedenza.

Il rendimento delle caldaie della centrale è di $\eta_{cald}=0,95\%$, [32] il PCI del GN è considerato come la media dei PCI del 2019. [32] Si ricava con l'Eq. 4.16 il risparmio di gas nella stagione invernale⁴³ per la produzione di calore.

$$\Delta V_{GN}|_{th} = \frac{Q_{baseload}}{PCI_{GN} * \eta_{cald}} = \frac{42,28}{35,268 * 0,95} = 4543 \text{ kSm}^3 \quad (4.16)$$

Nell'Eq. 4.16 non è considerato il gas naturale speso per alimentare il TMV perché sarà considerato nelle successive equazioni.

Dal punto di vista della centrale di TLR questo risparmio di gas naturale si tramuta in un risparmio di emissioni, quindi anche un risparmio economico dal punto di vista delle quote CO₂ e da quello del risparmio sul GN.

L'Eq. 4.17 definisce le quantità di CO₂ evitate durante la stagione invernale dalla centrale di TLR comprando l'energia termica prodotta da TMV, il fattore $FE_{GN}=1,9562 \text{ kgCO}_2/\text{Sm}^3$ è il fattore di proporzionalità di produzione di CO₂ da gas naturale [32].

$$M_{CO_2}|_{th} = \Delta V_{GN}|_{th} * FE_{GN} = 4543 * 1,9562 = 8887 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.17)$$

⁴³ Equivale a quello annuale data la sola cogenerazione del TMV in questo periodo.

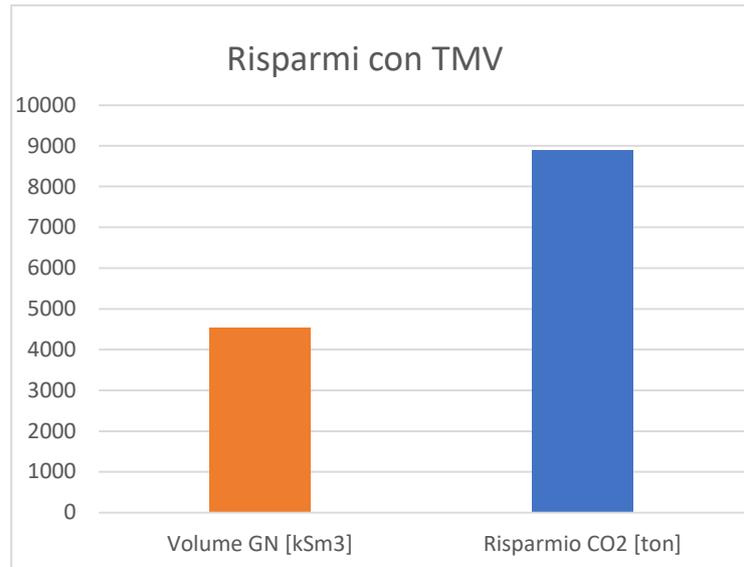


Figura 4.10 Risparmi per il TLR con il baseload da TMV

Se si moltiplica questo risultato dell'Eq. 4.17 per $c_{CO_2}=24,8 \text{ €/ton}$ [32], che è il costo specifico che il legislatore impone di pagare per questo tipo di impianti per le quote di emissioni di CO_2 , si ottiene il costo evitato per le mancata emissione di CO_2 ; questo costo è riferito all'anno 2019 ed è mantenuto costante.

$$C_{risparmiato_{CO_2}} = M_{CO_2|th} * c_{CO_2} = 8887 * 24,8 = 220395 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.18)$$

Per dare un riferimento nel 2019 il costo per le quote di CO_2 è stato di 497132 € [32], con un consumo di gas pari a $V_{GN}=10247 \text{ kSm}^3$. [32] Per il 2025 sicuramente questo costo sarà in aumento data la maggior richiesta di energia termica prevista e il conseguente maggiore utilizzo di gas naturale per soddisfare la richiesta. È comunque realistico immaginare che la centrale nel 2025 risparmi circa il 30% del costo delle quote CO_2 , dato l'ammontare di energia termica comprata dal TMV.

La centrale di TLR con questo risparmio avrebbe inoltre un risparmio dovuto effettivamente al gas naturale non consumato, calcolato nell'Eq. 4.19 con le opportune conversioni. Il costo specifico considerato è quello medio italiano per utenze non domestiche relativo al primo semestre⁴⁴ del 2019 $c_{GN,nondom}=0,0342 \text{ €/kWh}$, inclusivo di tutte le tasse. [41]

⁴⁴ Il motivo della scelta del solo primo semestre è dato dal fatto che il gas subisce molte variazioni all'interno dell'anno a seconda del mercato, il prezzo più "accettabile" è dunque la media relativa ai mesi in cui se ne fa maggiormente uso, quelli invernali.

$$C_{risparmiat_{GN}} = \Delta V_{GN} |_{th} * PCI_{GN} * c_{GN_{nondom}} = 4543 * 35,268 * \frac{10^6}{3600} * 0,0342$$

$$= 1522080 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.19)$$

Il risparmio del gas risulta molto più elevato rispetto a quello delle quote CO₂. È bene sottolineare che nell'Eq. 4.19 è stato preso un prezzo per il gas naturale relativo al 2019, tuttavia questo è in costante aumento, infatti per il primo semestre del 2017 il prezzo era di 0,0271 €/kWh, [Eurostat] quindi un incremento in due anni di circa il 26,2%. Tuttavia, risulta molto complesso valutare il costo relativo al 2025 per questo motivo si è fatto riferimento ad un costo specifico costante.

Sommando i risultati delle Eq. 4.18 e 4.19, si ottiene il risparmio annuale totale dei costi relativi al gas (Eq. 4.20).

$$C_{risparmiato} = C_{risparmiat_{CO_2}} + C_{risparmiato_{GN}} = 220395 + 1522080$$

$$= 1742475 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.20)$$

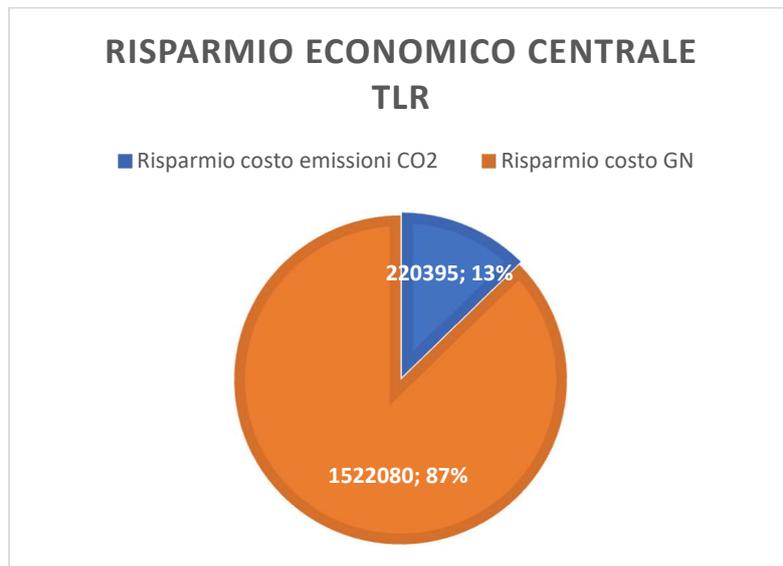


Figura 4.11 Risparmio Costi Centrale TLR

Dall'Eq. 4.20 si ricava che il risparmio con questo utilizzo del TMV ammonta a circa 1,75 milioni di euro annui. Per mezzo di questo risparmio è possibile calcolare un prezzo specifico $c_{Q,TMV}$ per il quale per la centrale di TLR sia più conveniente comprare l'energia termica piuttosto che produrla con le proprie caldaie. Il calcolo risulta approssimativo e ottimistico perché non tiene conto del ridotto esercizio delle

macchine e la conseguente riduzione dei costi di manutenzione delle stesse, dovuta ad un minore utilizzo.

$$c_{Q_{TMV}} = \frac{C_{risparmiato}}{Q_{TMV}} = \frac{1742475 \text{ €}}{42,28 * 10^6 \text{ kWh}} = 0,041213 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.21)$$

Il risultato dell'Eq. 4.21 è il costo di produzione, ossia il valore limite per cui alla centrale conviene comprare l'energia termica dal TMV. Tutti i prezzi inferiori a questo valore definiscono un ulteriore guadagno del TLR dovuti alla presenza del TMV in cogenerazione con questo tipo di produzione.

Per valutare le prestazioni energetiche dell'impianto di TMV è utilizzato il metodo della società A2A [30], che valuta il risparmio di fonti fossili espressi in tep per mezzo della termovalorizzazione del rifiuto, per produrre la stessa quantità di energia elettrica e termica nella maniera tradizionale: la produzione separata (PS). Ovviamente per valutare il risparmio è sottratto il quantitativo energetico delle fonti fossili utilizzate nel TMV, in questo caso il gas naturale. Il sistema alternativo per la produzione elettrica viene considerato il parco energetico nazionale. Considerando il parco termoelettrico nazionale il fattore di conversione dell'energia elettrica risulta essere 0,184 tep/MWh. [42] Mentre per quanto riguarda l'energia termica è usata la conversione in tep attraverso il potere calorifico del gas naturale, con la quantità risparmiata già prima calcolata.

$$E_{prim|PS,el} = 0,184 * E_{el,rete} = 0,184 * 52,34 * 1000 = 9630 \text{ tep} \quad (4.22)$$

$$E_{prim|PS,th} = \frac{\Delta V_{GN|th} * PCI_{GN}}{PCI_{rif}} = \frac{4543 * 35,268}{41,86} = 3828 \text{ tep} \quad (4.23)$$

Nell'Eq. 4.24 si calcola il risparmio totale in tep, come la somma di questi due contributi ridotta del quantitativo di gas naturale utilizzato dal TMV convertito in tep.

$$\begin{aligned} \Delta E_{prim|TMV} &= E_{prim|PS,el} + E_{prim|PS,th} - \frac{V_{GN} * PCI_{GN}}{PCI_{rif}} \\ &= 9630 + 3828 - \frac{346 * 35,268}{41,86} = 13166 \text{ tep} \quad (4.24) \end{aligned}$$

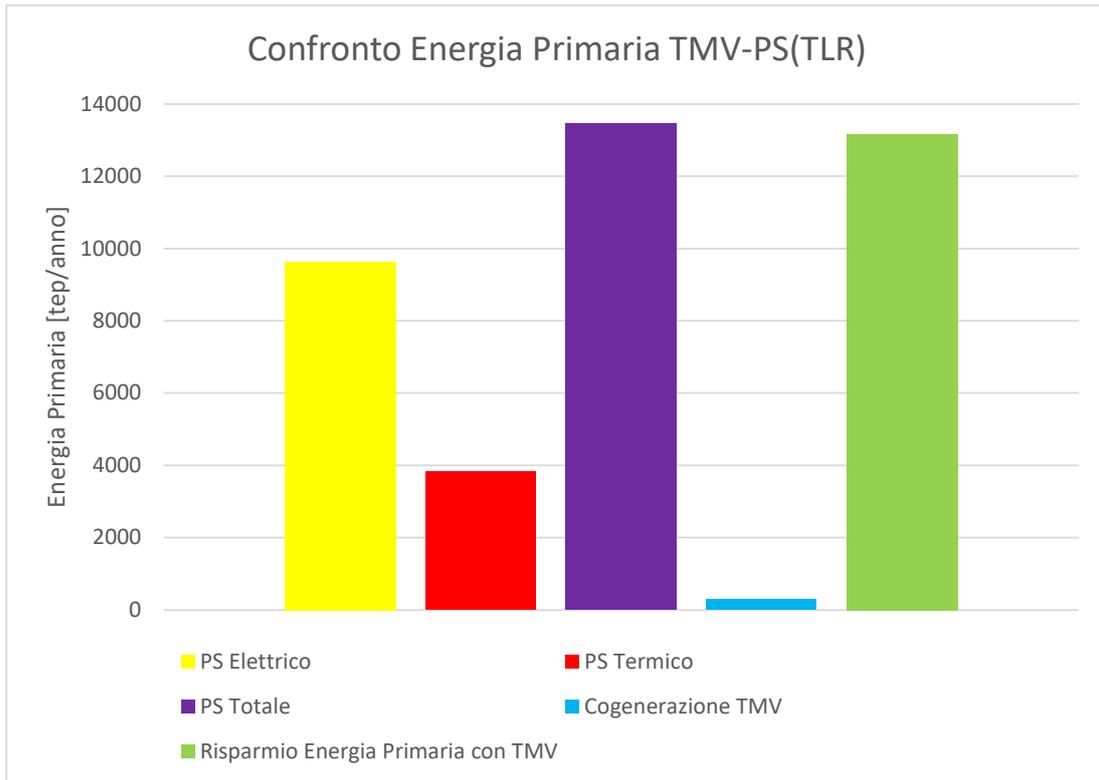


Figura 4.12 Risultati del confronto di energia primaria tra PS (TLR) e cogenerazione da TMV

Dalla figura 4.12 si osserva come il risparmio di energia primaria sia molto elevata dato il minimo uso di fonti fossili nel TMV.

Le emissioni risparmiate si calcolano attraverso dei fattori di emissione proporzionali all'energia elettrica ed al calore prodotti, anche in questo caso si fa riferimento alla produzione termoelettrica per un risparmio di fonti fossili.

Per la produzione di energia elettrica nel 2018 si valuta un fattore di emissione $FE_{FF}=493,8 \text{ gCO}_2/\text{KWh}_e$ prodotto⁴⁵. [43] Nell'Eq. 4.25 si valuta l'emissione di CO_2 dovuta alla produzione separata di energia elettrica con il risultato dell'Eq. 4.12.

$$M_{CO_2|el} = FE_{FF} * E_{el_{prod}} = 493,8 * 63,75 * 10^6 = 31479 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.25)$$

Per il valore di risparmio di emissioni per la produzione l'energia termica prodotta si fa riferimento all'Eq. 4.17; si ricavano le emissioni per la produzione separata con parco termoelettrico più TLR (Eq. 4.26).

⁴⁵ Il kWh è riferito quelli prodotti per questo si valutano sia l'energia elettrica immessa in rete sia quella autoconsumata.

$$M_{CO_2}|_{PS(TLR)} = M_{CO_2}|_{el} + M_{CO_2}|_{th} = 31479 + 8887 = 40366 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.26)$$

Il rifiuto CSS viene considerato per convenzione al 50% rinnovabile, per la sua composizione dovuta alla presenza di materiali provenienti da biomassa [44], mentre la parte restante è considerata non rinnovabile, poiché proveniente da fonti come il petrolio ad esempio le plastiche. Le emissioni sono valutate con un fattore di emissione $FE_{CSS}=554,2 \text{ gCO}_2/\text{kWhe}$. [43] Questo fattore tiene conto di questa percentuale, facendo una media tra le quote, essendo il 50% rinnovabile si considera ad emissione zero per definizione. La quota dei rifiuti rinnovabile è classificata come la biomassa, ossia la crescita della materia organica è dovuta all'assorbimento della CO_2 che in seguito alla combustione viene nuovamente liberata. Il quantitativo alla fine del processo risulta uguale a quello di partenza, secondo la convenzione UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). [43]

Il fattore di emissione è proporzionale all'energia elettrica prodotta, ma poiché il TMV viene considerato cogenerativo in questa situazione, è necessaria una correzione. Si calcola quindi l'energia elettrica teorica producibile se l'impianto fosse in esercizio sempre in assetto solo elettrico (ASE).

$$E_{el,teor}|_{ASE} = P_{el}|_{0MWth} * gg * h = 8,63 * 330 * 24 = 68,36 \text{ GWh} \quad (4.27)$$

L'Eq. 4.28 mostra le emissioni di CO_2 della combustione di rifiuti, includendo i consumi di gas naturale.

$$\begin{aligned} M_{CO_2}|_{TMV} &= (FE_{CSS} * E_{el,teor}|_{ASE}) + (FE_{GN} * V_{GN_{TMV}}) \\ &= 554,2 * 68,36 + 1,9562 * 346 = 38558 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.28) \end{aligned}$$

Si può quindi ricavare il risparmio di tonnellate di CO_2 annuali dovuto all'esercizio del TMV piuttosto che alla produzione separata (Eq. 4.29).

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV} = M_{CO_2}|_{PS(TLR)} - M_{CO_2}|_{TMV} = 40366 - 38558 = 1808 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.29)$$

Con un risparmio percentuale calcolato nell'Eq. 4.30:

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV}\% = \frac{\Delta M_{CO_2}}{M_{CO_2}|_{PS(TLR)}} = \frac{1808}{40366} = 0,0448 = 4,48\% \quad (4.30)$$

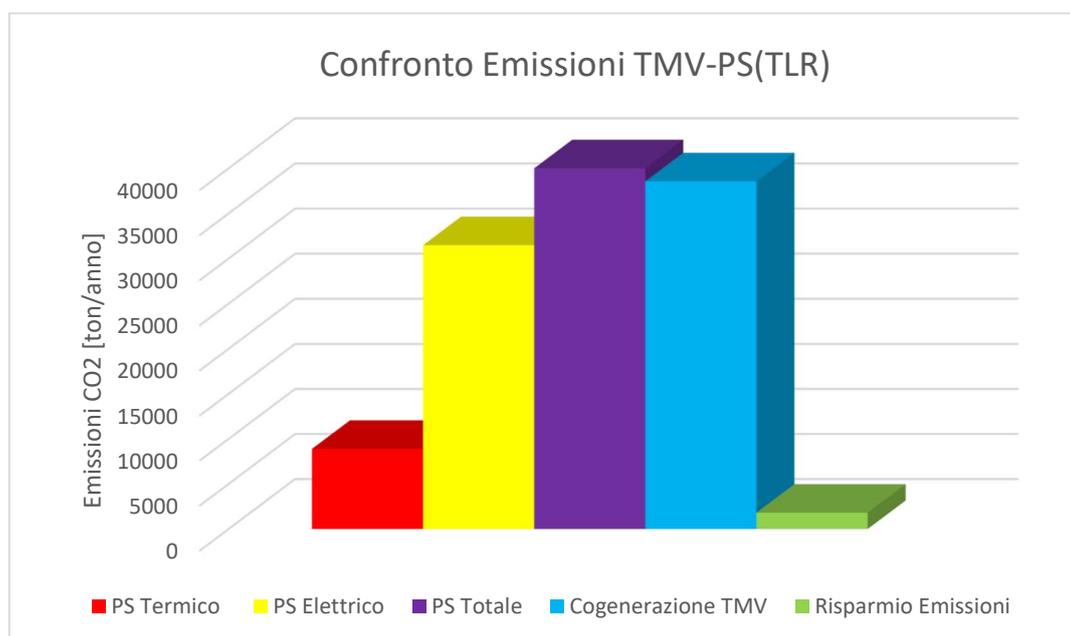


Figura 4.13 Risultati del confronto di emissioni di CO₂ tra PS (TLR) e cogenerazione da TMV

Il risparmio di emissioni (Fig. 4.13) non risulta molto elevato rispetto alle emissioni in gioco, tuttavia è bene ricordare che l'obiettivo primario risulta la distruzione del rifiuto e inoltre il recupero di energia permette la riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili.

Questi risultati fanno riferimento solo al diverso tipo di produzione, non tengono conto delle possibili emissioni evitate dello stoccaggio in discarica, poiché la valorizzazione avverrebbe comunque fuori regione⁴⁶.

Uno studio più approfondito richiederebbe anche un'analisi riguardo al trasporto del CSS dall'impianto di Cavaglià agli impianti di TMV a cui si dirige attualmente. La tabella 4.5 riassume la distanza approssimativa tra l'impianto di TMB di Cavaglià e gli impianti TMV più vicini.

TMV	Distanza [km]
Biella (teorico)	20

⁴⁶ Tuttavia, nel caso in cui i TMV fuori regione necessitino di questo carico di CSS mancante potrebbero prelevarlo da altri TMB piemontesi, i quali attualmente stoccano in discarica per la mancata presenza di impianti per la termodistruzione, in questo caso si potrebbe fare un'analisi ulteriore.

Parona (PV)	66
Torino	75
Milano	85
Busto Arsizio (VA)	89
Desio (MB)	103
Sesto San Giovanni (MI)	104
Bergamo	133
Dalmine (BG)	133
Cortoleona (PV)	137

Tabella 4.5 Distanze dal TMB di Cavaglià dei TMV nelle vicinanze Fonte [45]

Le distanze risultano considerevoli sia dal punto di vista dei costi risparmiati sia dal punto di vista delle emissioni per i trasporti. Se si ipotizza un automezzo per il trasporto di 5 ton ne occorrono circa 15000 all'anno, con un risparmio considerevole di chilometri tra un minimo 46 e oltre 100 a tratta. Tuttavia, questa analisi risulta molto complessa e non sarà argomento di questa trattazione.

4.2.2 Confronto tra TLR e impianti condominiali

Una analisi fondamentale è il confronto tra impianti condominiali (PS(dom)) e il TLR, il quale solitamente per il tipo di produzione riduce consumi ed emissioni. Il risparmio deriva da due principi il primo è la produzione in cogenerazione, il secondo è la produzione con caldaie a gas naturale con un'efficienza maggiore. Considerando l'utenza formata a un 70% di caldaie a metano e un 30% di caldaie a gasolio [39] si fanno diverse considerazioni. Il rendimento delle caldaie domestiche varia molto rispetto alla tipologia, al combustibile alla taglia, solitamente varia tra 80% e il 90%, per semplicità dei calcoli e considerando le installazioni datate di questo tipo di impianti, [39] si è presa un rendimento medio delle caldaie sostituite pari $\eta_{dom}=85\%$, conforme ai limiti di legge. [46]

Per fare il confronto con la produzione in cogenerazione, si considera la produzione separata di energia elettrica da fonte fossile e energia termica dalle caldaie domestiche. La richiesta annuale di energia per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria prevista dall'utenza per il 2025 è di $Q_{risc}=69,80$ GWh, nell'Eq. 4.31 si calcola l'energia primaria utilizzata dall'utenza per soddisfare questo fabbisogno in tep.

$$E_{prim|dom} = \frac{Q_{risc}}{\eta_{dom} * PCI_{rif}} = \frac{69,8 * 3600}{0,85 * 41,86} = 7062 \frac{tep}{anno} \quad (4.31)$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica si considera la produzione della centrale del TLR del 2019 pari a $E_{el,rete}=25,92$ GWh [32], per ipotesi si considera un valore uguale anche per il 2025 poiché non è prevista l'installazione di nuovi cogeneratori.

Considerando il parco termoelettrico nazionale, il fattore di conversione dell'energia elettrica risulta essere 0,184 tep/MWh, [42] con l'Eq. 4.32 si calcola l'energia primaria da fonte fossile necessaria per la produzione elettrica e con l'Eq.4.33 l'energia primaria consumata totale per la PS con fonte domestica (PS(dom)).

$$E_{prim_{FF}|el} = 0,184 * E_{el,rete} = 0,184 * 25,92 * 1000 = 4770 \text{ tep} \quad (4.32)$$

$$E_{prim|PS(dom)} = E_{prim_{FF}|el} + E_{prim|dom} = 4770 + 7062 = 11832 \quad (4.33)$$

Per il calcolo del consumo della centrale di TLR bisogna considerare la produzione dei cogeneratori e quella delle caldaie. I rendimenti dei cogeneratori sono $\eta_{th,cog}=0,37$ e $\eta_{el,rete,cog}=0,42$ mentre quello delle caldaie $\eta_{cald}=0,95$, il loro funzionamento dipende fortemente dalle condizioni del mercato elettrico, secondo il quale in alcuni momenti è più conveniente la produzione del cogeneratore che quella della caldaia e viceversa. Nel caso in cui convenga produrre energia elettrica e non ci sia richiesta di calore, quest'ultimo viene immesso negli accumuli.

