

REGIONE  
LOMBARDIA

PROVINCIA DI  
MANTOVA

COMUNE DI  
MANTOVA

**RIESAME CON VOLTURA DELL'AUTORIZZAZIONE  
INTEGRATA AMBIENTALE  
Stabilimento di Mantova**



Doc. 1

*Impianti produzione carta e impianti produzione energia  
ulteriore aggiornamento tecnologico*

Committente:



*Sede legale:*  
Via Pesenti, 1  
38060 Villa Lagarina (TN)  
Tel. 0464 411511; Fax 0464 410400  
*Sede stabilimento:*  
Viale Poggio Reale, 9  
46100 Mantova

Impianti di produzione energia:



Via Ettore Cristoni, 80  
40033 Casalecchio di Reno (BO)  
info@reia.it  
Tel./Fax 051 0403270

Redattore:



c/o Parco Scientifico Tecnologico VEGA  
ed. Auriga - Via delle Industrie, 9  
30175 Marghera (VE)  
www.eambiente.it; info@eambiente.it  
Tel. 041 5093820; Fax 041 5093886

Permitting

Commessa: 16.04000

Rev.	Data	Oggetto	File	Redatto	Verificato	Approvato
00	16/05/2016	Revisione	Ult_agg_tecnol_rev00.docx	ER	CP	GC

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>3</b>
<b>2. CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA .....</b>	<b>4</b>
2.1 POTENZE E RENDIMENTI .....	5
<b>3. CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS .....</b>	<b>6</b>
3.1 POTENZE E RENDIMENTI .....	6
<b>4. CONFIGURAZIONE CON 1 TURBOGAS .....</b>	<b>7</b>
4.1 POTENZE E RENDIMENTI .....	9
<b>5. CONFRONTO CONFIGURAZIONI .....</b>	<b>10</b>
<b>6. EMISSIONI IN ATMOSFERA .....</b>	<b>14</b>
6.1 IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA .....	14
6.1.1 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA.....	14
6.1.2 QUADRO EMISSIVO IMPIANTO DI RECUPERO ENERGETICO – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA.....	15
6.1.3 QUADRO EMISSIVO COMPLESSIVO IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA .....	15
6.1.4 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS.....	19
6.1.5 QUADRO EMISSIVO IMPIANTO DI RECUPERO ENERGETICO .....	21
6.1.6 QUADRO EMISSIVO COMPLESSIVO IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA – CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS .....	21
6.1.7 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE CON 1 TURBOGAS.....	25
6.1.8 CONFRONTO QUADRI EMISSIVI.....	28
<b>7. ELIMINAZIONE DELL’EMISSIONE E13 .....</b>	<b>34</b>
<b>8. CONCLUSIONI .....</b>	<b>38</b>

## INDICE TABELLE

<i>Tabella 2.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione autorizzata .....</i>	<i>5</i>
<i>Tabella 3.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione con 2 turbogas .....</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 4.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione singolo turbogas .....</i>	<i>9</i>
<i>Tabella 6.1. Caratteristiche del gas naturale.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabella 6.2. Portate nominali delle Caldaie Sulzer .....</i>	<i>14</i>
<i>Tabella 6.3. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione autorizzata .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 6.4. Quadro emissivo Imp. Recupero energetico – configurazione autorizzata.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 6.5. Quadro emissivo complessivo impianti produzione energia – configurazione autorizzata .....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 6.6. Portate nominali della CTE a gas naturale (configurazione 2 Turbogas).....</i>	<i>19</i>
<i>Tabella 6.7. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione con 2 turbogas .....</i>	<i>22</i>



Tabella 6.8. Quadro emissivo Imp. Recupero energetico – configurazione di progetto.....	23
Tabella 6.9. Quadro emissivo complessivo impianti produzione energia – configurazione di progetto.....	24
Tabella 6.10. Portate nominali della CTE a gas naturale (configurazione 1 Turbogas).....	25
Tabella 6.11. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione con 1 turbogas.....	27
Tabella 6.12. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia.....	28
Tabella 6.13. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia.....	29
Tabella 6.14. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia.....	29

## INDICE FIGURE

Figura 4.1. Schema di massa ed energia (configurazione progettuale con 1 Turbogas).....	8
Figura 5.1. Confronto potenzialità CTE a gas naturale.....	10
Figura 5.2. Confronto rendimenti CTE a gas naturale.....	10
Figura 5.3. Confronto potenzialità impianto di recupero energetico.....	11
Figura 5.4. Confronto rendimenti impianto di recupero energetico.....	11
Figura 5.5. Confronto potenzialità totale impianti.....	12
Figura 5.6. Confronto rendimenti totale impianti.....	12
Figura 6.1. Flussi di massa di Polveri, COT, HCl, NH <sub>3</sub> e microinq. Inorganici (tre configurazioni).....	30
Figura 6.2. Flussi di massa di SO <sub>x</sub> e CO (tre configurazioni).....	30
Figura 6.3. Flussi di massa di HF (tre configurazioni).....	31
Figura 6.4. Flussi di massa di NO <sub>x</sub> (tre configurazioni).....	31
Figura 6.5. Flussi di massa di IPA (tre configurazioni).....	32
Figura 6.6. Flussi di massa di PCDD, PCDF e PCB-DL (tre configurazioni).....	32
Figura 6.7. Flussi di massa di CO (conf. con 2 turbogas e conf. con 1 turbogas).....	33
Figura 6.8. Flussi di massa di NO <sub>x</sub> (conf. con 2 turbogas e conf. con 1 turbogas).....	33
Figura 7.1. Quadro emissivo impianti produzione carta (configurazione autorizzata).....	35
Figura 7.1. Quadro emissivo impianti produzione carta (configurazione di progetto con l’eliminazione dell’emissione E13).....	36



## 1. PREMESSA

Lo stabilimento di produzione carta per quotidiani di Mantova, in Via Poggio Reale 9, è autorizzato con Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dalla Provincia di Mantova con DD n. PD/944 del 23.06.14 alla ditta Burgo Group SpA.

Per cause di mercato l’attività produttiva è stata sospesa nel febbraio 2013.

Il 10 luglio 2015, con atto registrato al n. 9628, la ditta Cartiere Villa Lagarina S.P.A. del Gruppo PRO-GEST ha acquisito lo stabilimento subentrando nella proprietà e assumendone pienamente la gestione.

In data 30.12.2015 (Prot. n. 61042/15 – 61049/15) la ditta ha presentato istanza di riesame con voltura dell’AIA, con successivi perfezionamenti in atti al prot. n. 2724 del 20/01/2016, prot. n. 2721 del 20/01/2016 e prot n. 6069 del 08/02/2016.

In data 25.03.2016 si è svolta presso gli uffici della Provincia di Mantova la 2ª seduta della Conferenza dei Servizi (CdS) per l’iter di riesame con voltura.

In data 30.03.2016 la Provincia di Mantova ha inviato agli Enti e alla ditta il verbale e gli allegati relativi alla 2ª seduta della CdS. Nel verbale si riportano le richieste di integrazioni da parte degli Enti competenti.

A seguito delle richieste e osservazioni emerse in fase di Conferenza dei Servizi la ditta ha valutato la possibilità di incrementare ulteriormente l’efficienza del nuovo impianto di cogenerazione e recupero energetico, ai fini di una ulteriore riduzione dell’impatto ambientale dell’intero sistema. Tenendo conto, inoltre, dei dati di dimensionamento delle diverse macchine, è emerso che tale migliore efficienza di sistema può essere ottenuto passando dalla configurazione con due gruppi turbogas “Mars 100” ad una nuova configurazione con un solo gruppo turbogas “Titan 250”.

L’aggiornamento progettuale è finalizzato all’ottimizzazione dei consumi e dei rendimenti energetici e a un ulteriore miglioramento delle prestazioni ambientali, ottenibile mediante la massima applicazione delle BAT.

Infine, l’adozione della migliore tecnologia disponibile per la produzione della carta permette di eliminare l’emissione in atmosfera E13 (E104 nella vecchia numerazione dei camini), consentendo di migliorare ulteriormente il quadro emissivo delle polveri.

Nella presente relazione sono approfonditi gli aspetti tecnici e ambientali relativi a tale aggiornamento tecnologico-progettuale.



## 2. CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA

L'impianto di produzione di energia esistente, come indicato chiaramente in AIA, è costituito da impianti di combustione per la produzione di energia termica ed elettrica con potenza calorifica di combustione complessiva di 152,4 MWt, costituiti da:

- centrale termoelettrica a Gas naturale, che produce vapore per gli usi di processo, 2 caldaie Sulzer da 69,35 MWt ciascuna, per un totale di 138,7 MWt e 26 MWe massimi producibili di energia elettrica;
- impianto di recupero energetico alimentato con i fanghi derivanti dalla fase di disinchiostrazione del processo di produzione della carta, di capacità nominale 13,7 MWt, per la produzione di energia elettrica con una potenza massima di 3,18 MWe.

L'attuale impianto inoltre è dotato di turbine a vapore per la produzione di energia elettrica e precisamente:

- una turbina a vapore mista (Sigla 60K), con portata massima in ingresso di 70 t/h; la turbina è suddivisa in due sezioni, una in contropressione con scarico a 5,0 bar abs/g ed una a condensazione con una portata massima in uscita di 50 t/h di vapore e con una produzione teorica di energia pari a 16.500 kWe;
- una turbina a vapore a contropressione (Sigla 60G), con portata massima di 70 t/h, a 5,0 bar abs/g e con una produzione teorica di energia pari a 9.500 kWe.

Per la loro costituzione, le turbine consentono la produzione di energia elettrica in funzione dell'esigenza di energia termica, vapore, per la produzione di carta – questa è la parte chiamata “contropressione” – e sono in grado di produrre energia elettrica andando in dissipazione mandando il vapore in condensazione.

È da rilevare che la disponibilità di vapore per la produzione corrisponde a circa 120 t/h di vapore a 5 bar abs/g che corrisponde alla potenza termica di circa 76,7 MWth necessaria per la produzione della carta e della pasta di carta.

Lo stabilimento Burgo di Mantova è attualmente dotato di un impianto di recupero energetico alimentato con fanghi di disinchiostrazione CER 03 03 05 di capacità nominale di 13,7 MWt per la produzione di energia elettrica con potenza massima di circa 3,18 MWe. La capacità autorizzata di recupero di rifiuti è pari a 80.000 ton/a (242,4 t/g).

Esso è costituito da:

- una camera primaria di combustione a letto fluido bollente da 10 t/h di rifiuti; la camera primaria opera a temperature superiori a 850°C;
- una camera secondaria di postcombustione operante a temperature inferiori a 850°C con tempi di permanenza dei fumi > di 2” utili per distruggere eventuali flussi gassosi contenenti cloro < 2%;
- una turbina a condensazione, alimentata con vapore e relativo alternatore;



- silo di raccolta delle ceneri leggere (CER 19 01 14) mentre le ceneri pesanti (CER 19 01 12) prodotte dal forno in quantità limitata, vengono smaltite all’esterno.

## 2.1 POTENZE E RENDIMENTI

Nella seguente tabella sono riportati i dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia nella configurazione autorizzata.

Tabella 2.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione autorizzata

<b>Impianto</b>	<b>Pot. Elettrica MW</b>	<b>Pot. Termica utile</b>	<b>Pot. Termica nominale</b>	<b>Rend. Elettrico</b>	<b>Rendimento Termico</b>	<b>Rendimento di sistema</b>
CTE	26,0	76,7	138,7	19%	55%	74%
Imp. Rec. energetico	3,18	0,0	13,7	23%	0	23%
Totale	29,18	76,7	152,4	19%	50%	69%



### 3. CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS

Il progetto di aggiornamento tecnologico, nella configurazione con 2 turbogas prevede:

- n. 2 gruppi turbogas Mars100 della potenza nominale di 11,43 MWe in esecuzione ad emissioni inquinanti ridotte – SoLoNO<sub>x</sub>;
- caldaia a recupero con post-combustione per la produzione di 70 t/h di vapore a 50 bar surriscaldato a 440°C, con riserva in “fresh-air”;
- sistema di recupero energetico dei residui di produzione (CER 03 03 07 e CER 03 03 10) per la potenzialità di 80.000 t/anno, completo di caldaia a recupero per la produzione di 33,8 t/h di vapore a 50 bar surriscaldato a 440°C;
- turbina a vapore a contropressione della potenza elettrica resa di circa 10,63 MWe.

Il sistema complessivo ha una potenza termica nominale di 127,66 MWt ed elettrica complessiva pari a 33,49 MWe.

Di fatto, l’adozione di un sistema cogenerativo accoppiato all’impianto di recupero energetico consente di ottenere elevati rendimenti elettrici, in linea con le Migliori Tecniche Disponibili (BAT) oltre che un risparmio di energia primaria estremamente rilevante.

#### 3.1 POTENZE E RENDIMENTI

Nella seguente tabella sono riportati i dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia nella configurazione con 2 turbogas

Tabella 3.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione con 2 turbogas

Impianto	Pot. Elettrica MW	Pot. Termica utile	Pot. Termica nominale	Rend. Elettrico	Rendimento Termico	Rendimento di sistema
CTE	30,03	47,07	94,85	32%	50%	81%
Imp. Rec. energetico	3,46	22,71	32,81	11%	69%	80%
Totale	33,49	69,78	127,66	26%	55%	81%



## 4. CONFIGURAZIONE CON 1 TURBOGAS

Nell’ottica di una migliore efficienza dell’impianto, ai fini di migliorare l’impatto emissivo dell’impianto, l’attuale configurazione progettuale prevede un solo gruppo turbogas “Titan 250” in luogo dei due “Mars 100”.

