

Appendice D

Bioenergie: le tecnologie e l'incidenza sul comparto energetico

Introduzione

Il Decreto Legislativo 28/2011 definisce la biomassa come “frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Il medesimo Decreto fornisce ulteriori definizioni. Per “bioliquidi” si intendono “combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l’elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa”. Biogas è “gas costituito prevalentemente da metano e da anidride carbonica prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa” (Regolamento UE 147/2013). In particolare: a) gas di discarica: biogas prodotto nelle discariche dalla digestione dei rifiuti; b) gas da fanghi di depurazione: biogas prodotto per fermentazione anaerobica dei fanghi di depurazione; c) altro biogas: biogas prodotto per fermentazione anaerobica dei prodotti agricoli, dei liquami zootecnici e dei rifiuti di macelli, birrerie e altre industrie agroalimentari. Infine per “biocarburanti” si intendono carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa.

L’analisi dell’impiego energetico della biomassa passa per la considerazione della molteplicità dei comparti energetici (industriali e civili) di destinazione (raggruppabili in prima istanza in generazione elettrica, termica e impiego nei trasporti) e la natura della fonte bioenergetica.

Una fonte energetica è rinnovabile quando il suo sfruttamento avviene in un tempo confrontabile con quello necessario per la sua rigenerazione. La biomassa può, in linea generale, essere inclusa tra queste fonti, precisando però che tale risorsa può essere considerata fonte di energia sostenibile e socialmente accettabile solo se gestita in modo appropriato, attraverso la attenta considerazione di una molteplicità di aspetti che includono: la comparabilità dei tempi di utilizzo della risorsa con quello di ripristino, la competizione dell’utilizzo a fini energetici con altre finalità (tipicamente alimentari), la considerazione degli effetti indiretti di impatto ambientale collegati con le operazioni ancillari connesse con l’utilizzo energetico (trattamenti meccanici e chimico/fisici, trasporto e stoccaggio) nonché con gli effetti di medio/lungo termine connessi con interventi nel ciclo naturale della biosfera vegetale e dei suoli sui quali la biosfera incide.

La diffusione della biomassa sul territorio nazionale e regionale, che verrà analizzata in un capitolo a parte, la rende una fonte energetica in grado di mitigare la problematica della sicurezza degli approvvigionamenti e di stabilire condizioni locali per lo sviluppo economico ed occupazionale.

Nel contesto italiano, le principali risorse di biomassa sono:

- Residui agricoli (paglie di cereali, residui verdi);
- Residui forestali e della lavorazione del legno (frascumi, ramaglie, scarti);
- Residui agroindustriali e dell’industria alimentare (vinacce, sanse, pannelli oleosi);
- Frazione organica dei rifiuti solidi urbani;
- Rifiuti zootecnici;

- Colture energetiche erbacee ed arboree dedicate.

La Figura 1 rappresenta in forma sintetica i differenti percorsi di trasformazione diretti ed indiretti per la produzione di energia (elettrica, termica o biocarburanti per trasporti) in relazione alla natura della biomassa di origine.

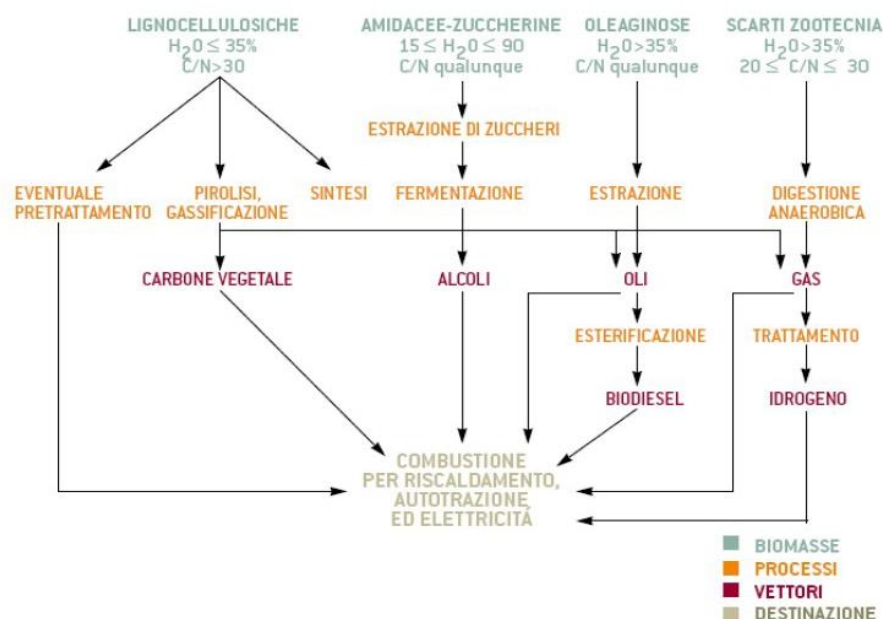


Figura 1. I percorsi di trasformazione della biomassa in funzione della sua natura e provenienza.

La Figura evidenzia la combinazione di processi termochimici e biochimici/fermentativi:

Processi termochimici: sono basati sulla esposizione della biomassa a temperature elevate, in grado di attivare trasformazioni chimiche di diversa natura, in dipendenza dell'atmosfera alla quale la biomassa è esposta, dalla temperatura stessa e dalla eventuale presenza di agenti catalitici in grado di promuovere il decorso selettivo dei processi desiderati. Per tali processi sono utilizzabili i prodotti ed i residui cellulosici e legnosi in cui il rapporto C/N abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità non superi il 30%. Le biomasse più adatte a subire processi di conversione termica sono quindi la legna e tutti i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.); i sottoprodotti colturali di tipo ligno-cellulosico (paglia di cereali, residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.); alcuni scarti di lavorazione (pula, gusci, noccioli, ecc.).

Processi biochimici/fermentativi: ricavano energia da reazioni chimiche dovute alla presenza di funghi, enzimi e microrganismi che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni. Per la conversione biochimica, impiegata per le biomasse non legnose in cui il rapporto tra il

contenuto di carbonio ed il contenuto di azoto (detto rapporto C/N) sia inferiore a 30 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%, risultano idonee le colture acquatiche; alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, ortive, patata, ecc.); i reflui zootecnici; alcuni scarti di lavorazione (borlande, acqua di vegetazione, ecc.); la biomassa eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

Alle principali categorie di trasformazione sopra richiamate possono essere associati processi di conversione chimica e chimico-fisica di medio-bassa temperatura, quali la transesterificazione di lipidi (nelle varie soluzioni: acida, basica ed enzimatica) e l'idrotrattamento, per lo più finalizzati alla produzione di biocombustibili liquidi "semplici".

Si possono stabilire importanti sinergie tra le filiere produttive riferite alla bio- e termocconversione, ad esempio nella valorizzazione per via termochimica di biomasse non facilmente fermentabili, ovvero attraverso la conversione per via termochimica di biomassa in liquidi e/o gas fermentabili.

Processi di conversione termochimica di biomasse

Dalle biomasse è possibile, per combustione diretta, ottenere energia attraverso caldaie tradizionali o a letto fluido; con questo procedimento si genera vapore che può essere utilizzato per riscaldamento oppure per produrre energia meccanica o elettrica attraverso turbine tradizionali o in motori a combustione esterna. Le stesse biomasse possono essere, in alternativa, gassificate per alimentare turbine a gas o per altri usi energetici. Come ultima opzione, dalle stesse biomasse si possono ottenere, mediante pirolisi, combustibili solidi o liquidi.

Combustione diretta.

La combustione è una tecnologia pienamente matura e viene generalmente attuata in caldaie. La combustione di prodotti e residui agricoli si attua con rendimenti variabili dal 15% fino al 30% in dipendenza della scala e delle caratteristiche dell'impianto, se si utilizzano come combustibili sostanze ricche di glucidi strutturati (cellulosa e lignina) e con contenuti di acqua inferiori al 35%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono: legname; paglie di cereali; residui di raccolta di legumi secchi, di piante oleaginose (ricino, catramo, ecc.) e di piante da fibra tessile (cotone, canapa, ecc.); residui legnosi di potatura di piante da frutto o forestali; residui delle industrie agrarie; ecc. Una combustione a biomassa associata a un impianto a ciclo a vapore Rankine ha un rendimento elettrico netto dell'ordine del 25% per potenze intorno ai 10 MWe, per potenze inferiori i rendimenti sono più bassi. Alternativa alla combustione mono-combustibile, è rappresentata dalla co-combustione in impianti tradizionali di combustibile fossile con una frazione di biomassa.