Con l'energia elettrica è possibile calcolare il gas consumato dal cogeneratore (Eq. 4.34) considerando l'ipotesi che il valore del 2025 sia uguale a quello del 2019 per poi valutare l'energia termica che esso produce (Eq. 4.35).

$$V_{GN_{cog}} = \frac{E_{el,rete}}{\eta_{el,rete,cog} * PCI_{GN}} = \frac{25,92 * 3600}{0,42 * 35,268} = 6299,6 \text{ kSm}^3 \quad (4.34)$$

$$Q_{cog} = \frac{V_{GN} * PCI_{GN} * \eta_{th,cog}}{3600} = \frac{6299,6 * 35,268 * 0,37}{3600} = 22,83 \text{ GWh} \quad (4.35)$$

Ne consegue che la parte restante della produzione di energia termica è affidata alle sole caldaie. Tuttavia, vanno considerate le perdite di distribuzione annuali il cui valore medio è di 13,3% per calcolare la produzione di calore necessaria a soddisfare le esigenze dell'utenza (Eq. 4.36).

$$Q_{TLR} = \frac{Q_{risc}}{\eta_{distrib_{anno}}} = \frac{69,80}{1 - 0,133} = 80,50 \text{ GWh} \quad (4.36)$$

Facendo un bilancio di energie la quantità del calore da produrre per mezzo delle caldaie risulta dall'Eq. 4.37.

$$Q_{cald} = Q_{TLR} - Q_{cog} = 80,50 - 22,83 = 57,63 \text{ GWh} \quad (4.37)$$

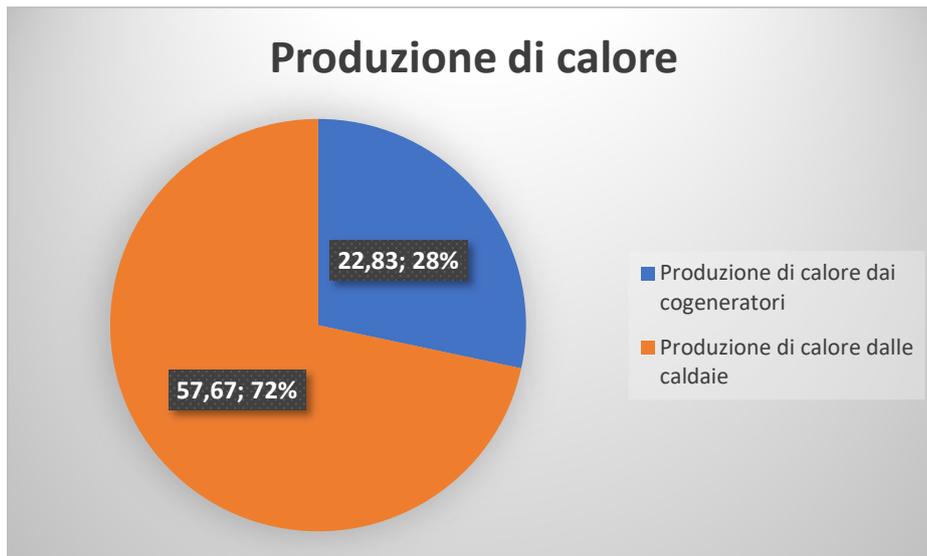


Figura 4.14 Produzione di calore della centrale TLR

Si vede dalla Fig. 4.14 come la produzione di calore sia affidata maggiormente alle caldaie, PS termica, è possibile dunque un miglioramento dal punto di vista della produzione in cogenerazione.

È possibile ricavare il gas consumato dalle caldaie attraverso il loro rendimento. (Eq. 4.38)

$$V_{GN_{cald}} = \frac{Q_{cald}}{\eta_{cald} * PCI_{GN}} = \frac{57,63 * 3600}{0,95 * 35,268} = 6196,9 \text{ kSm}^3 \quad (4.38)$$

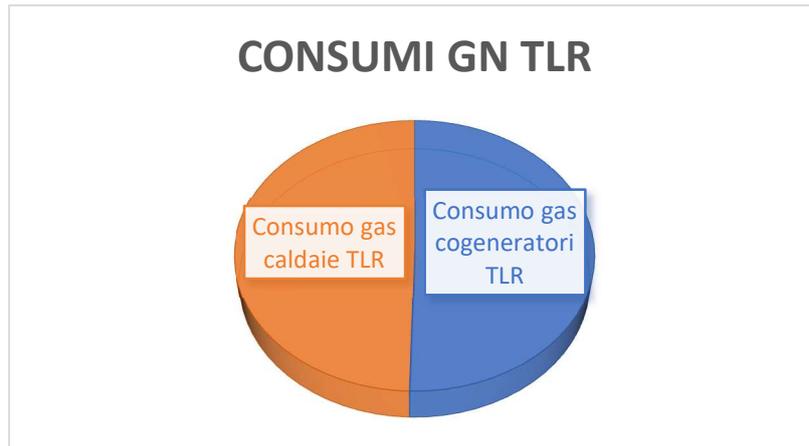


Figura 4.15 Consumi gas naturale centrale TLR

Sostanzialmente si vede dalla 4.34 e 4.38 che i consumi di gas naturale siano circa uguali, con un forte aumento di produzione delle caldaie⁴⁷ dal 2019 al 2025. Il consumo previsto per il 2025 del gas naturale risulta essere (Eq. 4.39):

$$V_{GN_{TLR}} = V_{GN_{cog}} + V_{GN_{cald}} = 6299,6 + 6196,9 = 12496,5 \text{ kSm}^3 \quad (4.39)$$

Per mezzo dell'Eq. 4.40 è possibile calcolare il valore dell'energia primaria in tep utilizzata dalla centrale i TLR per soddisfare la richiesta, per poi confrontarla con la produzione separata e analizzarne il risparmio (Eq. 4.41).

$$E_{prim_{TLR}} = \frac{V_{GN_{TLR}} * PCI_{GN}}{PCI_{rif}} = \frac{(12496,5) * 35,268}{41,86} = 10529 \text{ tep} \quad (4.40)$$

$$\begin{aligned} \Delta E_{prim|TLR} &= E_{prim_{dom}} + E_{prim_{ff}|el} - E_{prim_{TLR}} = 7062 + 4770 - 10529 \\ &= 1303 \frac{\text{tep}}{\text{anno}} \quad (4.41) \end{aligned}$$

⁴⁷ Poiché l'ipotesi di funzionamento uguale a quella del 2019 dei cogeneratori, dipendente dal mercato elettrico, determina la stessa produzione termica di questa macchina e con un valore di energia termica richiesta dall'utenza inferiore per il 2019, ne consegue che la produzione delle caldaie sia inferiore.

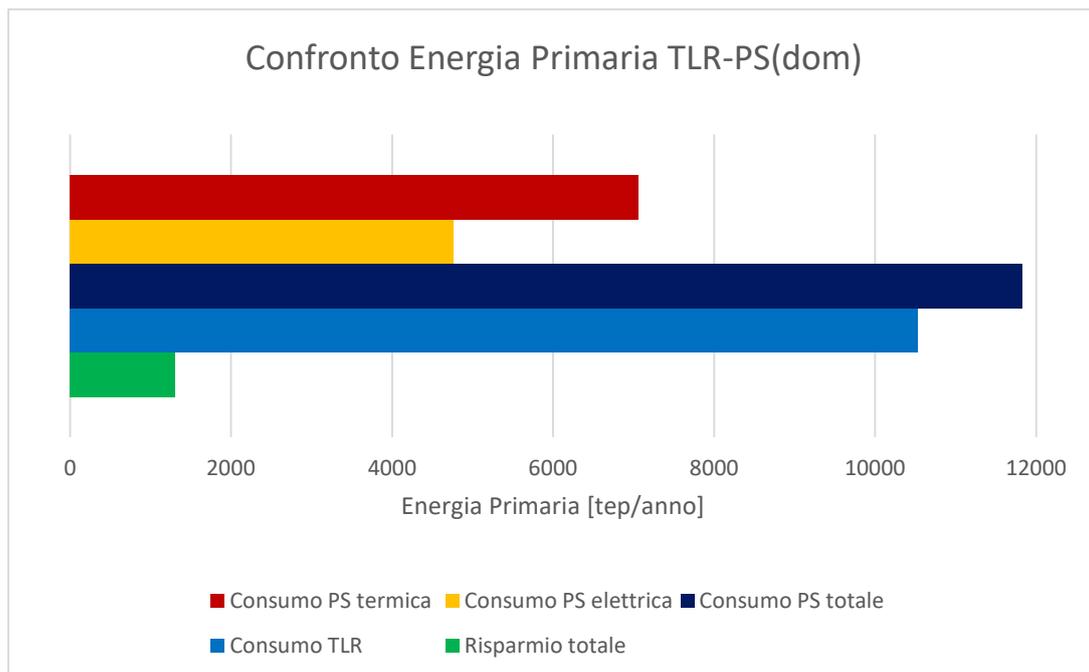


Figura 4.16 Risultati del confronto di energia primaria tra PS (dom) e cogenerazione della centrale di TLR

Il risultato della 4.41 è il risparmio di energia primaria annuo confrontato la produzione separata e la cogenerazione. Si è valutata anche la percentuale di risparmio pari a (Eq. 4.42):

$$\Delta E_{prim}|_{TLR} \% = \frac{\Delta E_{prim}|_{TLR}}{E_{prim_{dom}} + E_{prim_{ff}}|_{el}} = \frac{1303}{7062 + 4770} = 0,11 = 11\% \quad (4.42)$$

Questo risparmio non risulta essere molto elevato per il forte aumento dell'utilizzo delle caldaie rispetto ad un funzionamento costante dei cogeneratori e la conseguente riduzione dell'impatto della cogenerazione.

Analizzando le emissioni invece si può fare un discorso diverso legato specialmente al fatto che una parte di produzione delle caldaie domestiche sia ancora alimentata a gasolio, è dunque presente anche un cambio di combustibile.

Per quanto riguarda la produzione separata di energia elettrica si usa la formula già utilizzata nell'Eq. 4.25, con un fattore di emissione della CO₂ pari FE_{FF}=493,3 gCO₂/kWh_e prodotto⁴⁸.

⁴⁸ Non si conosce il valore esatto della produzione lorda, ma solo l'energia elettrica immessa in rete; per i calcoli della PS elettrica si usa questo valore. Mentre per il TLR si considera il GN bruciato, la massa di CO₂ è proporzionale a quest'ultimo. In questo caso quindi viene leggermente sottostimato il risparmio di emissioni con la cogenerazione del TLR.

$$M_{CO_2}|_{el} = FE_{FF} * E_{el_{prod}} = 493,8 * 25,92 = 12779 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.43)$$

Per la produzione di energia termica invece si considera che il 30% di energia primaria sia di gasolio ed il 70% di gas naturale. Con gli opportuni fattori di emissione $FE_{\text{gasolio}}=73,578 \text{ tonCO}_2/\text{TJ}=3,08 \text{ tonCO}_2/\text{tep}$ e $FE_{\text{GN}}=55,934 \text{ tonCO}_2/\text{TJ}=2,34 \text{ tonCO}_2/\text{tep}$ [47] si calcolano le emissioni di CO_2 annuali (Eq. 4.44), e si sommano per ricavare la quantità totale di emissioni per la produzione separata (Eq. 4.45).

$$\begin{aligned} M_{CO_2}|_{dom} &= E_{prim}|_{dom} * (FE_{\text{gasolio}} * 0,3 + FE_{\text{GN}} * 0,7) \\ &= 7062 * (0,3 * 3,08 + 0,7 * 2,34) = 18093 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$M_{CO_2}|_{PS(dom)} = M_{CO_2}|_{dom} + M_{CO_2}|_{el} = 18093 + 12779 = 30892 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.45)$$

Considerando invece la produzione della centrale di TLR si ricava dall'Eq. 4.46:

$$M_{CO_2}|_{TLR} = F_{GN} * E_{prim_{TLR}} = 2,34 * 10529 = 24637 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.46)$$

Si ricava quindi le quantità di emissioni risparmiate annualmente con l'utilizzo del TLR (Eq. 4.47) e la percentuale di riduzione (Eq. 4.48).

$$\Delta M_{CO_2}|_{TLR} = M_{CO_2}|_{PS(dom)} - M_{CO_2}|_{TLR} = 30944 - 24637 = 6307 \frac{\text{ton}}{\text{anno}} \quad (4.47)$$

$$\Delta M_{CO_2}|_{TLR} \% = \frac{\Delta M_{CO_2}|_{TLR}}{M_{CO_2}|_{PS(dom)}} = \frac{6307}{30944} = 0,204 = 20,4\% \quad (4.48)$$

Con l'utilizzo del TLR con questa produzione si risparmiano quindi circa un quinto delle emissioni.

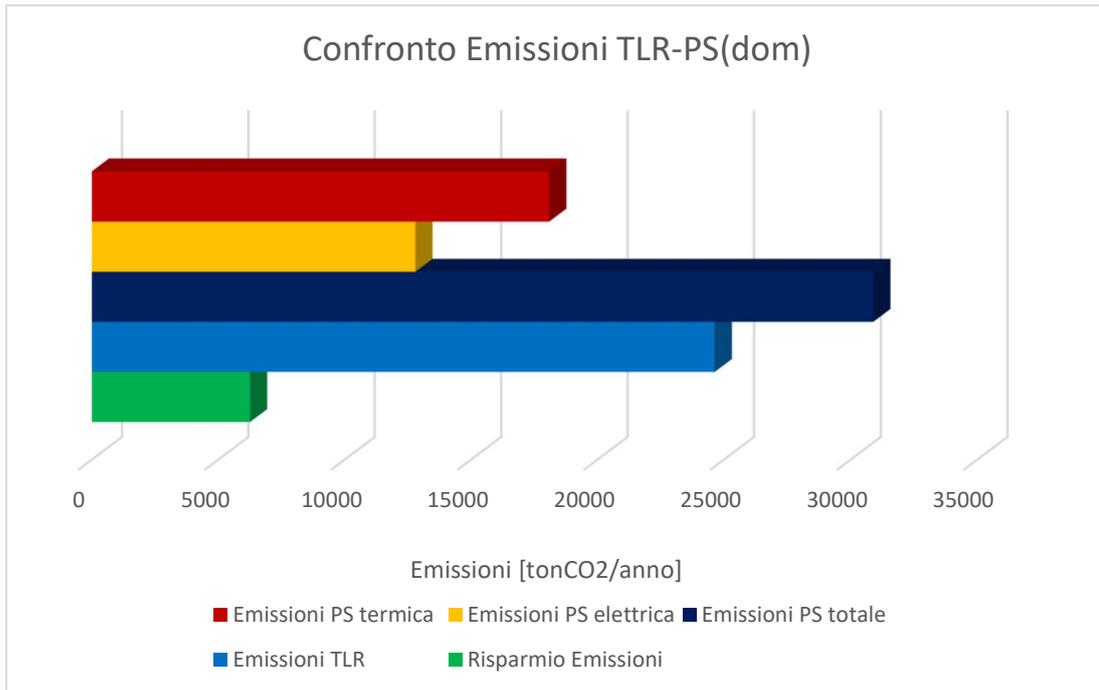


Figura 4.17 Risultati del confronto di emissioni di CO₂ tra PS (dom) e cogenerazione della centrale di TLR

Per quanto riguarda i costi relativi all'utenza risulta decisamente articolato analizzare il costo reale totale; tuttavia con diverse ipotesi è possibile definire un prezzo indicativo dell'energia termica attraverso diverse considerazioni.

Il prezzo medio relativo al gas naturale per uso domestico nel primo semestre 2019 è di $c_{GN,dom}=0,0769$ €/kWh, [41] il prezzo è considerato costante per il 2025 per semplicità di calcolo, si considera nuovamente il 70% dell'energia primaria necessaria per soddisfare la domanda di energia termica.

$$\begin{aligned}
 C_{GN|E_{th}} &= 0,7 * E_{prim|dom} * \frac{PCI_{rif}}{3600} * c_{GN_{dom}} = 0,7 * 7062 * \frac{41,86}{3600} * 0,0769 \\
 &= 4420393 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.50)
 \end{aligned}$$

Inoltre, si deve considerare il costo del gasolio per il riscaldamento con un costo specifico medio relativo al primo semestre 2019⁴⁹ di $c_{gasolio}=1,305$ €/litro [48] considerato costante nel tempo che risulta essere il restante 30% di energia primaria consumata dalle caldaie domestiche. Per le opportune conversioni (Eq. 4.51) in un costo specifico per unità di energia si è fatto riferimento al gasolio speciale per il

⁴⁹ È stato preso in riferimento questo periodo perché lo stesso in riferimento al gas, in cui il consumo è maggiore per il riscaldamento, inoltre, poiché i prezzi del 2020 anche se presenti sul sito risultano molto fluttuanti probabilmente a causa della pandemia del Covid-19.

riscaldamento Eni, con un $PCI_{gasolio}=10000$ kcal/kg e una densità media $\rho_{gasolio}=0,85$ kg/l.

$$c_{gasolio} = \frac{1,305 \frac{\text{€}}{\text{l}}}{0,85 \frac{\text{kg}}{\text{l}}} * \frac{1 \text{ kg}}{10^4 \text{ kcal}} * \frac{1 \text{ kcal}}{4,186 \text{ kJ}} * 10^6 \frac{\text{kJ}}{\text{GJ}} = 36,678 \frac{\text{€}}{\text{GJ}} \quad (4.51)$$

Per calcolare un costo annuo del gasolio per le utenze pari a (Eq. 4.52):

$$\begin{aligned} C_{gasolio}|_{Eth} &= 0,3 * E_{prim_{dom}} * PCI_{rif} * c_{gasolio} = 0,3 * 7062 * 41,86 * 36,678 \\ &= 3252905 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.52) \end{aligned}$$

Si osserva come il costo sia molto influenzato dal gasolio in proporzione alla percentuale di produzione. Si ha quindi un costo totale per soddisfare l'utenza termica pari a (Eq. 4.53):

$$\begin{aligned} C_{tot}|_{Eth} &= C_{GN}|_{Eth} + C_{gasolio}|_{Eth} = 4420393 + 3252905 \\ &= 7673298 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.53) \end{aligned}$$

Grazie alla 4.54 è possibile calcolare il limite massimo del costo specifico medio entro il quale sia conveniente all'utenza per l'allacciarsi alla rete di TLR.

$$c_{Q_{risc}}|_{max} = \frac{C_{tot}|_{Eth}}{Q_{risc}} = \frac{7673298}{69,80 * 10^6} = 0,1099 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.54)$$

La tariffa per le utenze domestiche risulta uguale per ogni tipo di sostituzione per questo motivo risulta esserci una maggiore convenienza economica legata alla sostituzione di caldaie a gasolio.

Se si riferisce il limite massimo alle due singole fonti di energia si ricava che:

$$c_{Q_{risc}}|_{max_{GN}} = \frac{C_{GN}|_{Eth}}{0,7 * Q_{risc}} = \frac{4420393}{0,7 * 69,80 * 10^6} = 0,0905 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.55)$$

$$c_{Q_{risc}}|_{max_{gasolio}} = \frac{C_{gasolio}|_{Eth}}{0,3 * Q_{risc}} = \frac{3252905}{0,3 * 69,80 * 10^6} = 0,1553 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.56)$$

Si può vedere che il costo massimo specifico, sopra il quale sarebbe conveniente la produzione dal gasolio, risulta decisamente più alto rispetto al gas naturale, questo implica un maggiore risparmio economico da parte dell'utenza.

È opportuno sottolineare che per la valutazione della convenienza del TLR bisogna considerare anche i costi di allacciamento che variano a seconda della dimensione del volume da riscaldare. Solitamente il costo per unità di volume diminuisce al crescere del volume considerato, considerando una teorica uguale distanza dalla rete principale. Un condominio con più appartamenti ha teoricamente un minor costo di allacciamento per singola unità abitativa. Il costo di allacciamento varia non solo per volumetria ma anche per luogo e per società, la quale decide di adottare diversi parametri. I costi per quanto riguarda la città di Biella non consentono attualmente una convenienza per condomini con meno di quattro appartamenti. [39]

La tabella 4.6 è un esempio di costi di allacciamento della società IREN in relazione ai volumi.

Volumetria riscaldata	Contributo allacciamento (Iva esclusa)
Fino a 2.499 m ³	6.000 €
Da 2.500 m ³ a 3.499 m ³	7.500 €
Da 3.500 m ³ a 4.999 m ³	9.500 €
Da 5.000 m ³ a 7.499 m ³	10.200 €
Da 7.500 m ³ a 9.999 m ³	11.700 €
Da 10.000 m ³ a 14.999 m ³	14.600 €
Da 20.000 m ³ a 24.999 m ³	20.300 €
Da 25.000 m ³ a 29.999 m ³	23.200 €
Da 30.000 m ³ a 39.999 m ³	29.000 €
Da 40.000 m ³ a 49.999 m ³	34.700 €
Oltre 50.000 m ³	Valutato ad hoc.

Tabella 4.6 Contributo allacciamento al TLR di IREN Fonte [49]

Per valutare la convenienza attuale e mettere a confronto con il costo specifico della produzione da caldaia e quello del TLR si usa l'Eq. 4.57:

$$c_{TLR} = \frac{\frac{C_{allacciamento}}{t_{contratto}} + c_{Q_{risc}} * Q_{risc}}{Q_{risc}} \quad (4.57)$$

La 4.57 può essere sfruttata solo per un calcolo di massima perché non tiene conto di diversi fattori ad esempio l'ammortamento e l'inflazione. Analogamente le Eq. 4.54, 4.55 e 4.56 non tengono conto di altri fattori come la variazione dei costi del combustibile il costo della manutenzione della caldaia. Per calcoli più precisi occorre scendere nei dettagli che non sono oggetto però di questa tesi.

4.2.3 Confronto TLR con TMV ed impianti condominiali

Lo sfruttamento del TMV associato al teleriscaldamento permette una notevole riduzione sia di consumi di energia primaria che di emissioni. Considerando due impianti che lavorano in cogenerazione: il TMV e i cogeneratori nella centrale di TLR lo sfruttamento dell'energia risulta elevato riducendo gli sprechi.