L’impianto che si intende realizzare è quindi così composto:

- N. 1 Gruppo turbogas Titan 250 della potenza nominale di 21,315 MWe in esecuzione ad emissioni inquinanti ridotte – SoLoNO<sub>x</sub>;
- Caldaia a recupero con postcombustione per la produzione di 73 t/h di vapore a 50 bar surriscaldato a 440°C, con riserva in “fresh-air”;
- Sistema di recupero energetico dei “residui di produzione” con sistema di combustione con forno a griglia per la potenzialità di 80.000 t/anno di residui di produzione, completo di caldaia a recupero per la produzione di 35,6 t/h di vapore a 50 bar surriscaldato a 440°C; il lieve incremento della portata di vapore viene ottenuto mediante ottimizzazione del recupero termico del calore dei fumi; si ottiene pertanto un incremento della potenza termica utile
- Turbina a vapore a contropressione della potenza elettrica resa di circa 10,44 MWe.

Di seguito un sintetico schema di massa ed energia per l’impianto in questione nella nuova configurazione con recupero dal forno dell’impianto di recupero energetico:





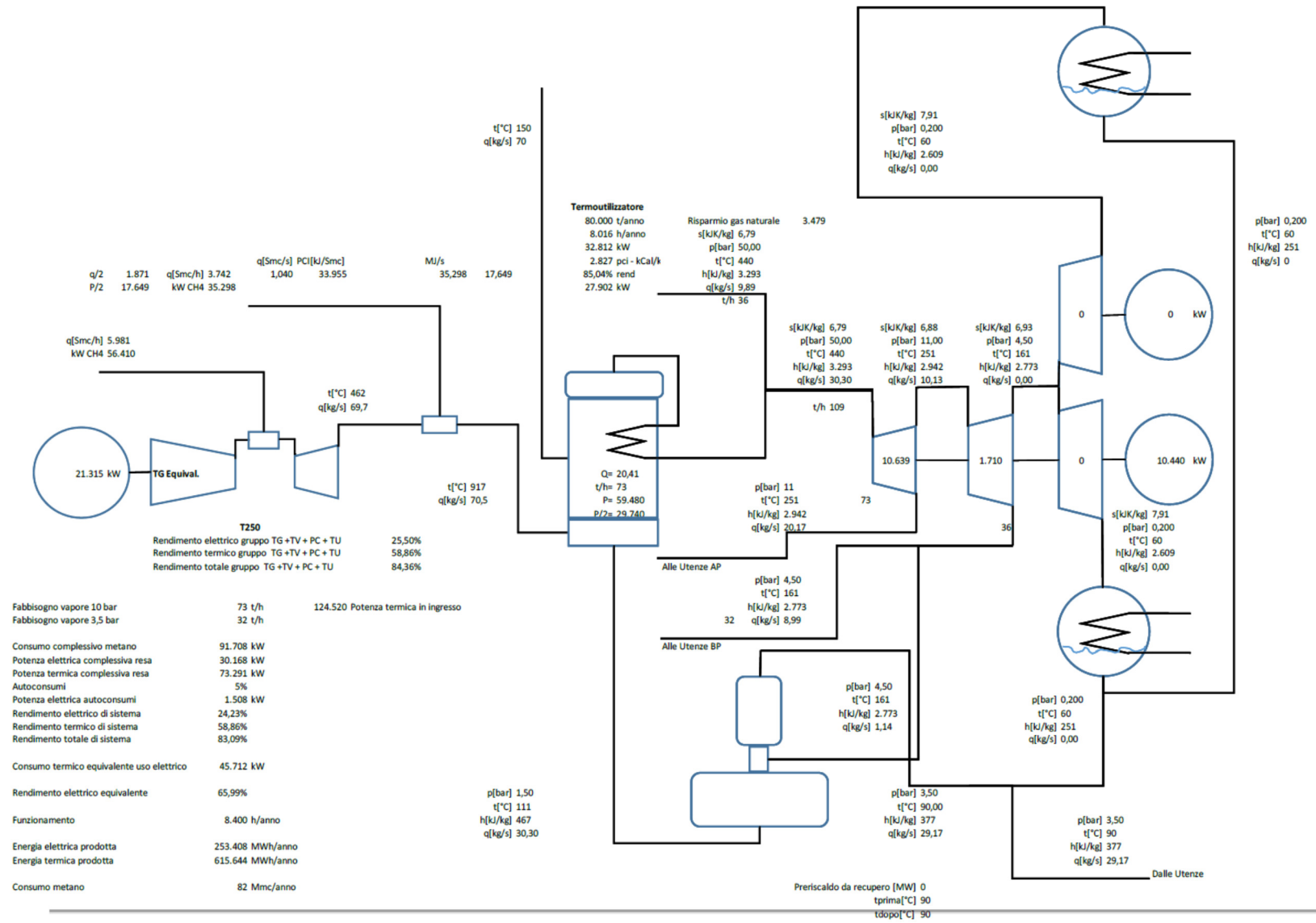


Figura 4.1. Schema di massa ed energia (configurazione progettuale con 1 Turbogas)



Il sistema costituito da impianto di cogenerazione e recupero energetico, nella sua configurazione rinnovata, avrà una potenza termica nominale di 124,52 MWt ed elettrica complessiva pari a 31,76 MWe.

La possibilità di recuperare il vapore prodotto dall'impianto di recupero energetico comporta il risparmio di potenza termica di 32,81 MWt, che corrispondono ad un risparmio di combustibile di circa 3.450 Sm<sup>3</sup>/h di gas naturale. Risulta pertanto evidente l'ulteriore miglioramento delle prestazioni impiantistiche rispetto alla configurazione autorizzata: su base annua il risparmio è stimato pari a 29 milioni di Sm<sup>3</sup> di gas naturale, pari a 23.000 TEP = 55.000 t di CO<sub>2</sub>.

Di fatto, l'adozione di un sistema cogenerativo accoppiato all'impianto di recupero energetico consente di ottenere elevati rendimenti elettrici, in linea con le Migliori Tecniche Disponibili (BAT) oltre che un risparmio di energia primaria estremamente rilevante.

#### 4.1 POTENZE E RENDIMENTI

Nella seguente tabella sono riportati i dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia nella configurazione con singolo gruppo turbogas.

Tabella 4.1. Dati di potenza e rendimento degli impianti di produzione di energia – configurazione singolo turbogas

Impianto	Pot. Elettrica MW	Pot. Termica utile	Pot. Termica nominale	Rend. Elettrico	Rendimento Termico	Rendimento di sistema
CTE	28,35	49,37	91,71	31%	54%	85%
Imp. Rec. energetico	3,41	23,92	32,81	10%	73%	83%
Totale	31,76	73,29	124,52	26%	59%	84%



## 5. CONFRONTO CONFIGURAZIONI

Nei seguenti grafici sono rappresentati i dati delle tabelle precedenti.