A livello nazionale gli impianti di produzione di energia elettrica (o combinati energia elettrica e calore, detti di cogenerazione) alimentati a biomasse solide in esercizio sono circa 200 (inclusi 4 grandi impianti di co-combustione con carbone in Sardegna) per una potenza complessiva di circa 2.500 MWe ed una produzione annua di elettricità pari a circa 2.500 GWh. La loro distribuzione sul territorio presenta una netta prevalenza di impianti nel Nord

(74%), seguita dal Sud (14%) e dal Centro (12%). Nel meridione prevalgono impianti con taglie più elevate e tipicamente finalizzati solo alla produzione di energia elettrica, con una potenza installata media di 10 MWe, mentre nel Nord e nel Centro le potenze medie sono rispettivamente di circa 7 e 2 MWe, in prevalenza impianti di cogenerazione. A questi impianti vanno aggiunti quelli finalizzati unicamente alla produzione di calore, spesso collegati a reti di teleriscaldamento, e per la quasi totalità ubicati nel Nord, di cui però manca ad oggi un censimento attendibile.

Per la combustione diretta delle biomasse si utilizzano due possibili tecnologie: impianti di combustione a griglia fissa o mobile, e impianti di combustione a letto fluido (Figura 2).

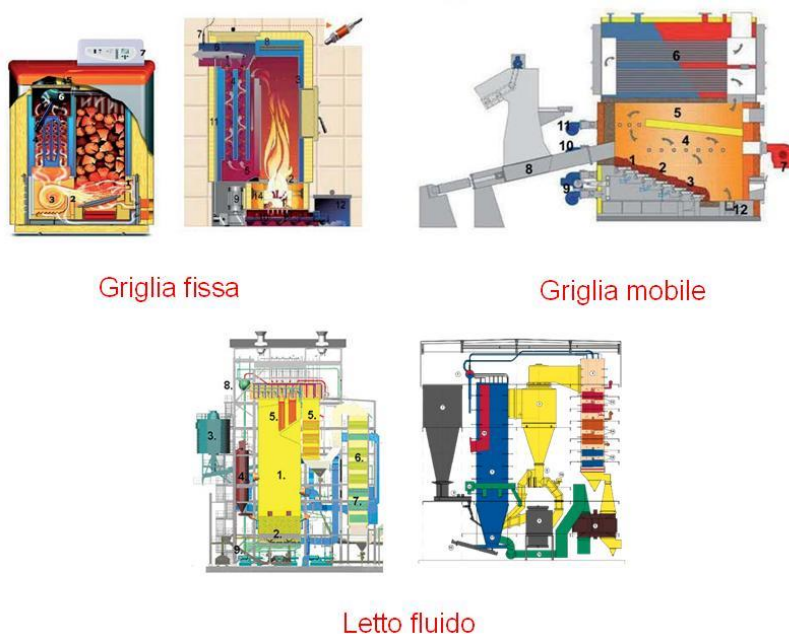


Figura 2. Tipologie di sistemi di combustione diretta di biomassa solida.

Gli impianti di combustione a griglia fissa o mobile, studiati appositamente per la combustione di biomasse e rifiuti, possono essere dotati di griglie fisse, a barrotti mobili, a scosse, oppure ancora a rotative o a catena. In ogni caso la finalità è quella di realizzare una totale combustione del materiale immesso, garantendo con il sistema "griglia-camera di combustione" la riduzione massima possibile delle scorie di materiale non inerte e la riduzione degli inquinanti gassosi (ossidi di azoto, anidride carbonica, ossido di carbonio, ecc). Queste soluzioni sono di tipo classico e non richiedono particolare tecnologia per la gestione o per la conduzione. I gas di combustione generano vapore passando attraverso la caldaia, che viene poi utilizzato per la produzione di energia elettrica e, in alcuni casi, anche per usi termici (co-generazione). Le caldaie a griglia fissa sono generatori di piccola e media dimensione con potenza compresa fra 25 kW e 400-500 kW, impiegati a scala domestica o a servizio di mini reti di teleriscaldamento. Le caldaie a griglia mobile, invece, sono generatori caratterizzati da una potenza medio-grande, compresa fra ca. 100 kW ed alcuni MW, impiegati sia nel settore residenziale che in quello industriale.

Negli impianti a letto fluido la combustione del materiale avviene in apposite camere refrattariate nelle quali il combustibile, insieme ad un materiale granulare "inerte" costituente

il letto, è mantenuto in sospensione tramite un flusso d'aria dal basso verso l'alto. Questo sistema si è dimostrato particolarmente efficace per ottenere la totale combustione di biomasse derivanti dai rifiuti. Infatti, con questa particolare tecnologia, i prodotti disomogenei per forma e per tipologia rimangono all'interno del letto fluido fino alla loro completa combustione. Un ulteriore vantaggio è l'uniformità di temperatura nella camera di combustione che permette di bruciare la biomassa a temperature relativamente basse (700 – 850°C) con una limitata produzione di sostanze inquinanti (NO_x). Gli impianti di combustione a letto fluidizzato a biomassa/rifiuto attualmente operanti in Italia hanno in maggioranza potenza compresa tra i 5 e i 20 MW, e sono sia del tipo bollente che circolante.

Nella Tabella 1 sono riportate le capacità tipiche delle caldaie in relazione alla quantità di biomassa necessaria (e quindi all'area di produzione/raccolta della biomassa). Come si può notare, per potenzialità basse le caldaie sono rivolte principalmente alla produzione di energia termica, per quelle intermedie alla cogenerazione di energia elettrica e termica (CHP) e per quelle più alte alla sola produzione di energia elettrica. In generale, la cogenerazione consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva del sistema di conversione di energia, per cui è sicuramente di notevole interesse in quest'ambito.

Tabella 1 Criteri di selezione degli impianti di conversione termoelettrica da biomassa solida

Table 1 • Typical scale of operation for various sizes and types of bioenergy plants

Type of plant	Heat _(th) or power _(e) capacity ranges, and annual hours of operation.	Biomass fuel required (oven dry tonnes/year)	Vehicle movements for biomass delivery to the plant	Land area required to produce the biomass (% of total within a given radius).
Small heat	100 - 250 kW _{th} 2 000 hr	40 - 60	3 - 5 / yr	1 - 3% within 1 km radius
Large heat	250kW _{th} - 1 MW _{th} 3 000 hr	100 - 1200	10 - 140 / yr	5 - 10% within 2 km radius
Small CHP	500 kW _e - 2 MW _e 4 000 hr	1 000 - 5 000	150 - 500 / yr	1 - 3% within 5 km radius
Medium CHP	5 - 10 MW _e 5 000 hr	30 000 - 60 000	5 - 10 / day	5 - 10% within 10 km radius
Large power plant	20 - 30 MW _e 7 000 hr	90 000 - 150 000	25 - 50 / day and night	2 - 5% within 50 km radius

Gassificazione.

Il processo di gassificazione consiste nella parziale ossidazione di una sostanza in ambiente ad elevata temperatura ($900 \div 1.000^{\circ}\text{C}$) per la produzione di un gas combustibile (detto gas di sintesi o syngas composto principalmente da idrogeno, monossido di carbonio e altri contaminanti) di basso potere calorifico inferiore, variabile tra i 4.000 kJ/Nm^3 , nel caso più diffuso dei gassificatori ad aria ed i 14.000 kJ/Nm^3 , nel caso dei gassificatori ad ossigeno. Valori intermedi (10.000 kJ/Nm^3) si ottengono nel caso di gassificatori a vapor d'acqua. Il syngas può poi essere utilizzato per generazione di energia elettrica e termica o convertito in combustibili liquidi o gassosi attraverso processi di sintesi di Fischer-Tropsch, del metanolo, degli alcool misti, o attraverso fermentazione. In Figura 3 si riporta uno schema sintetico dei possibili utilizzi del syngas.