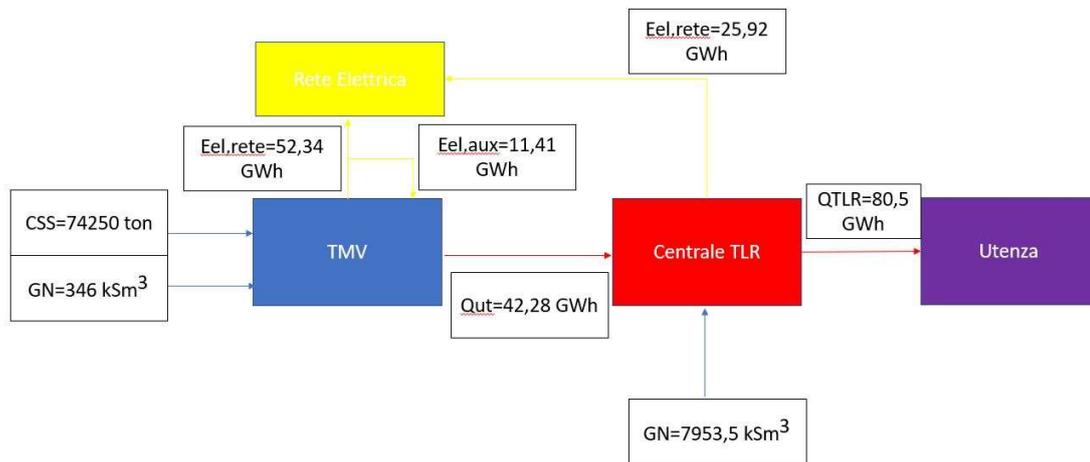


Figura 4.18 Schema dei flussi di massa ed energia del TLR integrato con il TMV

Il risparmio di energia primaria è valutato come la somma dei risultati delle Eq. 4.24 con la 4.41:

$$\begin{aligned} \Delta E_{prim}|_{TMV+TLR} &= \Delta E_{prim}|_{TMV} + \Delta E_{prim}|_{TLR} = 13166 + 1303 \\ &= 14469 \frac{tep}{anno} \quad (4.58) \end{aligned}$$

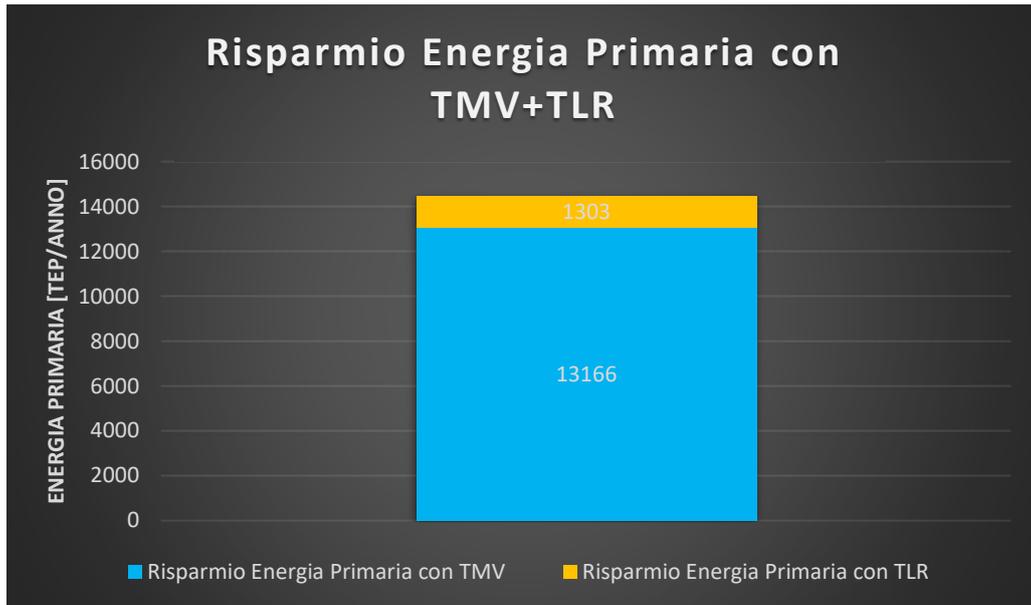


Figura 4.19 Risparmio energia primaria con gli impianti di TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Il risparmio percentuale è valutato come il rapporto tra l'energia primaria risparmiata e la somma delle energie primarie in caso di produzione separata dell'energia elettrica prodotta dal TMV e quella del TLR e dell'energia termica prodotta dalle caldaie domestiche, ossia le energie richieste per avere la stessa quantità di energia. Sostanzialmente è il rapporto tra i risultati delle Eq. 4.58 con la somma dei risultati delle Eq. 4.22 con quelli delle 4.31 e 4.32.

$$\Delta E_{prim|TMV+TLR}\% = \frac{\Delta E_{prim|TMV+TLR}}{E_{prim|PS,el} + E_{prim_{FF}|el} + E_{prim_{dom}}} = \frac{14469}{9630 + 4769 + 7062} = 0,674 = 67,4\% \quad (4.59)$$

Se si considerano 30 anni di esercizio di questi impianti si avrà un risparmio di:

$$\Delta E_{prim|TMV+TLR,30anni} = \Delta E_{prim|TMV+T} * 30 = 14469 * 30 = 434082 \text{ tep} \quad (4.60)$$

In trent'anni si risparmiano quasi mezzo milione di tep, l'equivalente di circa tre milioni di barili di petrolio. È bene specificare che i cogeneratori attuali della centrale di TLR non possono rimanere in esercizio per ulteriori 30 anni a partire dal 2025; dunque per attuare questa situazione è necessaria la loro sostituzione.

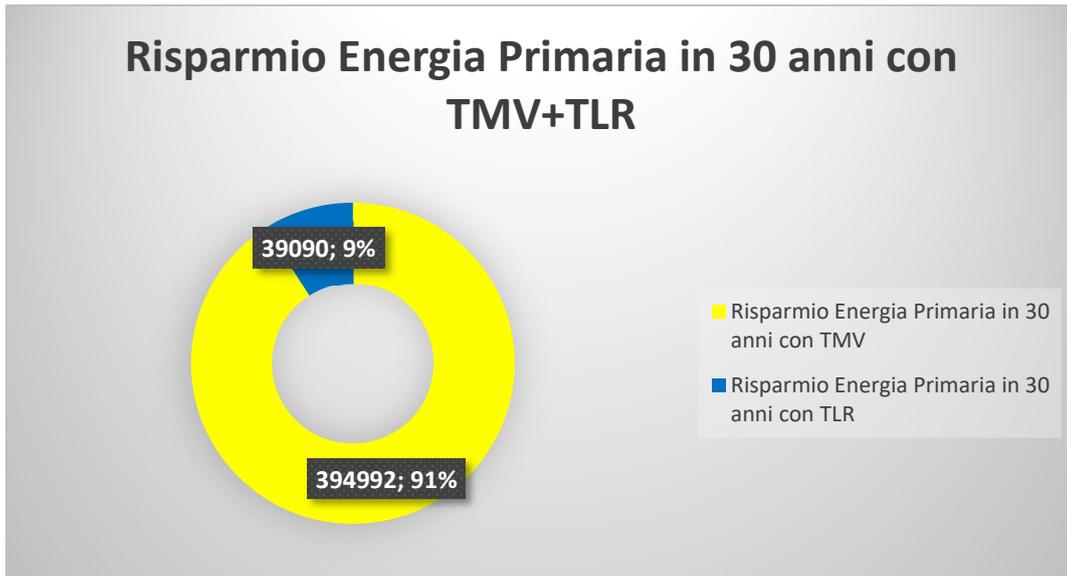


Figura 4.20 Risparmio energia primaria in 30 anni con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Le emissioni di CO₂ subiscono una diminuzione notevole con la combinazione dei due impianti (Eq. 4.61):

$$\begin{aligned} \Delta M_{CO_2}|_{TMV+T} &= \Delta M_{CO_2}|_{TMV} + \Delta M_{CO_2}|_{TLR} = 1807 + 6256 \\ &= 8063 \frac{ton}{anno} \quad (4.61) \end{aligned}$$

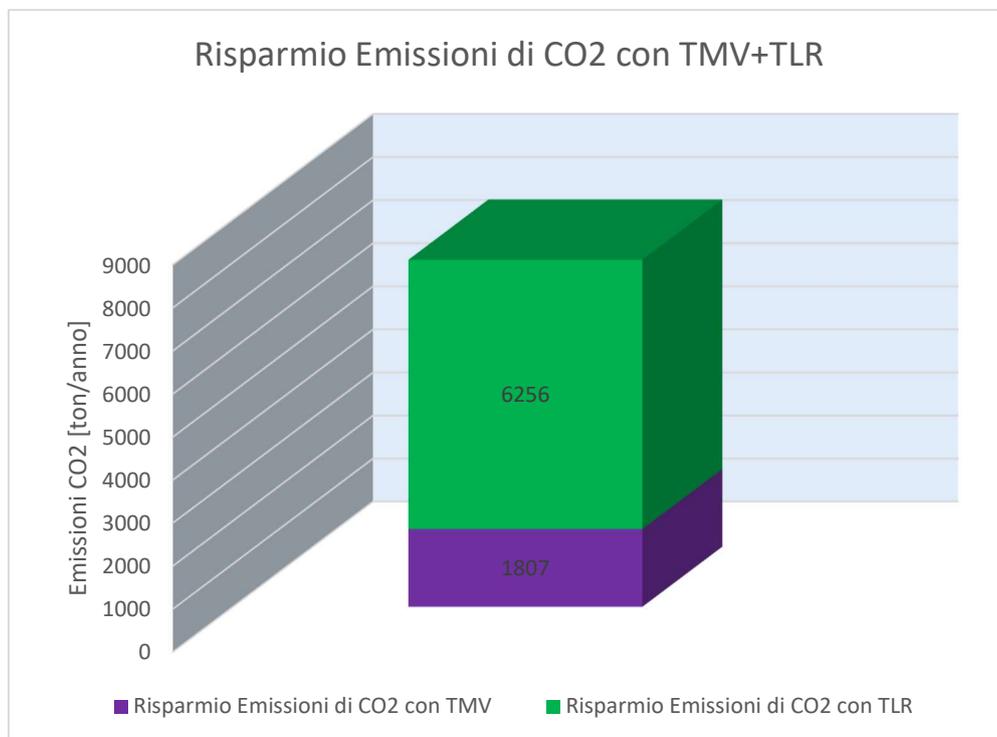


Figura 4.21 Risparmio emissioni CO₂ con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

La riduzione percentuale delle emissioni risulta essere l'analogo di quella dell'energia primaria valutando la produzione della stessa energia.

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV+TLR} \% = \frac{\Delta M_{CO_2}|_{TMV+T}}{M_{CO_2}|_{el(TMV)} + M_{CO_2}|_{el(TLR)} + M_{CO_2}|_{dom}}$$

$$= \frac{8063}{31479 + 12850 + 18093} = 0,129 = 12,9\% \quad (4.62)$$

Se si considerano 30 anni di esercizio dei due impianti si ricava un risparmio di emissioni pari a (Eq. 4.63):

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV+T} \text{ ,30} = \Delta M_{CO_2}|_{TMV+T} * 30 = 8063 * 30 = 241899 \text{ ton} \quad (4.63)$$

Il risparmio di CO₂ previa l'esercizio di questi impianti è dunque di quasi 250000 ton.

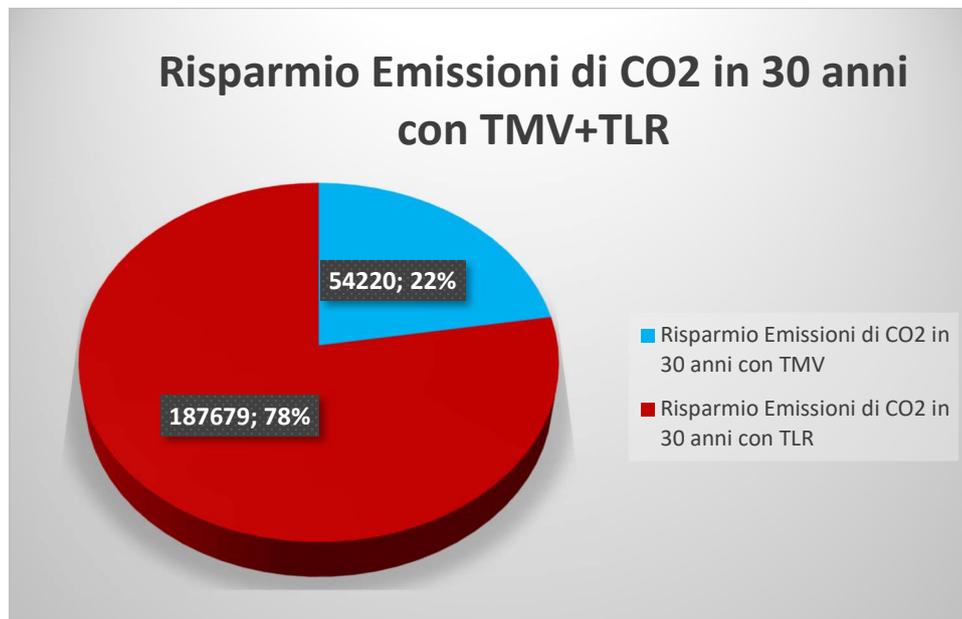


Figura 4.22 Risparmio emissioni di CO₂ in 30 anni con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Il risparmio di emissioni è maggiormente legato all'impianto di TLR mentre quello di energia primaria a quello di TMV. La combinazione di questi due impianti permette dunque una riduzione di entrambi questi valori, che risultano essere due fattori molto importanti per quanto riguarda i temi l'emissione di gas climalteranti e l'abbandono delle fonti fossili.

4.3 Analisi Tecnica di un TLR alimentato con TMV

In questa analisi viene considerato lo spegnimento dei cogeneratori della centrale di TLR poiché a fine vita, mentre l'impianto di TMV diventa il produttore principale di energia per il TLR. Le caldaie funzionano da ausiliari per coprire i picchi della domanda e gli accumuli consentono al TMV di lavorare in assetto cogenerativo per un tempo maggiore e risparmiare gas per l'avviamento delle caldaie.

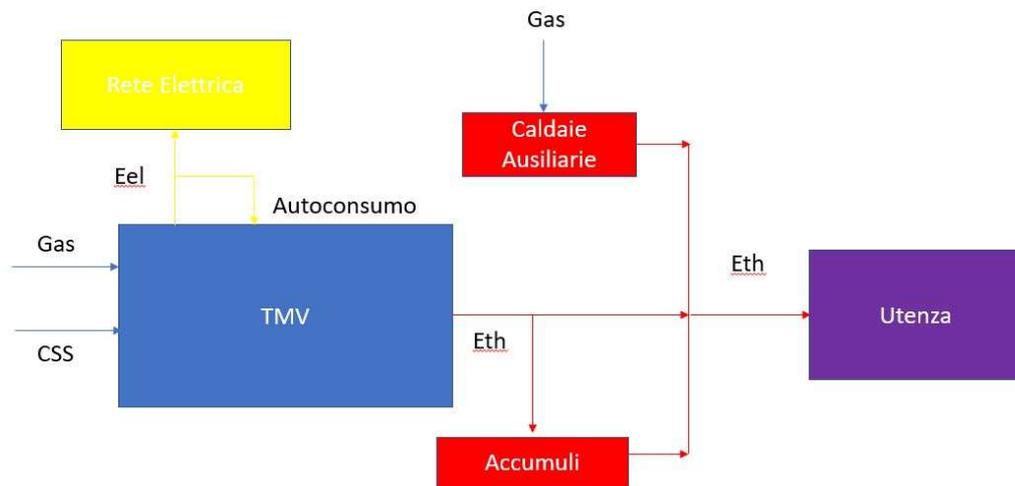


Figura 4.23 Schema flussi di massa ed energia

L'analisi viene condotta prendendo in considerazione quattro periodi diversi con altrettante curve di carico simboliche riportate all'anno 2025 con un incremento costante. I quattro periodi di riferimento includono: i mesi più freddi, gennaio e dicembre, in cui il riscaldamento è al massimo; gli altri mesi di riscaldamento febbraio, marzo e novembre; i mesi intermedi al limite della stagione di riscaldamento, aprile, maggio ed ottobre; i mesi estivi, giugno, luglio agosto e settembre.

Si considera il consumo annuale di CSS pari a 225 ton/gg e si valuta a seconda della curva di carico l'energia termica da spillare dal TMV e l'energia elettrica prodotta nell'arco di un giorno. I valori di energia elettrica e termica di questi giorni di riferimento sono poi moltiplicati per il numero di giorni che compongono il periodo, per poi fare una valutazione dei risparmi di energia primaria ed emissioni su tutto l'anno.

4.3.1 Periodo di massimo riscaldamento

Partendo dal giorno di riferimento più “freddo” il 12/12/19, già considerato in precedenza, considerando la sua evoluzione proporzionale secondo il modello Engie per l’anno 2025 è possibile valutare dinamicamente come potrebbe intervenire il TMV per alimentare il TLR.

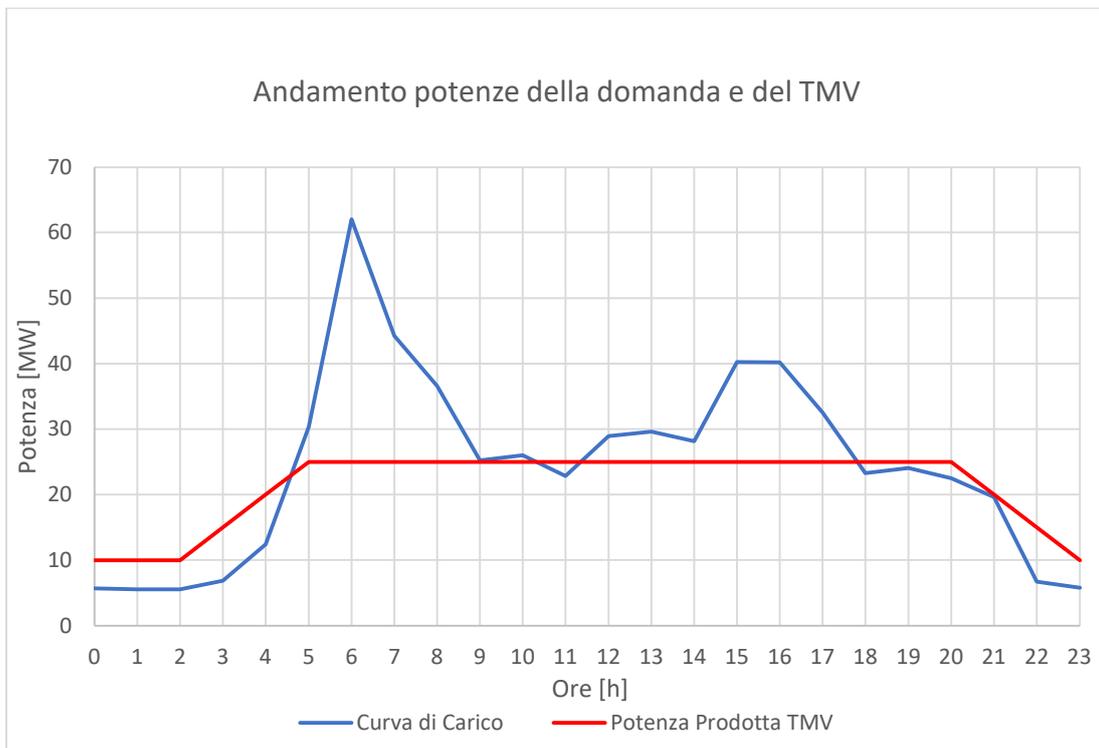


Figura 4.24 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

L’eccesso di produzione del TMV viene inserito negli accumuli, per soddisfare la ricezione della potenza non sono sufficienti i due attuali, ma sono necessarie ulteriori installazioni.

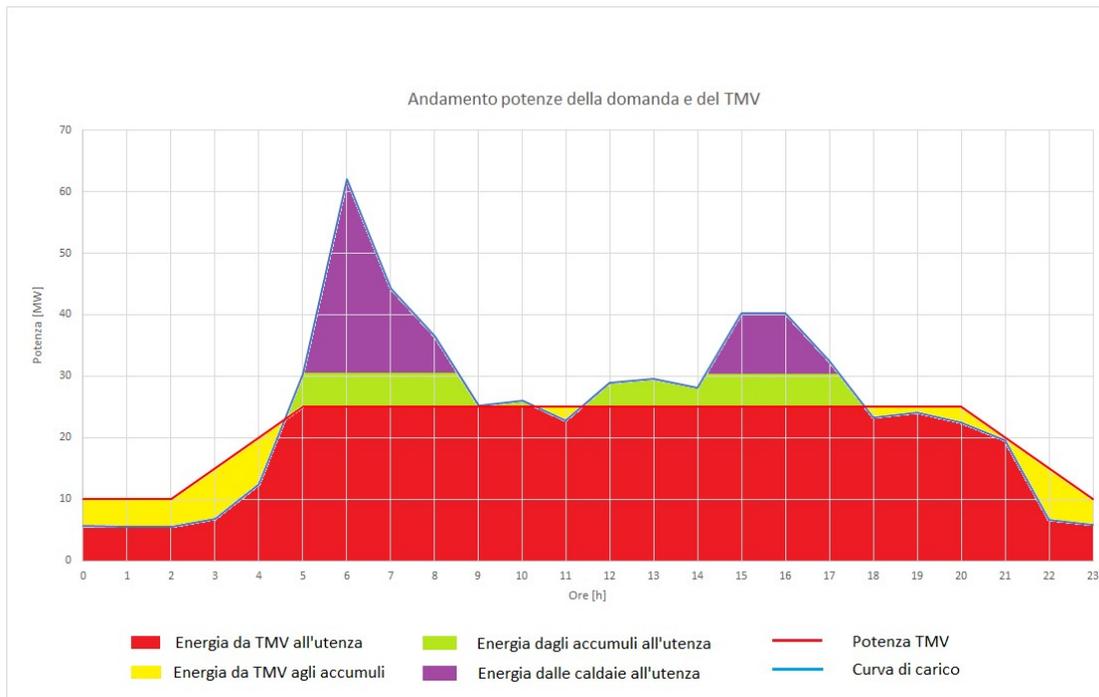


Figura 4.25 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

La richiesta di energia dell'utenza di questo giorno di riferimento risulta essere l'area sottesa alla curva di carico. Si calcola facendo l'integrale della curva con un intervallo di tempo compreso tra mezzanotte del giorno in questione fino a mezzanotte del giorno successivo. Per ipotesi il valore di potenza richiesto a mezzanotte del giorno successivo è considerato uguale al valore di mezzanotte, essendo all'interno dello stesso periodo di riferimento utilizzato (in cui i giorni sono considerati tutti uguali).

$$Q_{utenza} = \int_0^{24} Q'_{utenza} * dt \quad (4.64)$$

Suddividendo in piccoli intervalli di tempo secondo le regole dall'analisi è possibile calcolare il valore dell'integrale come la sommatoria dei "rettangolini" costruiti con i valori della curva di carico. In questo caso ad esempio si possono prendere intervalli di un'ora⁵⁰, si calcola l'area come base per altezza, in cui la base è 1h e l'altezza è la media delle potenze richieste dall'utenza in quell'intervallo di tempo. Il calcolo è fatto su Excel.

⁵⁰ Questo perché la curva di carico è composta da sole rette per ipotesi come si vede in fig. 4.24. Per questo motivo si possono utilizzare anche grandi intervalli, senza aumentare il margine di errore del calcolo.

$$\begin{aligned}
Q_{utenza} &= \int_0^{24} Q'_{utenza} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{Q'_{utenza,i} + Q'_{utenza,i+1}}{2} * 1h \\
&= 584,7 \frac{MWh}{gg} \quad (4.65)
\end{aligned}$$

Lo stesso metodo è utilizzato per il calcolo del calore prodotto dal TMV.

$$\begin{aligned}
Q_{ut,prod} &= \int_0^{24} Q'_{ut,prod} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{Q'_{ut,prod,i} + Q'_{ut,prod,i+1}}{2} * 1h \\
&= 510,0 \frac{MWh}{gg} \quad (4.66)
\end{aligned}$$

In particolare, gli accumuli assorbono $Q_{acc}=49,3 \text{ MWh}^{51}$ durante i periodi di minore utilizzo per poi rilasciarle durante i picchi. Questo funzionamento non utilizza tutta l'energia termica giornaliera producibile dal TMV; questa scelta è basata su due principi uno fisico ed uno economico. Il principio fisico riguarda lo scarico degli accumuli, il quale non è istantaneo; le migliori condizioni di lavoro si raggiungono attraverso uno scarico lento e continuo. Il principio economico riguarda il costo degli accumuli, il quale risulta elevato, che allungherebbe i tempi di ritorno dell'investimento a fronte di pochi guadagni poiché sarebbero necessari solo per un numero limitato di giorni all'anno.

La parte rimanente quindi del calore richiesto è prodotto dalle caldaie ausiliarie (Eq. 4.67).

$$Q_{utenza,cald} = Q_{utenza} - Q_{ut,prod} = 584,7 - 510 = 74,7 \frac{MWh}{gg} \quad (4.67)$$

⁵¹ Valore calcolato con Excel tramite la somma positiva degli scarti tra la potenza del TMV e la curva di carico.

