

CENTRALE TERMOELETTRICA DI TURBIGO

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

RIESAME

D.Lgs. 03/04/2006 n.152 e s.m.i., Parte II, Titolo III-bis

TITOLO ELABORATO

ANALISI ENERGETICA

ELABORATO n° D10	SCALA	DATA APRILE 2019	REDATTO	E. Carantoni
			CONTROLLATO	P.A. Donna Bianco M. Montrucchio
			APPROVATO	P. Palmieri
NOME FILE				
REVISIONE N°	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE E RIFERIMENTI DOCUMENTI SOSTITUTIVI		
0	Aprile 2019	Emissione		

PROPONENTE



VALIDATO

Ing. E. Clara
iren energia

CONSULENTE



INDICE

1	PREMESSA	3
2	VALUTAZIONE ENERGETICA DEGLI IMPIANTI.....	4

1 PREMESSA

Gli impianti della centrale di Turbigo, attiva fin dagli anni '20, sono stati nel tempo oggetto di successivi interventi più o meno rilevanti di ammodernamento e potenziamento, tra cui la realizzazione di cicli combinati.

La realizzazione di cicli combinati, costituiti dall'abbinamento del ciclo di Brayton (turbina a gas) con il ciclo di Rankine (turbina a vapore), ha trovato sviluppo, in particolar modo negli ultimi anni, in relazione agli elevati rendimenti ottenibili dall'energia del combustibile utilizzato.

In effetti un processo termodinamico risulta tanto più efficiente quanto più alta è la temperatura della fase in cui il calore viene fornito al sistema, e quanto più bassa invece la temperatura della fase in cui il calore viene ceduto dal sistema verso l'esterno. Il ciclo a vapore opera con una temperatura media relativamente bassa durante la fase di apporto di calore (circa 400°C per temperature massime di circa 550°C) e per converso presenta una temperatura molto bassa, molto vicina a quella ambiente, nella fase di cessione all'esterno del calore residuo. Ciò comporta da un lato rendimenti massimi che, anche a costo di notevoli complicazioni impiantistiche, non superano il 40% circa e dall'altro il trasferimento all'esterno di una quota di energia pari a circa il 60% di quella totale fornita con il combustibile, ad una temperatura così bassa da non consentirne praticamente il recupero.

Il ciclo di una turbina a gas presenta invece una situazione inversa e complementare; la temperatura media, durante la fase di combustione, è ben più alta che nel caso precedente (circa 800°C con temperature massime di circa 1250°C), ma anche la temperatura di rimozione del calore residuo è molto elevata (circa 600°C), con rendimenti dell'ordine del 33–38%.

Nello stesso tempo però l'energia che viene ceduta all'esterno con i gas di scarico, pari a circa i due terzi di quella fornita con il combustibile, proprio per la sua elevata temperatura, può essere riutilizzata per produrre vapore da far operare in un ciclo di Rankine, realizzando così la “combinazione” fra i due cicli. Si realizza, quindi, in questo modo un processo complessivo che impiega il calore del combustibile alla temperatura elevata del turbogas e cede il calore residuo all'ambiente alla bassa temperatura corrispondente al condensatore della turbina a vapore, determinando le condizioni ottimali per rendimenti lordi anche dell'ordine del 55–60%.

2 VALUTAZIONE ENERGETICA DEGLI IMPIANTI

La seguente tabella¹ riporta i rendimenti di impianti nuovi o già esistenti tratti dalle più recenti *BAT Conclusions* per grandi impianti di combustione.

Per i cicli combinati le riduzioni di carico sono fortemente penalizzanti per il rendimento. Inoltre è da considerare il rendimento medio nell'arco di un anno, che incorpora le perdite dovute a depositi, sporcamenti, transitori di avviamento, possono portare a valori di rendimento inferiori anche del 2% rispetto a quelli previsti.

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	
	Nuova unità	Unità esistente		Nuova unità	Unità esistente
Motore a gas	39,5–44 ⁽⁶⁾	35–44 ⁽⁶⁾	56–85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.	
Caldaia a gas	39–42,5	38–40	78–95	Nessun BAT-AEEL.	
Turbina a gas a ciclo aperto, $\geq 50 \text{ MW}_{th}$	36–41,5	33–41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5–41	33,5–41
Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)					
CCGT, 50–600 MW_{th}	53–58,5	46–54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{th}$	57–60,5	50–60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, 50–600 MW_{th}	53–58,5	46–54	65–95	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{th}$	57–60,5	50–60	65–95	Nessun BAT-AEEL.	

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).

⁽³⁾ I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.

⁽⁴⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.

⁽⁵⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.

⁽⁶⁾ Potrebbe essere difficile raggiungere questi livelli nel caso di motori configurati per raggiungere livelli di NO_x inferiori a 190 mg/Nm^3 .

¹ Tabella 23 – Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale – BAT 40 – Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.

Nel caso in esame si fa riferimento all'assetto attualmente autorizzato, come riportato nella Scheda A, il quale è composto da impianti già realizzati e altri non ancora costruiti; in particolare risultano realizzati:

- Ciclo combinato (CC2+1) TL800
- Caldaie ausiliarie (n.2 da 9300 kW ciascuna)

mentre non è ancora stato realizzato:

- Ciclo combinato (CC1+1) TL400.

Tale assetto corrisponde all'assetto impiantistico denominato "Fase II" (autorizzata nel DVA-DEC-2010-0000370), al quale si rimanda per dettagli, e, come indicato nella Scheda A, alle modifiche successive che hanno comportato la messa fuori servizio definitiva delle unità convenzionali, e previsto caldaie di tipologia e potenza differente.

Nel loro complesso, il TL800 e il TL400 hanno una potenza del combustibile in ingresso pari a 2295 MW ed una produzione elettrica lorda di 1290 MWe.

Per quanto concerne i rendimenti del ciclo combinato esistente, il rendimento elettrico lordo è pari al 56,2%.

Volendo stimare le produzioni energetiche annue in un anno tipo, comprensive degli autoconsumi, partendo dall'assetto di un anno tipo alla capacità produttiva descritto nelle varie tabelle della scheda B, si può risalire ad un "rendimento elettrico netto" (comprensivo quindi degli autoconsumi di energia elettrica) intorno al 55,1%, da confrontare con la tabella precedente relativa alle BAT di settore: tale rendimento risulta interno al range previsto per questa categoria di impianti per le unità esistenti.

In merito all'impianto non ancora realizzato TL400, nelle schede relative al presente riesame si è fatto riferimento ai dati di consumi e produzioni già autorizzati, che risultavano in linea con il ciclo combinato esistente TL800. Tali dati verranno aggiornati nelle successive fasi di progettazione e autorizzazione dell'impianto, al fine di rispondere pienamente ai requisiti previsti dalle BAT di settore per le nuove unità (che prevedono rendimenti elettrici netti non inferiori al 57%).

Per quanto concerne le caldaie, la BAT non è applicabile in quanto in funzione per un numero di ore inferiore a 1500 ore/anno.