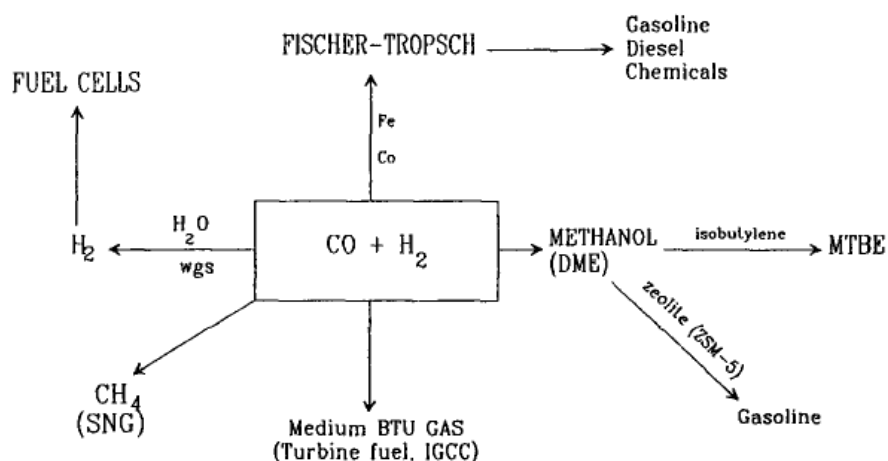


Figura 3 Percorsi di valorizzazione del syngas da gassificazione della biomassa

Il processo di gassificazione può essere realizzato in maniera molto semplice con un apparato a bassa tecnologia, come un gassificatore a letto fisso, oppure con una tecnologia più sofisticata che utilizza un gassificatore a letto fluido. Le proprietà e caratteristiche della biomassa alimentata (umidità, tenore di ceneri, dimensione delle particelle, ecc.) ed eventuali trattamenti preventivi (essiccazione, macinazione, pelletizzazione, ecc.) sono i parametri chiave per la progettazione e la scelta del tipo di gassificatore. Al di sopra del 30% in peso di acqua la gassificazione della biomassa è praticamente impossibile. Quindi in questo caso un'operazione di essiccazione è generalmente necessaria. Per quanto riguarda la dimensione delle particelle delle biomasse, quelle più grandi possono incastrarsi nei condotti di alimentazione e ostacolare la movimentazione del solido, mentre le particelle più piccole tendono ad agglomerarsi ed intasare gli spazi vuoti, all'interno dei quali dovrebbe fluire l'agente gassificante, aumentando le perdite di carico. I diametri tipici delle particelle alimentate oscillano tra i 20-80mm. Infine, bisogna tener conto anche del fatto che i metalli alcalini contenuti nelle ceneri sono basso fondenti e cominciano a fondere a temperature di circa 800°C , provocando l'agglomerazione delle particelle di biomassa nel letto, riducendo così il contatto con la fase gas. Le ceneri possono essere parzialmente eliminate dalla biomassa grezza di partenza con dei trattamenti preventivi di separazione, pena però l'aumento del costo finale dei prodotti. I processi differiscono per il modo in cui è alimentata la biomassa, la fonte di ossigeno, la temperatura di funzionamento e la pressione e la fonte di calore fornita per far avvenire il processo che risulta essere endotermico ovvero che richiede la somministrazione di calore.

Si possono utilizzare una gamma di materie prime molto ampia e questa flessibilità può essere un vantaggio in termini di accesso anche a materie prime “lowest cost”.

Come precedentemente riportato esistono differenti tipologie di gassificatori che si differenziano per il tipo di realizzazione e per lo schema di contatto tra il combustibile e l'agente gassoso gassificante:

- Gassificatori a letto fisso;
- Gassificatori a letto fluido;
- Gassificatori a letto trascinato.

A loro volta i gassificatori a letto fisso si distinguono in base al moto relativo che internamente la biomassa affronta rispetto al flusso dell'agente gassificante; si dividono in:

- Equicorrente (downdraft);
- Controcorrente (updraft).

La maggior parte dei gassificatori in esercizio sono impiegati per la generazione di energia elettrica e termica. Il gas di sintesi viene bruciato con un normale bruciatore a gas oppure direttamente in motori a combustione interna. Questi, collegati ad un alternatore, producono energia elettrica. I rendimenti complessivi dei processi di gassificazione si attestano attorno al 75-80%. Gassificatori di piccola taglia (inferiore ad 1 MWe) sono sviluppati su scala commerciale e lavorano a pressione atmosferica a letto fisso, e la tecnologia tutto sommato è consolidata. Altre tecnologie di gassificazione, come il letto fluido, sono in fase di sviluppo e si prestano a taglie di impianto che vanno dai 2-3 MWe fino oltre 50 MWe. In generale devono essere sviluppati metodi più affidabili per movimentazione e alimentazione della biomassa nel gassificatore e il controllo della sua velocità di avanzamento, il controllo della temperatura e valutare l'effetto dell'agente gassificante sulle proprietà del prodotto.

Si sta anche verificando la possibilità di utilizzare direttamente i gas di sintesi previo trattamento di pulizia in una turbina a gas o in celle a combustibile. Questi processi permetterebbero di realizzare impianti a elevato rendimento. I problemi connessi a questa tecnologia si incontrano a valle del processo di gassificazione e sono legati principalmente al basso potere calorifico del syngas ed alle impurità presenti (è necessario un cleaning spinto per l'abbattimento di polveri, tar e metalli pesanti). Progressi significativi sono stati fatti attualmente per l'abbattimento del tar, a livello commerciale sono comunque disponibili già tecnologie consolidate come gli scrub ad acqua.

Per quanto riguarda la possibilità di produrre fuels esistono impianti a livello commerciale o semi-commerciale per la produzione di metanolo ed etanolo, ed esiste un impianto dimostrativo per la produzione di combustibili liquidi derivanti dal processo Fischer-Tropsch. Lo sviluppo commerciale è limitato dal fatto che i processi di sintesi a valle della produzione di syngas richiedono, in aggiunta alla eliminazione delle impurità un preciso rapporto idrogeno/monossido di carbonio che è fortemente influenzato dall'umidità delle materie prime e le condizioni di esercizio. Tuttavia lo sviluppo di un processo altamente efficiente per la conversione di syngas, può rendere complessivamente la produzione di

combustibili ad emissione di gas serra molto basso e con costi competitivi rispetto ai processi che utilizzano risorse fossili.

Una ricognizione generale dei punti di forza e degli svantaggi delle differenti tipologie di gassificatori di biomassa è riportata in Tabella 2. La Figura 4 riporta i criteri di selezione della tecnologia di gassificazione correlati alla potenzialità. Infine, in Figura 5 sono sinteticamente elencati i fattori tecnologici che ancora presentano elementi di criticità per la piena diffusione di impianti di gassificazione di biomassa e dell'impiego efficiente del gas di sintesi.

A completamento della rassegna, la Figura 6 evidenzia i valori correnti del parametro TRL (Technology Readiness Level) di processi alternativi di valorizzazione della biomassa attraverso l'impiego del gas di sintesi su percorsi diversi dalla combustione diretta.

Tabella 2 Vantaggi e svantaggi delle diverse tipologie di gassificatori

Reactor type	Fixed bed		Fluidized bed	
Criteria	Countercurrent	Cocurrent	Bubbling bed	Circulating bed
Technology	(-) Hot spots with exothermic reaction		(+) Best temperature distribution	
	(-) Possible ash fusion on grate		(-) Conflicting temperature requirement	
	(-) Channelling possible		(+) Good gas solid contact and mixing	
	(-) Low specific capacity		(+) High specific capacity	
	(-) Long periods for heat-up		(+) Easily started and shut down, fast heat-up	(+) Very fast heat-up
Use of material	(+) High ash content feedstock possible		(+) Tolerates wide variations in fuel quality	
	(-) Large pellets as uniform as possible needed		(+) Broad particle-size distribution	
	(-) Extensive gas cleanup needed	(+) Relatively clean gas is produced	(-) High dust content in gas phase	
Use of energy	(+) High carbon conversion efficiency		(+) High carbon conversion efficiency	
Environmental	(+) Molten slag possible		(-) Ash not molten	
Economy	(-) High investment for high loads		(+) Low investment	

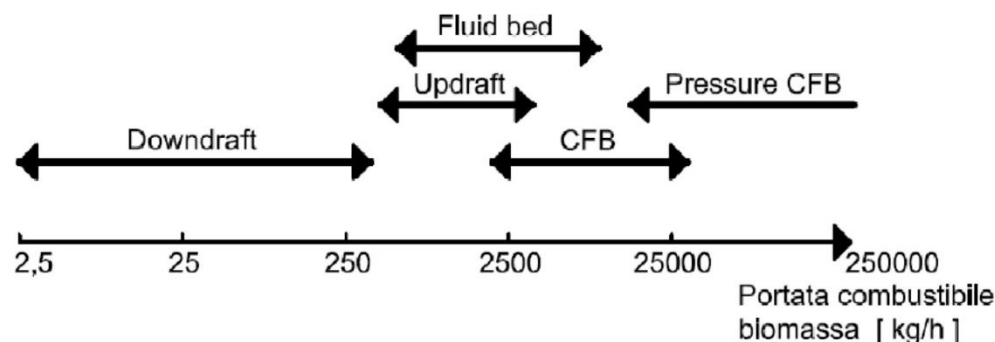


Figura 4 Criteri di selezione della tipologia di gassificatore in funzione della potenzialità.