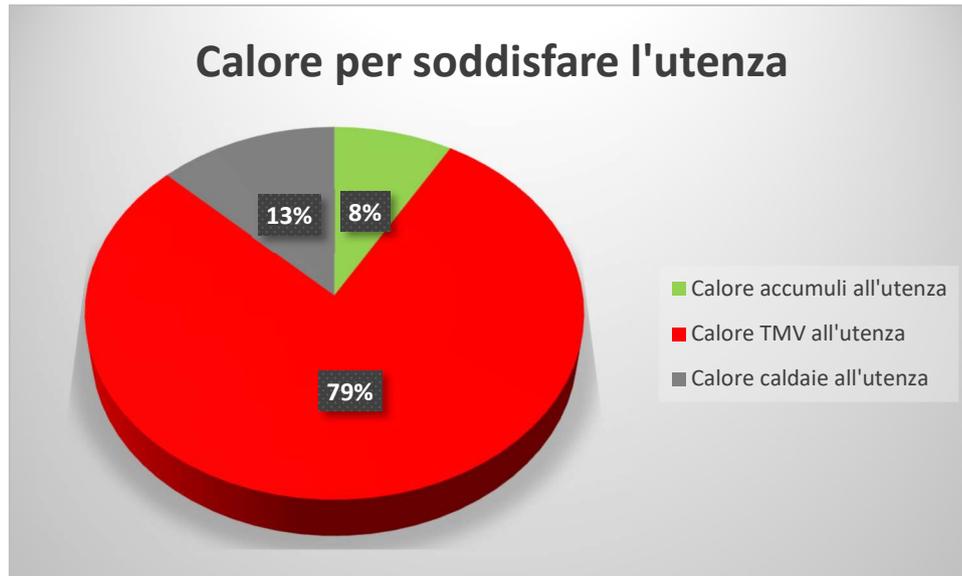


Figura 4.26 Provenienza del calore per soddisfare l'utenza

Per valutare i consumi della si utilizza il rendimento $\eta_{\text{cald}}=0,95$ e il PCI del GN si può ricavare il consumo giornaliero per le caldaie (Eq. 4.68).

$$V_{GN,aux} = \frac{Q_{utenza,cald}}{\eta_{cald} * PCI_{GN}} = \frac{74,7 * 3600}{0,95 * 35,268} = 8,024 \frac{kSm^3}{gg} \quad (4.68)$$

La produzione elettrica dipende dalla produzione di calore, per i calcoli si fa riferimento alla tab. 4.3, che definisce le potenze elettriche in gioco al variare di quelle termiche. La fig. 4.27 riporta l'andamento della potenza elettrica in funzione a confronto con quella termica. In questo periodo la potenza elettrica risulta essere sempre inferiore a quella termica, dunque è presente un alto rapporto di cogenerazione. L'energia elettrica prodotta è calcolata come l'integrale della curva di potenza elettrica con il metodo già usato in precedenza.

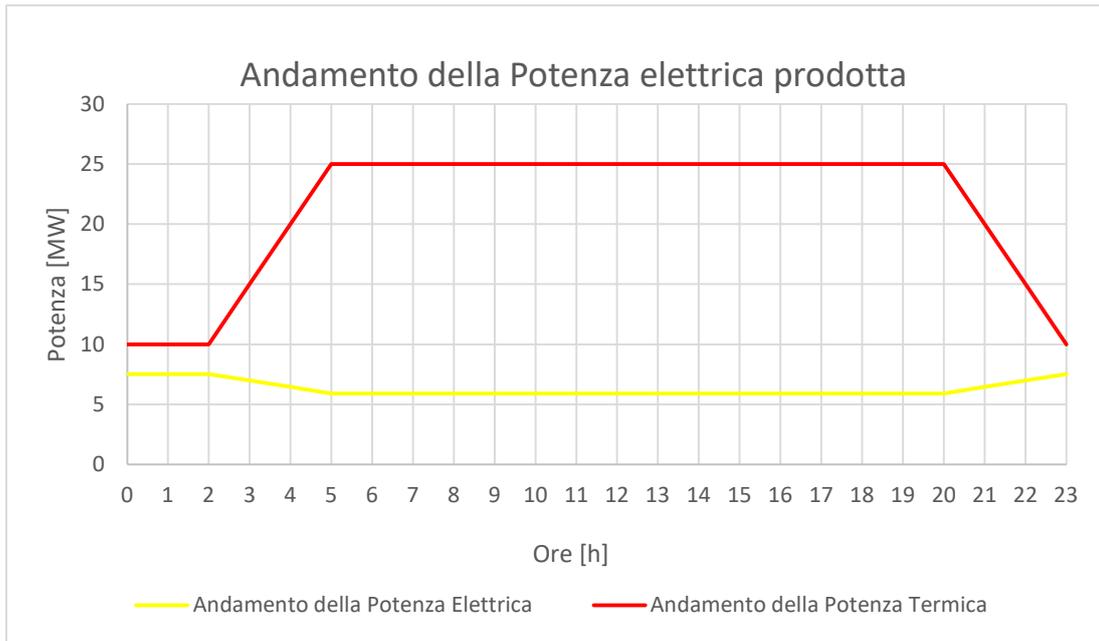


Figura 4.27 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

$$E_{el,prod} = \int_0^{24} P_{el} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{P_{eli} + P_{eli+1}}{2} * 1h = 151,57 \frac{MWh}{gg} \quad (4.69)$$

I valori reali di produzione permettono di calcolare l'energia media assorbita dagli ausiliari secondo l'equazione dei TMV, vista in precedenza, con un fattore di proporzione $f_{aux}=0,14$, e l'energia elettrica immessa in rete.

$$\begin{aligned} E_{el,aux} &= f_{au} * (E_{el,prod} + 0,42 * Q_{ut,prod}) = 0,14 * (151,57 + 510 * 0,42) \\ &= 51,20 \frac{MWh}{gg} \quad (4.70) \end{aligned}$$

$$E_{el,rete} = E_{el,prod,reale} - E_{el,aux} = 151,57 - 51,20 = 100,37 \frac{MWh}{gg} \quad (4.71)$$

Il valore dell'energia elettrica immessa in rete risulta essere circa un quinto di quello di energia termica con un rapporto di cogenerazione molto elevato (circa 5); ne consegue un grado elevato di ottimizzazione dell'energia in questo periodo.

4.3.2 Periodo riscaldamento

Per il secondo periodo di riferimento, è stato considerato uno dei giorni di febbraio più “caldi” (22 febbraio 2019), ossia quello con un valore minore di gradi giorno. Questa scelta è stata fatta per unire i periodi in questione, considerando che marzo e novembre risultano simili e leggermente più caldi rispetto a febbraio. [32] La curva di carico del 2025 è considerata proporzionale a quella del 2019. La produzione del TMV è basata sull’andamento della curva di carico.

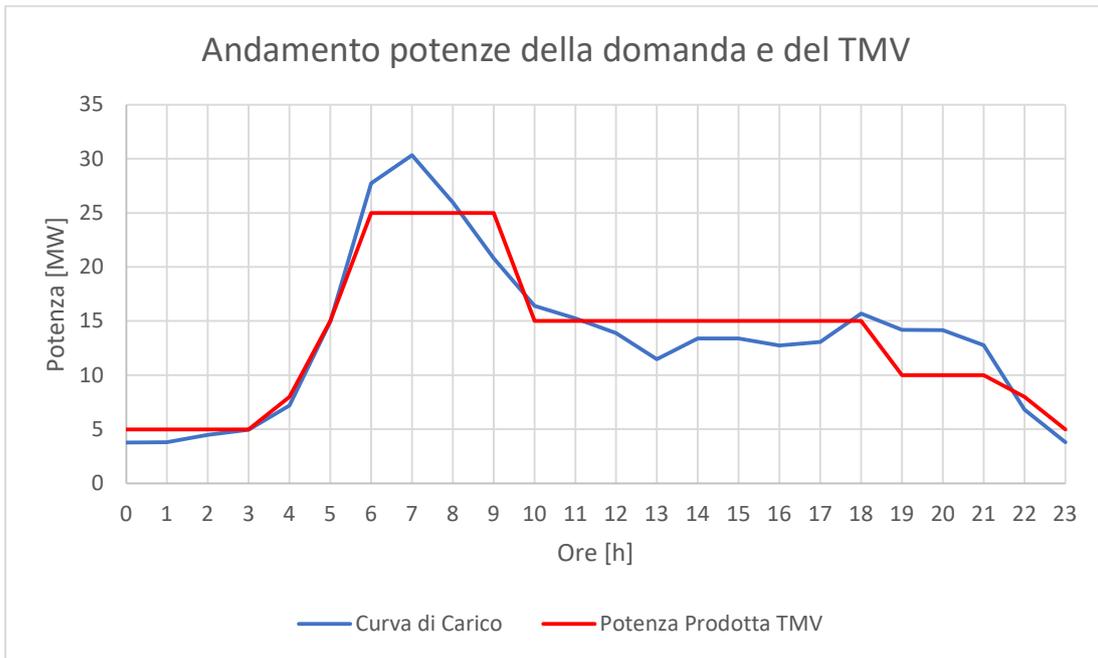


Figura 4.28 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

Si può osservare dalla figura 4.28 come la potenza sia di picco che media, siano inferiori rispetto al caso precedente, di conseguenza anche la produzione di energia termica dal TMV è diminuita, e risulta sufficiente a soddisfare la richiesta attraverso gli accumuli. È possibile tuttavia che durante i giorni di fine novembre ed inizio febbraio sia presente un maggiore picco di potenza al mattino, in quel caso sarebbe necessario l’intervento delle caldaie ausiliarie. Per uniformare questo periodo di riscaldamento è stato considerato un giorno medio senza picchi elevati.

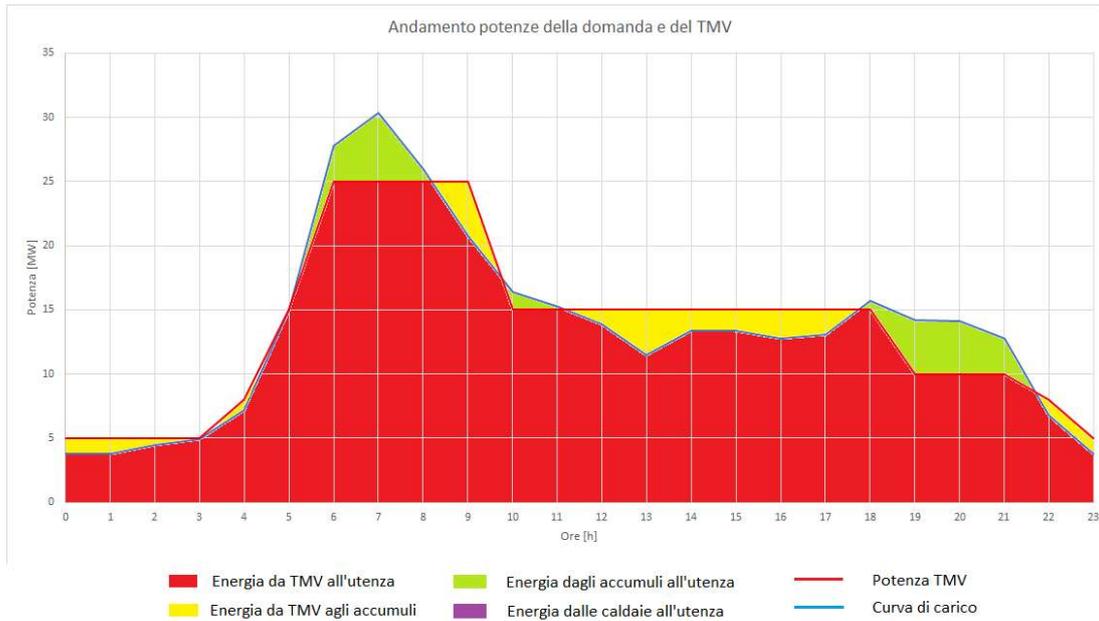


Figura 4.29 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

Si ripete il procedimento già attuato in precedenza con il primo periodo considerato; in questo caso però le caldaie ausiliarie non sono considerate attive poiché è sufficiente l'utilizzo degli accumuli, il consumo di gas risulta quindi nullo. La produzione di calore coincide con la richiesta dell'utenza.

$$\begin{aligned}
 Q_{utenza} = Q_{ut,prod} &= \int_0^{24} Q'_{ut,prod} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{Q'_{ut,prod,i} + Q'_{ut,prod,i+1}}{2} * 1h \\
 &= 321 \frac{MWh}{gg} \quad (4.72)
 \end{aligned}$$

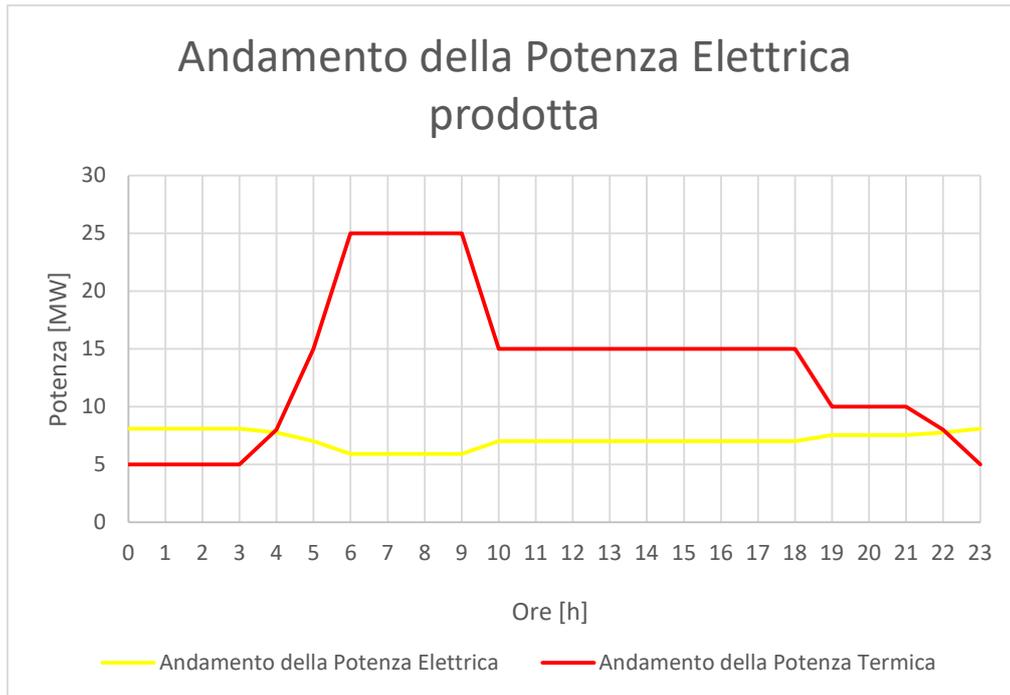


Figura 4.30 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

La potenza elettrica risulta essere maggiore di quella termica durante la notte (fig. 4.30), il rapporto di cogenerazione si riduce rispetto al caso precedente.

$$E_{el,prod} = \int_0^{24} P_{el} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{P_{eli} + P_{eli+1}}{2} * 1h = 172,16 \frac{MWh}{gg} \quad (4.73)$$

$$\begin{aligned} E_{el,aux} &= f_{aux} * (E_{el,prod} + 0,42 * Q_{ut,prod}) = 0,14 * (172,16 + 321 * 0,42) \\ &= 42,98 \frac{MWh}{gg} \quad (4.74) \end{aligned}$$

$$E_{el,rete} = E_{el,prod,reale} - E_{el,aux} = 172,16 - 42,98 = 129,18 \frac{MWh}{gg} \quad (4.75)$$

Il valore dell'energia elettrica immessa in rete risulta essere meno della metà di quello di energia termica con un rapporto di cogenerazione che supera le due unità (circa 2,5).

4.3.3 Periodo Intermedio

Il periodo intermedio comprende l'inizio e la fine della stagione di riscaldamento: ottobre, aprile e maggio. La curva di carico presa in esame è quella del 29 aprile 2019 convertita per il 2025. Il funzionamento del TMV per la produzione di energia termica

può essere di diversi tipi, in questo caso si è utilizzato un funzionamento in grado di coprire il picco richiesto di potenza per poi utilizzare un funzionamento costante.

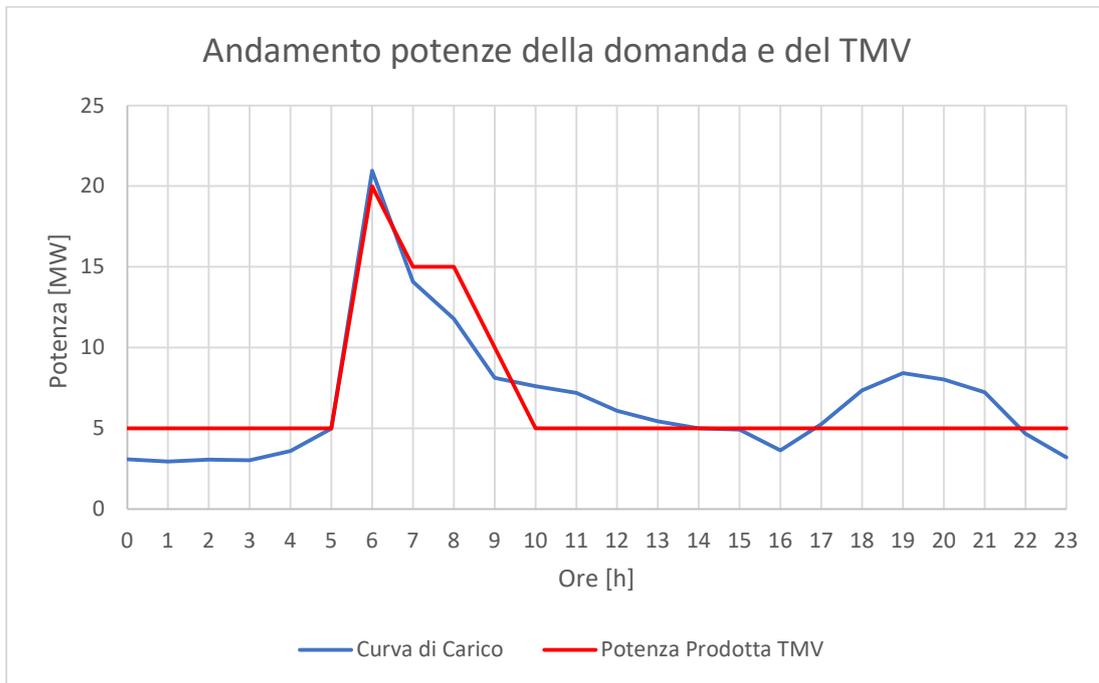


Figura 4.31 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

Si nota una diminuzione notevole della domanda di energia termica rispetto alle due curve precedenti, anche in questo caso il TMV è in grado di produrre abbastanza potenza per poter soddisfare di richiesta della giornata attraverso l'utilizzo degli accumuli. A differenza del periodo precedente, in questo caso difficilmente si potrebbero verificare picchi di richieste che il TMV insieme agli accumuli non riescano a soddisfare; la curva di carico (Fig. 4.31) infatti supera leggermente i 20MW. I calcoli sono svolti nuovamente con il procedimento precedente.

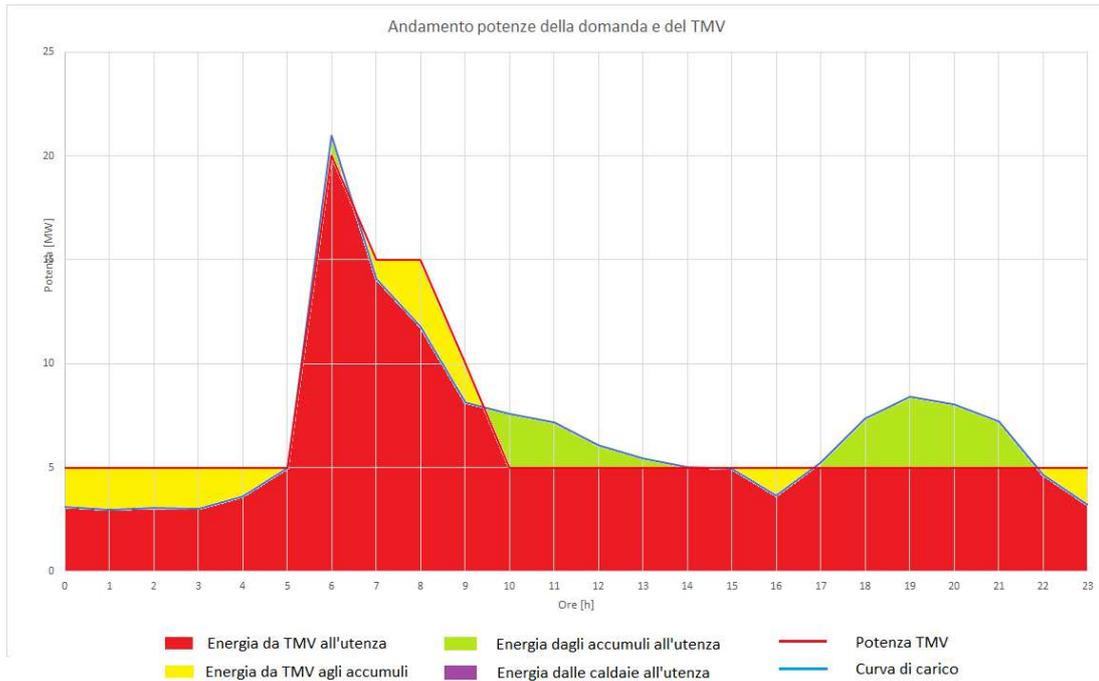


Figura 4.32 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

$$\begin{aligned}
 Q_{utenza} = Q_{ut,prod} &= \int_0^{24} Q'_{ut,prod} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{Q'_{ut,prod,i} + Q'_{ut,prod,i+1}}{2} * 1h \\
 &= 160 \frac{MWh}{gg} \quad (4.76)
 \end{aligned}$$

L'energia termica risulta molto inferiore rispetto ai due casi precedenti, ne consegue una maggiore produzione elettrica con un basso rapporto di cogenerazione. La potenza elettrica (fig. 4.33) risulta essere maggiore di quella termica durante quasi tutto l'arco della giornata.

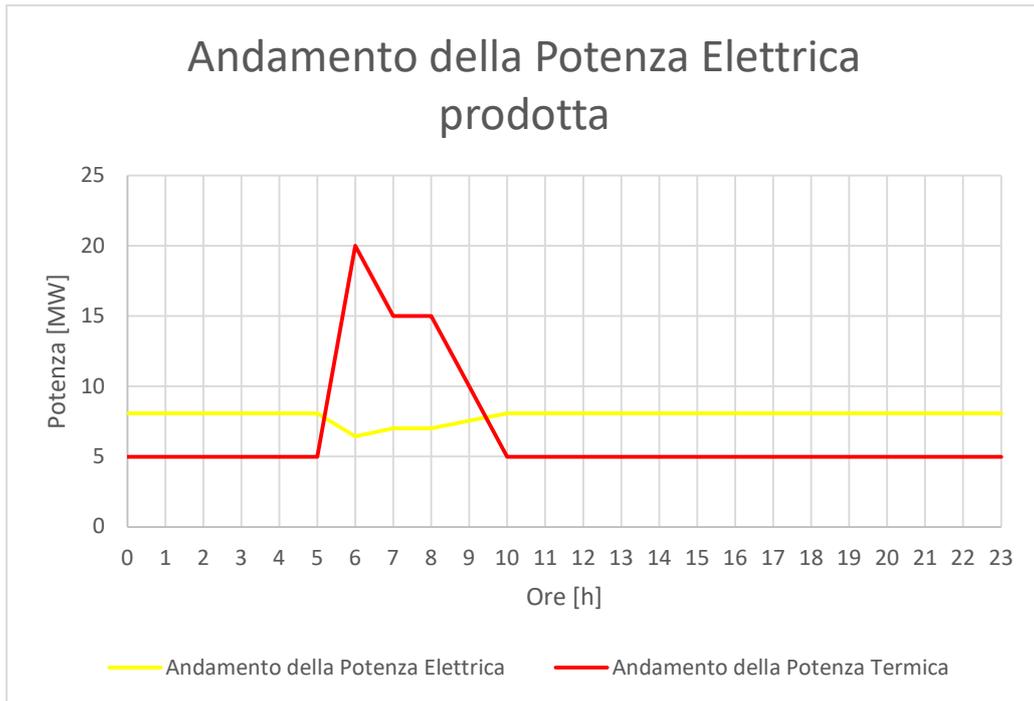


Figura 4.33 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

$$E_{el,prod} = \int_0^{24} P_{el} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{P_{eli} + P_{eli+1}}{2} * 1h = 189,7 \frac{MWh}{gg} \quad (4.77)$$

$$E_{el,aux} = f_{aux} * (E_{el,prod} + 0,42 * Q_{ut,prod}) = 0,14 * (189,7 + 160 * 0,42) = 35,97 \frac{MWh}{gg} \quad (4.78)$$

$$E_{el,rete} = E_{el,prod,reale} - E_{el,aux} = 189,7 - 35,97 = 153,73 \frac{MWh}{gg} \quad (4.79)$$

Il valore dell'energia elettrica immessa in rete risulta essere simile a quello di energia termica con un rapporto di cogenerazione prossimo ad un valore unitario.

