

Le microturbine a combustione esterna per lo sfruttamento della biomassa



F. Armanasco, A. Rossetti
RSE – Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a.

Ormai da decenni, nell'ambito della generazione termoelettrica, la turbina a gas è oggetto di grande interesse per svariate ragioni quali: compattezza e semplicità della macchina, affidabilità, ridotti costi d'investimento, rapidità nella costruzione ed elevati rendimenti di conversione termica. Ciononostante, uno dei limiti più riconosciuti della tecnologia è certamente la necessità di usare combustibili puliti e pregiati, generalmente gas naturale. Le tecnologie che permettono ad oggi di utilizzare anche combustibili "sporchi" e poco pregiati per alimentare le turbine a gas sono infatti ancora in fase di sviluppo. Tra le numerose attività di ricerca, molte sono concentrate sull'uso della biomassa che, tra le fonti rinnovabili, ha certamente il pregio di essere una risorsa programmabile.

Gli impianti *IGCC* (Integrated Gasification Combined Cycle) e *PFBC* (Pressurized Fluidized Bed Combustion) offrono già la possibilità di alimentare un ciclo combinato di grande taglia gas-vapore con il carbone, e sono quindi da tempo valide alternative alle comuni centrali a polverino di carbone. Tra le tecnologie più innovative molti studi si stanno invece concentrando sulle *EFGT* (Externally Fired Gas Turbine). Nonostante le notevoli potenzialità riportate da molti studi, da un punto di vista realizzativo, un ciclo di grande taglia a combustione esterna (o indiretta) non è ancora realizzabile perché richiede l'uso di componenti che resistano alle alte temperature necessarie per il raggiungimento di rendimenti accettabili.

Un ambito invece dove gli impianti a combustione esterna possono affermarsi è la cogenerazione di taglia medio-piccola, in cui gli impianti di tipo *IGCC* e *PFBC* non sono economicamente sostenibili [1]. Esperienze passate di cicli a combustione esterna a ciclo chiuso (*CCGT*) sono avvenute principalmente in Germania alla fine degli anni 50, documentate in diversi lavori presenti in letteratura [2][3][4]. I problemi incontrati sono stati un elevato costo iniziale dell'impianto, da cui è derivato un lungo periodo di ammortamento, in aggiunta all'inevitabile sporcamento e deterioramento dei materiali causato dalla cenere. A partire dagli anni '80, l'idea della combustione esterna è stata ripresa, confidando nelle potenzialità dei materiali compositi ceramici per la costruzione delle parti ad alta temperatura.

Numerosi lavori e gli studi svolti fino ad oggi [5-21] mostrano come sia tecnicamente possibile realizzare impianti, operanti secondo un ciclo Joule Brayton, unicamente alimentati a biomassa. In letteratura sono presenti numerosi lavori che analizzano le diverse configurazioni impiantistiche di taglia medio-piccola e ne confrontano le prestazioni con soluzioni alternative. Le principali soluzioni alternative sono i cicli Rankine a fluido organico abbinato ad una caldaia a griglia e i motori a combustione esterna abbinati ad un sistema di gassificazione. La soluzione con motore a combustione interna presenta prestazioni energetiche superiori rispetto alle altre soluzioni, che risultano invece più o meno omogenee tra di loro.

Solamente la soluzione che prevede l'impiego diretto della biomassa nel ciclo a gas (combustione di syngas) è in grado di raggiungere prestazioni analoghe a quelle del motore a combustione interna tuttavia, tale configurazione è adottabile solo in presenza di un opportuno sistema di gas cleaning, trovando quindi impiego solo per taglie maggiori (>5 MW).

La soluzione con turbina a gas a combustione esterna con caldaia a pressione atmosferica sembrerebbe essere il miglior compromesso: i vantaggi tipici della tecnologia delle turbine a gas, quali elevata vita utile, bassi costi di manutenzione ed elevata affidabilità sono uniti a buone prestazioni dal punto di vista energetico.