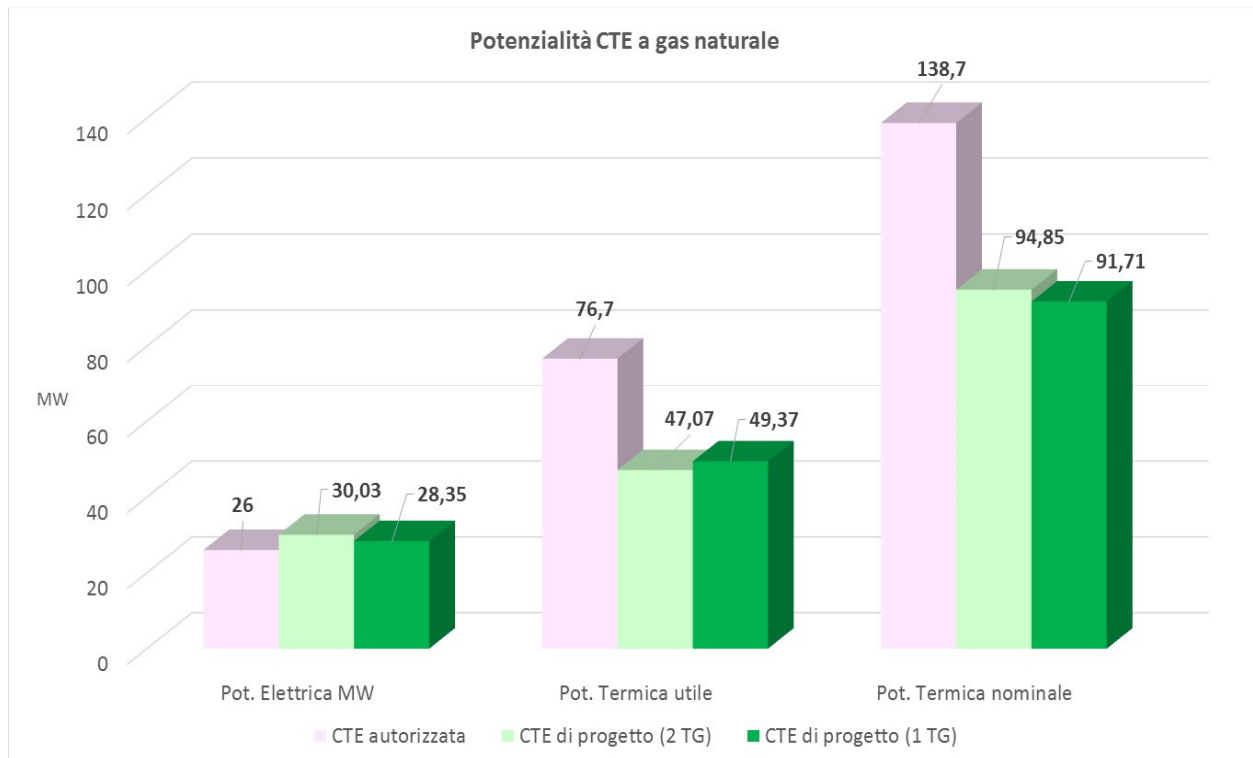


Figura 5.1. Confronto potenzialità CTE a gas naturale

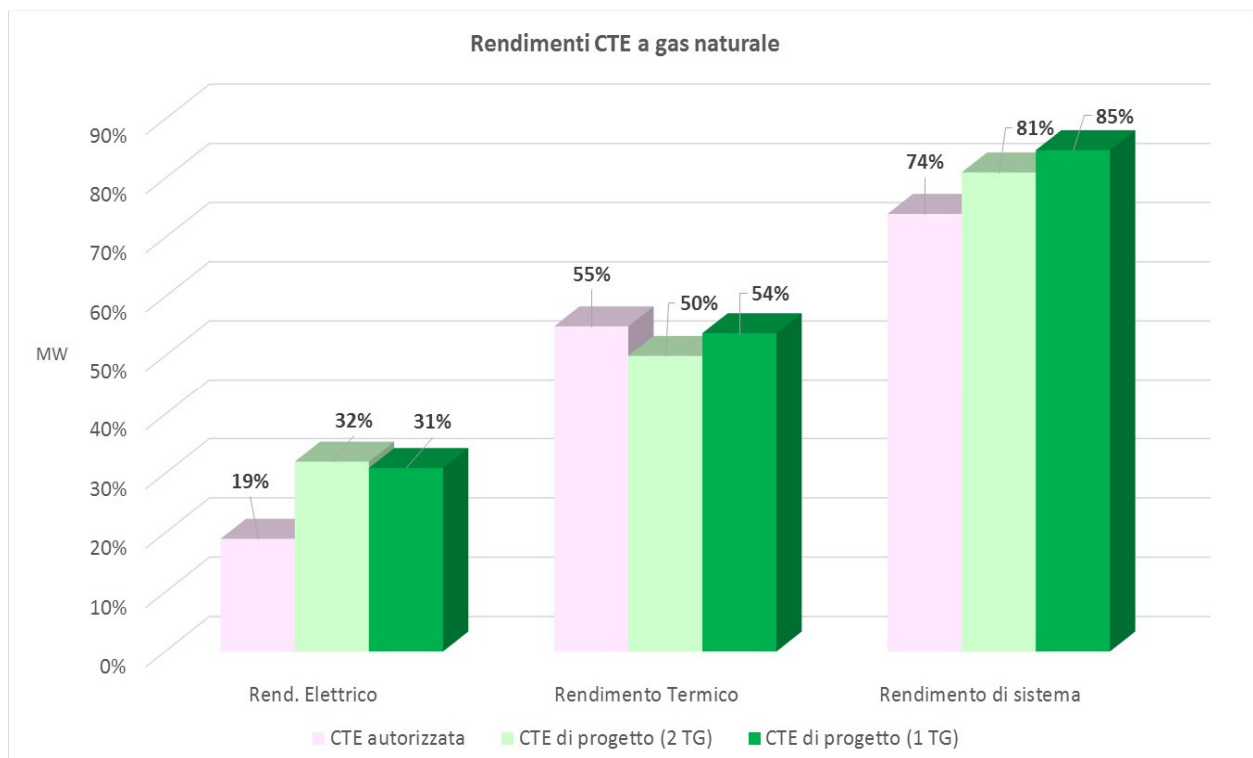


Figura 5.2. Confronto rendimenti CTE a gas naturale



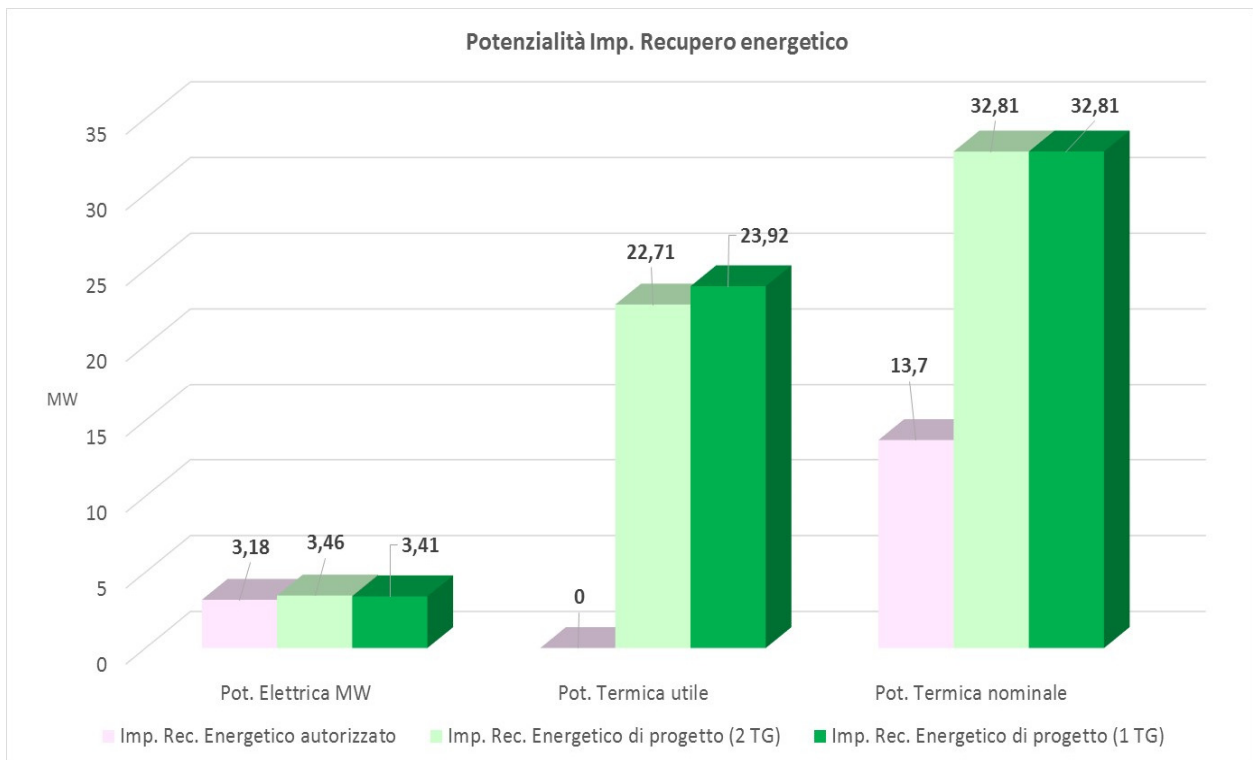


Figura 5.3. Confronto potenzialità impianto di recupero energetico

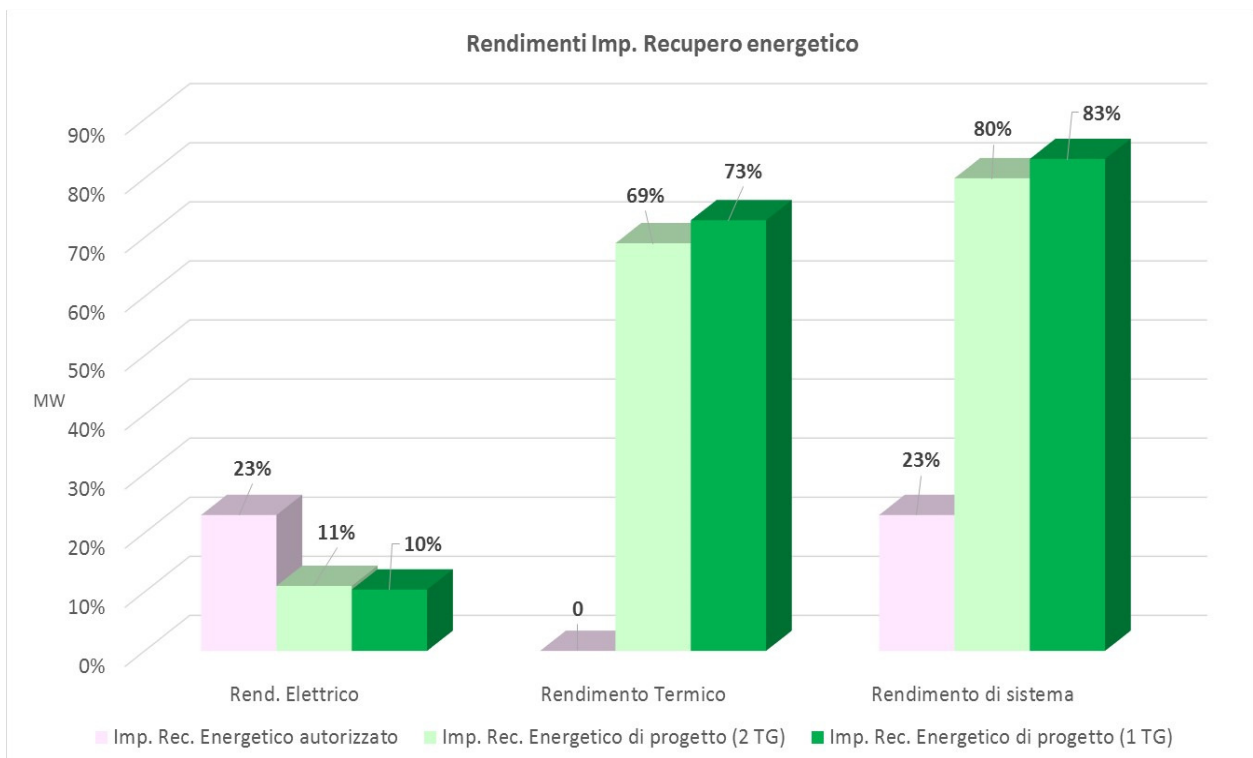


Figura 5.4. Confronto rendimenti impianto di recupero energetico



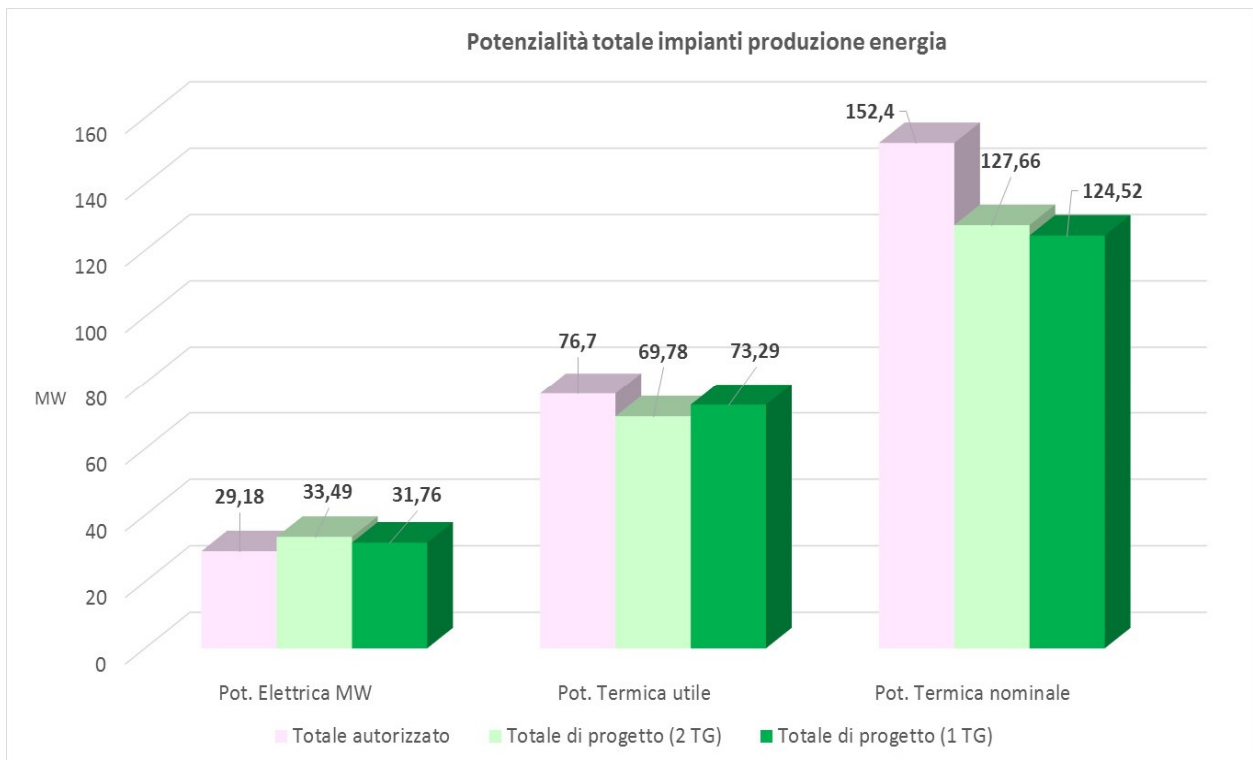


Figura 5.5. Confronto potenzialità totale impianti

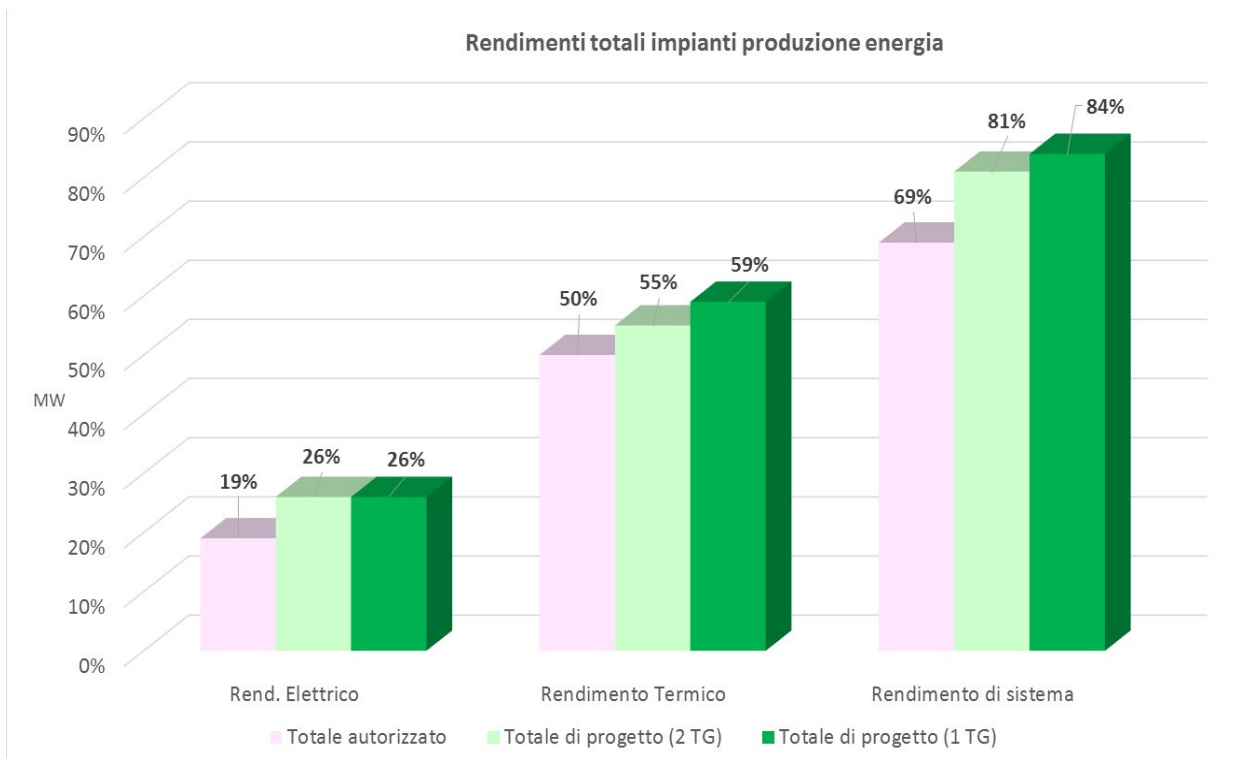


Figura 5.6. Confronto rendimenti totale impianti

Dall’esame dei dati e dei grafici sono evidenti i **vantaggi derivanti dalla configurazione con 1 turbogas**. In particolare, rispetto alla configurazione autorizzata:

- **incremento del rendimento della CTE dell’11%;**



- **incremento del rendimento dell’impianto di recupero energetico del 60%;**
- **incremento del rendimento complessivo del 15%;**

Rispetto alla configurazione con 2 turbogas si hanno i seguenti vantaggi:

- **incremento del rendimento della CTE del 4%;**
- **incremento del rendimento dell’impianto di recupero energetico del 3%;**
- **incremento del rendimento complessivo del 3%;**



## 6. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Nel presente capitolo, utilizzando la stessa metodologia di cui alla Relazione “Aggiornamento Tecnologico dello Stabilimento Rev. 00 del 03.02.2016”, sono descritti i quadri emissivi relativi alla configurazione autorizzata, a quella con 2 Turbogas e a quella con 1 Turbogas. Come si vedrà l’ultima configurazione consentirà un ulteriore riduzione degli impatti ambientali derivanti dalle emissioni in atmosfera.

### 6.1 IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA

Si ricorda che alcuni dati presenti nell’allegato tecnico dell’AIA (in particolare i dati di portata) sono riferiti erroneamente ad una condizione di produttività ridotta degli impianti.

Come è prassi in questi casi, nella trattazione che segue i quadri emissivi sono basati sulle portate nominali.