4.3.4 Periodo estivo

L'ultimo periodo di riferimento è quello estivo, che comprende i mesi di giugno, luglio, agosto e settembre, nei quali il teleriscaldamento copre solamente la produzione di acqua calda sanitaria, per questo motivo la richiesta risulta minima. Il giorno considerato in questo caso è il 12 luglio 2019, con i valori convertiti per il 2025. Le

possibilità per il funzionamento del TMV sono svariate, in questo caso si è scelto un funzionamento per la produzione di energia termica durante le ore diurne.

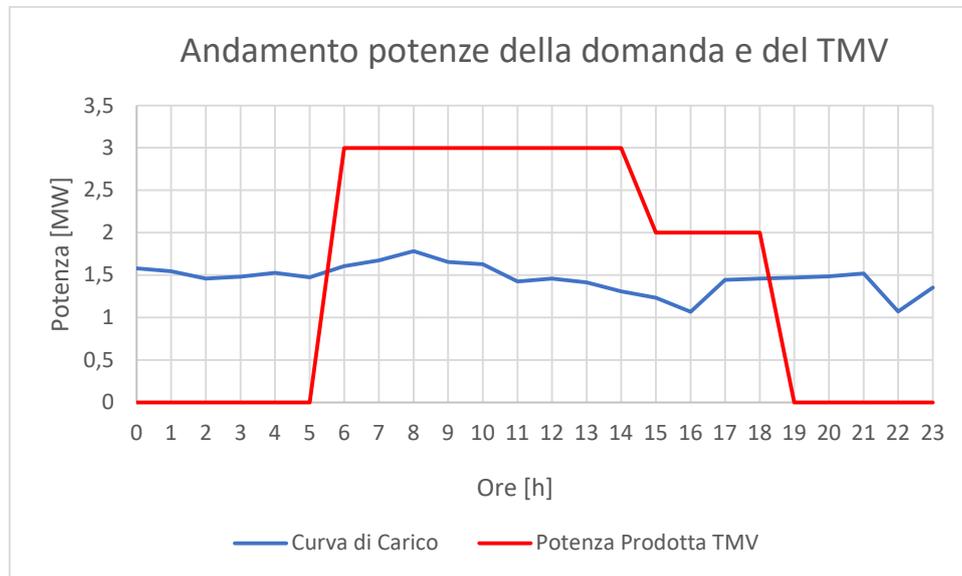


Figura 4.34 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

La richiesta in questi mesi risulta bassa, per questo motivo in questo periodo non è necessario che il TMV produca energia termica durante tutto il giorno. È sufficiente la produzione durante una parte della giornata con un surplus di energia inserito negli accumuli, i quali forniranno il calore alla rete durante il periodo in cui l'impianto non produce.

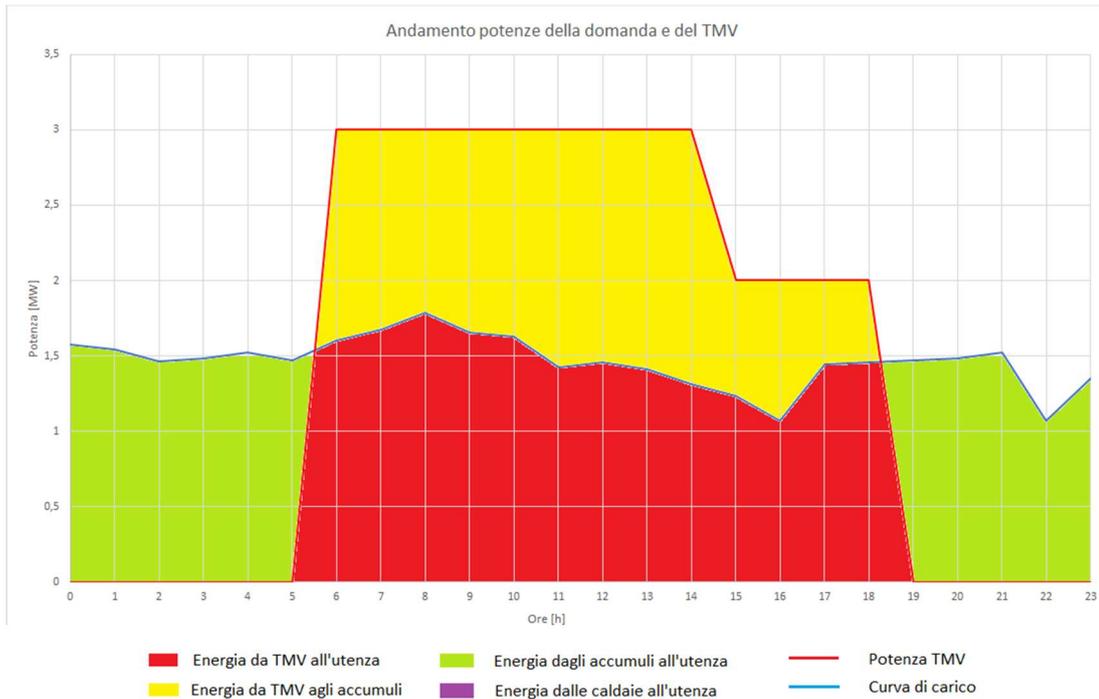


Figura 4.35 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

$$\begin{aligned}
 Q_{utenza} = Q_{ut,prod} &= \int_0^{24} Q'_{ut,prod} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{Q'_{ut,prod,i} + Q'_{ut,prod,i+1}}{2} * 1h \\
 &= 35 \frac{MWh}{gg} \quad (4.80)
 \end{aligned}$$

Il TMV lavora in assetto solo elettrico (ASE) per un numero elevato di ore in questo periodo, la potenza elettrica prodotta è sempre maggiore di quella termica e l'energia elettrica risulta molto maggiore di quella termica.

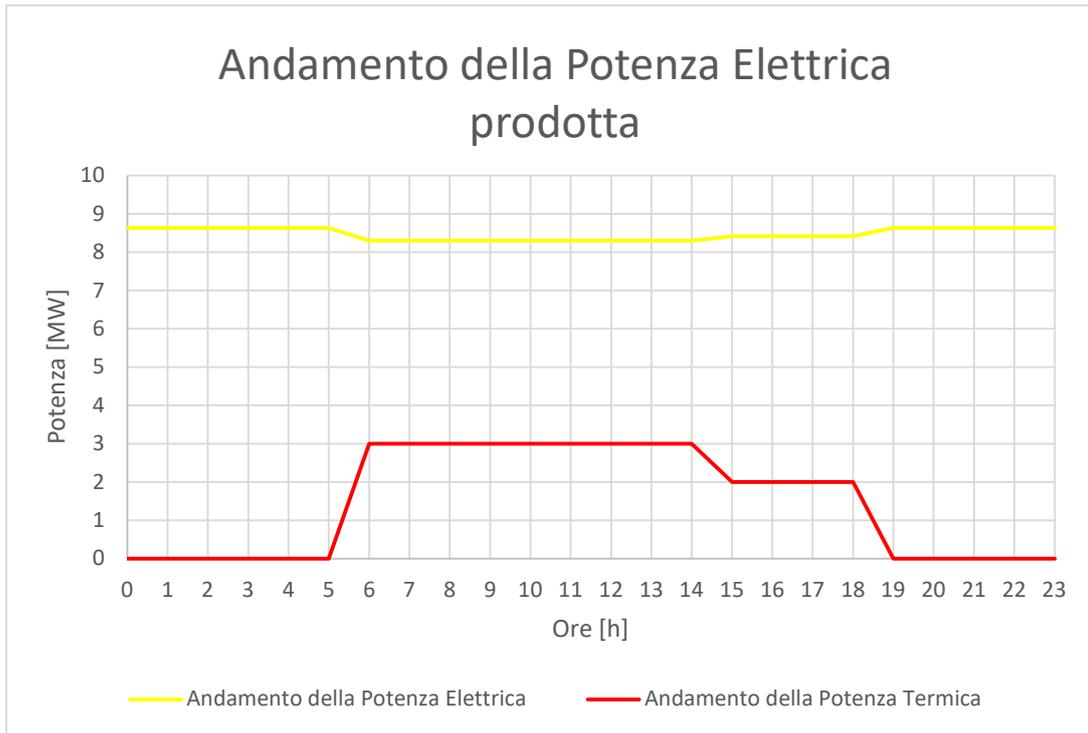


Figura 4.36 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

$$E_{el,prod} = \int_0^{24} P_{el} * dt = \sum_{i=0}^{23} \frac{P_{eli} + P_{eli+1}}{2} * 1h = 203,32 \frac{MWh}{gg} \quad (4.81)$$

$$E_{el,aux} = f_{aux} * (E_{el,prod} + 0,42 * Q_{ut,prod}) = 0,14 * (203,32 + 35 * 0,42) = 30,52 \frac{MWh}{gg} \quad (4.82)$$

$$E_{el,rete} = E_{el,prod, reale} - E_{el,aux} = 203,32 - 30,52 = 172,80 \frac{MWh}{gg} \quad (4.83)$$

Il valore dell'energia elettrica immessa in rete risulta essere molto maggiore di quello di energia termica con un rapporto di cogenerazione prossimo zero, dato l'elevato numero di ore in ASE.

È inoltre possibile che durante i periodi estivi data la minore necessità della rete si programmino degli interventi di manutenzione ordinaria del TMV, che rimane spento. In questo la potenza richiesta dalla rete è interamente soddisfatta dalle caldaie.

Il consumo di gas naturale in questo caso risulta essere di:

$$V_{GN,aux} = \frac{Q_{utenza,cald}}{\eta_{cald} * PCI_{GN}} = \frac{35 * 3600}{0,95 * 35,268} = 3,761 \frac{kSm^3}{gg} \quad (4.84)$$

4.3.5 Periodo annuale

In questa sezione si valuta la somma dei risultati dei periodi precedenti per la valutazione dei risparmi di energia primaria e di emissione.

Il TMV è considerato in funzione per l'equivalente di 330 giorni all'anno (7920 h), i periodi di spegnimento dell'impianto sono considerati per ipotesi tutti giorni estivi, periodo di bassa richiesta della rete. Durante il periodo di fermo dell'impianto i rifiuti non sono conferiti al TMV, ma vengono temporaneamente messi in appositi depositi o inviati ad altri impianti di TMV⁵².

Periodo	Giorni	Q _{ut,prod} [MWh/gg]	E _{el,prod} [MWh/gg]	E _{el,rete} [MWh/gg]	V _{GN,aux} [kSm ³ /gg]
Forte Riscaldamento	62	510	151,56	100,37	8,024
Riscaldamento	89	321	172,16	129,18	/
Intermedio	92	160	189,70	153,73	/
Estivo	122-35	35	203,32	172,80	3,761 (35gg)

Tabella 4.7 Riassunto risultati dei differenti periodi

Moltiplicando i risultati dei giorni di riferimento per i rispettivi giorni di funzionamento si ottengono i valori del periodo in considerazione che sommati danno i valori annuali.

⁵² La produzione di Cavaglià risulta essere circa 81000 ton mentre il TMV smaltisce circa 74250 ton (secondo questi calcoli) le rimanenti potrebbero unità possono essere considerate inviate ad altri TMV durante il periodo di fermo del TMV di Biella.

$$\begin{aligned}
Q_{ut,prod} &= \sum_{i=1}^4 Q_{ut,prod_i} * gg \\
&= \frac{[510 * 62 + 321 * 89 + 160 * 92 + 35 * (122 - 35)]}{1000} \\
&= 78,30 \frac{GWh}{anno} \quad (4.85)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
E_{el,prod} &= \sum_{i=1}^4 E_{el,prod} * gg \\
&= \frac{[151,56 * 62 + 172,16 * 89 + 189,7 * 92 + 203,32 * (122 - 35)]}{1000} \\
&= 61,89 \frac{GWh}{anno} \quad (4.86)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
E_{el,rete} &= \sum_{i=1}^4 E_{el,rete} * gg \\
&= \frac{[100,37 * 62 + 129,18 * 89 + 153,73 * 92 + 172,80 * (122 - 35)]}{1000} \\
&= 48,62 \frac{GWh}{anno} \quad (4.87)
\end{aligned}$$

$$E_{el,aux} = E_{el,prod} - E_{el,rete} = 61,89 - 48,62 = 13,27 \frac{GWh}{anno} \quad (4.88)$$

$$Q_{ut,cald} = \sum_{i=1}^2 Q_{ut,cald_i} * gg = \frac{74,7 * 62 + 35 * 35}{1000} = 5,86 \frac{GWh}{anno} \quad (4.89)$$

$$Q_{TLR} = Q_{ut,prod} + Q_{ut,cald} = 78,30 + 5,86 = 84,16 \text{ GWh} \quad (4.90)$$

$$V_{GN,aux} = \sum_{i=1}^2 V_{GN,au_i} * gg = 8,024 * 62 + 3,761 * 35 = 629 \frac{kSm^3}{anno} \quad (4.91)$$

Il volume del gas è relativo alle sole caldaie ausiliarie del TLR, per calcolare il consumo totale annuale bisogna aggiungere il valore dei bruciatori ausiliari del TMV, calcolato con l'Eq. 4.15.

$$V_{GN,tot} = V_{GN,aux} + V_{GN,TMV} = 629 + 346 = 975 \frac{\text{kSm}^3}{\text{anno}} \quad (4.92)$$

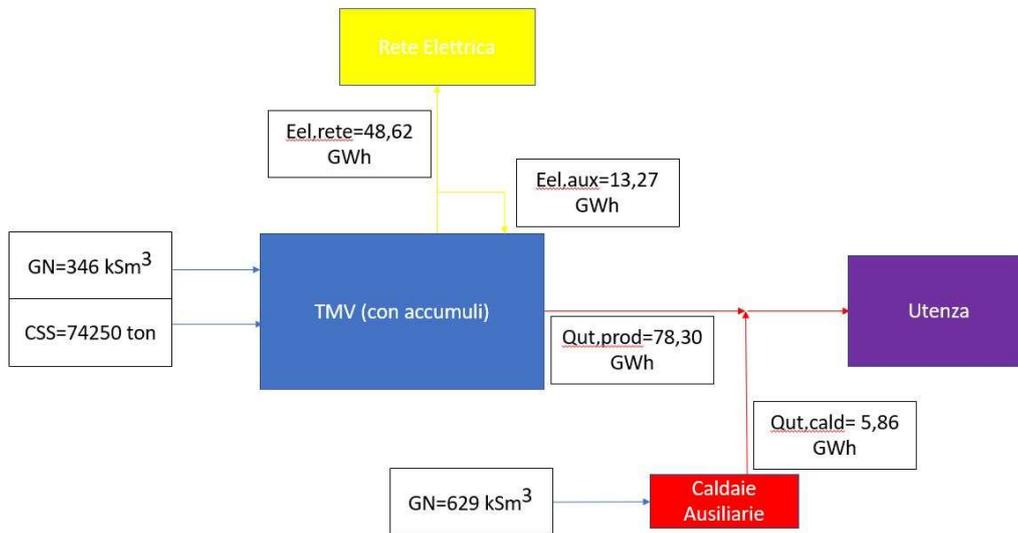


Figura 4.37 Schema dei flussi di massa ed energia del TMV

Il confronto di energia primaria ed emissioni di CO₂ è fatto tra TMV e PS (dom) con gli impianti tradizionali (impianti domestici per il calore, fonte termoelettrica per l'energia elettrica).

Si considera questa produzione di energia per il TLR (84,16 GWh) nonostante sia leggermente superiore rispetto ai dati previsti da Engie (80,50 GWh). Questa considerazione è parzialmente giustificata dal fatto che rispetto alla centrale di TLR si aggiungono le perdite di scambio termico e le perdite di accumulo siano aumentate dato il loro maggiore utilizzo. Per la PS il valore di energia considerata rimane tuttavia quello precedente al netto delle perdite di distribuzione (69,8 GWh), con un rendimento medio di η_{dom} . I valori per la produzione domestica, sia per l'energia primaria che per le emissioni, sono pertanto identici; sono riportate per completezza le Eq. 4.31 e 4.44 dove sono stati calcolati. I fattori di conversione sono identici a quelli visti in precedenza nell'analisi integrata degli impianti.

$$E_{prim}|_{TMV+aux} = \frac{V_{GN,tot} * PCI_{GN}}{PCI_{rif}} = \frac{975 * 35,268}{41,86} = 821 \frac{tep}{anno} \quad (4.93)$$

$$E_{prim}|_{el,ff} = 0,184 * E_{el,rete} = 0,184 * 48,62 * 1000 = 8947 \frac{tep}{anno} \quad (4.94)$$

$$E_{prim|dom} = \frac{Q_{risc}}{\eta_{dom} * PCI_{rif}} = \frac{69,8 * 3600}{0,85 * 41,86} = 7062 \frac{tep}{anno} \quad (4.31)$$

$$E_{prim|PS(dom)} = E_{prim|el,ff} + E_{prim|dom} = 8947 + 7062 = 16009 \frac{tep}{anno} \quad (4.95)$$

Il risparmio è la differenza tra l'energia primaria totale della PS e del valore del TMV.

$$\begin{aligned} \Delta E_{prim|TMV+a} &= E_{prim|PS} - E_{prim|TMV+a} = 16009 - 821 \\ &= 15188 \frac{tep}{anno} \quad (4.96) \end{aligned}$$

Il risparmio percentuale risulta essere:

$$\Delta E_{prim|TMV+a} \% = \frac{\Delta E_{prim|TMV+aux}}{E_{prim|PS(dom)}} = \frac{15188}{16009} = 0,949 = 94,9\% \quad (4.97)$$

Il risparmio di energia primaria risulta oltre il 90% con questo sistema di produzione e in queste specifiche condizioni.

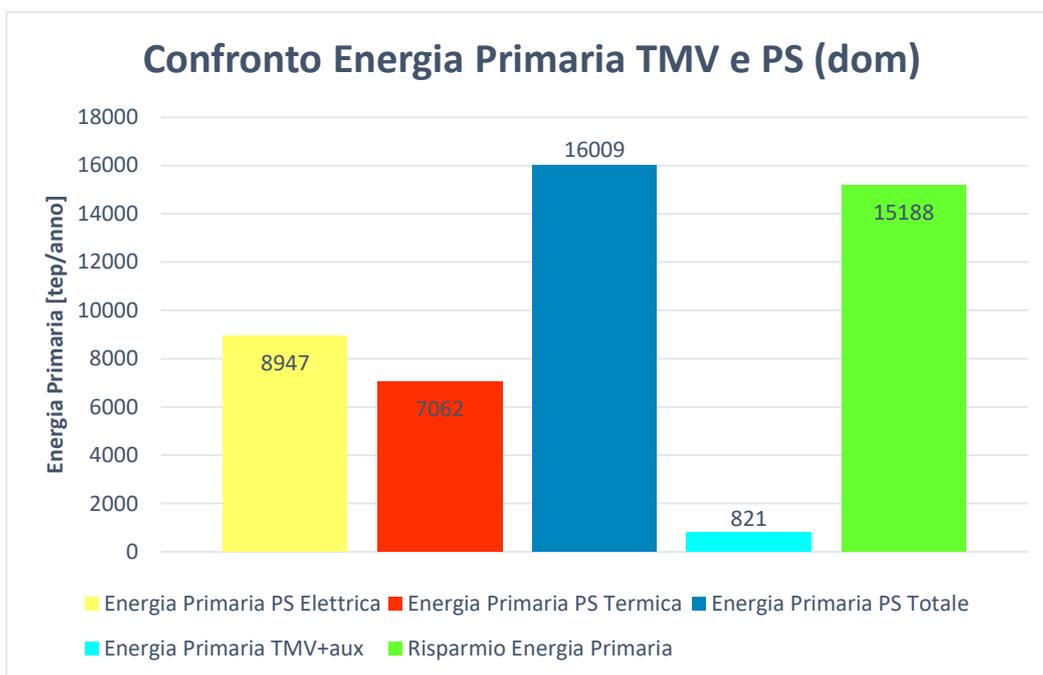


Figura 4.38 Risultati confronto Energia Primaria tra TMV e PS (dom)

Il confronto di emissioni si basa sulle ipotesi già viste in precedenza, il valore di emissione del TMV si calcola nuovamente con il valore di produzione in ASE (risultato Eq. 4.27) a cui si somma il contributo del GN.

$$M_{CO_2}|_{TMV+aux} = (FE_{CSS} * E_{el_{teor}}|_{ASE}) + (FE_{GN} * V_{GN_{tot}})$$

$$= 554,2 * 68,36 + 1,9562 * 975 = 39789 \frac{ton}{anno} \quad (4.98)$$

$$M_{CO_2}|_{el,ff} = FE_{FF} * E_{el_{prod}} = 493,8 * 61,89 * 10^6 = 30563 \frac{ton}{anno} \quad (4.99)$$

$$M_{CO_2}|_{dom} = E_{prim_{dom}} * (FE_{gasolio} * 0,3 + FE_{GN} * 0,7)$$

$$= 7062 * (0,3 * 3,08 + 0,7 * 2,34) = 18093 \frac{ton}{anno} \quad (4.44)$$

$$M_{CO_2}|_{PS(dom)} = M_{CO_2}|_{el,ff} + M_{CO_2}|_{dom} = 30563 + 18093 = 48656 \quad (4.100)$$

Il risparmio di CO₂ risulta essere:

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV+aux} = M_{CO_2}|_{PS(dom)} - M_{CO_2}|_{TMV+aux} = 48656 - 39789$$

$$= 8867 \frac{ton}{anno} \quad (4.101)$$

$$\Delta M_{CO_2}|_{TMV+aux} \% = \frac{\Delta M_{CO_2}|_{TMV+aux}}{M_{CO_2}|_{PS(dom)}} = \frac{8867}{48656} = 0,182 = 18,2\% \quad (4.102)$$

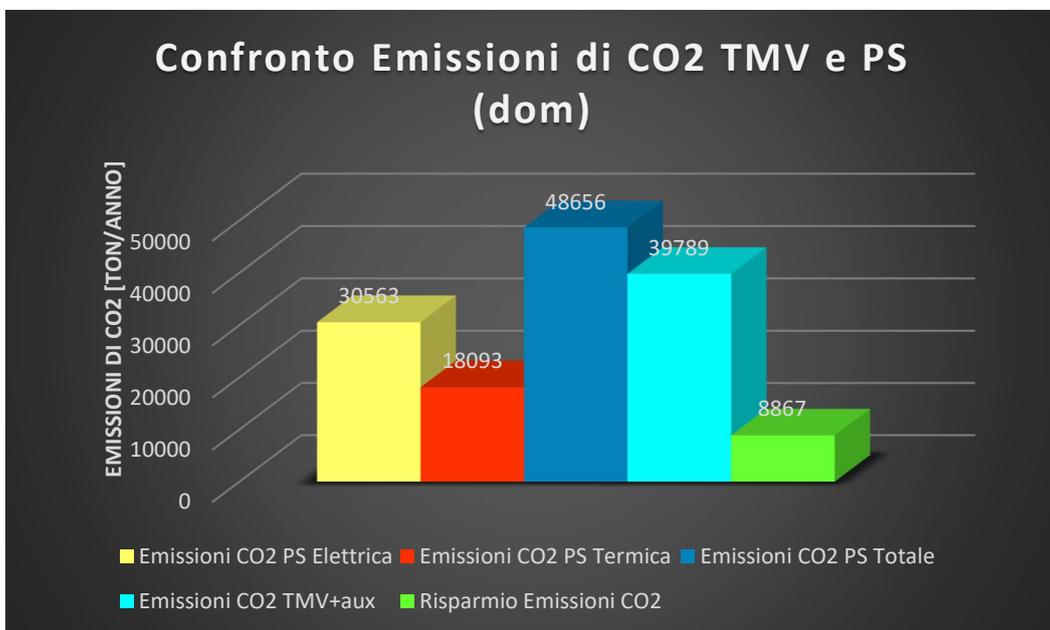


Figura 4.39 Risultati confronto Emissioni di CO₂ tra TMV e PS (dom)

Se si considera l'esercizio di questo impianto per 30 anni i risparmi risultano essere:

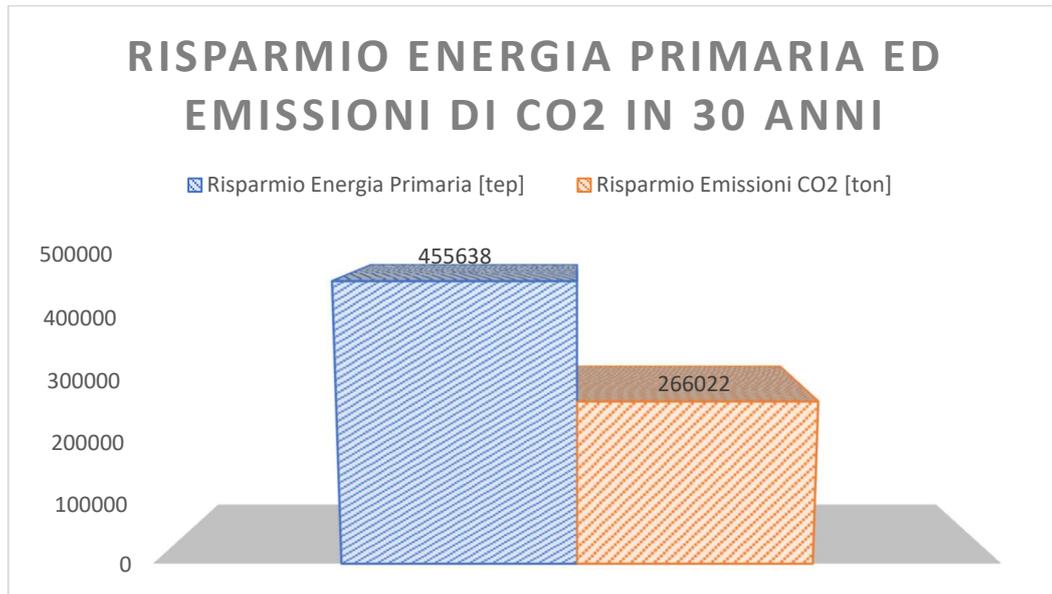


Figura 4.40 Risultati confronto Energia Primaria ed Emissioni di CO2 tra TMV e PS (dom) in 30 anni

4.3.6 Confronto tra le analisi

Il confronto tra le due situazioni può essere utile per attuare una scelta piuttosto che un'altra. Si definisce la prima analisi (con il TMV integrato al TLR attuale) "A" mentre la seconda (con il TMV come fonte principale del TLR) "B".