Table 9: Technical barriers and needs relating to the commercialisation of biomass gasification and syngas cleaning

Technical barriers	Technical needs
The more established gasification systems require high quality, homogeneous feedstocks in order to operate reliably and efficiently. Entrained flow gasifiers have strict specifications relating to particle size and moisture. Fluidised bed gasifiers are susceptible to agglomeration of the inert bed material by molten ash (or slagging) which reduces performance and availability.	Robust gasifier performance with industrially relevant biomass feedstocks i.e. that meet an achievable specification. Alternatively, use of more flexible gasifier designs able to handle mixed feedstocks, such as plasma gasifiers.
Most downstream processes require a high-quality syngas, and therefore the raw syngas must be cleaned to remove dust, alkali metals, halogens, sulphur, tars and potentially CO ₂ . This process usually means the crude syngas must be cooled, cleaned in a variety of different steps (such as filtering, reforming, quenching, polishing), and then compressed and heated before final use. These changes in temperature and pressure can impact capital costs and increase energy demand.	Integrated processes optimised for energy efficiency, or the use of syngas clean-up technologies that operate at high temperatures in order to avoid large changes.
Technical challenges facing some systems	Technical needs
Some gasifier systems produce high tar levels, which can clog heat transfer equipment and pipes when they condense during cooling processes (fouling). This leads to increased corrosion and erosion, higher maintenance requirements to avoid pipe blockages or reduced performance.	Robust performance of the integrated gasifier and gas cleaning, and correct design to minimise fouling.
Fluidised bed gasifiers produce a relatively high fraction of hydrocarbons (methane, ethylene etc.) This reduces the process conversion yield for some processes and may increase the size of the downstream process units.	Efficient production of high-quality syngas by optimising the gasifier operating conditions.
Some gas cleaning processes (specifically low temperature processes such as water scrubbing) produce significant volumes of contaminated waste water.	Processes optimised to minimise the environmental and economic impacts of effluents, or installation of waste water treatment plants.

References: Atsonios, 2015; Fei Yu, 2012; Griffin, 2012; US DOE, 2012; US DOE, 2015a; van Eijck, 2014; Villanueva, 2011; Wagner, 2013

Figura 5 Priorità tecniche per la piena commercializzazione di impianti di gassificazione della biomassa

a basso costo che è stata sperimentata moltissimo, permette l'utilizzo di materiali oltre che ad alta umidità anche ad alto contenuto di ceneri, ed è caratterizzata inoltre da un'alta conversione del carbonio. Questo metodo ha però alcuni difetti: i gas ottenuti presentano un elevato contenuto di tar; inoltre c'è rischio di esplosioni in quanto l'ossigeno può incanalarsi lungo la biomassa sino ad arrivare fino alla sommità del gassificatore e reagire con i gas combustibili. Le ceneri possono essere raccolte secche o in forma di scorie semivetrificate in base al range di temperature adottate. Per esempio una temperatura massima di 1500°C comporterà la formazione delle suddette scorie. Queste scorie sono stabili e possono essere una fonte di guadagno vendendole ad industrie edili. La temperatura di uscita è comunque relativamente bassa, di conseguenza l'efficienza termica è buona ma, nei tipici impianti, nel gas vi sarà un alto contenuto di tar e quindi sarà necessaria una pulizia abbastanza intensa. Vanno evitati dunque feedstock ad alto contenuto di volatili per cui si avrebbero ancora più tar nel gas.

Downdraft: il combustibile è inserito dall'alto e l'agente ossidante viene inserito da un lato. In questo caso l'energia necessaria è fornita dalla combustione dei prodotti gassosi della pirolisi. Si possono individuare le stesse zone del caso precedente, ma in un ordine diverso, come indicato nella figura seguente. Il gas prodotto fuoriesce molto caldo dal reattore (800-900°C), per cui deve essere raffreddato prima dell'impiego.

I vantaggi di questa tecnologia sono che i gas fuoriescono ad un'elevata temperatura implicando così bassi contenuti di tar. Anche in questo caso si tratta di una tecnologia semplice e a lungo sperimentata. Gli svantaggi sono invece il fatto che si ottengono gas contaminati da ceneri e char; inoltre non si possono utilizzare biomasse con umidità maggiore del 25% (non essendoci scambio termico tra il gas ad alta temperatura e la biomassa in ingresso, la fase di essiccazione è meno efficace e di pezzatura troppo grande (pezzature troppo elevate del combustibile che possono favorire fenomeni di ponteggio e intasamento della sezione di gola, i pellet sono ideali). La strozzatura nel mezzo riduce il rischio che i gas combustibili bypassino la zona. Il principale vantaggio consiste sempre nel produrre un gas con ridotto contenuto di tar e quindi adatto all'impiego in motori a combustione interna per cogenerazione su piccola scala previo raffreddamento ed eliminazione delle ceneri che contiene.

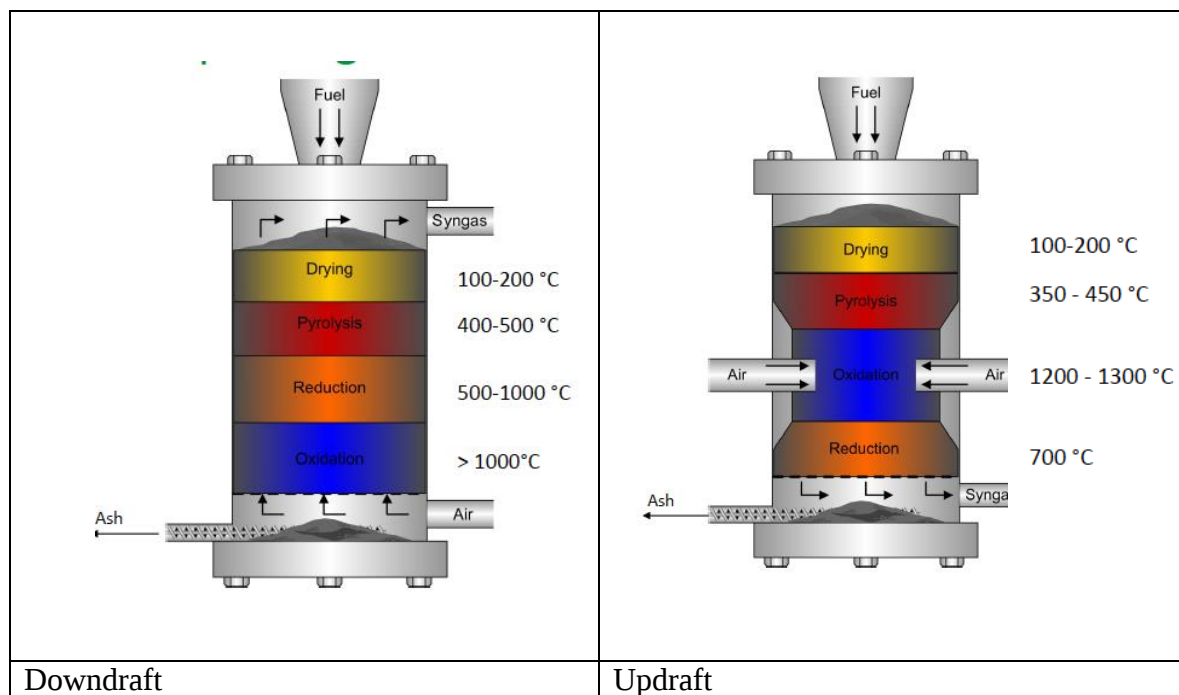


Figura 7 Tipologie di gassificatori a letto fisso.

Gassificatori a letto fluido

I gassificatori a letto fluido, in passato ampiamente utilizzati per la gassificazione del carbone, sono impiegati anche per la conversione di biomassa.

Per letto fluido si intende in generale una sospensione di particelle solide (generalmente sabbia silicea) in una corrente di gas (l'agente gassificante) immesso dal basso del letto con una velocità tale (superiore alla velocità minima di fluidizzazione) da vincere la forza peso sulle particelle del letto così da permettendogli di muoversi, che, raggiunta una determinata velocità, questo fa sì che il letto, composto da fase solida e da fase gassosa, si comporti come un vero e proprio liquido.

La tecnologia a letto fluido garantisce un'ottima miscelazione tra l'agente gassificante e la biomassa e rispetto ai sistemi a letto fisso, si ottiene una più uniforme distribuzione della temperatura nella zona di gassificazione, un aumento della velocità di reazione e una maggiore resa complessiva del syngas. Non vi sono parti mobili (come le griglie dei letti fissi) all'interno del reattore, rendendo la manutenzione relativamente semplice.