Naturalmente la configurazione autorizzata e quella con 2 Turbogas sono quelle già descritte nella Relazione “Aggiornamento Tecnologico dello Stabilimento Rev. 00 del 03.02.2016”. Si riporta in ogni caso la descrizione completa per comodità di lettura e per facilitare i confronti.

#### 6.1.1 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA

La CTE alimentata a gas naturale attualmente autorizzata è composta da n. 2 caldaie Sulzer di potenza termica nominale pari a 69,35 MWt ciascuna.

La composizione e le caratteristiche fisiche e termodinamiche del gas naturale considerato nei calcoli delle emissioni fanno riferimento al gas tipico immesso nella rete di trasporto Snam Rete Gas a Ravenna Terra, come valori medi annuali nell’anno termico 2014/15:

Tabella 6.1. Caratteristiche del gas naturale

Gas naturale	u.m.	Valore	Note
Potere calorifico superiore	kJ/m <sup>3</sup>	37.713	
Potere calorifico inferiore	kJ/m <sup>3</sup>	33.955	Pari a 9,43 kWh/m <sup>3</sup>
Massa volumica	Kg/m <sup>3</sup>	0,68229	
Peso molecolare	Kg/kmol	16,1	

Nella seguente tabella si riportano i dati relativi al calcolo della portata nominale di fumi secchi al camino, riferita ad un tenore di ossigeno del 3%, come previsto dalla normativa vigente per queste tipologie di impianti.

Tabella 6.2. Portate nominali delle Caldaie Sulzer

Singola Caldaia Sulzer	u.m.	Valore	Note
Pot. Termica nominale	MWt	69,35	
Pci Gas naturale	kWh/Sm <sup>3</sup>	9,43	
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	7.352,7	



Singola Caldaia Sulzer	u.m.	Valore	Note
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 3% di O <sub>2</sub>		9,50	Valore Tab. 1 DPR 461/2001
Portata nominale fumi	Nm <sup>3</sup> /h	69.850	si arrotonda a 69.900

Nella *Tabella 6.3* è quantificato il quadro emissivo relativo alla CTE a gas naturale, nella configurazione autorizzata (colore rosa). Il quadro si basa sui dati di portata nominale di cui sopra, sui limiti di concentrazione e sulle durate di funzionamento riportati nell’AIA vigente. Tutti i valori sono riferiti ad un tenore di ossigeno del 3%, come normato per queste tipologie di impianti.

#### 6.1.2 QUADRO EMISSIVO IMPIANTO DI RECUPERO ENERGETICO – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA

Nella *Tabella 6.4* è quantificato il quadro emissivo relativo all’impianto di recupero energetico dei fanghi CER 03 03 05, nella configurazione autorizzata (colore rosa). In via cautelativa il quadro si basa sui dati di portata nominale, sui limiti di concentrazione e sulle durate di funzionamento riportati nell’AIA vigente. Tutti i valori sono riferiti ad un tenore di ossigeno dell’11%, come normato per queste tipologie di impianti.

Si ricorda che le unità di misura relative ai parametri PCDD+PCDF e PCB-DL sono di 6 ordini di grandezza inferiori rispetto agli altri parametri.

#### 6.1.3 QUADRO EMISSIVO COMPLESSIVO IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA – CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA

Nella *Tabella 6.5* si riporta il quadro emissivo complessivo relativo al sistema CTE e all’impianto di recupero energetico, nella configurazione autorizzata (colore rosa). I dati sono ottenuti sommando i valori dei parametri comuni ai due impianti (CO, SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>) mentre gli altri inquinanti sono prodotti esclusivamente dall’impianto di recupero energetico.





Tabella 6.3. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione autorizzata

Camino	Macchina / impianto di provenienza	Portata max nom.	Parametro	u.m. concentrazione	Conc. Inquinante	u.m. flussi di massa orari	Flussi di massa orari	Ore / giorno	Giorni / anno	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui	Note	
		[Nm <sup>3</sup> /h]											
E135	Caldaia Sulzer 1	69.900	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	6,99	24	357	[t/a]	59,89	valori nominali riferiti al 3% di O <sub>2</sub>	
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	6,99	24	357	[t/a]	59,89		
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	200	[kg/h]	13,98	24	357	[t/a]	119,78		
	Caldaia Sulzer 2	69.900	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	6,99	24	357	[t/a]	59,89		
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	6,99	24	357	[t/a]	59,89		
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	200	[kg/h]	13,98	24	357	[t/a]	119,78		
	Totale CTE St. autorizzato	139.800	<b>CO</b>				[kg/h]	<b>13,98</b>	24	357	[t/a]		<b>119,78</b>
			<b>SO<sub>x</sub></b>				[kg/h]	<b>13,98</b>	24	357	[t/a]		<b>119,78</b>
			<b>NO<sub>x</sub></b>				[kg/h]	<b>27,96</b>	24	357	[t/a]		<b>239,56</b>



Tabella 6.4. Quadro emissivo Imp. Recupero energetico – configurazione autorizzata

Camino	Macchina / impianto di provenienza	Portata max nom.	Parametro	u.m. concentrazione	Conc. Inquinante	u.m. flussi di massa orari	Flussi di massa orari	Ore / giorno	Giorni / anno	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui	Note
		[Nm <sup>3</sup> /h]										
E135	Imp. Rec. Energetico autorizzato	51.000	Polveri	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	10	[kg/h]	0,51	24	334	[t/a]	4,088	valori nominali riferiti all'11% di O <sub>2</sub>
			COT (TOC)	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	10	[kg/h]	0,51	24	334	[t/a]	4,088	
			HCl	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	10	[kg/h]	0,51	24	334	[t/a]	4,088	
			HF	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	1	[kg/h]	0,05	24	334	[t/a]	0,409	
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	50	[kg/h]	2,55	24	334	[t/a]	20,441	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	200	[kg/h]	10,20	24	334	[t/a]	81,763	
			NH <sub>3</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	10	[kg/h]	0,51	24	334	[t/a]	4,088	
			CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	50	[kg/h]	2,55	24	334	[t/a]	20,441	
			Hg	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,05	[kg/h]	0,003	24	334	[t/a]	0,020	
			Cd+Tl	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,05	[kg/h]	0,003	24	334	[t/a]	0,020	
			P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	5	[kg/h]	0,26	24	334	[t/a]	2,044	
			HBr+HF	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	4	[kg/h]	0,20	24	334	[t/a]	1,635	
			Somma metalli	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,5	[kg/h]	0,03	24	334	[t/a]	0,204	
			Alluminio	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	2	[kg/h]	0,10	24	334	[t/a]	0,818	
			Zinco e composti	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	3	[kg/h]	0,15	24	334	[t/a]	1,226	
			HCN	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,5	[kg/h]	0,03	24	334	[t/a]	0,204	
			IPA	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,01	[kg/h]	0,00051	24	334	[t/a]	0,004	
			PCDD+PCDF	[ng/Nm <sup>3</sup> ]	0,1	[mg/h]	0,01	24	334	[g/a]	0,041	
			PCB-DL	[ng/Nm <sup>3</sup> ]	0,1	[mg/h]	0,01	24	334	[g/a]	0,041	
			<b>Tot. Microinquinanti inorganici</b>						[kg/h]	<b>0,77</b>	24	
<b>IPA</b>						[kg/h]	<b>0,0005</b>	24	334	[t/a]	<b>0,0041</b>	
<b>PCDD+PCDF+PCB(DL)</b>						[mg/h]	<b>0,01</b>	24	334	[g/a]	<b>0,08</b>	



Tabella 6.5. Quadro emissivo complessivo impianti produzione energia – configurazione autorizzata

Parametro	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui
<b>Polveri</b>	[t/a]	<b>4,088</b>
<b>COT (TOC)</b>	[t/a]	<b>4,088</b>
<b>HCl</b>	[t/a]	<b>4,088</b>
<b>HF</b>	[t/a]	<b>0,409</b>
<b>SO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>140,221</b>
<b>NO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>321,324</b>
<b>NH<sub>3</sub></b>	[t/a]	<b>4,088</b>
<b>CO</b>	[t/a]	<b>140,221</b>
<b>Microinquinanti inorganici</b>	[t/a]	<b>6,173</b>
<b>IPA</b>	[t/a]	<b>0,0041</b>
<b>PCDD+PCDF+PCB(DL)</b>	[g/a]	<b>0,082</b>



#### 6.1.4 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS

Nel proporre il confronto con il nuovo impianto previsto nasce la necessità di definire un criterio di valutazione delle emissioni relative alla quota di gas naturale utilizzato nel bruciatore di post-combustione. L'esigenza nasce in quanto per consentire il massimo recupero energetico e, di conseguenza, il minor consumo di energia primaria – gas naturale – la combustione del gas naturale avviene direttamente nel flusso di gas di scarico della turbina a gas, utilizzando come comburente l'ossigeno residuo contenuto in questi gas di scarico.

La configurazione della CTE alimentata a gas naturale con n. 2 gruppi turbogas prevedeva due macchinari di potenza termica nominale pari a 34,6 MWt ciascuno, accoppiati a due caldaie a recupero con post-combustore, da 12,83 MWt ciascuna.

La portata di fumi secchi e le concentrazioni degli inquinanti sono riferite rispettivamente al 15% di eccesso di O<sub>2</sub> per i turbogas e al 3% di eccesso di O<sub>2</sub> per i post-combustori. Nella seguente tabella si riportano i dati relativi al calcolo della portata nominale di tali impianti.

Tabella 6.6. Portate nominali della CTE a gas naturale (configurazione 2 Turbogas)

Dati di 1 Singolo gruppo Turbogas (configurazione con 2 TG)	u.m.	Valore	Note
Pot. Termica nominale	MWt	34,6	
Pci Gas naturale	kWh/Sm <sup>3</sup>	9,43	
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	3.668,4	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 15% di O <sub>2</sub>		28,50 <sup>1</sup>	Valore da formula art. 271 D.lgs. 152/06
Portata nominale fumi	Nm <sup>3</sup> /h	104.549	si arrotonda a 104.600

Post-combustori (configurazione con 2 TG)	u.m.	Valore	Note
Pot. Termica nominale	MWt	25,65	somma dei due sistemi di post-combustione
Pci Gas naturale	kWh/Sm <sup>3</sup>	9,43	
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	2.719,5	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 3% di O <sub>2</sub>		9,50	
Portata nominale fumi (fittizia)	Nm <sup>3</sup> /h	25.835	si arrotonda a 25.800
Fattore di conversione da condizioni standard a condizioni normali		$273 / (273+15) = 0,95$	
Portata fumi post-combustori	Nm <sup>3</sup> /h	2.583,5	si arrotonda a 2.600

<sup>1</sup> Riparametrizzazione del fattore 9,5 (cfr. par. 6.1.1): Portata al 15% di O<sub>2</sub> = [(21-3) / (21-15)] × 9,5 = 28,5



<b>2 Turbogas + post-combustori (configurazione con 2 TG)</b>	<b>u.m.</b>	<b>Valore</b>	<b>Note</b>
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	10.056,3	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 15% di O <sub>2</sub>		28,50 <sup>2</sup>	Valore da formula art. 271 D.lgs. 152/06
Portata fumi secchi totale	Nm <sup>3</sup> /h	286.603,2	si arrotonda a 286.600

Le portate nominali dei turbogas sono calcolate sulla base del calcolo stechiometrico di combustione del gas naturale descritto al par. 6.1.1 e riparametrizzando il fattore di conversione (da Sm<sup>3</sup>/h di gas naturale a Nm<sup>3</sup>/h di fumi secchi) al 15% di O<sub>2</sub>.

Nella *Tabella 6.7* è quantificato il quadro emissivo relativo alla CTE a gas naturale, nella configurazione di progetto (colore verde chiaro). Il quadro si basa sui dati di portata nominale di cui sopra. Per i post-combustori viene considerata una portata "fittizia" (25.800 Nm<sup>3</sup>/h, al 3% di O<sub>2</sub>) del volume di fumi secchi, ottenuto utilizzando lo stesso fattore di conversione (9,5) utilizzato per le caldaie.

Questo valore viene utilizzato unicamente per calcolare il flusso di inquinante orario e annuo da riferire alla potenza termica del post combustore. La portata dei fumi secchi totale effettiva è ottenuta, invece, sommando la portata dei fumi dei turbogas alla portata reale dei fumi derivante dalla post combustione (ottenuta mediante conversione della portata del combustibile, pari a 2.719,5 Sm<sup>3</sup>/h, in Nm<sup>3</sup>/h, come riportato nelle ultime due righe della *Tabella 6.6*) in ingresso al post combustore (104.600 + 104.600 + 2.600) Nm<sup>3</sup>/h = 211.800 Nm<sup>3</sup>/h.

Le concentrazioni dei parametri CO e NO<sub>x</sub> considerate per il calcolo dei flussi di massa sono in accordo ai valori imposti dalla vigente normativa regionale, DGR 3934/2012 (30 mg/Nm<sup>3</sup> per i turbogas e 100 mg/Nm<sup>3</sup> per le caldaie), molto più restrittivi rispetto a quelli fissati dalla normativa nazionale.

Le emissioni di SO<sub>x</sub> sono considerate trascurabili in quanto non è presente zolfo nel gas naturale di rete.

La somma dei flussi così calcolati fornisce il valore di flusso di massa orario di 8,86 kg/h di CO e NO<sub>x</sub> e il flusso di massa annuo di 74,39 t/a per gli stessi parametri. I flussi di massa, rapportati alla portata complessiva calcolata come sopra descritto (211.800 Nm<sup>3</sup>/h) fornisce un valore di concentrazione pari a 41,81 mg/Nm<sup>3</sup> per entrambi i parametri considerati.