Si valutano inizialmente i rendimenti medi annuali elettrici, termici e totali del solo TMV come rapporto tra energia entrante ed uscente. Si calcola l'energia in ingresso del TMV come la somma dei prodotti del CSS e GN per i rispettivi PCI (che risulta uguale per entrambi i casi).

$$E_{ing_{TMV}} = \frac{M_{CSS} * PCI_{CSS} + V_{GN_{TMV}} * PCI_{GN}}{3600} = \frac{74250 * 15 + 256 * 35,268}{3600}$$

$$= 312,76 \frac{GWh}{anno} \quad (4.103)$$

$$A) \eta_{el} = \frac{E_{el_{rete}}}{E_{ing_{TMV}}} = \frac{52,34}{312,76} = 0,167 = 16,7\% \quad (4.104)$$

$$B) \eta_{el} = \frac{E_{el_{rete}}}{E_{ing_{TMV}}} = \frac{48,62}{312,76} = 0,155 = 15,5\% \quad (4.105)$$

$$A) \eta_{th} = \frac{Q_{ut}}{E_{ing_{TMV}}} = \frac{42,28}{312,76} = 0,135 = 13,5\% \quad (4.106)$$

$$B) \eta_{th} = \frac{Q_{ut}}{E_{ing_{TMV}}} = \frac{78,30}{312,76} = 0,250 = 25\% \quad (4.107)$$

$$A) \eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} = 0,167 + 0,135 = 0,302 = 30,2\% \quad (4.108)$$

$$B) \eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} = 0,155 + 0,250 = 0,405 = 40,5\% \quad (4.109)$$

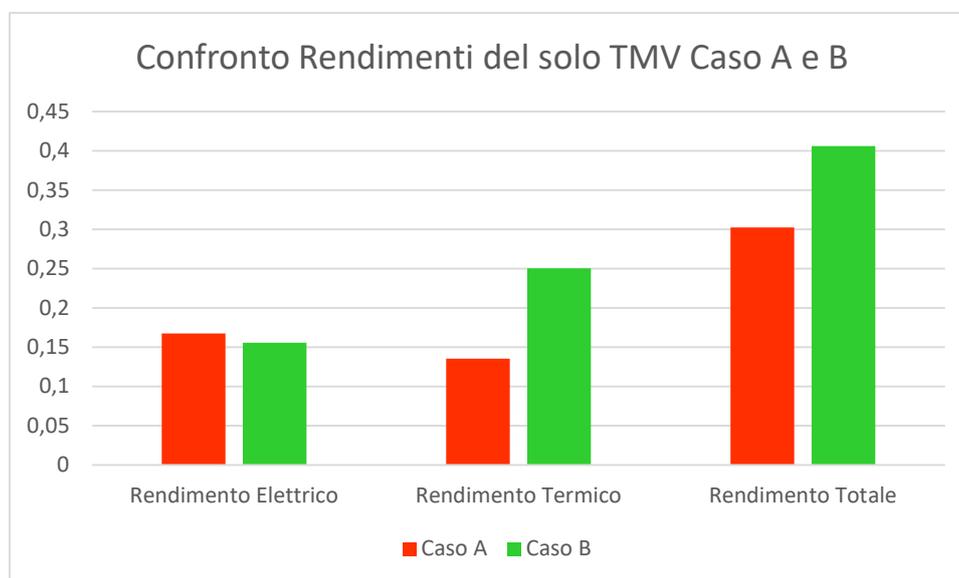


Figura 4.41 Risultati del confronto dei rendimenti del solo TMV Caso A e B

I rendimenti medi annuali del TMV non risultano molto elevati, per il rendimento elettrico i limiti principali risultano essere tecnici: i limiti delle macchine e l'elevato autoconsumo del TMV. Il limite per il rendimento termico è la richiesta dell'utenza, un aumento sostanziale delle utenze e quindi della richiesta provocherebbe di conseguenza un maggiore rendimento termico del TMV (se questa è la fonte di alimento).

Allargando i confini del sistema è possibile valutare i rendimenti del caso "A" (TMV+TLR) e del caso "B" (TMV+aux). La tabella 4.8 riassume i dati di interesse per questo confronto.

Caso	Q_{ut} [GWh/anno]	$E_{el,rete}$ [GWh/anno]	V_{GN} [kSm ³ /anno]	ΔE_{prim} [tep/anno]	ΔM_{CO_2} [ton/anno]
A	80,50	78,26*	8299**	14469	8063
B	84,16	48,62	975	15188	8867

Tabella 4.8 Riassunto dei risultati delle due analisi

* Il valore è la somma delle produzioni di energia elettrica immesse in rete del TMV e della centrale di TLR.

** Questo valore include la somma dei consumi di GN del TLR e quelli del TMV a cui è sottratto il valore del risparmio di GN dato dai 42,28 GWh prodotti da TMV.

Si calcolano i rendimenti del sistema con i nuovi confini e la nuova energia in ingresso.

$$A) E_{ing_{TMV+TLR}} = \frac{M_{CSS} \cdot PCI_{CSS} + V_{GN_{TMV}} \cdot PCI_{GN}}{3600} = \frac{74250 \cdot 15 + 8299 \cdot 35,268}{3600} = 390,68 \frac{GWh}{anno} \quad (4.110)$$

$$B) E_{ing_{TMV+aux}} = \frac{M_{CSS} \cdot PCI_{CSS} + V_{GN_{TMV}} \cdot PC_{GN}}{3600} = \frac{74250 \cdot 15 + 975 \cdot 35,268}{3600} = 318,92 \frac{GWh}{anno} \quad (4.111)$$

$$A) \eta_{el} = \frac{E_{elrete}}{E_{ing_{TM}}} = \frac{78,26}{390,68} = 0,200 = 20\% \quad (4.112)$$

$$B) \eta_{el} = \frac{E_{elrete}}{E_{ing_{TMV+aux}}} = \frac{48,62}{318,92} = 0,152 = 15,2\% \quad (4.113)$$

$$A) \eta_{th} = \frac{Q_{ut}}{E_{ing_{TMV+TLR}}} = \frac{80,50}{390,68} = 0,206 = 20,6\% \quad (4.114)$$

$$B) \eta_{th} = \frac{Q_{ut}}{E_{ing_{TMV+aux}}} = \frac{84,16}{318,92} = 0,264 = 26,4\% \quad (4.115)$$

$$A) \eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} = 0,20 + 0,206 = 0,406 = 40,6\% \quad (4.108)$$

$$B) \eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} = 0,264 + 0,152 = 0,416 = 41,6\% \quad (4.109)$$

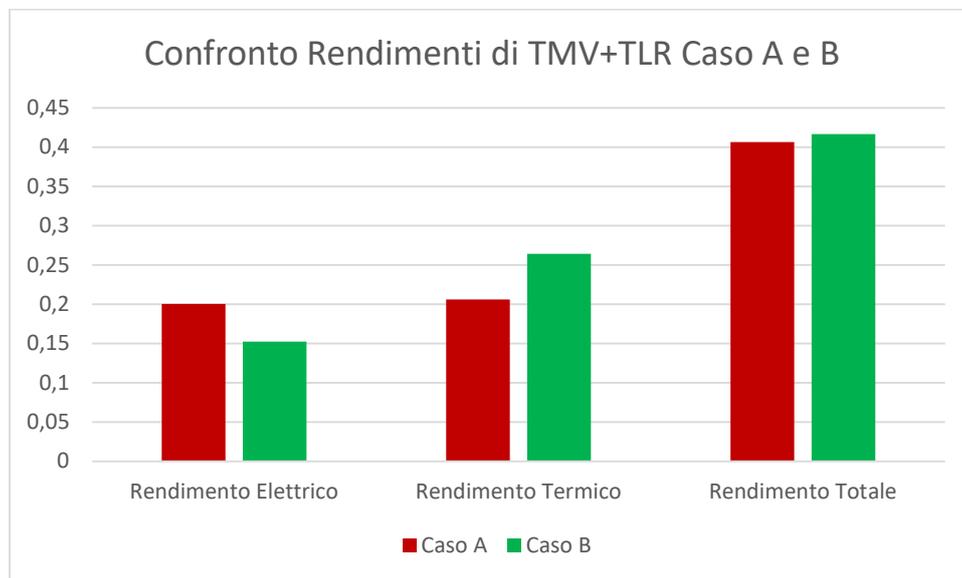


Figura 4.42 Risultati del confronto dei rendimenti del TMV+TLR Caso A e B

Si osserva come allargando i confini del sistema i rendimenti del caso “A” siano aumentati, dovuti all’utilizzo di macchine a gas efficienti che producono una quota di energia dello stesso ordine di grandezza del TMV. Nel caso “B” invece gli ausiliari a

gas, nonostante un'alta efficienza, incidono relativamente data la quota di energia prodotta molto minore rispetto al TMV. La differenza del rendimento totale tra i due sistemi risulta quindi minima.

La figura 4.43 riporta i confronti tra i due casi con i confini allargati per valutare le differenze tra consumi produzione e risparmi.

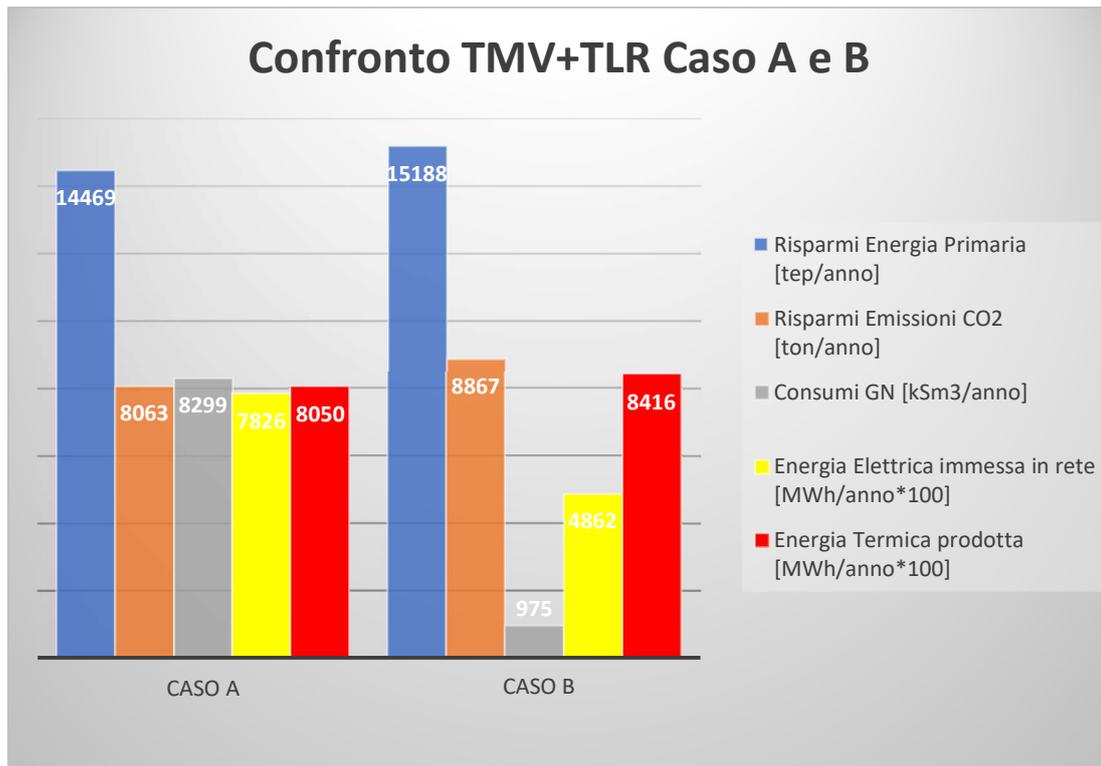


Figura 4.43 Confronto dei risultati delle analisi con TMV integrato al TLR attuale (A) e con TMV fonte principale del TLR (B)

La figura 4.43 è utile per fare diverse considerazioni:

- 1) Il valore del calore prodotto si discosta leggermente, ma sono considerate le stesse utenze e l'energia fornita ad esse risulta la medesima.
- 2) L'energia elettrica immessa in rete risulta molto maggiore nel primo caso rispetto al secondo, poiché sono presenti due centrali di cogenerazione.
- 3) Il volume di GN consumato nel primo caso è circa dieci volte rispetto al secondo.
- 4) Il risparmio di energia primaria è leggermente superiore nel secondo caso.
- 5) Anche il risparmio di emissioni di CO₂ è leggermente superiore nel secondo caso.

La differenza tra i risparmi di energia primaria ed emissioni dei due casi non sono così rilevanti da fare una scelta piuttosto che un'altra; la scelta dal punto di vista energetico dovrebbe essere basata sull'energia elettrica immessa in rete e sul GN consumato. La scelta dipende dalla richiesta di energia elettrica da parte dell'utenza, non solo su base annuale ma anche stagionale, poiché durante i mesi estivi risulta maggiore la produzione. Il consumo maggiore di GN risulta "un male necessario" per soddisfare l'utenza; ma nel caso in cui la richiesta non fosse così elevata il risparmio di questa quota fossile risulterebbe positivo. La scelta può essere compiuta a posteriori della costruzione del TMV, analizzando il mercato elettrico e del gas, integrando inizialmente il TMV al TLR attuale e successivamente fare le opportune valutazioni. La scelta è inoltre basata sui criteri economici non solo dei prezzi di acquisto e vendita di energia e gas, ma anche da costi di investimento degli impianti. L'attuale centrale di TLR potrebbe "sopravvivere" solo per qualche anno con una soluzione integrata, dopodiché sarebbe necessario una sostituzione dei cogeneratori (attualmente a metà vita).

4.4 Analisi Economica di un TMV

Nell'analisi economica si valutano i costi di investimento e di gestione, con i ricavi annuali dati dalla vendita dell'energia elettrica, termica, dei materiali recuperati e dal prezzo di conferimento dei rifiuti.

I costi d'investimento di un TMV sono costituiti dall'insieme dei costi diretti ed indiretti. I primi sono relativi all'acquisto dell'area ed alla sistemazione del sito, alla realizzazione delle opere civili, elettromeccaniche, infrastrutturali, degli impianti ausiliari, nonché per la dotazione iniziale delle parti di ricambio. I secondi sono relativi all'ottenimento delle autorizzazioni, alla progettazione, alla supervisione ed alle spese generali durante la costruzione, agli imprevisti, all'addestramento del personale, alle prove ed avviamento dell'impianto, alla revisione dei prezzi ed agli oneri finanziari durante la costruzione.

Attraverso uno studio sugli impianti esistenti, ENEA ha costruito sperimentalmente un grafico per i costi di investimento di un TMV in funzione della potenza termica. Per i costi di investimento si è scelto di valutare la potenza termica nominale di 39 MW.

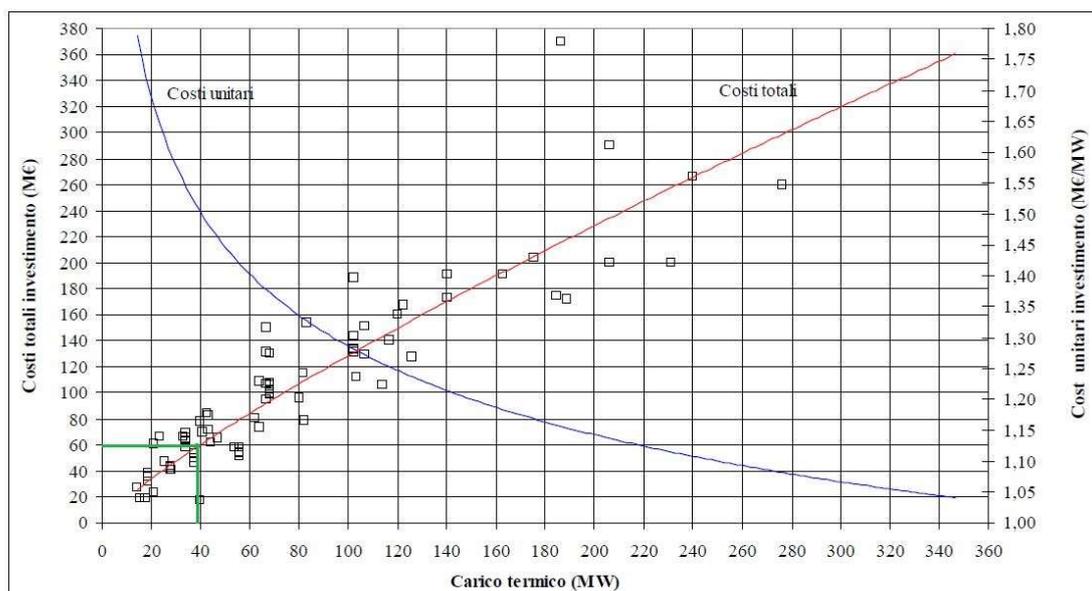


Figura 4.44 Costi totali di Investimento di un impianto TMV in funzione del carico termico Fonte Elaborazione Enea [50]

I costi di investimento come si legge in figura 4.44 sono di circa 60 milioni di euro.

Nella valutazione dei costi di gestione risulta fondamentale ancora una volta la taglia dell'impianto (carico termico e/o di capacità), oltre ad altre voci quali:

- a) Oneri finanziari, per gli ammortamenti delle opere civili ed elettromeccaniche, dei mezzi, attrezzature e dei costi di ricerca e sviluppo necessari per la realizzazione dell'impianto⁵³. (Tra gli oneri finanziari andrebbero anche conteggiati i costi associati al decommissioning, in questa sede non quantificati, ma che dovrebbero essere presenti come voce nei costi di investimento e di gestione).
- b) Costi del personale, per l'utilizzo del personale (proprio e/o di terzi) direttivo, amministrativo e tecnico operativo, di manutenzione direttamente ed indirettamente coinvolto nella gestione dell'impianto.
- c) Costi di manutenzione, per le operazioni di manutenzioni programmate e non, comprensive dei costi dei ricambi e di specifici materiali di consumo [36].
- d) Costi dei materiali di consumo, necessari per l'esercizio dell'impianto, relativi all'approvvigionamento dei reagenti, del combustibile ausiliario, dei fabbisogni idrici.

⁵³ Il criterio contabile della competenza di esercizio impone quindi di distribuire i costi per l'acquisto o la produzione di tali beni pluriennali su tutti gli esercizi nei quali verranno usati e consiste nel dividere il costo del bene o del servizio pluriennale in quote di solito costanti ognuna delle quali verrà imputata a un diverso esercizio.

- e) Costi dell'energia elettrica, per il funzionamento dell'impianto, degli uffici, dell'illuminazione.
- f) Costi di smaltimento, presso impianti terzi, di residui, quali: scorie di combustione e ceneri dalla linea di trattamento fumi, acque di spegnimento scorie, sovralli ed altre tipologie di rifiuti legate all'esercizio dell'impianto.

Anche in questo caso si fa riferimento alla potenza termica nominale (39MW).

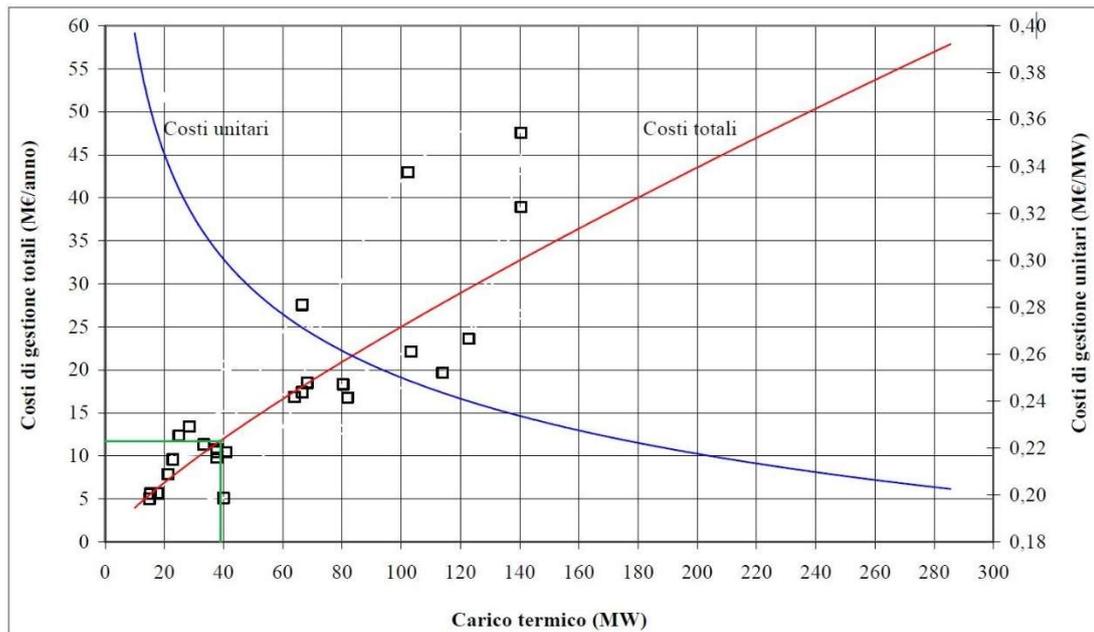


Figura 4.45 Costi totali annuali di Gestione di un impianto TMV in funzione del carico termico Fonte Elaborazione Enea [50]

I costi di gestione come si legge in figura 4.45 sono di circa 11,7 milioni di euro all'anno, questo valore include il valore degli ammortamenti e del recupero degli investimenti. Il valore di 60 milioni di euro di investimento risulta già incluso in questo calcolo di gestione annuale.