La combustione esterna nelle turbine prevede che il processo di combustione non coinvolga il fluido di lavoro che espande in turbina, ma avvenga in un combustore posto a valle della turbina stessa. Pertanto

il riscaldamento del fluido di lavoro del ciclo, semplicemente aria compressa, è effettuato in uno scambiatore di calore come mostrato nella figura seguente (lo schema raffigurato tiene in considerazione anche un recupero termico dei gas di scarico in assetto cogenerativo). Lo schema rappresentato è simile a quello di una tradizionale microturbina a gas, ma il combustore viene spostato a valle della turbina e al suo posto viene introdotto uno scambiatore di calore.

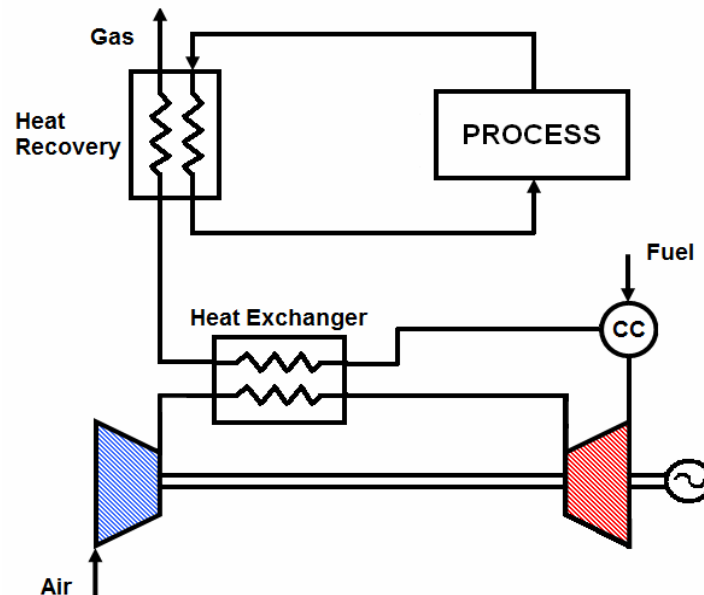


Fig. 1 - Schema di una microturbina cogenerativa con combustione esterna

Questo tipo di configurazione è stato a lungo studiato e sviluppato con lo scopo di eliminare uno dei più grandi limiti di funzionamento delle turbine, ossia la necessità di alimentare questi impianti con combustibili puliti, per evitare problemi importanti come l'erosione delle pale dell'espansore e il danneggiamento della macchina ad opera di agenti corrosivi. Grazie alla combustione esterna è permesso l'utilizzo di ogni tipo di combustibile poiché i fumi della combustione non devono attraversare le pale della turbina. Si ritiene importante ricordare che i primi studi in questa direzione sono stati fatti sulle grandi turbine con lo scopo di poterle alimentare a carbone [5], inoltre sono stati analizzati anche impianti di altre taglie, ma gli impianti più promettenti per lo sfruttamento di questa tecnologia sono risultati essere le turbine di piccola taglia alimentate in parte a gas naturale e in parte a biomassa [7].

Un ulteriore vantaggio è riscontrabile nel fatto che la combustione esterna avviene nella maggior parte dei casi a pressione ambiente, diversamente dai casi in cui la combustione è interna, e questo comporta particolari vantaggi per i combustibili solidi. Inoltre la camera di combustione viene posta a valle della turbina con lo scopo di sfruttare il calore presente nell'aria successivamente al processo di espansione.

All'uscita dallo scambiatore di calore i gas combusti hanno temperature tali ($200^{\circ}\text{C} \div 250^{\circ}\text{C}$) da consentire un ulteriore intervento per migliorare le prestazioni del ciclo: adottare un assetto cogenerativo ed effettuare un ulteriore recupero termico che non si limiti solo al riscaldamento dell'aria compressa.

Per tale operazione ci sono diverse alternative: cedere il calore ad un utente finale oppure sfruttarlo completamente nell'impianto per il trattamento del combustibile.