Facendo riferimento al punto 4.2.6 delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW (DM 01-10-2008), che individua i seguenti intervalli dei livelli di emissione di NO<sub>x</sub> e CO per i nuovi impianti "Combined Cycle Gas Turbine – CCGT" (realizzati con le tecnologie previste nel documento):

- NO<sub>x</sub>: 20 ÷ 50
- CO: 30 ÷ 100

si propongono cautelativamente i valori limite di emissione di 35 mg/Nm<sup>3</sup> per entrambi i parametri, riferiti ad una percentuale di eccesso di ossigeno nei fumi secchi del 15%.

Con tali valori, associati ad una portata totale di 286.600 Nm<sup>3</sup>/h, si ottengono i flussi di massa complessivi del sistema: 10,3 kg/h e 84,26 t/a di NO<sub>x</sub> e CO.



### 6.1.5 QUADRO EMISSIVO IMPIANTO DI RECUPERO ENERGETICO

L’impianto di recupero energetico, come precedentemente descritto, è progettato per la potenzialità di trattamento di 80.000 t/anno degli scarti di produzione.

La portata al camino è stata calcolata sulla base del calcolo stechiometrico di combustione dei residui di produzione (cfr. Relazione di integrazione portata dei fumi dell’impianto di recupero energetico)

Come concentrazioni limite si fa riferimento ai valori fissati dalla vigente normativa, ma per molti parametri l’impianto sarà in grado di rispettare limiti anche più restrittivi, utilizzando di idonei sistemi di abbattimento degli inquinanti, in accordo con le Migliori Tecnologie Disponibili. La *Tabella 6.8* riporta il quadro emissivo proposto riferito all’impianto di recupero energetico nella sua configurazione rinnovata. (colore verde chiaro).

Si ricorda che le unità di misura relative ai parametri PCDD+PCDF e PCB-DL sono di 6 ordini di grandezza inferiori rispetto agli altri parametri.

### 6.1.6 QUADRO EMISSIVO COMPLESSIVO IMPIANTI PRODUZIONE ENERGIA – CONFIGURAZIONE CON 2 TURBOGAS

Nella *Tabella 6.9* si riporta il quadro emissivo complessivo relativo al sistema CTE e all’impianto di recupero energetico, nella configurazione di progetto (colore verde chiaro). I dati sono ottenuti sommando i valori riportati nelle due tabelle precedenti, per i parametri comuni (CO e NO<sub>x</sub>) mentre gli altri inquinanti sono prodotti esclusivamente dall’impianto di recupero energetico.



Tabella 6.7. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione con 2 turbogas

Camino	Macchina / impianto di provenienza	Portata nominale	Parametro	u.m. concentrazione	Concentrazione	u.m. flussi di massa orari	Flussi di massa orari	Ore / giorno	Giorni / anno	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui	Note
		[Nm <sup>3</sup> /h]										
E19	Turbogas 1	104.600	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	3,14	24	350	[t/a]	26,36	valori nominali riferiti al 15% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	-	[kg/h]	-	24	350	[t/a]	-	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	3,14	24	350	[t/a]	26,36	
	Turbogas 2	104.600	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	3,14	24	350	[t/a]	26,36	
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	-	[kg/h]	-	24	350	[t/a]	-	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	3,14	24	350	[t/a]	26,36	
	Post-combustore (equivalente a caldaia a focolare)	25.800	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	2,58	24	350	[t/a]	21,67	portata fittizia, valori riferiti al 3% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	-	[kg/h]	-	24	350	[t/a]	-	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	2,58	24	350	[t/a]	21,67	
	Totale calcolo flussi	211.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Portata combustibile al post-combustore
			CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	41,81	[kg/h]	8,86	24	350	[t/a]	74,39	Somma portate Turbogas + Port. Fittizia Post-combustori
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	-	[kg/h]	-	24	350	[t/a]	-	
	NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	41,81	[kg/h]	8,86	24	350	[t/a]	74,39			
	Totale complessivo	286.600	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	35	[kg/h]	10,03	24	350	[t/a]	84,26	valori riferiti al 15% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	-	[kg/h]	-	24	350	[t/a]	-	
NO <sub>x</sub>			[mg/Nm <sup>3</sup> ]	35	[kg/h]	10,03	24	350	[t/a]	84,26		



Tabella 6.8. Quadro emissivo Imp. Recupero energetico – configurazione di progetto

Camino	Macchina / impianto di provenienza	Portata max nom.	Parametro	u.m. concentrazione	Conc. Inquinante	u.m. flussi di massa orari	Flussi di massa orari	Ore / giorno	Giorni / anno	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui	Note
		[Nm <sup>3</sup> /h]										
E19 (viene esclusivamente rinominato)	Imp. Rec. Energetico di progetto	66.400	Polveri	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	7	[kg/h]	0,465	24	334	[t/a]	3,726	valori nominali riferiti all'11% di O <sub>2</sub>
			COT (TOC)	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	7	[kg/h]	0,465	24	334	[t/a]	3,726	
			HCl	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	7	[kg/h]	0,465	24	334	[t/a]	3,726	
			HF	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,7	[kg/h]	0,046	24	334	[t/a]	0,373	
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	50	[kg/h]	3,320	24	334	[t/a]	26,613	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	150	[kg/h]	9,960	24	334	[t/a]	79,839	
			NH <sub>3</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	5	[kg/h]	0,332	24	334	[t/a]	2,661	
			CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	50	[kg/h]	3,320	24	334	[t/a]	26,613	
			Hg	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,03	[kg/h]	0,002	24	334	[t/a]	0,016	
			Cd+Tl	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,03	[kg/h]	0,002	24	334	[t/a]	0,016	
			P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	3	[kg/h]	0,199	24	334	[t/a]	1,597	
			HBr+HF	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	3	[kg/h]	0,199	24	334	[t/a]	1,597	
			Somma metalli	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,3	[kg/h]	0,020	24	334	[t/a]	0,160	
			Alluminio	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	1,5	[kg/h]	0,100	24	334	[t/a]	0,798	
			Zinco e composti	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	2	[kg/h]	0,133	24	334	[t/a]	1,065	
			HCN	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,3	[kg/h]	0,020	24	334	[t/a]	0,160	
			IPA	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,007	[kg/h]	0,00046	24	334	[t/a]	0,004	
			PCDD+PCDF	[ng/Nm <sup>3</sup> ]	0,07	[mg/h]	0,0046	24	334	[g/a]	0,037	
			PCB-DL	[ng/Nm <sup>3</sup> ]	0,07	[mg/h]	0,0046	24	334	[g/a]	0,037	
			<b>Tot. Microinquinanti inorganici</b>						[kg/h]	<b>0,67</b>	24	
<b>IPA</b>						[kg/h]	<b>0,0005</b>	24	334	[t/a]	<b>0,0037</b>	
<b>PCDD+PCDF+PCB(DL)</b>						[mg/h]	<b>0,0093</b>	24	334	[g/a]	<b>0,075</b>	





Tabella 6.9. Quadro emissivo complessivo impianti produzione energia – configurazione di progetto

Parametro	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui
<b>Polveri</b>	[t/a]	<b>3,726</b>
<b>COT (TOC)</b>	[t/a]	<b>3,726</b>
<b>HCl</b>	[t/a]	<b>3,726</b>
<b>HF</b>	[t/a]	<b>0,373</b>
<b>SO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>26,613</b>
<b>NO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>164,100</b>
<b>NH<sub>3</sub></b>	[t/a]	<b>2,661</b>
<b>CO</b>	[t/a]	<b>110,874</b>
<b>Microinquinanti inorganici</b>	[t/a]	<b>5,408</b>
<b>IPA</b>	[t/a]	<b>0,0037</b>
<b>PCDD+PCDF+PCB(DL)</b>	[g/a]	<b>0,075</b>



### 6.1.7 QUADRO EMISSIVO CTE A GAS NATURALE – CONFIGURAZIONE CON 1 TURBOGAS

La configurazione della CTE alimentata a gas naturale con 1 gruppo turbogas prevede un unico macchinario di potenza termica nominale pari a 56,41 MWt, accoppiato ad una caldaia a recupero con post-combustore, da 35,298 MWt.

Naturalmente la portata di fumi secchi e le concentrazioni degli inquinanti sono sempre riferite rispettivamente al 15% di eccesso di O<sub>2</sub> per il turbogas e al 3% di eccesso di O<sub>2</sub> per il post-combustore. Nella seguente tabella si riportano i dati relativi al calcolo della portata nominale di tali impianti.

Tabella 6.10. Portate nominali della CTE a gas naturale (configurazione 1 Turbogas)

<b>1 gruppo Turbogas (configurazione con 1 Turbogas)</b>	<b>u.m.</b>	<b>Valore</b>	<b>Note</b>
Pot. Termica nominale	MWt	56,41	
Pci Gas naturale	kWh/Sm <sup>3</sup>	9,43	
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	5.980,7	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 15% di O <sub>2</sub>		28,50 <sup>2</sup>	Valore da formula art. 271 D.lgs. 152/06
Portata nominale fumi	Nm <sup>3</sup> /h	170.451	si arrotonda a 170.500

<b>Post-combustore (configurazione con 1 Turbogas)</b>	<b>u.m.</b>	<b>Valore</b>	<b>Note</b>
Pot. Termica nominale	MWt	35,298	
Pci Gas naturale	kWh/Sm <sup>3</sup>	9,43	
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	3.742,4	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 3% di O <sub>2</sub>		9,50	
Portata nominale fumi (fittizia)	Nm <sup>3</sup> /h	35.553	si arrotonda a 35.500
Fattore di conversione da condizioni standard a condizioni normali		$273/(273+15)=0,95$	
Portata fumi post-combustori	Nm <sup>3</sup> /h	3.555,3	si arrotonda a 3.600

<b>Turbogas + post-combustore (configurazione con 1 Turbogas)</b>	<b>u.m.</b>	<b>Valore</b>	<b>Note</b>
Consumo massimo gas nat.	Sm <sup>3</sup> /h	9.723,0	
Fattore di conversione da Sm <sup>3</sup> gas naturale a Nm <sup>3</sup> fumi secchi al 15% di O <sub>2</sub>		28,50 <sup>2</sup>	Valore da formula art. 271 D.lgs. 152/06
Portata fumi secchi totale	Nm <sup>3</sup> /h	277.105,5	si arrotonda a 277.200



Le portate nominali dei turbogas sono calcolate sulla base del calcolo stechiometrico di combustione del gas naturale descritto al par. 6.1.1 e riparametrizzando il fattore di conversione (da  $\text{Sm}^3/\text{h}$  di gas naturale a  $\text{Nm}^3/\text{h}$  di fumi secchi) al 15% di  $\text{O}_2$ .

Nella Tabella 6.11 è quantificato il quadro emissivo relativo alla CTE a gas naturale, nella configurazione con 1 Turbogas (colore verde). Il quadro si basa sui dati di portata nominale di cui sopra. Per i post-combustori viene considerata una portata "fittizia" ( $35.500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , al 3% di  $\text{O}_2$ ) del volume di fumi secchi, ottenuto utilizzando lo stesso fattore di conversione (9,5) utilizzato per le caldaie.

Questo valore viene utilizzato unicamente per calcolare il flusso di inquinante orario e annuo da riferire alla potenza termica del post combustore. La portata dei fumi secchi totale effettiva è ottenuta, invece, sommando la portata dei fumi dei turbogas alla portata reale dei fumi derivante dalla post combustione (ottenuta mediante conversione della portata del combustibile, pari a  $3.742,4 \text{ Sm}^3/\text{h}$ , in  $\text{Nm}^3/\text{h}$ , come riportato nelle ultime due righe della Tabella 6.10) in ingresso al post combustore ( $170.500 + 3.600$ )  $\text{Nm}^3/\text{h} = 174.100 \text{ Nm}^3/\text{h}$ .

Le concentrazioni dei parametri  $\text{CO}$  e  $\text{NO}_x$  considerate per il calcolo dei flussi di massa sono in accordo ai valori imposti dalla vigente normativa regionale, DGR 3934/2012 ( $30 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  per i turbogas e  $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  per le caldaie), molto più restrittivi rispetto a quelli fissati dalla normativa nazionale.

Le emissioni di  $\text{SO}_x$  sono considerate trascurabili in quanto non è presente zolfo nel gas naturale di rete.

La somma dei flussi così calcolati fornisce il valore di flusso di massa orario di  $8,67 \text{ kg}/\text{h}$  di  $\text{CO}$  e  $\text{NO}_x$  e il flusso di massa annuo di  $72,79 \text{ t/a}$  per gli stessi parametri. I flussi di massa, rapportati alla portata complessiva calcolata come sopra descritto ( $174.100 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ) fornisce un valore di concentrazione pari a  $49,77 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  per entrambi i parametri considerati.

Facendo riferimento al punto 4.2.6 delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW (DM 01-10-2008), che individua i seguenti intervalli dei livelli di emissione di  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}$  per i nuovi impianti "Combined Cycle Gas Turbine – CCGT" (realizzati con le tecnologie previste nel documento):

- $\text{NO}_x$ :  $20 \div 50$
- $\text{CO}$ :  $30 \div 100$

si propongono cautelativamente i valori limite di emissione di  $35 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  per entrambi i parametri, riferiti ad una percentuale di eccesso di ossigeno nei fumi secchi del 15%.

Con tali valori, associati ad una portata totale di  $277.200 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , si ottengono i flussi di massa complessivi del sistema:  $9,7 \text{ kg}/\text{h}$  e  $81,50 \text{ t/a}$  di  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}$ .