La figura 4.46 riassume le diverse percentuali delle principali voci dei costi di gestione.

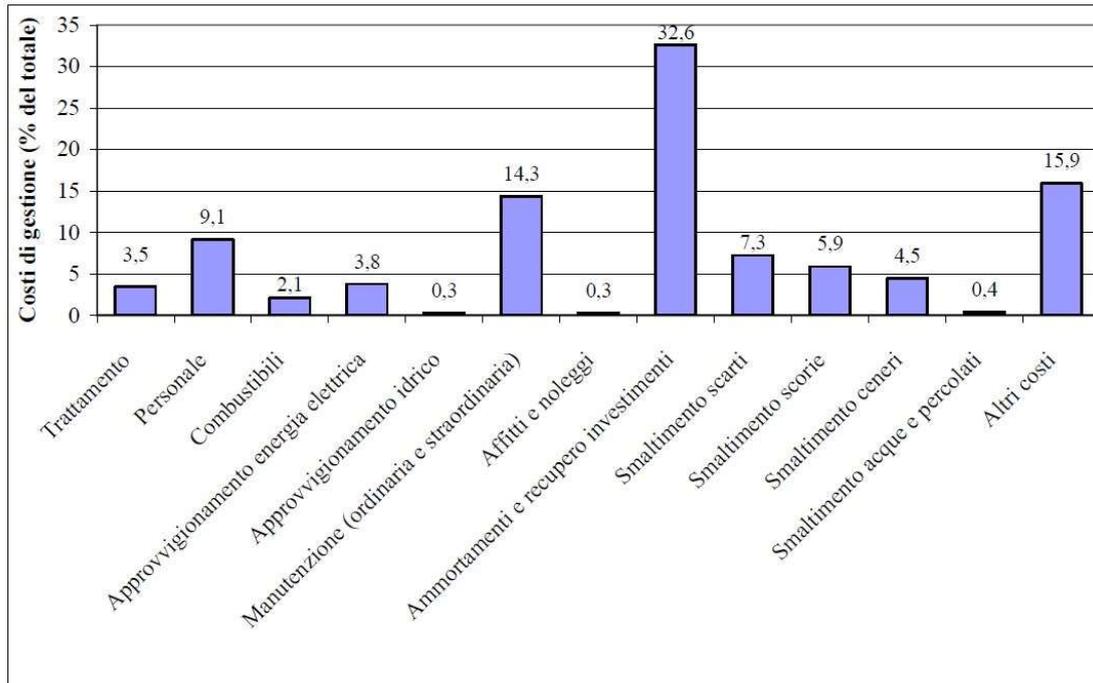


Figura 4.46 Percentuali sul totale dei costi di Gestione di un impianto TMV Fonte Elaborazione Enea su dati regione Lombardia [50]

I ricavi di gestione di un TMV sono costituiti dalle seguenti voci:

- a) Tariffa relativa al prezzo di conferimento a bocca d'impianto ("gate-fee"). La sua valutazione richiede un'analisi di dettaglio che tenga conto dei ricavi derivanti oltre dall'accettazione dei RU e del CDR anche di altre tipologie di rifiuti (ad esempio speciali, sanitari), i cui prezzi di smaltimento spesso sono dettati da situazioni contingenti di mercato.
- b) Ricavi dalla vendita dei materiali recuperati
- c) Ricavi dalla vendita dell'energia elettrica, comprensivi dell'eventuale sistema incentivante (Tariffa GRIN ex Certificati Verdi⁵⁴).
- d) Ricavi dalla vendita dell'energia termica.

Per l'analisi si trascurano i ricavi per la vendita dei materiali recuperati; si considera un costo di conferimento ipotizzato e costante nel tempo pari a 115 €/t.

$$R_{conf} = r_{conf} * M_{CSS} = 115 * 74250 = 8,54 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.110)$$

⁵⁴ La tariffa GRIN è un sistema di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

I ricavi del conferimento sono uguali per entrambi i casi; mentre quelli dell'energia elettrica e termica sono calcolati in base al caso considerato: caso "A" TMV integrato al TLR attuale, caso "B" TMV fonte principale del TLR.

I ricavi dell'energia elettrica si calcolano come la somma della vendita dell'energia elettrica e degli incentivi. I ricavi della vendita sono calcolati rispetto al contratto di dispacciamento di "ritiro dedicato" riferito al 2019. I prezzi dell'energia dipendono dalla fascia in cui ci si trova (F1, F2 o F3), che è determinata dal giorno della settimana e dall'ora a cui si fa riferimento, secondo la tab. 4.9:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì-venerdì	F3						F2	F1											F2		F3			
sabato	F3						F2																F3	
domenica/festivi	F3																							

Tabella 4.9 Fasce orarie dell'energia elettrica secondo giorno ed ora Fonte [51]

I prezzi (Tab. 4.10) sono relativi alla media mensile del 2019 per la zona "Nord" in cui è incluso il Piemonte.

Mese	F1	F2	F3	Unità
Gennaio	75,96	69,17	58,51	€/MWh
Febbraio	59,19	56,61	48,26	€/MWh
Marzo	55,28	47,38	47,95	€/MWh
Aprile	56,66	49,4	43,61	€/MWh
Maggio	52,36	51,34	43,82	€/MWh
Giugno	52,93	42,12	35,28	€/MWh
Luglio	56,63	49,28	40,92	€/MWh
Agosto	47,87	43,07	38,12	€/MWh
Settembre	55,1	46,9	42,67	€/MWh
Ottobre	59,4	49,16	40,43	€/MWh
Novembre	57,08	49,79	39,3	€/MWh
Dicembre	50,43	44,96	33,98	€/MWh

Tabella 4.10 Prezzi medi mensili per fascia nel 2019 per il ritiro dedicato nella zona Nord [51]

Questi valori sono moltiplicati per i valori di energia elettrica immessi in rete in relazione ai valori di produzioni di energia elettrica per i quattro giorni di riferimento del caso precedente con le rispettive curve di produzione (Fig. 4.27, 4.30, 4.33 e 4.36),

considerate valide per tutto il periodo di riferimento in considerazione. È stato considerato il fermo dell'impianto di 35 giorni durante il periodo estivo (come nel caso precedente) per manutenzione; il periodo di fermo è composto per semplicità di calcolo da soli due periodi così ripartiti: 19 giorni ad agosto e 16 a giugno. I giorni presi dei mesi presi in analisi (data la differenziazione delle fasce all'intero dei giorni della settimana e dei prezzi nei diversi mesi) sono quelli del 2019. Il calcolo è stato eseguito su Excel.

$$A) R_{vendita_{E_{el}}} = \sum_1^{12} \sum_1^3 h_{fascia} * prezzo * E_{el,rete} = 2,62 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.111)$$

$$B) R_{vendita_{E_{el}}} = \sum_1^{12} \sum_1^3 h_{fascia} * prezzo * E_{el,rete} = 2,30 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.112)$$

Il caso "A" risulta avere un maggior guadagno dato dalla maggiore energia elettrica immessa in rete, anche per gli incentivi risulterà un risultato analogo.

Il prezzo è considerato costante in questo caso e pari a quello del 2019; tuttavia nel tempo sicuramente sarà presente un aumento del prezzo e quindi dei ricavi.

Per il sistema di incentivi si fa riferimento alla formula $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$, come disposto dall'*articolo 19, comma 1 del DM 6 luglio 2012*. Il valore k è pari ad $1,3^{55}$ per i rifiuti biodegradabili (considerati il 51% del CSS considerato); il valore 180 deriva dall'ex sistema di incentivi dei Certificati Verdi⁵⁶; il Re è il prezzo di cessione dell'energia, definito ogni anno per il successivo, per il 2020 è stato valutato da ARERA pari a 53,01€/MWh. L'energia incentivata essendo un impianto nuovo è pari a tutta l'energia immessa in rete. [52]

$$A) R_{incentivi_{E_{el}}} = E_{el,rete} * 0,51 * k * (180 - Re) * 0,78 = 48,61 * 1000 * 0,51 * 1,3 * (180 - 53,01) * 0,78 = 3,44 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.113)$$

$$B) R_{incentivi_{E_{el}}} = E_{el,rete} * 0,51 * k * (180 - Re) * 0,78 = 52,34 * 1000 * 0,51 * 1,3 * (180 - 53,01) * 0,78 = 3,19 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.114)$$

⁵⁵ I valori del coefficiente k sono stabiliti dalla Tabella 2 allegata alla Legge 244 del 2007 (Finanziaria 2008), così come modificata dalla Legge 23/7/2009 n. 99.

⁵⁶ La tariffa incentivante che subentra ai certificati verdi al fine di garantire la redditività degli investimenti effettuati è basata sul medesimo sistema di incentivo stabilito per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013 e individua come livello di incentivo fisso quello stabilito dal decreto legislativo n. 28 del 2011 pari al 78% del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Se per l'energia elettrica i ricavi sono stati calcolati attraverso lo stesso procedimento con diversi valori di produzione, per l'energia termica occorre diversificare i due procedimenti.

Per il caso "A" si considerano due società differenti che gestiscono il TMV ed il TLR. Il calcolo del prezzo per l'energia termica si valuta come il rapporto tra la spesa del combustibile (che avrebbe la società di TLR) per fornire la stessa quantità di energia e l'energia termica ceduta dal TMV. [53] Si divide quindi il valore trovato con l'Eq. 4.19 ($C_{risparmiato,GN}=1522080$ €/anno) per il valore del calore fornito risultato dell'Eq. 4.11 ($Q_{baseload}=42,28$ GWh).

$$c_{Eth} = c_{GN} = \frac{C_{risparmiato_{GN}}}{Q_{baseload}} = \frac{1522080}{42,28 * 1000} = 36 \frac{\text{€}}{MWh} \quad (4.115)$$

Confrontando questo valore con il risultato dell'Eq. 4.21 ($c_{Q,TMV}=0,041213$ €/kWh), si evince che per ogni MWh termico comprato dal TMV la società di TLR risparmierebbe:

$$\Delta c = c_{Q_{TMV}} - c_{Eth} = 0,041213 * 1000 - 36 = 5,1213 \frac{\text{€}}{MWh} \quad (4.116)$$

Questo risparmio è dovuto alle emissioni di CO₂ evitate dalla combustione di GN per la produzione di energia termica. Il risparmio annuale per la società di TLR, che diventerebbe quindi un guadagno ulteriore rispetto all'attuale guadagno, risulta essere:

$$G_{TLR|TMV} = \Delta c * Q_{baseload} = 5,1213 * 42,28 * 1000 = 220,4 \frac{k\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.117)$$

Mentre il ricavo del TMV per la vendita dell'energia termica al TLR risulta essere:

$$A) R_{Eth} = c_{Eth} * Q_{baseload} = 36 * 42,28 * 1000 = 1,52 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.118)$$

Il calcolo risulta basato sul prezzo del GN del 2019; tuttavia negli ultimi anni il prezzo medio risulta in aumento costante, per questo motivo è lecito presupporre che questo ricavo risulterà maggiore, specialmente con il passare del tempo.

Il prezzo dell'energia considerato, per il caso "B", è il valore della tariffa mono oraria di Engie per il 2020 di $c_{Eth}=76$ €/MWh; questo prezzo è il ricavo del TLR per la vendita del calore. [32]

$$B) R_{Eth} = c_{Eth} * Q_{ut} = 76 * 84,16 * 1000 = 6,40 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.119)$$

Tuttavia, essendo il TMV la principale fonte di energia termica è opportuno considerare nel calcolo gli investimenti maggiormente rilevanti per la realizzazione di questo sistema ed i costi di gestione. Grazie all'esistenza di una rete di TLR preesistente, i costi di investimento risulta moderati e dunque i guadagni possibili più elevati. In particolare, si considera:

- Il costo di investimento delle caldaie con una potenza massima di 35MW, inclusivo di opere civili; pari a 2,3 M€.
- Il costo di investimento degli accumuli, con capacità di 50MWh, inclusivo di pompe, sistema di controllo ed opere civili; pari a 1 M€.
- Il costo di investimento per l'ampiamiento della rete, dalla situazione del 2019 (48,3GWh) a quella prevista per il 2025 (69,8GWh); pari a 7,4 M€.

I costi di gestione sono valutati proporzionali ai costi di investimento ed elencati in tabella 4.11.

Voce	Percentuale sull'investimento [%]	Costi di manutenzione e gestione [k€/anno]
Impianti	1,5	50
Edifici	0,1	2
Rete	0,25	61
Assicurazione	0,1	24
Gas naturale	-	211
Altri Costi	-	100
Totale	-	448

Tabella 4.11 Costi di manutenzione e gestione per la rete di TLR Fonte [54]

I costi di manutenzione e gestione della rete includono quelli per la rete esistente con un costo medio di investimento di 350€/MWh installato. [32] I costi di assicurazione includono tutti gli impianti, gli edifici e tutta la rete di TLR. Il costo del GN è calcolato con il risultato dell'Eq. 4.91 ($V_{GN,aux}=629 \text{ kSm}^3/\text{anno}$) per il prezzo già considerato in precedenza ($c_{GN,nondom}=0,0342\text{€/kWh}$) con le opportune conversioni.

I ricavi totali sono la somma dei ricavi di conferimento, incentivi e vendita di energia elettrica e termica.

$$\begin{aligned} \text{A) } R_{tot} &= R_{conf} + R_{vendi_{E_{el}}} + R_{incentivi_{E_{el}}} + R_{E_{th}} = 8,54 + 2,62 + 3,44 + \\ &1,52 = 16,12 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.120) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{B) } R_{tot} &= R_{conf} + R_{vendita_{E_{el}}} + R_{incentivi_{E_{el}}} + R_{E_{th}} = 8,54 + 2,3 + 3,19 + \\ &6,4 = 20,43 \frac{M\text{€}}{\text{anno}} \quad (4.121) \end{aligned}$$

Per la valutazione del guadagno rispetto all'investimento è calcolato il "Net Present Value" (NPV), che tradotto in italiano significa il valore attuale netto (VAN). Questo metodo in economia è usato per valutare degli investimenti in un periodo definito, attualizzando i flussi di denaro calcolati in base al tasso di rendimento. Il NPV è valutato per un periodo di 20 anni. Il valore dell'investimento iniziale (I) è per il caso "A" di 60M€ mentre per il caso "B" risulta la somma dei 60M€ per il TMV con le voci citate prima. Il flusso di denaro (D) è la differenza netta tra ricavi e spese, le spese di gestione del TMV sono private della quota di ammortamenti e recupero degli investimenti pari al 32,6% (come riportato in Fig.4.46) per non considerare due volte lo stesso fattore. Per il caso "A" il flusso di denaro corrisponde al solo TMV, mentre per il caso "B" si considerano anche i costi di gestione del TLR valutati in precedenza. Il valore "i" è preso uguale al Weighted Average Cost of Capital (WACC), che è tradotto in italiano "costo medio ponderato del capitale". Il WACC è considerato un valore in Italia nel settore dei servizi pari al 6,25%. [55] Il calcolo è stato fatto su Excel, partendo dai valori considerati in precedenza.

$$\text{A) } NPV = -I + \sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n} = 32,6 \text{ M€} \quad (4.122)$$

$$\text{B) } NPV = -I + \sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n} = 65,3 \text{ M€} \quad (4.123)$$

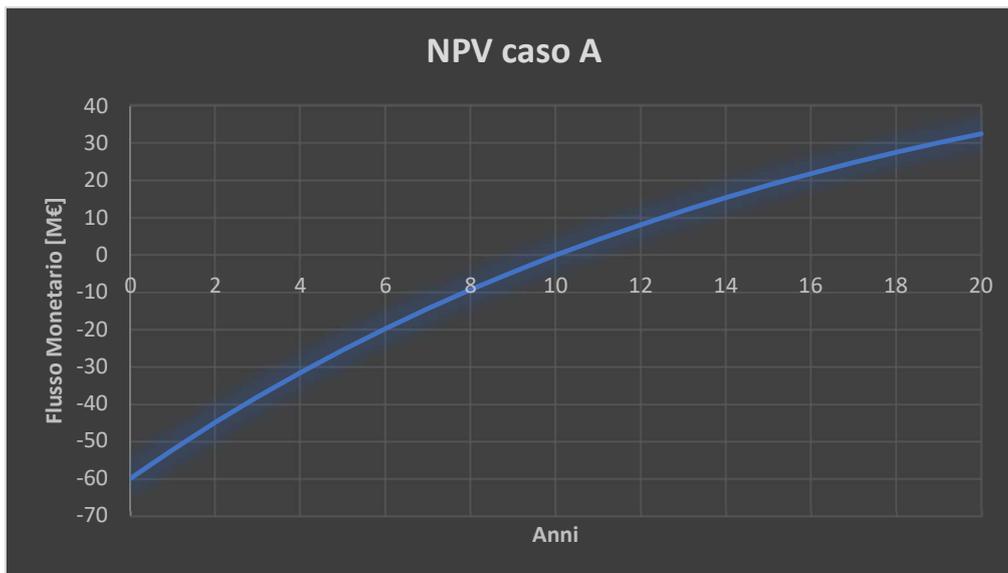


Figura 4.47 Risultati del flusso monetario del caso A nel tempo

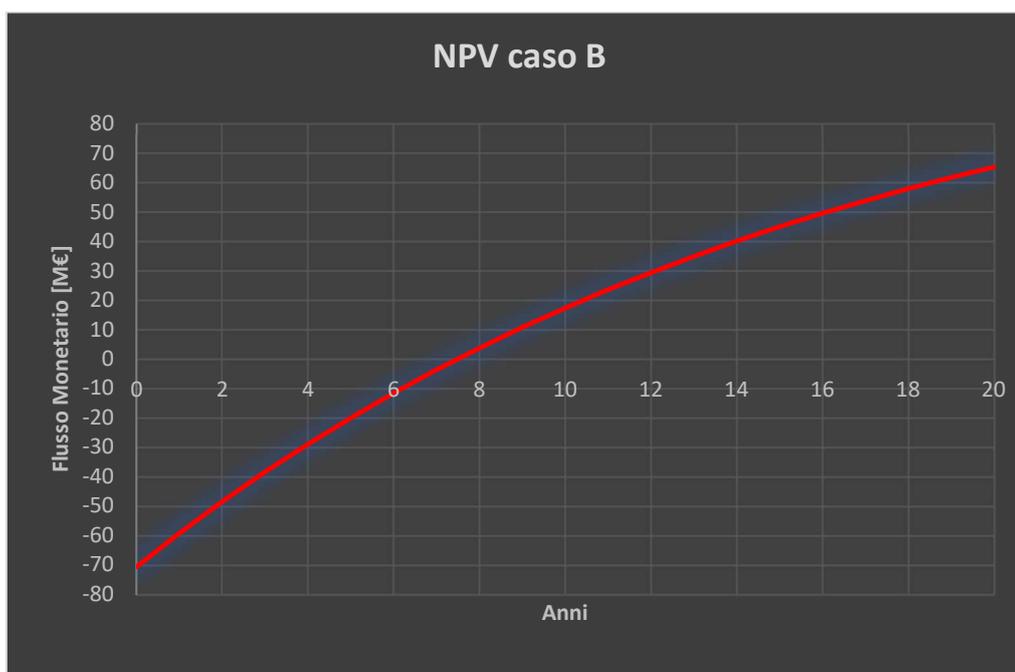


Figura 4.48 Risultati del flusso monetario del caso B nel tempo

Il valore nel caso “B” risulta molto più elevato dovuto al guadagno maggiore dell’energia termica corrispondente ad un investimento contenuto (10,7M€ di cui 7,4M€ per l’ampliamento della rete) per la rete di TLR essendo quest’ultima già presente (con un investimento medio solo per la rete fino al 2019 di circa 17 M€). È importante sottolineare che gli incentivi sono presenti solo per i primi vent’anni, dunque se si valutasse un periodo più lungo questo tipo di ricavo sarebbe uguale a zero, a meno di altri interventi migliorativi soggetti ad ulteriori incentivi.

Si calcola poi il Pay Back Time (PBT), ossia il tempo del ritorno dell'investimento (in italiano è il tasso di rendimento interno, TIR), il quale è già intuibile osservando le fig. 4.47 e 4.48; esso è il valore temporale in cui il NPV è pari a zero. [52] Il calcolo è fatto con Excel in maniera sostitutiva.

$$A) PBT = 10,019 \text{ anni} = 10 \text{ anni} \quad (4.124)$$

$$B) PBT = 7,489 \text{ anni} = 7 \text{ anni e } 6 \text{ mesi} \quad (4.125)$$

Si osserva come il ritorno dell'investimento sia più veloce nel caso "B" anche in questo caso la motivazione è la presenza della rete di TLR esistente.

Si calcola anche il Benefit Cost Ratio (BCR), ossia l'indice di profittabilità, che descrive la profittabilità media per unità di capitale investito; un indice maggiore indica un investimento maggiormente conveniente.

$$A) BCR = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n}}{I} = 1,5433 \quad (4.126)$$

$$B) BCR = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n}}{I} = 1,9237 \quad (4.127)$$

Si vede come il caso "B" sia più fruttuoso come investimento⁵⁷.

Dato questo valore è proposto l'andamento del flusso di denaro in un caso intermedio (C), considerando un periodo di transizione di cinque anni. Nei primi cinque anni coesistono il TLR attuale ed il TMV; dopodiché il TMV diventa la fonte principale del TLR. Il caso "C" risulta il più realistico perché considera un periodo di transizione tra un caso ed un altro, aumentando la profittabilità del caso "A". Esso avrà tutti gli indici calcolati in precedenza inferiori al caso "B" e superiori al caso "A".

$$NPV = -I + \sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n} = 49,2 \text{ M€} \quad (4.128)$$

$$PBT = 9,816 \text{ anni} = 9 \text{ anni e } 10 \text{ mesi} \quad (4.129)$$

⁵⁷ Il BCR è stato eseguito anche considerando i costi di investimento di tutta la rete ed il risultato è pari a BCR=1,5525, ossia esisterebbe una maggiore convenienza anche se minima nella costruzione di una rete di TLR piuttosto che la vendita di energia termica ad un'altra azienda. Questo implica che un allaccio maggiore alla rete indicherebbe una profittabilità ancora maggiore, considerando i limiti della zona.

$$BCR = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{D_n}{(1+i)^n}}{I} = 1,6952 \text{ (4.130)}$$

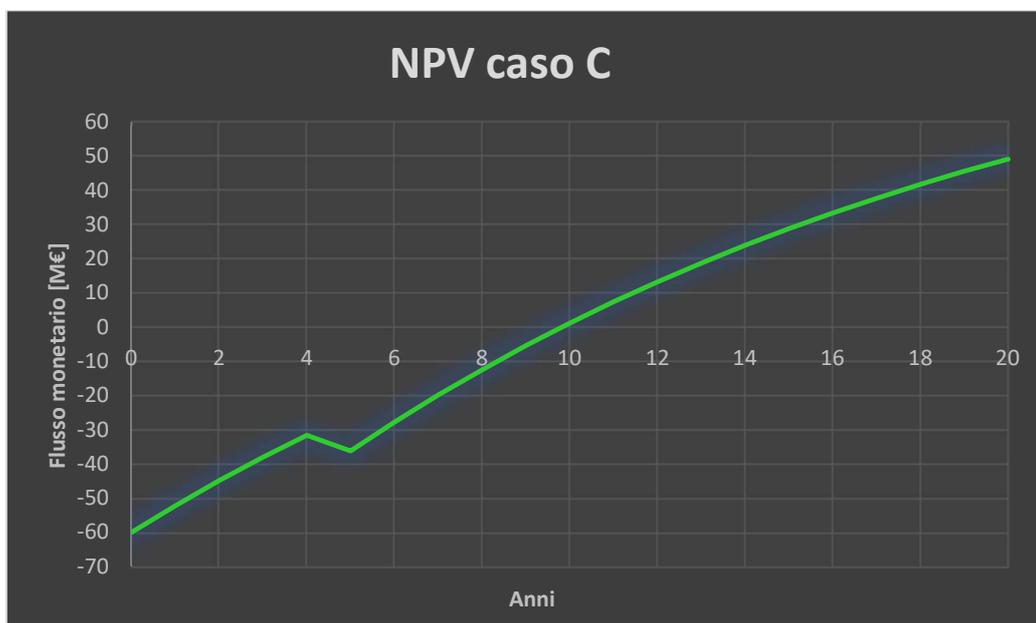


Figura 4.498 Risultati del flusso monetario del caso C nel tempo

La Fig. 4.49 riporta l'andamento del flusso monetario del caso "C"; l'inflessione per il quinto anno è dovuta all'investimento per il TLR dei 10,7 M€.