Il combustibile viene inserito lungo la lunghezza del reattore e le ceneri vengono raccolte tipicamente sul fondo tramite una valvola, mentre il gas combustibile man mano che si forma fuoriesce dall'alto. Non sono individuabili zone ad azione diversa come nel caso precedente, in quanto c'è elevata miscelazione. Le tipiche temperature sono minori di quelle

nei reattori a letto fisso, e sono comprese tra i 700 e i 900 °C. Le temperature di esercizio, uniformi su tutto il reattore, sono mediamente pari a 800–900 °C, mentre le taglie sono sempre superiori a 1 MW. Il syngas ottenuto da questa categoria di gassificatori contiene comunque un significativo quantitativo di tar (superiore rispetto a quello presente nel gasogeno sviluppato dai gassificatori downdraft) nonché di particelle solide (char, cenere, sabbia) e pertanto le operazioni di pulizia sono ancora una volta necessarie.

Con questi sistemi, poi, è possibile operare anche in maniera pressurizzata, il vantaggio è quello di aumentare la capacità produttiva, e ridurre, o eliminare del tutto, la compressione a monte della turbina; questo nel caso in cui ovviamente il syngas venga utilizzato per alimentare un impianto turbogas.

Operando ad alta pressione poi diminuisce anche la tendenza a sinterizzare della cenere e si ha la possibilità di avere, rispetto ai gassificatori atmosferici, dimensioni più contenute dei reattori.

Se questi sono i principali aspetti positivi, non mancano tuttavia gli inconvenienti come ad esempio:

- la difficoltà nell'alimentazione della biomassa nel reattore;
- i costi di investimento maggiori rispetto a quelli sostenuti per i gassificatori atmosferici, bilanciati comunque da rendimenti più elevati (la convenienza economica si ha a partire da potenze di 30–50 MW);
- i dispositivi di pulizia a caldo del gas, che sono costosi e ancora in fase di sviluppo.

Allo stato attuale comunque l'utilizzo più efficace dei reattori PFB (pressurized fluidbed), per taglie superiori ai 100 MW, è quello connesso alla predisposizione di impianti IGCC (Integrated Gassifier Com-bined Cycle) dove la produzione di energia elettrica può raggiungere rendimenti anche del 35–40%. Possiamo individuare varie categorie di reattori a letto fluido (Figura 8):

- Bubbling bed: La velocità del gas è compresa solitamente tra 1 e 3 m/s ed è sufficiente a fluidizzare il letto, ma non è tale da far fuoriuscire parti dei solidi dal reattore. Un particolare tipo di Bubbling bed è l'Internally Circulating Bed, dotato di uno speciale distributore di gas fluidizzante che migliora la miscelazione radiale dei gas e dei solidi
- Circulating bed: la velocità è compresa tra i 5 e i 10 m/s e non è più distinguibile una netta superficie superiore: Questa velocità è infatti sufficiente a portare fuori dal reattore una parte dei solidi e dei gas che vengono successivamente immessi in un ciclone. I solidi uscenti dal ciclone vengono poi riciclati nel reattore.

I vantaggi dei reattori a letto fluido sono sicuramente la riduzione di rischio di sinterizzazione delle ceneri (in quanto l'elevata miscelazione riduce il rischio di creazione di zone ad elevata temperatura), la tolleranza del metodo all'utilizzo particelle di dimensioni

abbastanza variabili e grandi, e si tratta di una tecnologia ben nota. Inoltre è un metodo che permette uno scale up fino a grandi dimensioni. Lo svantaggio è sicuramente il costo

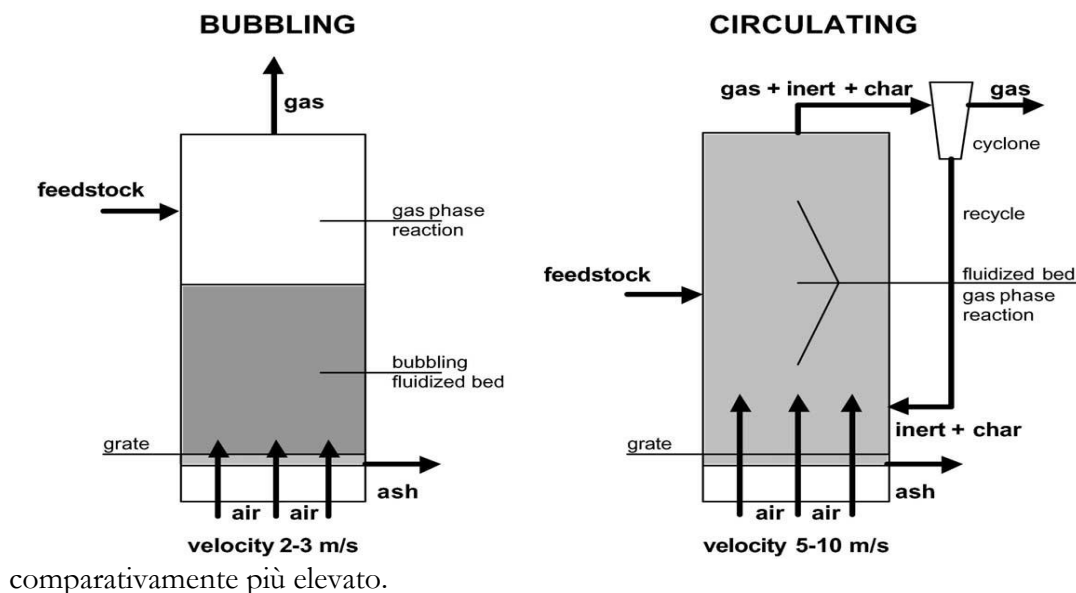


Figura 8 Gassificatori a letto fluidizzato

Pirolisi.

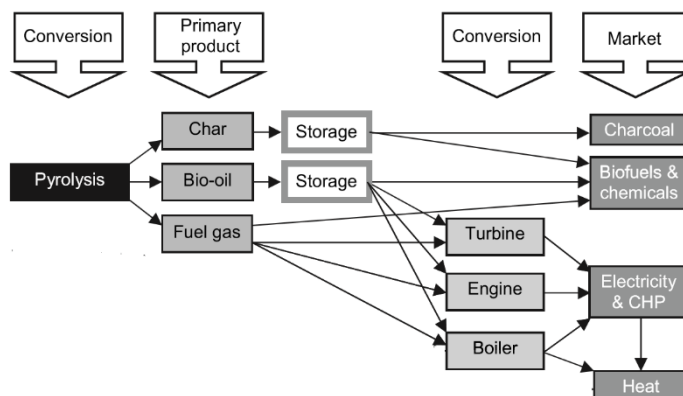
La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici che si ottiene fornendo calore a temperature comprese tra 400 e 800°C, in assenza di un agente ossidante. I prodotti della pirolisi sono gassosi (syngas), liquidi (oli), e solidi (char che nel caso di biomasse viene definito biochar), in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi (pirolisi veloce, lenta, o convenzionale) e dai parametri di reazione. In analogia con quanto visto per il processo di gassificazione, i prodotti di pirolisi possono essere utilizzati sia per la generazione di calore ed energia elettrica sia essere trasformati in combustibili per il trasporto come riportato nello schema di Figura 9.

Più specificamente si possono individuare le seguenti tipologie di pirolisi:

- Pirolisi lenta: avviene a bassa temperatura e lunghi tempi di reazione per massimizzare la resa in solido carbonioso a circa il 30% in peso, comprendendo circa il 50% del contenuto energetico dell'alimentazione.

- Pirolisi convenzionale: avviene a temperature moderate (max 400 - 500°C) e velocità medie di reazione per avere una produzione uguale di gas, liquido e carbone.
- Pirolisi veloce (o Fast Pyrolysis) a bassa o alta temperatura: la prima avviene a bassa temperatura (tipicamente a 500°C e mai superiori a 750°C) e a grande velocità di reazione e piccoli tempi di residenza (minori di 1 secondo) per massimizzare la resa in liquido (fino all'80% in peso) la seconda a temperature relativamente più alte (sopra i 700°C) per massimizzare la produzione di gas (fino all'80% in peso);

Il prodotto liquido finale può essere impiegato direttamente come combustibile di bassa qualità per caldaie o essere successivamente convertito in combustibile pregiato di impiego anche motoristico. A differenza del syngas prodotto durante la gassificazione l'olio può essere più facilmente stoccato e trasportato sia se il suo destino finale sia quello del successivo upgrade che di utilizzo come combustibile in questa ottica quindi la pirolisi e in particolare la fast che massimizza la produzione di olii rappresenta una tecnologia particolarmente promettente per la valorizzazione delle biomasse. In figura sono riportati i processi di upgrade possibili dell'olio di pirolisi. Anche in questo caso come nel caso del processo di gassificazione la qualità e la composizione dell'olio ottenuto risultano



determinanti per il successivo utilizzo.