Tabella 6.11. Quadro emissivo CTE a gas naturale – configurazione con 1 turbogas

Camino	Macchina / impianto di provenienza	Portata nominale	Parametro	u.m. concentrazione	Concentrazione	u.m. flussi di massa orari	Flussi di massa orari	Ore / giorno	Giorni / anno	u.m. flussi di massa annui	Flussi di massa annui	Note
		[Nm <sup>3</sup> /h]										
E19	Turbogas	170.500	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	5,12	24	350	[t/a]	42,97	valori nominali riferiti al 15% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0	[kg/h]	0,00	24	350	[t/a]	0,00	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	30	[kg/h]	5,12	24	350	[t/a]	42,97	
	Post-combustore (equivalente a caldaia a focolare)	35.500	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	3,55	24	350	[t/a]	29,82	portata fittizia, valori riferiti al 3% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0	[kg/h]	0,00	24	350	[t/a]	0,00	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	100	[kg/h]	3,55	24	350	[t/a]	29,82	
			3.600	-	-	-	-	-	-	-	-	Portata combustibile al post-combustore
	Totale calcolo flussi	174.100	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	49,77	[kg/h]	8,67	24	350	[t/a]	72,79	Somma portate Turbogas + Port. Fittizia Post-combustori
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0,00	[kg/h]	0,00	24	350	[t/a]	0,00	
			NO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	49,77	[kg/h]	8,67	24	350	[t/a]	72,79	
	Totale complessivo	277.200	CO	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	35	[kg/h]	9,70	24	350	[t/a]	81,50	valori riferiti al 15% di O <sub>2</sub>
			SO <sub>x</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	0	[kg/h]	0,00	24	350	[t/a]	0,00	
NO <sub>x</sub>			[mg/Nm <sup>3</sup> ]	35	[kg/h]	9,70	24	350	[t/a]	81,50		



### 6.1.8 CONFRONTO QUADRI EMISSIVI

Le emissioni dell’impianto di recupero energetico non subiscono alcuna variazione con il passaggio alla configurazione con 2 turbogas. Per tale impianto la portata dei fumi e le concentrazioni degli inquinanti non subiscono variazioni.

Nella seguente tabella sono confrontati i quadri emissivi complessivi relativi agli impianti di produzione di energia, nella configurazione autorizzata, in quella con 2 turbogas e in quella con 1 turbogas.

I valori delle diossine-furani e dei PCB sono espressi in g/a, in accordo alle unità di misura di cui alle tabelle precedenti. Per comodità di lettura i valori degli IPA sono stati espressi in kg/a anziché t/a. Gli altri valori sono in t/a.

Tabella 6.12. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia  
(configurazione autorizzata e configurazione con 2 turbogas)

Parametro	u.m.	Configurazione autorizzata	Configurazione con 2 TG	Differenza tra Conf. 2 TG e autorizzata	Differenza % tra Conf. 2 TG e autorizzata
<b>Polveri</b>	[t/a]	<b>4,088</b>	<b>3,726</b>	<b>-0,36</b>	<b>-8,86%</b>
<b>COT (TOC)</b>	[t/a]	<b>4,088</b>	<b>3,726</b>	<b>-0,36</b>	<b>-8,86%</b>
<b>HCl</b>	[t/a]	<b>4,088</b>	<b>3,726</b>	<b>-0,36</b>	<b>-8,86%</b>
<b>NH<sub>3</sub></b>	[t/a]	<b>4,088</b>	<b>2,661</b>	<b>-1,43</b>	<b>-34,90%</b>
<b>Microinquinanti inorganici</b>	[t/a]	<b>6,173</b>	<b>5,408</b>	<b>-0,77</b>	<b>-12,40%</b>
<b>HF</b>	[t/a]	<b>0,409</b>	<b>0,373</b>	<b>-0,04</b>	<b>-8,86%</b>
<b>SO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>140,221</b>	<b>26,613</b>	<b>-113,61</b>	<b>-81,02%</b>
<b>CO</b>	[t/a]	<b>140,221</b>	<b>110,874</b>	<b>-29,35</b>	<b>-20,93%</b>
<b>NO<sub>x</sub></b>	[t/a]	<b>321,324</b>	<b>164,100</b>	<b>-157,22</b>	<b>-48,93%</b>
<b>IPA</b>	[kg/a]	<b>4,088</b>	<b>3,726</b>	<b>-0,36</b>	<b>-8,86%</b>
<b>PCDD+PCDF+PCB(DL)</b>	[g/a]	<b>0,082</b>	<b>0,075</b>	<b>-0,007</b>	<b>-8,86%</b>



Tabella 6.13. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia (configurazione autorizzata e configurazione con 1 turbogas)

Parametro	u.m.	Configurazione autorizzata	Configurazione con 1 TG	Differenza tra Conf. 1 TG e autorizzata	Differenza % tra Conf. 1 TG e autorizzata
Polveri	[t/a]	4,088	3,726	-0,36	-8,86%
COT (TOC)	[t/a]	4,088	3,726	-0,36	-8,86%
HCl	[t/a]	4,088	3,726	-0,36	-8,86%
NH <sub>3</sub>	[t/a]	4,088	2,661	-1,43	-34,90%
Microinquinanti inorganici	[t/a]	6,173	5,408	-0,77	-12,40%
HF	[t/a]	0,409	0,373	-0,04	-8,86%
SO <sub>x</sub>	[t/a]	140,221	26,613	-113,61	-81,02%
CO	[t/a]	140,221	108,110	-32,11	-22,90%
NO <sub>x</sub>	[t/a]	321,324	161,336	-159,99	-49,79%
IPA	[kg/a]	4,088	3,726	-0,36	-8,86%
PCDD+PCDF+PCB(DL)	[g/a]	0,082	0,075	-0,007	-8,86%

Tabella 6.14. Confronto quadri emissivi complessivi impianti produzione energia (configurazione con 2 turbogas e configurazione con 1 turbogas)

Parametro	u.m.	Configurazione con 2 TG	Configurazione con 1 TG	Differenza tra Conf. 1 TG e 2 TG	Differenza % tra Conf. 1 TG e 2 TG
CO	[t/a]	110,874	108,110	-2,76	-2,49%
NO <sub>x</sub>	[t/a]	164,100	161,336	-2,76	-1,68%

La lettura dei valori mette in evidenza che la configurazione con 1 turbogas consente di **ridurre ulteriormente le emissioni di CO di circa il 2,5% e quelle di NO<sub>x</sub> di circa l’1,7%, mentre tutte le altre emissioni non subiscono variazioni e per esse si conferma il buon quadro emissivo di progetto già descritto nella relazione precedente.**



Nei seguenti grafici sono rappresentati i quadri emissivi relativi alle tre configurazioni.

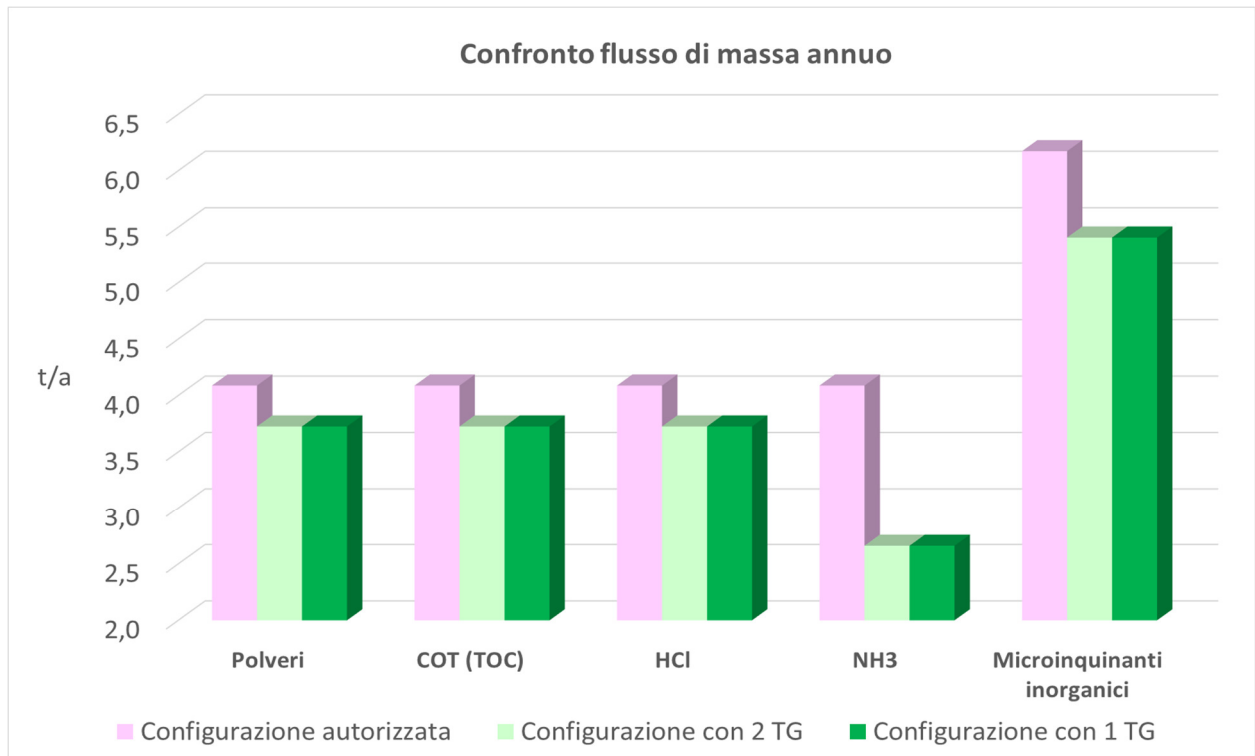


Figura 6.1. Flussi di massa di Polveri, COT, HCl, NH<sub>3</sub> e microinq. Inorganici (tre configurazioni)

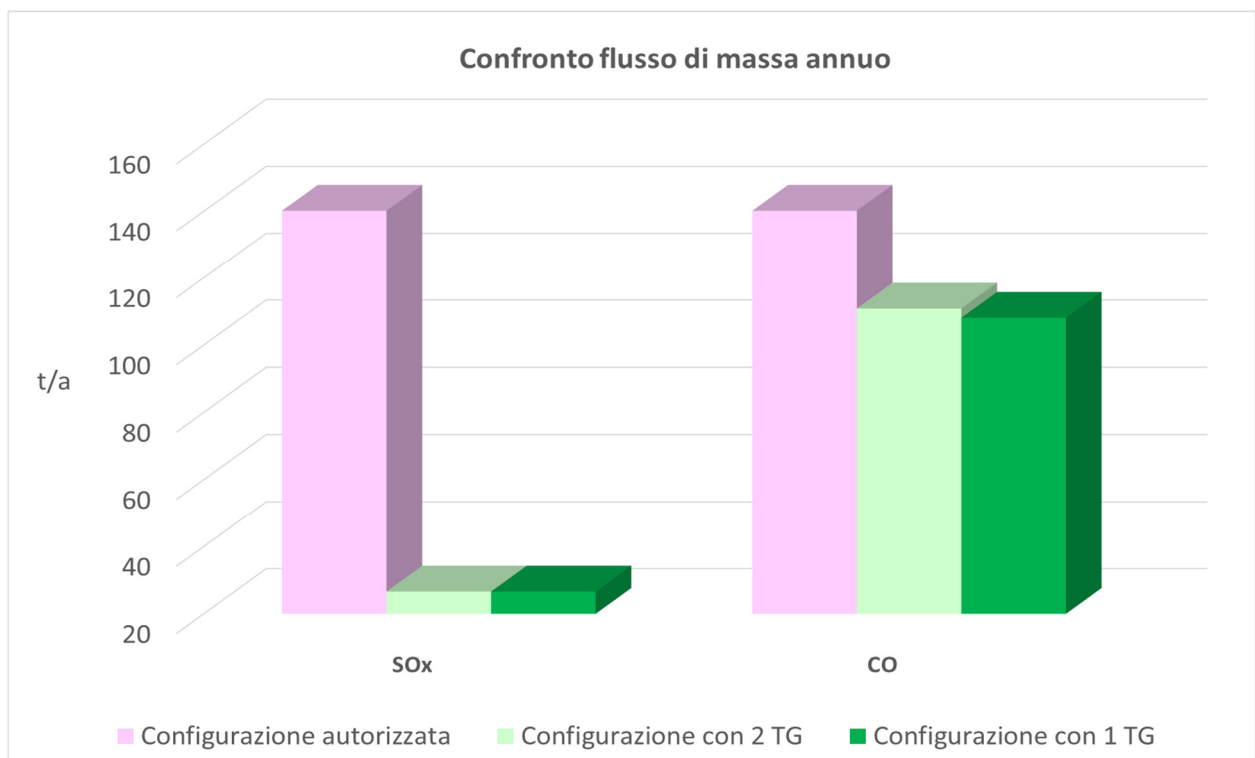


Figura 6.2. Flussi di massa di SO<sub>x</sub> e CO (tre configurazioni)