Utenza termica:

cedere potenza termica ad un fluido termovettore per soddisfare le richieste di un'utenza termica. Tuttavia non sempre, in prossimità di un impianto di sfruttamento della biomassa, è presente un'utenza termica (industriale o civile) che abbia caratteristiche opportune (in termini di potenza termica richiesta,

profilo temporale della domanda, temperatura del fluido termovettore necessaria, distanza dal sito) per sfruttare opportunamente la potenza termica smaltita dal ciclo.

Sicuramente interessante potrebbe risultare l'integrazione con un ciclo a recupero a bassa entalpia (ORC) così da realizzare un ciclo combinato, incrementare la potenza elettrica prodotta e ridurre la potenza termica disponibile per il recupero (destinandola ad usi interni all'impianto). Questa alternativa, sicuramente valida dal punto di vista energetico (quando è disponibile un ORC idoneo), richiede anche una valutazione economica per verificarne l'opportunità.

Deumidificazione:

riduzione del quantitativo di acqua presente.

La deumidificazione è un processo vantaggioso dal punto di vista tecnico perché permette di aumentare il potere calorifico della biomassa e, a seconda delle esigenze, ridurre le dimensioni dell'impianto (se si mantiene costante la potenza termica fornita al ciclo) oppure migliorarne le prestazioni (se si mantiene costante la portata di biomassa inviata al combustore).

A pari potenza termica fornita all'impianto occorre un minor quantitativo di biomassa, di conseguenza, le dimensioni del combustore e del sistema di movimentazione risultano più contenute.

A pari portata di biomassa è possibile fornire una maggior potenza termica al ciclo che permette di ottenere:

1. una temperatura più alta all'ingresso della turbina;
2. una maggiore potenza elettrica prodotta;
3. una maggior potenza disponibile per il recupero termico.

È stato riscontrato che una riduzione del contenuto di umidità della biomassa al di sotto del 20% non produce però miglioramenti significativi del rendimento. Dimensionando opportunamente, in funzione del contenuto di umidità, il quantitativo di biomassa da deumidificare è possibile ottenere un recupero termico ottimale. Occorre tuttavia sottolineare che per attuare questa strategia di recupero termico si rende necessario aggiungere un ulteriore componente: l'essiccatore.

Da ultimo il calore residuo può essere sfruttato nel processo di gassificazione, qualora l'impianto sia dotato di gassificatore. L'introduzione di tale componente nell'impianto per lo sfruttamento della biomassa produce notevoli benefici perché permette una più facile movimentazione del combustibile e l'utilizzo di un combustore più semplice e di dimensioni modeste, che tuttavia non è possibile collocare prima dell'ingresso in turbina poiché il gas non possiede un grado di pulizia sufficiente a garantirne l'integrità. Le migliori prestazioni nello sfruttamento della biomassa si ottengono se l'impianto di gassificazione è accoppiato con un motore a combustione interna. Nel caso delle turbine a gas, per avere prestazioni comparabili con gli impianti alimentati a gas naturale, è necessaria una notevole complicazione di impianto che prevede l'uso di un gassificatore in pressione e la presenza di uno scambiatore rigenerativo.

Delle diverse possibilità descritte per lo sfruttamento della biomassa nessuna è nettamente superiore rispetto alle altre e per tutte è necessaria una valutazione economica che tenga conto sia delle particolarità dell'impianto sia dei fabbisogni specifici dell'utenza.

La configurazione che prevede una microturbina a gas da 100 kW alimentata a cippato con caldaia atmosferica esterna, rappresenta di fatto una delle poche soluzioni che abbiano raggiunto una certa maturità commerciale [15][16]. Diversi impianti di questa tipologia sono installati sul territorio italiano e hanno mostrato una certa affidabilità di esercizio. Allo stato attuale, tali impianti hanno costi che posso raggiungere valori doppi rispetto alla semplice unità cogenerativa a gas naturale. Un esercizio in assetto cogenerativo e la presenza di una tariffa incentivante sull'energia elettrica prodotta (tariffa omnicomprensiva) garantiscono inoltre un buon ritorno dell'investimento [22].

BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Consonni E. Macchi, Libro bianco sulla cogenerazione, volume terzo: rassegna critica dello stato dell'arte dei sistemi cogenerativi alimentati a gas naturale, ATIG Publisher, San Donato Milanese (MI), 1996.
- [2] K. Bammert, G. Groschup, Status Report on Closed-Cycle Power Plants in the Federal Republic of Germany, ASME Journal of Engineering for Power, 1977.
- [3] K. Bammert, Twenty-five Years of Operating Experience with Coal-Fired Closed-Cycle Gas Turbine Cogeneration Plant at Coburg, ASME Journal of Engineering for Power, 1983.
- [4] K. Bammert, Operating Experiences and Measurements on Turbo Sets of CCGT-Cogeneration Plants in Germany, ASME Journal of Engineering for Power, 1987.
- [5] E. D. Gauthier, Analysis of indirectly fired gas turbine power systems, GT2007-27226, Proceedings of the ASME Turbo Expo, Montreal, Canada, 14-17 Maggio 2007.
- [6] M. Kautz, U. Hansen, The externally fired gas turbine (EFGT-Cycle) and simulation of the key components, Proceedings of the 3rd European Congress on the Economics and Management of Energy in Industry, Estoril-Lisbon, Portugal, 6-9 Aprile 2004.
- [7] S. B. Ferreira, P. Pilidis, M. A. R. Nascimento, A comparison of different gas turbine concepts using biomass fuel, 2001-GT-0559, Proceedings of the ASME Turbo Expo, New Orleans, LA, USA, 4-7 Giugno 2001.
- [8] A. Traverso, L. Magistri, R. Scarpellini, A. Massardo, Demonstration plant and expected performance of an externally fired micro gas turbine for distributed power generation, GT2003-38268, Proceedings of the ASME Turbo Expo, Atlanta, GA, USA, 16-19 Giugno 2003.
- [9] Daniele Cocco, Paolo Deiana, Giorgio Cau, Performance evaluation of small size externally fired gas turbine (EFGT) power plants integrated with direct biomass dryers, Energy, 2006.
- [10] Martin Kautz, Ulf Hansen, The externally-fired gas-turbine (EFGT-Cycle) for decentralized use of biomass, Applied Energy 2007.
- [11] Alberto Traverso, Aristide F. Massardo, Riccardo Scarpellini, Externally Fired micro-Gas Turbine: Modelling and experimental performance, Applied Thermal Engineering, 2006.
- [12] G. Riccio, D. Chiamonti, Design and simulation of a small polygeneration plant cofiring biomass and natural gas in a dual combustion micro gas turbine (BIO_MGT), Biomass and Bioenergy, 2009.
- [13] A.Datta, R.Ganguly, Luna Sarkar, Energy and exergy analyses of an externally fired gas turbine (EFGT) cycle integrated with biomass gasifier for distributed power generation, Energy, 2010.
- [14] Samuel Carrara, Small – Scale Biomass Power Generation, 2010.
- [15] D. Chiamonti, G.Riccio, F.Martelli, “Small scale biomass fired microturbine system”, Central European Biomass Conference, Graz 2008.
- [16] Sito internet SibSiber: www.sibsiber.com, www.turbomass.com
- [17] R.Giglioli, M.Maggioni, A.Strambi, “Cogenerazione di piccola potenza da biomassa legnosa”, Legno Energia Bolzano 2009.
- [18] R. Giglioli, M. Maggioni, A.Strambi, “Micro impianti a biomassa solida a combustione esterna”, Azienda Stuard, Parma 2010
- [19] S. Barsali, G. Ludovici, “Externally fired micro gas turbine (75kWe) for combined heat and power generation from solid biomass”, Holzenergie Symposium 2010.
- [20] Martelli, F. et al.: Technical study and environmental impact of an external fired gas turbine power plant fed by solid fuel. 1st World Conference of Biomass, Sevilla 2000.
- [21] S. Bram, J. De Ruyck, N. Zdravkovic, “Status of external firing of biomass in gas turbines, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy 2005.
- [22] A.Rossetti, F. Armanasco, A. Lucchini. “Analisi tecnico-economica di impianti turbogas di piccola-media taglia con combustione di biomassa e combustibili fossili”, Rapporto RdS 2011.