Figura 9 Valorizzazione energetica dei prodotti di pirolisi della biomassa.

L'olio di pirolisi presenta reazione acida, elevata viscosità e contenuto elevato di acqua (Figura 10). Queste caratteristiche condizionano la stabilità allo stoccaggio, il trasporto e il suo successivo upgrade.

I principali metodi di upgrade del bio-olio possono essere di tipo fisico (filtrazione per la rimozione del char, addizione di solventi per la riduzione della viscosità, emulsione), catalitico (utilizzando le ceneri presenti nella biomassa stessa o processi di raffinaria

Table 4 – Characteristics of bio-oil.		
Characteristic	Cause	Effects
Acidity or Low pH	Organic acids from biopolymer degradation	Corrosion of vessels and pipework
Aging	Continuation of secondary reactions including polymerisation	Slow increase in viscosity from secondary reactions such as condensation Potential phase separation
Alkali metals	Nearly all alkali metals report to char so not a big problem High ash feed, Incomplete solids separation	Catalyst poisoning Deposition of solids in combustion Erosion and corrosion Slag formation Damage to turbines
Char	Incomplete char separation in process	Aging of oil Sedimentation Filter blockage Catalyst blockage Engine injector blockage Alkali metal poisoning
Chlorine	Contaminants in biomass feed	Catalyst poisoning in upgrading
Colour	Cracking of biopolymers and char	Discolouration of some products such as resins
Contamination of feed	Poor harvesting practice	Contaminants notably soil act as catalysts and can increase particulate carry over.
Distillability is poor	Reactive mixture of degradation products	Bio-oil cannot be distilled – maximum 50% typically. Liquid begins to react at below 100 °C and substantially decomposes above 100 °C
High viscosity		Gives high pressure drop increasing equipment cost High pumping cost Poor atomisation
Low H:C ratio	Biomass has low H:C ratio	Upgrading to hydrocarbons is more difficult
Materials incompatibility	Phenolics and aromatics	Destruction of seals and gaskets
Miscibility with hydrocarbons is very low	Highly oxygenated nature of bio-oil	Will not mix with any hydrocarbons so integration into a refinery is more difficult
Nitrogen	Contaminants in biomass feed High nitrogen feed such as proteins in wastes	Unpleasant smell Catalyst poisoning in upgrading NO _x in combustion
Oxygen content is very high	Biomass composition	Poor stability, Non-miscibility with hydrocarbons
Phase separation or In-homogeneity	High feed water, High ash in feed, Poor char separation,	Phase separation, Partial phase separation, Layering, Poor mixing, Inconsistency in handling, storage and processing
Smell or odour	Aldehydes and other volatile organics, many from hemicellulose	While not toxic, the smell is often objectionable
Solids	See also Char Particulates from reactor such as sand Particulates from feed contamination	Sedimentation Erosion and corrosion Blockage
Structure	The unique structure is caused by the rapid de-polymerisation and rapid quenching of the vapours and aerosols	Susceptibility to aging such as viscosity increase and phase separation
Sulphur	Contaminants in biomass feed	Catalyst poisoning in upgrading
Temperature sensitivity	Incomplete reactions	Irreversible decomposition of liquid into two phases above 100 °C Irreversible viscosity increase above 60 °C Potential phase separation above 60 °C
Toxicity	Biopolymer degradation products	Human toxicity is positive but small Eco-toxicity is negligible
Viscosity	Chemical composition of bio-oil.	Fairly high and variable with time Greater temperature influence than hydrocarbons
Water content	Pyrolysis reactions, Feed water	Complex effect on viscosity and stability: Increased water lowers heating value, density, stability, and increase pH Affects catalysts

(hydrotreating, cracking catalitico, esterificazione, gassificazione a syngas e successiva sintesi di idrocarburi e alcol) secondo quanto riportato in Figura 11.

Figura 10 Proprietà dei bio-oli da pirolisi veloce di biomassa.

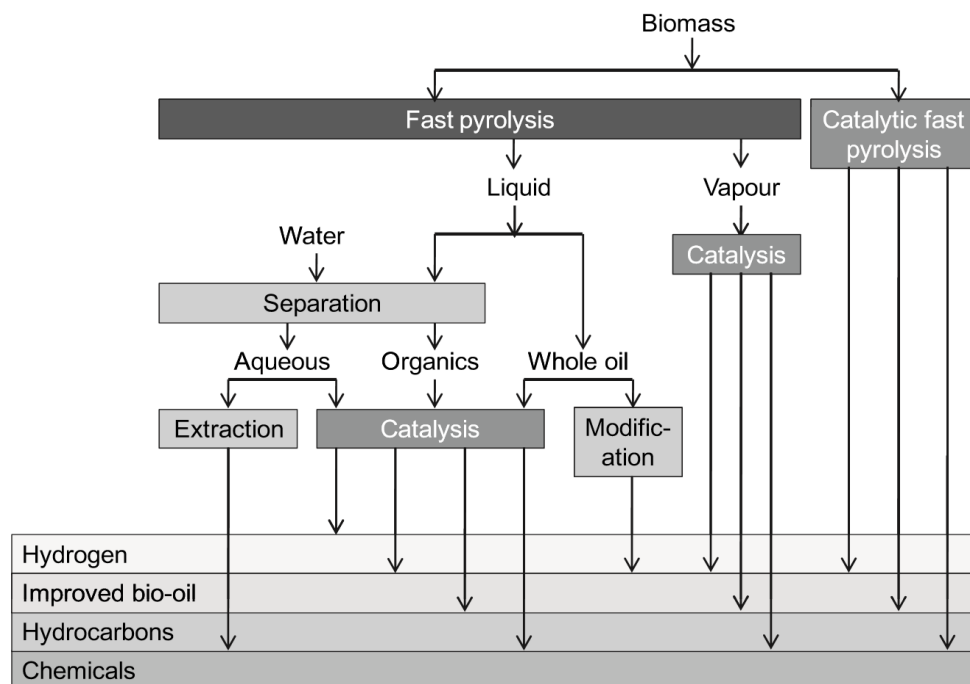


Fig. 9 – Overview of fast pyrolysis upgrading methods.

Figura 11 Processi per l'”upgrade” dei bio-oli da pirolisi veloce della biomassa.

I parametri chiave che influenzano la resa e la qualità dell'olio di pirolisi sono la qualità della biomassa, la temperatura, il tempo di permanenza e il tipo di reattore. Un rapido riscaldamento e raffreddamento è fondamentale per massimizzare la produzione di olio così come un'elevata velocità di trasferimento di calore.

La scelta del materiale con cui alimentare il reattore è strettamente collegata al prodotto finale che si vuole ottenere, soprattutto per quanto riguarda la composizione del legno in termini di contenuto in lignina e cellulosa. In termini generali la lignina produce alcool metilico mentre la cellulosa produce acido acetico. Per ottenere questi due prodotti è necessario quindi impiegare legno proveniente da piante a foglie caduche. Per ottenere carbone di legna è invece preferibile impiegare legno proveniente da piante sempreverdi. La biomassa da sottoporre a trattamento pirolitico deve subire un pretrattamento di essiccazione e riduzione della granulometria, tipicamente a dimensioni millimetriche. L'essiccazione è una fase sensibilmente influente sul rendimento del processo di pirolisi in

quanto l'acqua contenuta nel materiale richiede un elevato calore di vaporizzazione, per questo motivo il tasso di umidità non deve superare il 20%. È possibile raggiungere questo valore con un processo di essiccazione naturale (lento, ma che non impiega energia), oppure mediante l'impiego di forni a temperatura di 100°C, che garantiscono l'evaporazione dell'acqua contenuta nel materiale evitando la possibile accensione dello stesso.