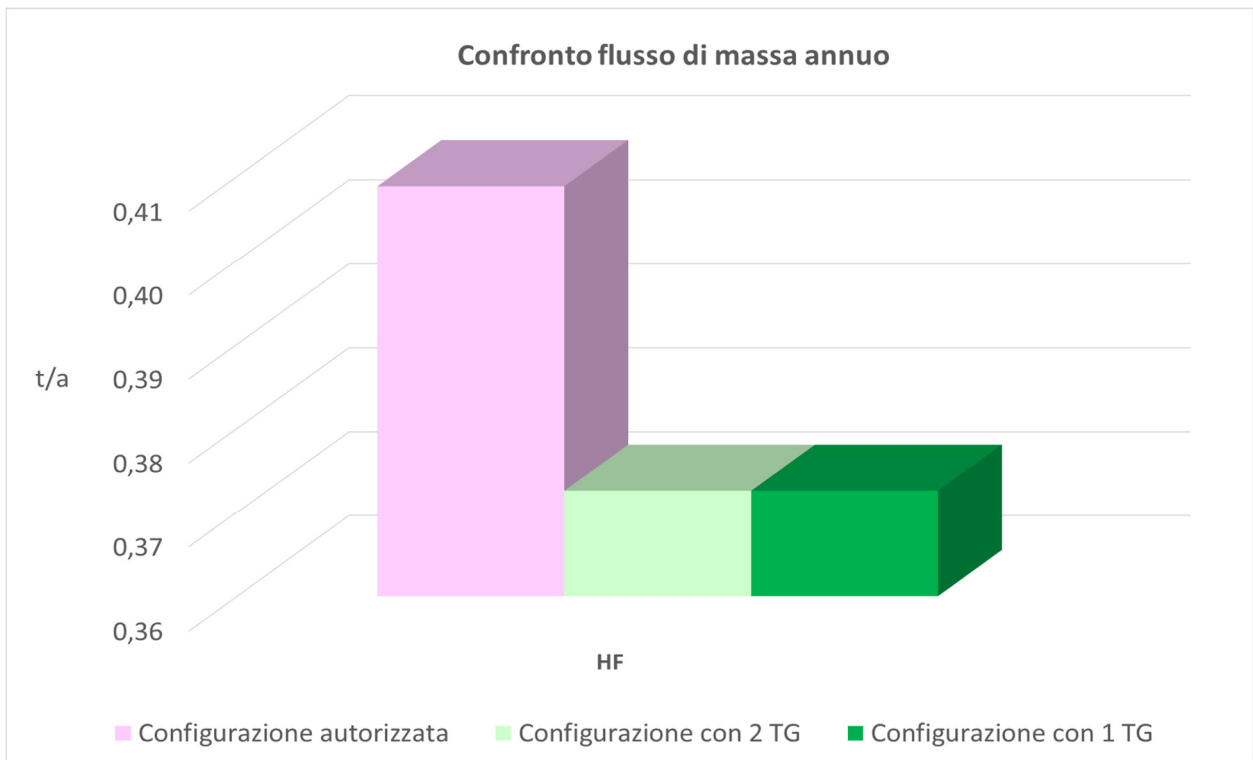


Figura 6.3. Flussi di massa di HF (tre configurazioni)

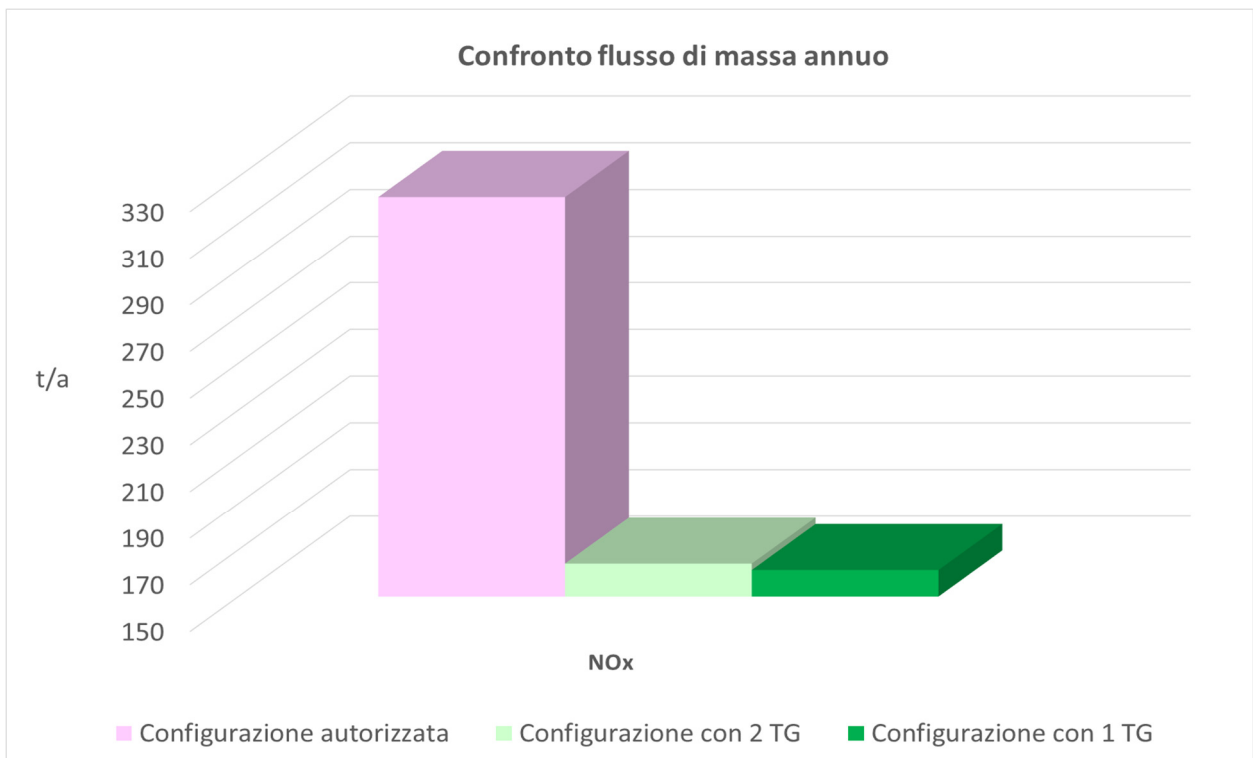


Figura 6.4. Flussi di massa di NO<sub>x</sub> (tre configurazioni)





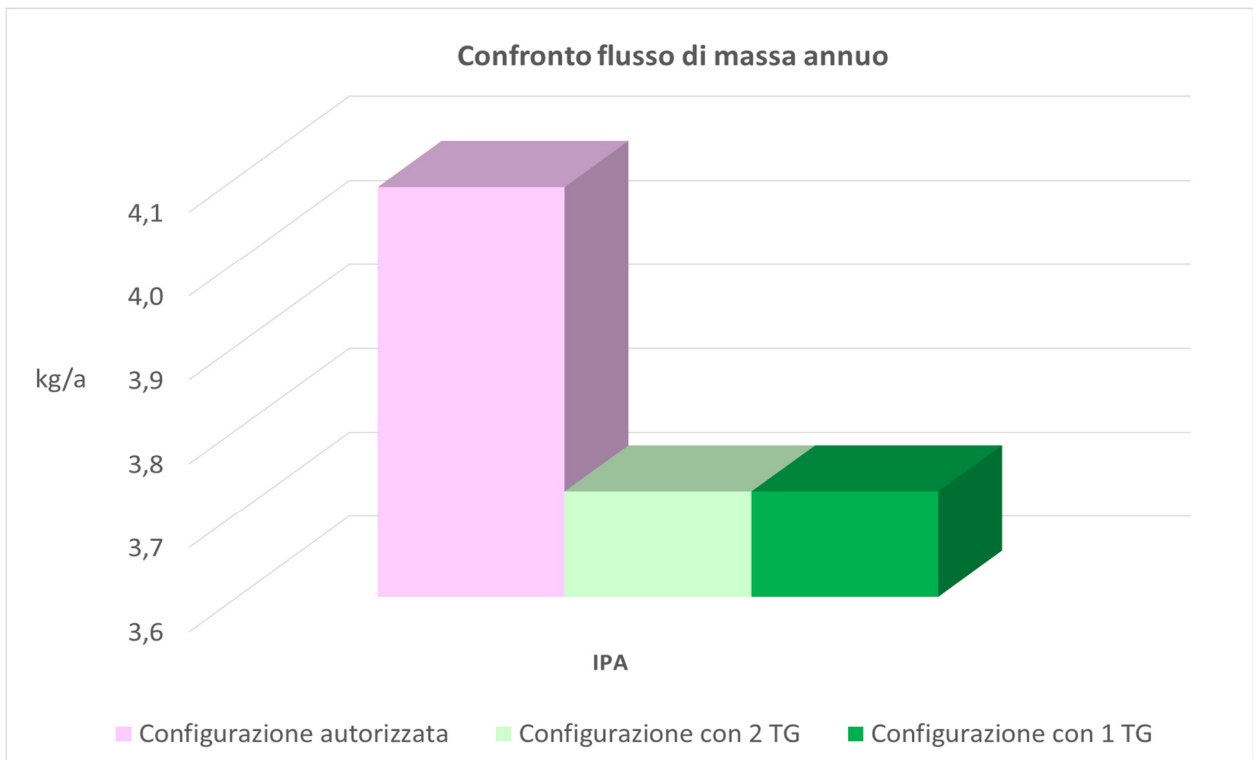


Figura 6.5. Flussi di massa di IPA (tre configurazioni)

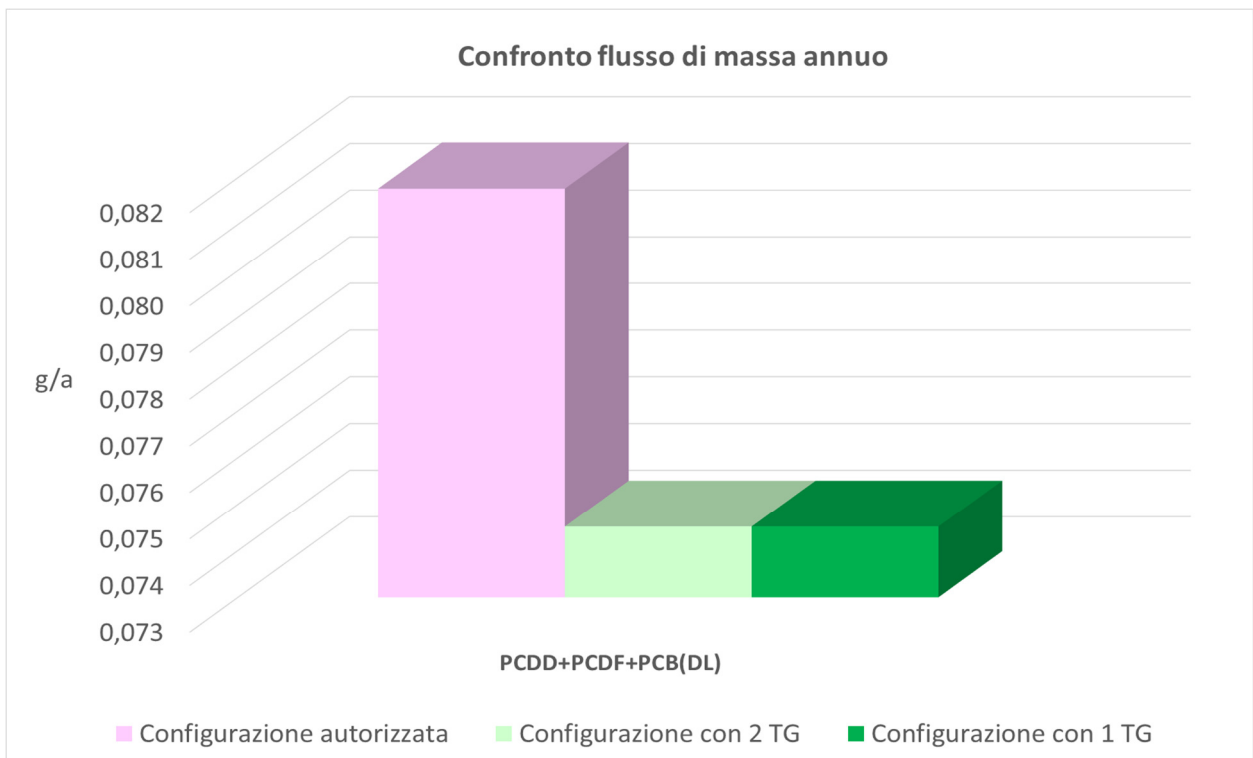


Figura 6.6. Flussi di massa di PCDD, PCDF e PCB-DL (tre configurazioni)



Infine, nei seguenti due grafici è messo in maggiore evidenza il vantaggio ambientale che si ottiene dalla configurazione con 1 turbogas rispetto a quella con 2 turbogas (già rappresentato in *Figura 6.2* e in *Figura 6.4*, ma meno visibile per motivi di scala dell’asse delle ascisse).