CONCLUSIONI

Il rifiuto è una fonte costante prodotta della società odierna; sfruttare energeticamente la quota non riciclabile in un TMV risulta essere un metodo perché questa non vada sprecata in discarica. Il rifiuto, come combustibile, può avere un ruolo importante nella transizione da combustibili fossili ad energie più pulite, nonostante anch'esso non sia una fonte totalmente green. Tuttavia, la sua decomposizione e di conseguenza le sue emissioni sono inevitabili, lo stoccaggio in discarica nasconde questo aspetto che troppo spesso viene ignorato. Distruggere il rifiuto permette non solo di recuperare energia ma anche ridurre i problemi che esso può creare all'ambiente.

La costruzione di un TMV a Biella crea un nuovo impianto per la produzione di energia termica ed elettrica, che può essere un bene sia dal punto di vista del territorio sia per la rete di TLR in espansione. Sfrutta localmente la presenza di rifiuto nel TMB di Cavaglià, evitando quindi il suo trasporto per centinaia di chilometri in direzione di altri TMV; dunque evitando costi ed emissioni. La quota in uscita dal TMB di Cavaglià ora diretta verso la Lombardia per il recupero energetico, se sfruttata a Biella, potrebbe essere sostituita da una quota equivalente di rifiuti di un altro TMB piemontese riducendo pertanto la destinazione in discarica.

L'utilizzo di un TMV in cogenerazione, sia nel caso integrato al TLR sia nel caso di fonte principale, permette una notevole riduzione dell'uso di fonti fossili, il cui risparmio ammonta a circa 15000 tep/anno per ogni caso, pari a circa 100000 barili di petrolio annui. Anche le emissioni sono in lieve calo secondo il sistema di conteggio utilizzato pari oltre 8000 ton/anno di CO₂ per entrambi i sistemi analizzati. Questi risparmi con un ampliamento del TLR risulterebbero addirittura più elevati, a maggior ragione nel caso in cui vengano installati sistemi che sfruttano l'energia termica durante la stagione estiva.

In grande scala questi risparmi potrebbero permettere un allungamento delle risorse di gas naturale, ossia la fonte che si presuppone sia maggiormente utilizzata nei prossimi decenni.

Esiste anche un guadagno economico rilevante per le società che potrebbero guadagnare oltre 50 milioni di euro considerando 20 anni di vita dell'impianto; a fronte di un investimento di 70 milioni.

Si è scelto di riportare alcune idee per eventuali studi futuri e realizzazioni che potrebbero essere utili a livello ambientale, economico e tecnico.

La prima idea riguarda l'installazione di macchine ad assorbimento presso le utenze. Queste macchine sfruttano l'energia termica per generare "fresco", si parla infatti di teleraffrescamento. Questa tecnica permetterebbe un utilizzo maggiore del teleriscaldamento durante il periodo estivo, potendo sfruttare maggiormente il TMV in assetto cogenerativo, riducendo quindi l'energia elettrica usata per alimentare i condizionatori tradizionali per raffrescare. Il risparmio di energia primaria ed emissioni è maggiore non solo per una quota maggiore cogenerativa, ma anche perché "si salta un passaggio di produzione", cioè si utilizza un'energia meno pregiata (quella termica) rispetto a quella elettrica per ottenere lo stesso fine (raffrescare). Si parla in questo caso di trigenerazione, essendo tre i prodotti: energia elettrica, calore e "fresco". Tuttavia, attualmente questo tipo di macchine risulta molto costoso per questo motivo non sono ancora largamente utilizzate, ma in un prossimo futuro potrebbe essere un'opzione decisamente più fattibile.

La seconda idea riguarda l'utilizzo di un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno H_2 , da stoccare ed usare poi come combustibile. L'elettrolizzatore è una cella a combustibile in grado di produrre H_2 partendo dall'acqua; esso richiede energia elettrica e termica. Grazie a questo tipo di macchina, l'impianto avrebbe un grado di libertà in più, poiché si svincolerebbe parzialmente dal mercato elettrico potendo decidere se vendere l'energia elettrica alla rete oppure sfruttarla per la produzione di H_2 , a seconda della convenienza economica. Inoltre, l'eventuale surplus di energia elettrica prodotta oltre alle richieste della rete sarebbe in questo modo maggiormente valorizzato. In particolare, si potrebbe anche aumentare la produzione di calore oltre alle richieste della rete di TLR e sfruttarla con l'elettrolizzatore sia immediatamente sia inserendola negli accumuli aspettando il momento più opportuno seguendo il mercato elettrico. Il costo di questo tipo di installazione è il principale ostacolo per questo tipo di realizzazione. Anche in questo caso si parla di trigenerazione; questa opzione non risulta in contrasto con la precedente, è possibile anche una coesistenza, si parlerebbe in quel caso di tetragenerazione.

Un'altra idea riguarda l'installazione di un impianto per la produzione di biogas, per trattare anche l'organico proveniente dalla raccolta differenziata e poterlo sfruttare (dopo un eventuale arricchimento) sia nel TMV sia negli ausiliari, che per una vendita. Il lato positivo principale tuttavia sarebbe un maggior raggio di azione per quanto riguarda i rifiuti, dati i costi attuali ed i consumi ridotti di gas del TMV in questione. In questo caso però si potrebbe imbastire uno studio sugli effetti positivi di un utilizzo maggiore gas nel TMV per aumentare la produzione ed i rendimenti. Anche in questo caso i costi risultano molto elevati al giorno d'oggi, tuttavia in un futuro potrebbero essere ridotti.

Lista degli acronimi

ASE: Assetto Solo Elettrico

BCR: Benefit Cost Ratio

BG: Bag Filter

CDR: Combustibile Derivato da Rifiuto

CSS: Combustibile Solido Secondario

D. Lgs.: Decreto Legislativo

D.M.: Decreto Ministeriale

DSI: Dry Sorbent Injection

ESP: Electro-Static Precipitator

FGC: Flue-Gas Cleaning

GdV: Generatore di Vapore

GN: Gas Naturale

NPV: Net Present Value

PBT: Pay Back Time

PC: Potere Calorifico

PCI: Potere Calorifico Inferiore

PCS: Potere Calorifico Superiore

PM: Particulate Matter

PS: Produzione Separata

RU: Rifiuti Urbani

RD: Rifiuti Differenziati

RUI: Rifiuti Urbani indifferenziati

SCR: Selective Catalytic Reduction

Semi-WS: Semi-Wet Scrubber

SNCR: Selective Non-Catalytic Reduction

TEP: Tonnellata di Petrolio Equivalente

TIR: Tasso Interno di Rendimento

TLR: Teleriscaldamento

TMB: Trattamento Meccanico-Biologico

TMV: Termovalorizzatore

VAN: Valore Netto Attuale

WS: Wet Scrubber

WACC: Weighted Average Cost of Capital

WtE: Waste to Energy

Lista dei Simboli Chimici

As: Arsenico

Cd: Cadmio

CH₄: Metano

CO: Monossido di Carbonio

CO₂: Anidride Carbonica

Cr: Cromo

Cu: Rame

H₂: Idrogeno

H₂O: Acqua

Hg: Mercurio

HCl: Cloruro di Idrogeno (Acido Cloridrico)

HF: Fluoruro di Idrogeno (Acido Fluoridrico)

Mn: Manganese

N₂: Azoto

NaOH: Idrossido di Sodio

NH₃: Ammoniaca

Ni: Nichel

NO_x: Ossidi di Azoto

NO: Monossido di Azoto

NO₂: Diossido di Azoto

N₂O: Ossido di Diazoto

O₂: Ossigeno

Pb: Piombo

SO_x: Ossidi di Zolfo

SO₂: Anidride Solforosa

SO₃: Anidride Solforica

Lista delle figure

- Fig. 1.1 Numero impianti presenti in Piemonte per tipologia Fonte [11]
- Fig. 1.2 Quantitativi di RU e di rifiuti da trattamento RU smaltiti in discarica in Piemonte Fonte [11]
- Fig. 1.3 Smaltimento in discarica ripartizione percentuale dei rifiuti smaltiti in impianti che ricevono RU in Piemonte anno 2018 Fonte [11]
- Fig. 1.4 Localizzazione dei TMB in Piemonte Fonte [11]
- Fig. 1.5 Ripartizione percentuale output TMB in Piemonte nel 2018 Fonte [11]
- Fig. 1.6 Ripartizione percentuale dei RU trattati nel TMB di Cavaglià nel 2018 Fonte [11]
- Fig. 1.7 Ripartizione percentuale output TMB Cavaglià nel 2018 Fonte [11]
- Fig. 2.1 Esempio di impianto di incenerimento per i rifiuti solidi urbani con trattamento dei fumi Fonte [14]
- Fig. 2.2 Esempio dei componenti fornace grate e sistema di recupero del calore per un impianto a rifiuti solidi urbani Fonte [14]
- Fig. 2.3 Esempio di una camera di Incenerimento Fonte [14]
- Fig. 2.4 Esempio di uno scaricatore di ceneri pesante Fonte [18]
- Fig. 2.5 Esempio di superfici di scambio termico nella generazione del vapore Fonte [14]
- Fig. 2.6 Formazione degli NOx in funzione della temperatura Fonte [20]
- Fig. 2.7 Schema che paragona l'efficienza energetica di un impianto di cogenerazione con i metodi tradizionali di produrre energia elettrica e calore Fonte [22]
- Fig. 3.1 Schema del teleriscaldamento Fonte [31]
- Fig. 3.2 Zona di interesse del TLR attuale a Biella Fonte [32]
- Fig. 3.3 Utenze allacciate al TLR di Biella nel tempo Fonte [32]

Fig. 3.4 Andamento della produzione prevista per il TLR di Biella Fonte [32]

Fig. 3.5 Andamento dei gradi giorno Biella nella stagione invernale 2020 Fonte [32]

Fig. 3.6 Andamento della potenza del 12/12/19 Fonte [32]

Fig. 3.7 Trend utilizzo gas naturale e combustibili fossili in Italia Fonte [34]

Fig. 4.1 Zona di interesse

Fig. 4.2 Schema funzionale ciclo termico

Fig. 4.3 Andamento della potenza elettrica in funzione della potenza termica

Fig. 4.4 Andamento dei rendimenti

Fig. 4.5 Istogramma dei rendimenti con diverse potenze termiche

Fig. 4.6 Schema flussi di massa ed energia

Fig. 4.7 Andamento della potenza giornaliero di un giorno nel 2019 Fonte [33]

Fig. 4.8 Andamento ipotizzato di un giorno invernale nel 2025

Fig. 4.9 Schema TMV con i relativi flussi di massa ed energia

Fig. 4.10 Risparmi per il TLR con il baseload da TMV

Fig. 4.11 Risparmio Costi Centrale TLR

Fig. 4.12 Risultati del confronto di energia primaria tra PS (TLR) e cogenerazione da TMV

Fig. 4.13 Risultati del confronto di emissioni di CO₂ tra PS (TLR) e cogenerazione da TMV

Fig. 4.14 Produzione di calore della centrale TLR

Fig. 4.15 Consumi gas naturale centrale TLR

Fig. 4.16 Risultati del confronto di energia primaria tra PS (dom) e cogenerazione della centrale di TLR

Fig. 4.17 Risultati del confronto emissioni di CO₂ tra PS (dom) e cogenerazione della centrale di TLR

Fig. 4.18 Schema dei flussi di massa ed energia del TLR integrato con il TMV

Fig. 4.19 Risparmio energia primaria con gli impianti di TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Fig. 4.20 Risparmio energia primaria in 30 anni con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Fig. 4.21 Risparmio emissioni di CO₂ con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Fig. 4.22 Risparmio emissioni di CO₂ in 30 anni con TMV e TLR rispetto alla PS (dom)

Fig. 4.23 Schema flussi di massa ed energia

Fig. 4.24 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

Fig. 4.25 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

Fig. 4.26 Provenienza del calore per soddisfare l'utenza

Fig. 4.27 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di dicembre-gennaio 2025

Fig. 4.28 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

Fig. 4.29 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

Fig. 4.30 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di febbraio-marzo-novembre 2025

Fig. 4.31 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

Fig. 4.32 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

Fig. 4.33 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di aprile-maggio-ottobre 2025

Fig. 4.34 Andamento della potenza termica in relazione alla curva di carico di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

Fig. 4.35 Curva di carico con relativi flussi di energia di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

Fig. 4.36 Andamento della potenza elettrica in relazione alla potenza termica di un giorno di riferimento di giugno-luglio-agosto-settembre 2025

Fig. 4.37 Schema dei flussi di massa ed energia del TMV

Fig. 4.38 Risultati confronto Energia Primaria tra TMV e PS (dom)

Fig. 4.39 Risultati confronto Emissioni di CO₂ tra TMV e PS (dom)

Fig. 4.40 Risultati confronto Energia Primaria ed Emissioni di CO₂ tra TMV e PS (dom) in 30 anni

Fig. 4.41 Risultati del confronto dei rendimenti del solo TMV Caso A e B

Fig. 4.42 Risultati del confronto dei rendimenti del TMV+TLR Caso A e B

Fig. 4.43 Confronto dei risultati delle analisi con TMV integrato al TLR attuale (A) e con TMV fonte principale del TLR (B)

Fig. 4.44 Costi totali di Investimento di un impianto TMV in funzione del carico termico Fonte Elaborazione Enea [50]

Fig. 4.45 Costi totali annuali di Gestione di un impianto TMV in funzione del carico termico Fonte Elaborazione Enea [50]

Fig. 4.46 Percentuali sul totale dei costi di Gestione di un impianto TMV Fonte Elaborazione Enea su dati regione Lombardia [50]

Fig. 4.47 Risultati del flusso monetario del caso A nel tempo

Fig. 4.48 Risultati del flusso monetario del caso B nel tempo

Fig. 4.49 Risultati del flusso monetario del caso C nel tempo

Lista delle tabelle

- Tab. 1.1 Il recupero della raccolta differenziata piemontese - anno 2013 Fonte [2]
- Tab. 1.2 Confronto rifiuti in ingresso TMB e Discarica a Cavaglià Fonte [9]
- Tab. 1.3 Produzione totale di rifiuti urbani per regione, anni 2014 – 2018 Fonte [10]
- Tab. 1.4 Produzione e RD regionale, anni 2014-2018 Fonte [10]
- Tab. 1.5 Volumetrie discariche in Piemonte al 2018 Fonte [11]
- Tab. 1.6 Produzione RU in Lombardia nel 2018 Fonte [12]
- Tab. 1.7 Produzione RU in Piemonte nel 2018 Fonte [12]
- Tab. 1.8 Confronto tra Piemonte e Lombardia RU stoccati in discarica nel 2018
Fonte [11]
- Tab. 1.9 Confronto tra Piemonte e Lombardia TMB e RU trattati nei TMB nel 2018
- Tab. 1.10 RU trattati nei TMB in Piemonte nel 2018 Fonte [11]
- Tab. 1.11 Caratteristiche TMB Cavaglià input e output relativi all'anno 2018 Fonte
[11]
- Tab. 1.12 Produzione di RU indifferenziati in Piemonte per provincia nel 2018 Fonte
[12]
- Tab. 1.13 RU da trattamenti termodistrutti in Piemonte nel 2018 Fonte [11]
- Tab. 1.14 Confronto output TMB a discarica e input RU trattati in discarica Fonte
[11]
- Tab. 2.1 Impatti dei diversi tipi di rifiuto rimossi Fonte [15]
- Tab. 2.2 Vantaggi e Svantaggi del CSS Fonti [13] [16]
- Tab. 2.3 Caratteristiche necessarie CSS Fonte [16]
- Tab. 2.4 FGC in Europa Fonte [19]

Tab. 2.5 Rifiuti conferiti al TMV di Torino nell'anno 2017 Fonte [23]

Tab. 2.6 Emissioni del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Tab. 2.7 Limiti al superamento di emissione previsti dalla legge Fonte [23]

Tab. 2.8 Emissioni di mercurio del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Tab. 2.9 Sostanze solide di scarto del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Tab. 2.10 Energia elettrica del TMV di Torino anno 2017 Fonte [23]

Tab. 2.11 Stime del recupero energetico del TMV di Torino Fonte [26]

Tab. 3.1 Produzione prevista per il TLR di Biella Fonte [32]

Tab. 3.2 Dislocazione della produzione del TLR di Bergamo Fonte [31]

Tab. 3.3 Bilancio energetico nazionale 2017 Fonte [34]

Tab. 3.4 Indici di stabilità di alcuni paesi Fonte [37]

Tab. 3.5 Prezzi smaltimento rifiuti provincia di Bolzano Fonte [38]

Tab. 4.1 Condizioni di lavoro ciclo termico

Tab. 4.2 Differenze di entalpia specifica

Tab. 4.3 Risultati dei calcoli in funzione della potenza termica richiesta

Tab. 4.4 Dati dei combustibili del TMV di Bergamo Fonte [30]

Tab. 4.5 Distanze dal TMB di Cavaglià dei TMV nelle vicinanze Fonte [45]

Tab. 4.6 Contributo allacciamento al TLR di IREN Fonte [49]

Tab. 4.7 Riassunto risultati dei differenti periodi

Tab. 4.8 Riassunto dei risultati delle due analisi

Tab. 4.9 Fasce orarie dell'energia elettrica secondo giorno ed ora Fonte [51]

Tab. 4.10 Prezzi medi mensili per fascia nel 2019 per il ritiro dedicato nella zona Nord [51]

Tab. 4.11 Costi di manutenzione e gestione per la rete di TLR Fonte [54]

BIBLIOGRAFIA

- [1] Decreto legislativo n. 152/2006 parte IV – gestione dei rifiuti
- [2] Regione Piemonte-Report Riciclo Garantito 2015
- [3] Emissioni atmosferiche da discariche di rifiuti in Lombardia: stato attuale e scenari tecnologici di riduzione
- [4] Istituto Superiore della Sanità: Metodi per la valutazione della "Componente salute" nell'analisi di impatto ambientale
- [5] Leachate quality from landfilled MBT waste
- [6] Landfilling of mechanically biologically pretreated waste
- [7] Biogas upgrading technologies – developments and innovations
- [8] Landfill gas generation after mechanical biological treatment of municipal solid waste. Estimation of gas generation rate constants
- [9] Dati sul sito regione Piemonte_ ambiente e territorio_ rifiuti urbani [Quantitativi di rifiuti raccolti nel 2017 in modo differenziato e indifferenziato](#); informazioni prese dal Sistema Informativo Regionale Rifiuti (SIRR)
- [10] ISPRA Rapporto rifiuti urbani versione integrale 2019
- [11] ISPRA Rifiuti Urbani_Gestione dei rifiuti Urbani_Regionale riferiti al 2018
- [12] ISPRA Rifiuti Urbani_Produzione dei rifiuti Urbani_Regionale riferiti al 2018
- [13] Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration 2019
- [14] UBA, Draft of a German Report for the creation of a BREF document "waste incineration", 2001.
- [15] TWG Comments on Draft 2 on Waste Incineration BREF, 2004.
- [16] DM_AMBIENTE 05_02_1998
- [17] Il Termovalorizzatore di Torino Convegno Solvay Unicusano 03 Fasone TRM 15.10.29
- [18] Germany, German proposal on residues treatment, 2014
- [19] TWG, Data collection 2016, 2016.
- [20] Austria, *State of the art for waste incineration plants*, 2002.
- [21] Emissione di diossine da inceneritori, ENEA - Dipartimento Protezione Ambientale e Salute dell'Uomo, Centro Ricerche Energia Casaccia
- [22] [Fenice - Biellaclub](#)

- [23] Relazione annuale impianto TMV di Torino relativa al funzionamento ed alla sorveglianza dell'impianto 2017
- [24] Ecoage
- [25] Enea
- [26] Sito TRM IREN
- [27] Sito A2A su TMV Bergamo
- [28] Brochure TMV Bergamo di A2A
- [29] Bilancio sostenibilità 2018 città di Bergamo di A2A
- [30] Area Termovalorizzatore Bergamo Dichiarazione Ambientale 2019
- [31] Sito di A2A calore e servizi
- [32] Dati forniti da Engie
- [33] Engie
- [34] Fonte dati energia in Italia ministero dello sviluppo economico, bilancio energetico nazionale metodo classico
- [35] Sito Enea, L'energy manager nel mercato del gas
- [36] Fonte dati su gas ministero dello sviluppo economico DGSAIE
- [37] Grafici sulla sicurezza dei paesi su *Worldwide Governace Indicators*
- [38] Prezzi smaltimento rifiuti 2020 provincia di Bolzano
- [39] Interviste con il personale degli impianti (Engie)
- [40] Commissione Europea "*Integrated Pollution Prevention and Control – Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Inceneration*", capitolo 3.5.3, dell'agosto 2006, ed anche nella Direttiva CEE/CEEA/CE n° 98 del 19/11/2008 e nell' All. C alla parte IV titolo I del 152/2006 e s.m.i.
- [41] Dato di Eurostat
- [42] Report Terna 2017
- [43] ISPRA Fattori di emissione atmosferica di CO₂ ed altri gas a effetto serra nel settore elettrico
- [44] D.M. 18 dicembre 2008 / Legge 30 dicembre 2008, n. 210
- [45] Calcolo percorso più breve da google maps, informazioni sugli impianti ISPRA
- [46] Allegati H e L del D.Lgs 192/05 adeguato al D.Lgs 311/06 e modificato dal D.M. 26.06.2009 art. 7

- [47] ISPRA Tabella dei parametri degli standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas effetto serra ai sensi del D.Lgs n. 30 del 2013
- [48] Ministero dello Sviluppo Economico Analisi e statistiche energetiche e minerarie
- [49] IREN
- [50] Aspetti Economici del recupero energetico da rifiuti urbani
- [51] Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato (*articolo 13.4, “Allegato A”, deliberazione AEEG 280/07*)
- [52] Procedura per la gestione dell’incentivo ex Certificati Verdi
- [53] Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento
- [54] Analisi preliminare teleriscaldamento, Quartiere Casarico
- [55] Valore calcolato sul sito del “WACC Expert” per il 2020 secondo una precisa metodologia

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il mio relatore prof. Vittorio Verda e la correlatrice Ing. Elisa Guelpa, che sono stati molto disponibili ad accettare la mia proposta per questa tesi, a cui tenevo particolarmente. Ringrazio Sofia, parte di questo team di ricerca, il cui apporto è stato fondamentale per lo svolgimento di questo studio. Ringrazio la società Engie ed i suoi dipendenti che sono stati molti disponibili a fornirmi i dati di cui avevo bisogno.

Ringrazio i miei genitori che mi hanno permesso di affrontare in totale serenità l'università, sia attraverso il sostegno economico che morale, lasciandomi sempre libero di scegliere ciò che fosse meglio per me. Ringrazio mia sorella, sempre alla ricerca di nuovi studi, il che mi stimola ad approfondire le mie conoscenze.

Ringrazio Fabio, amico di università e collega ideale in un numero indefinito di progetti affrontati in questi cinque anni, sempre pronto a darmi consigli qualora ne avessi bisogno. Ringrazio Mariella che mi ha aiutato a migliorare la stesura di questa tesi.

Ringrazio i miei amici e compagni di università, sia di triennale che di magistrale, con ho passato dei bei momenti sia al Politecnico che fuori.

Per ultimi ma non ultimi, ringrazio i miei amici del gruppo "I Cenoni", che sono stati sempre presenti in questi anni, sia nei bei momenti che in quelli più difficili, nonostante la distanza ho sempre saputo di poter contare su di loro. In particolare, i compagni di mille avventure che hanno vissuto il periodo universitario con me a Torino.