Esistono numerose tipologie di reattori utilizzati: a letto fluido bollente o circolante, a tamburo rotante, a coclea riscaldata (Auger), tutti sviluppati per ottenere elevate velocità di trasferimento del calore. I reattori a letto fluido circolante risultano più costosi di quelli a letto fluido bollente ma possono raggiungere una produttività più elevata. Uno degli aspetti chiave nei reattori utilizzati commercialmente per il processo di pirolisi è il trasferimento di calore. Il calore viene generalmente fornito dalla combustione del char co-prodotto (si utilizza il 75% del char prodotto che tipicamente contiene il 25% dell'energia del feedstock). Questo aspetto è di particolare rilievo nel design e sviluppo dei gassificatori e attualmente si stanno sviluppando approcci diversi come per esempio fornire il calore attraverso la combustione di biomassa stessa o di altri combustibili ausiliari specialmente per avere un ricavo maggiore dalla vendita di coprodotti ad alto valore come il biochar. La rapida rimozione del char prodotto risulta essere un altro aspetto importante in quanto esso agisce come catalizzatore di cracking riducendo la resa della fase vapore. Solitamente vengono utilizzati cicloni per la rimozione tuttavia particelle di dimensioni più ridotte restano intrappolate nel liquido potendo continuare ad agire da catalizzatore e dar luogo ad ulteriori fenomeni di instabilità dell'olio

Pirolizzatori a letto fluido bollente

I letti fluidi bollenti, descritti precedentemente, sono come già detto reattori caratterizzati da un buon controllo della temperatura ed elevatissimi coefficienti di scambio termico pertanto è possibile ottenere rese di circa il 70–75 wt.%. Le dimensioni delle biomasse devono essere di 2–3 mm per ottenere elevate velocità di riscaldamento. Il tempo di permanenza dei vapori e del solido è controllato dalla velocità dei gas ed è più alto per il char che per i vapori. Le portate elevate di gas, richieste per lavorare in regime di letto fluido, comportano un'elevata diluizione della fase vapore che rende difficile la raccolta dei liquidi e aumenta le dimensioni degli impianti e costi di installazione maggiori. Viene coprodotto char (15 wt.% dei prodotti che rappresenta il 25% della biomassa alimentata) di dimensione e forma simile a quella della biomassa alimentata. La quantità di char può essere aumentata utilizzando un altro combustibile per fornire il calore. Esistono impianti pilota di diverse taglie (200 kg/h, Spagna; 75 kg/h e 400 kg/h, Canada; 250 kg/h, UK; tre impianti dimostratori in Cina da 600 kg/h) .

Pirolizzatori a letto fluido circolante

Questa tipologia di reattori, ampiamente utilizzata nell'industria petrolchimica, ha le stesse caratteristiche dei reattori precedentemente descritti tranne per il fatto che il tempo di residenza del char è comparabile con quello dei vapori e dei gas. Il char è soggetto a fenomeni di attrition più spinti con conseguente maggior contenuto di esso nel bio-olio prodotto e quindi richiesta di trattamenti di rimozione del char più significativi. Il grande

vantaggio sta nel fatto di poter avere potenzialità più elevate. Il calore viene fornito dal materiale circolante (meccanismo misto di convezione e conduzione nel riser) che si riscalda mediante il calore rilasciato dalla combustione del char che avviene nel secondo reattore. La produzione di biochar è praticamente ridotta in quanto questo viene come detto combusto, nel caso si raccolga risultata essere in forma di polvere fine. Esistono esempi di reattori di questo tipo aventi che lavorano con portate di combustibile di 650 kg/h (ENEL) e anche a 1700 kg/h (USA) e dimostrativi (Canada) con portate di 2000 kg/h fino a 1000 t d⁻¹

Pirolizzatori a cono rotante

E' una tipologia di reattore piuttosto innovativa (ideata all'università di Twente e sviluppata dalla BTG). Lavora come i reattori precedentemente descritti solo che il trasporto è effettuato sfruttando la forza centrifuga che si sviluppa in un cono rotante piuttosto che mediante il gas. I vapori prodotti si raccolgono in modo tradizionale mentre la sabbia e il char prodotto vengono convogliati in un letto fluido che circonda il cono e quindi inviati ad un combustore a letto fluido separato in cui viene bruciato il char con conseguente riscaldamento della sabbia che è poi successivamente reintrodotta nel pirolizzatore a cono. E' necessaria comunque la presenza di un gas sia per il trasporto del materiale che per la combustione del char che tuttavia risulta essere molto inferiore rispetto a quello del letto fluido trascinato. La tecnologia risulta però più complessa. Anche in questo caso non si ottiene char come prodotto a meno che non si effettui il riscaldamento della sabbia mediante uso di un combustibile aggiuntivo. Le rese si assestano intorno al 60-70% su base secca. Impianti in grado di trattare dai 250 kg/h ai 50 t/d sono stati sviluppati ed è in via di sviluppo la taglia da 120 t/d.

Pirolizzatori a flusso trascinato

Questo tipo di reattori è basato su una tecnologia molto semplice anche se il suo sviluppo non ha avuto gran successo a causa della ridotta capacità di trasferimento del calore tra i gas caldi e le particelle solide. Elevate portate sono necessarie per ottenere elevate coefficienti di scambio di calore che richiedono grosse dimensioni degli impianti. La diluizione della fase vapore rende il processo di recupero difficoltoso causa delle basse pressioni parziali raggiunte. Le rese che si ottengono sono in generale inferiori a quelle ottenute nei letti fluidi (50–55 wt.%)

Pirolizzatori a coclea riscaldata

In questa tipologia di reattori la biomassa è movimentata meccanicamente. Il carrier di calore è costituito da sfere di acciaio o materiale ceramico o fornito dall'esterno. I tempi di residenza di questa tipologia di reattori non sono molto ridotti e comparabili con quelli dei letti fluidi (da 5 a 30 s) e dipendono dal design e dalla dimensione del reattore. Questa tipologia di reattori è particolarmente utile per processare materiali che sono difficili da alimentare o molto eterogenei. La resa in liquidi risulta essere inferiore rispetto a quella di altre tipologie di reattori, ma viene coprodotta una quantità significativa di char.

Pirolizzatori a microonde

Uno delle strategie di frontier è l'uso delle microonde cosa che permette il riscaldamento rapido del material. Gli aspetti fondamentali di questa applicazione è il potere di penetrazione delle microonde che richiedono dimensioni limite tipiche di 1–2 cm e il controllo preciso delle microonde che rappresenta ancora una sfida della tecnologie.

Gran parte dell'attenzione è stata indirizzata verso lo scale-up dei reattori ed il miglioramento della stabilità degli oli (riduzione del contenuto di acqua ed il tenore di ossigeno, l'allontanamento della fase solida pulverulenta, etc.), fattori che hanno influenza sul trattamento successivo analogamente a quanto visto per la gassificazione.

Ad oggi le applicazioni commerciali riguardano l'uso dell'olio di pirolisi per produzione di calore ed energia, mentre la possibilità del suo utilizzo per produrre combustibili per i trasporti deve essere ancora dimostrata. Molti dei processi di upgrading sono ancora al di fase di concept.

La **Figura 12** riporta le stime correnti dei livelli di sviluppo tecnologico dei processi di trasformazione pirolitica, valutati attraverso l'indicatore TRL (Technology Readiness Level). E' da segnalare che il consistente impegno a livello internazionale sull'impiego dei bio-oli

TRL	1-3	4	5	6	7	8	9
	Research		Prototype		Demonstration		Ready for Commercialisation
	Pyrolysis oil + upgrading						

TRL = Technology readiness level

quali intermedi di trasformazione, anche con realizzazione di scala significativa e fortemente integrate (si veda la sezione) sta determinando una rapida accelerazione della maturazione tecnologica del settore.

Figura 12 Stima del TRL (Technology Readiness Level) di sistemi per la pirolisi della biomassa e l'upgrade dei bio-oli

Processi di conversione biochimica/fermentativa di biomasse

La filiera del biogas ed i processi di fermentazione (digestione) anaerobica.

Particolarmente idonei alla conversione fermentativa sono le biomasse riferibili alla cd. filiera del biogas (reflui zootecnici, residui lattiero-caseari, scarti dell'industria conserviera, residui dei frantoi, scarti ortofrutticoli). Queste biomasse generano consistenti quantità di biogas attraverso la fermentazione (digestione) anaerobica attivata da consorzi microbici in ambienti in condizioni di esercizio controllate.

Il processo di digestione prevede tre fasi sintetizzabili come di seguito riportato:

Idrolisi: decomposizione di composti organici complessi in carboidrati semplici.

Fermentazione acido-acetica: batteri acidogeni convertono i carboidrati semplici in acidi organici con simultanea produzione di CO_2 ed H_2 .

Metanogenesi: batteri metanogeni convertono le sostanze precedentemente citate in CH_4 e CO_2 .

La miscela gassosa prodotta è composta tipicamente da metano (50-70%) CO_2 , oltre componenti minori. Il potere calorifico inferiore del biogas è tipicamente compreso nell'intervallo 20-24 MJ/Nm³.

La **Tabella 3** riporta la stima della potenzialità produttiva di biogas per digestione di biomasse e scarti organici di differente natura.

Le tecnologie disponibili per la produzione di biogas tipicamente prevedono la conduzione delle tre fasi del processo in un'unica apparecchiatura. I vantaggi collegati con la compattezza dei digestori commerciali comportano di converso l'impossibilità di ottimizzare separatamente le tre fasi di conversione.