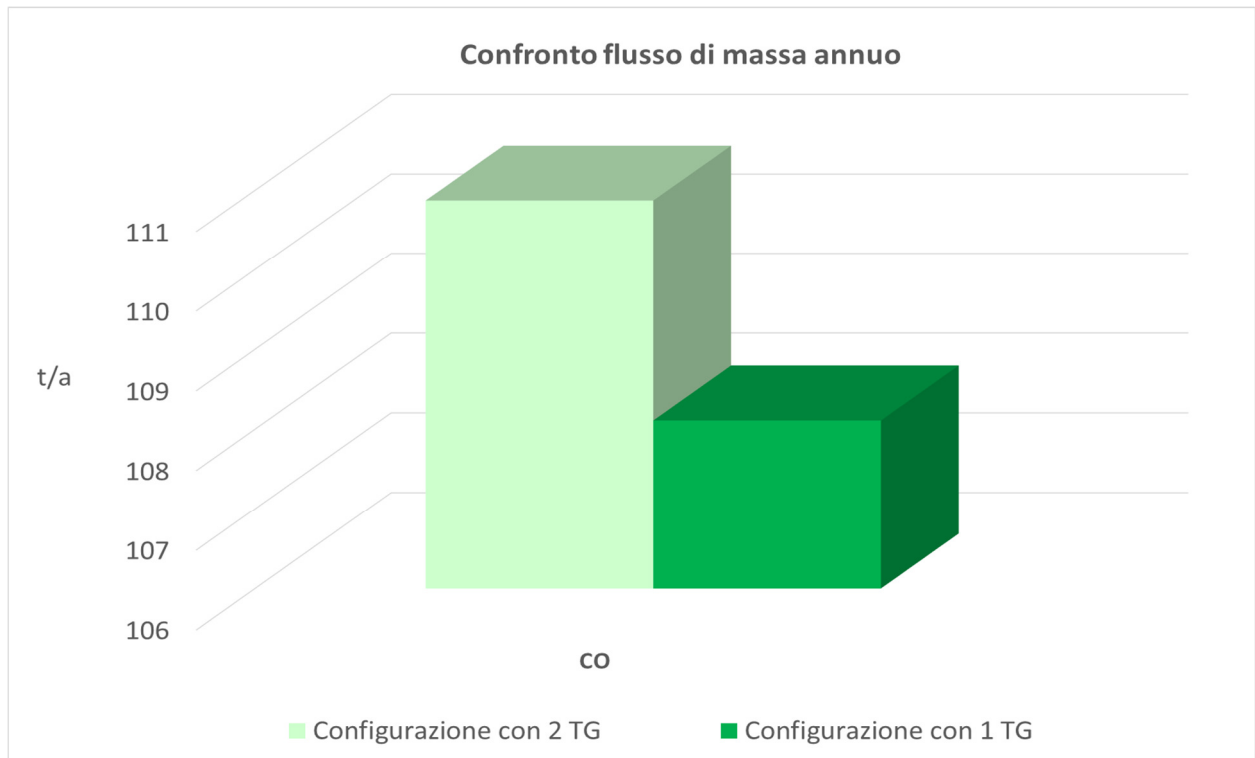


Figura 6.7. Flussi di massa di CO (conf. con 2 turbogas e conf. con 1 turbogas)

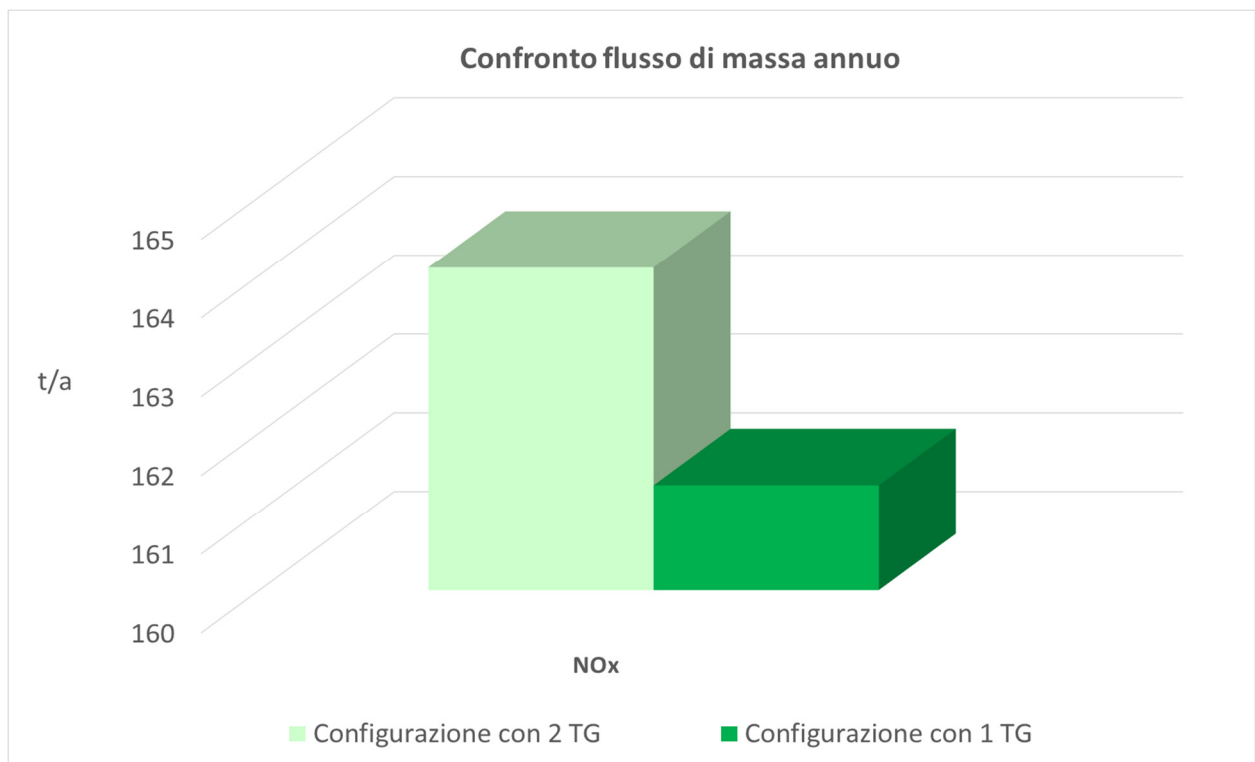


Figura 6.8. Flussi di massa di NO<sub>x</sub> (conf. con 2 turbogas e conf. con 1 turbogas)



## 7. ELIMINAZIONE DELL’EMISSIONE E13

La configurazione di progetto prevede l’eliminazione dell’emissione E13 in quanto non più necessaria.

Si fornisce pertanto il quadro emissivo aggiornato degli impianti di produzione carta, riportando anche il quadro relativo alla configurazione autorizzata, che rimane naturalmente invariato, per facilità di confronto.

Si allega inoltre la Tavola 5 rev. 01 con l’aggiornamento in questione.



Emissioni Polveri e COV (Stato autorizzato)	Macchina / impianto di provenienza	Portata max nom.	Conc. Polveri	Conc. COV	Flusso di massa Polveri	Flusso di massa COV	Ore / giorno	Giorni / anno	Flusso Annuo Polveri (Conf. Aut.)	Flusso Annuo COV (Conf. Aut.)
		[Nm <sup>3</sup> /h]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[kg/h]	[kg/h]			[t/a]	[t/a]
E74	Estrazione fumane seccheria	46.900	10	50	0,47	2,35	24	357	4,0	20,1
E75	Estrazione fumane seccheria	50.700	10	50	0,51	2,54	24	357	4,3	21,7
E76	Estrazione fumane seccheria	49.600	10	50	0,50	2,48	24	357	4,2	21,2
E77	Estrazione fumane seccheria	48.300	10	50	0,48	2,42	24	357	4,1	20,7
E78	Estrazione fumane seccheria	51.800	10	50	0,52	2,59	24	357	4,4	22,2
E79	Estrazione fumane seccheria	51.300	10	50	0,51	2,57	24	357	4,4	22,0
E190	Estrazione aria da pulper zona umida	13.200	10	50	0,13	0,66	24	357	1,1	5,7
E80	Sfiato pompa a vuoto	600	10	50	0,01	0,03	24	357	0,1	0,3
E185	Scarico aspiratore vuoto	1.000	10	50	0,01	0,05	24	357	0,1	0,4
E187	Scarico aspiratore vuoto	10.900	10	50	0,11	0,55	24	357	0,9	4,7
E188	Scarico aspiratore vuoto	11.500	10	50	0,12	0,58	24	357	1,0	4,9
E189	Scarico aspiratore vuoto	11.000	10	50	0,11	0,55	24	357	0,9	4,7
E104	Aspirazione taglio coltelli bobinatrice	18.900	10	50	0,19	0,95	24	357	1,6	8,1
E105	Bobinatrice	9.200	10	50	0,09	0,46	24	357	0,8	3,9
E182	Estrazione fumane imballo finale rotoli	2.600	10	50	0,03	0,13	24	357	0,2	1,1
E127	Estrazione fumane saldatura	2.400	10	50	0,02	0,12	24	357	0,2	1,0
E128	Estrazione fumane saldatura	2.400	10	50	0,02	0,12	24	357	0,2	1,0
E167	Estrazione vapori pulper DIP 2	2.000	10	50	0,02	0,10	24	357	0,2	0,9
E186	Estrazione fumane seccheria	600	10	50	0,01	0,03	24	357	0,1	0,3

**Totale Flussi di massa da Impianti Produzione Carta**

**32,98**

**164,89**

Figura 7.1. Quadro emissivo impianti produzione carta (configurazione autorizzata)



Vecchia numerazione e Camini	Emissioni Polveri e COV (Progetto)	Macchina / impianto di provenienza	Portata max nom.	Conc. Polveri	Conc. COV	Flusso di massa Polveri	Flusso di massa COV	Ore / giorno	Giorni / anno	Flusso Annuo Polveri (Conf. Di progetto)	Flusso Annuo COV (Conf. di Progetto)
			[Nm <sup>3</sup> /h]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[kg/h]	[kg/h]			[t/a]	[t/a]
E74	E1	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E75	E2	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E76	E3	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E77	E4	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E78	E5	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E79	E6	Estrazione fumane seccheria	86.700	6	0	0,520	0,00	24	350	4,4	0,0
E190	E7	Estrazione aria da pulper zona umida	13.200	10	0	0,132	0,00	24	350	1,1	0,0
E80	E8	Sfiato pompa a vuoto	600	10	0	0,006	0,00	24	350	0,1	0,0
E185	E9	Scarico aspiratore vuoto	1.000	10	0	0,010	0,00	24	350	0,1	0,0
E187	E10	Scarico aspiratore vuoto	10.900	10	0	0,109	0,00	24	350	0,9	0,0
E188	E11	Scarico aspiratore vuoto	11.500	10	0	0,115	0,00	24	350	1,0	0,0
E189	E12	Scarico aspiratore vuoto	11.000	10	0	0,110	0,00	24	350	0,9	0,0
E105	E14	Bobinatrice	3.000	6	0	0,018	0,00	24	350	0,2	0,0
E182	E15	Estrazione fumane imballo finale rotoli	500	6	0	0,003	0,00	24	350	0,0	0,0
E127	E16	Estrazione fumane saldatura	1.200	10	0	0,012	0,00	24	350	0,1	0,0
E128	E17	Estrazione fumane saldatura	1.200	10	0	0,012	0,00	24	350	0,1	0,0
E167	E18	Estrazione vapori pulper DIP 2	2.000	10	0	0,020	0,00	24	350	0,2	0,0

<b>Totale Flussi di massa da Impianti Produzione Carta</b>	<b>30,81</b>	<b>0,00</b>
<b>Differenza tra Progetto e stato autorizzato</b>	<b>-2,17</b>	<b>-164,9</b>
<b>Differenza % tra Progetto e stato autorizzato</b>	<b>-6,6%</b>	<b>-100,00%</b>

Figura 7.2. Quadro emissivo impianti produzione carta (configurazione di progetto con l’eliminazione dell’emissione E13



La modifica comporta una diminuzione del flusso di massa annuo delle polveri dagli impianti di produzione carta:

- **del 6,6% rispetto alla configurazione autorizzata**
- **del 3% rispetto alla configurazione progettuale precedente**



## 8. CONCLUSIONI

Nella presente relazione è stato descritto l’ulteriore aggiornamento tecnologico-progettuale della configurazione degli impianti di produzione di energia della Cartiera di Mantova, acquisita dalla società Cartiere Villa Lagarina.

Quest’ultimo aggiornamento deriva da alcune richieste e osservazioni emerse in fase di Conferenza dei Servizi, nell’ambito dell’iter di riesame con voltura dell’Autorizzazione Integrata Ambientale.

A seguito di accurate valutazioni è emerso che la configurazione impiantistica può essere ottimizzata passando dalla configurazione con due gruppi turbogas “Mars 100” ad una nuova configurazione con un solo gruppo turbogas “Titan 250”.

L’aggiornamento progettuale è pertanto finalizzato all’ottimizzazione dei consumi e dei rendimenti energetici e a un ulteriore miglioramento delle prestazioni ambientali, ottenibile mediante la massima applicazione delle BAT.

Le valutazioni relative ai **rendimenti energetici** della nuova configurazione con 1 turbogas mettono in evidenza i seguenti vantaggi:

- rispetto alla configurazione autorizzata:
  - **incremento del rendimento della CTE dell’11%;**
  - **incremento del rendimento dell’impianto di recupero energetico del 60%;**
  - **incremento del rendimento complessivo del 15%;**
  
- rispetto alla configurazione con 2 turbogas:
  - **incremento del rendimento della CTE del 4%;**
  - **incremento del rendimento dell’impianto di recupero energetico del 3%;**
  - **incremento del rendimento complessivo del 3%;**

Le valutazioni relative alle **prestazioni ambientali** della nuova configurazione con 1 turbogas **confermano il buon quadro emissivo di progetto già descritto nella relazione precedente, ovvero le seguenti riduzioni stimate<sup>2</sup> dei flussi di massa degli inquinanti, rispetto alla configurazione autorizzata:**

- **- 9% di Polveri, COT, HCl, HF e inquinanti organici**
- **- 35% di NH<sub>3</sub>**
- **- 12,5% di microinquinanti inorganici**
- **- 81% di SO<sub>x</sub>**

---

<sup>2</sup> Valori arrotondati



E mettono in evidenza:

- **la riduzione ulteriore delle emissioni di CO: dal – 21% al -23%**
- **la riduzione ulteriore delle emissioni di NOx, dal – 49% al -50%.**

Infine, l’eliminazione dell’emissione E13 consente di migliorare ulteriormente in quadro emissivo relativo alle emissioni di polveri provenienti dagli impianti di produzione carta, con una diminuzione del flusso di massa annuo:

- **del 6,6% rispetto alla configurazione autorizzata**
- **del 3% rispetto alla configurazione progettuale precedente**