Il biogas è tipicamente utilizzato in sito per conversione in energia elettrica per le esigenze locali delle aziende produttrici. Un possibile scenario futuro vede la purificazione del biogas per inserimento nella rete di distribuzione nazionale.

Nel complesso i processi di fermentazioni anaerobica propri della filiera del biogas sono ben noti e consolidati, con soluzioni tecnologiche ampiamente disponibili e collaudate.

Tabella 3. Resa in biogas per digestione anaerobica di biomasse e scarti organici

La fermentazione degli zuccheri e dei carboidrati

Il complesso dei processi biochimici di fermentazione alcolica degli zuccheri e dei polisaccaridi è ben noto e abbondantemente caratterizzato. Corrispondentemente, sono ben consolidate le tecnologie produttive del bioetanolo.

Crescente interesse sta riscuotendo la produzione per via fermentativa di biobutanolo, in considerazione delle sue proprietà attraenti quale carburante da solo o in combinazione con altri carburanti di origine fossile. Questo interesse ha stimolato la migliore comprensione dei meccanismi e delle rese di processi di fermentazione ABE di zuccheri da microorganismi anaerobi obbligatori.

La fermentazione dei C1

Di particolare interesse gli sviluppi indirizzati alla fermentazione di C1 (metano e CO) e di syngas, attivato da classi selezionate di microorganismi.

Lo sviluppo di processi integrati di conversione energetica di biomassa e la connessione con la chimica verde.

Materiali	m ³ per tonnellata di solidi volatili
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 - 500
Residui colturali (paglia, collietti barbabietole, ecc.)	350 - 400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc.)	400 - 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale e intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	550 - 1.000
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 - 600
Culture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550 - 750

Nel passato la tendenza prevalente, anche favorita dalla legislazione e dalle forme di incentivazione governativa, è stata rivolta all'impiego diretto della biomassa in impianti dedicati in una visione di filiera corta. Più di recente si è determinato un interesse crescente

verso lo sviluppo di processi integrati di valorizzazione della biomassa che tendono ad allungare la filiera e a valorizzare le economie di scala.

Esempi di questi processi sono forniti dalla esperienza Bioliq in Germania, Enpyro in Olanda e da esperienze simili in Finlandia e Canada. Il concetto alla base di questi approcci è rappresentato dalla produzione decentralizzata, nelle immediate prossimità dei siti di produzione della biomassa, di bio-oli mediante semplici processi di pirolisi veloce della biomassa solida. Il Bio-olio si configura come materia prima-seconda del processo di valorizzazione della biomassa. Esso presenta caratteristiche di fluidità e di densità energetica che ne agevola il trasporto verso i siti finali di lavorazione, impianti chimici o bioraffinerie, nei quali possono essere condotti processi di upgrade, di gassificazione, di sintesi Fischer-Tropsch, finalizzati alla produzione di un mix di biofuels e biochemicals per uso in campo energetico e chimico.

Quali i vantaggi di questo approccio? La flessibilizzazione della filiera produttiva associata alla biomassa, che nell'ambito del comparto energetico consente di pervenire a mix variabili di biocombustibili (anche liquidi) in ragione delle richieste di mercato e di integrare la produzione energetica con la produzione di chemicals, stabilendo una connessione con il dominio tecnologico della Green Chemistry. L'associazione della valorizzazione energetica della biomassa con la produzione di chemicals a maggiore valore aggiunto può in prospettiva migliorare significativamente le economie complessive dei processi di trasformazione.

I vantaggi economici derivanti dalle economie di scala, in un sistema che affida alla struttura fortemente distribuita dei punti di prima lavorazione della biomassa i soli pretrattamenti meccanici e pirolitici, trasferendo in siti di maggiore dimensione le trasformazioni chimico-fisiche e la conversione energetica.

Si colgono risultati positivi anche in termini di controllo degli impatti ambientali: la conversione termica o termoelettrica e le trasformazioni chimico-fisiche, ad eccezione del primo trattamento meccanico e pirolitico, hanno luogo in siti di maggiori dimensioni che possono essere dotate di sistemi di controllo delle emissioni che combinano, in virtù delle economie di scala e della integrazione di processo, efficienza ed economicità.

La **Figura 13** riporta una esemplificazione di questa recente linea di sviluppo: il processo decentralizzato/centralizzato Bioliq ©, sviluppato presso il KIT in Germania, ed oggi operativo alla scala dimostrativa.

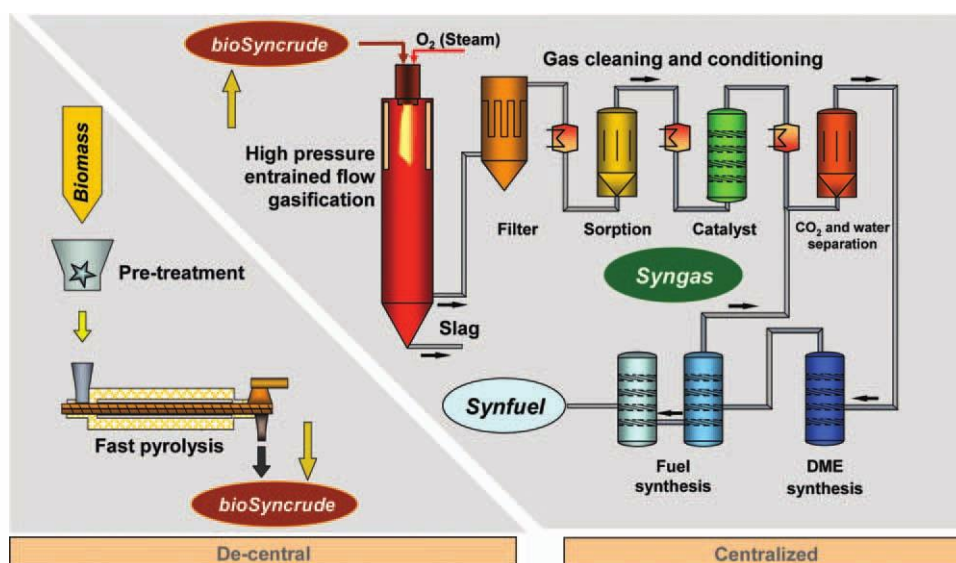
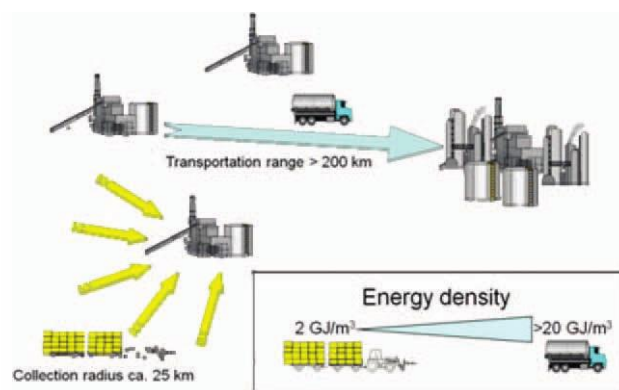


Figura 13 L'approccio integrato de-centralizzato/centralizzato alla valorizzazione della biomassa basato sul bio-olio quale intermedio di trasformazione. Il caso Bioliq©.

La produzione di biocombustibili liquidi

Atteso che la produzione di biocombustibili liquidi non può, e non deve, essere in competizione con risorse destinabili all'alimentazione umana ed animale, l'attenzione è posta sulla produzione dei combustibili cosiddetti di 2^a generazione. La **Tabella 4** riporta una sintetica descrizione dei biocombustibili liquidi avanzati, delle principali applicazioni, dei limiti alla miscelazione con combustibili di origine fossile. Una consistente frazione delle materie prime destinabili a questa trasformazione è di natura lignocellulosica (lolle, canna da zucchero, residui forestali, colture energetiche quali piante a rotazione breve) a cui si aggiungono residui della produzioni industriali agro-alimentari. L'uso di questa tipologia di feedstock consente un più agevole raggiungimento del target 2020. Infatti, le normative vigenti per i biocarburanti prodotti da residui, materie cellulosiche di origine non alimentare, ovvero per i biocarburanti di 2^a generazione, conteggiano un contributo doppio rispetto a quello fornito da altri biocarburanti.

La valorizzazione di biocombustibili liquidi di 2a generazione richiede l'integrazione di trattamenti chimico-fisici diversi che possono svilupparsi in prevalenza lungo il percorso fermentativo (trattamento fisico/meccanico della biomassa, l'idrolisi della cellulosa e dei polisaccaridi, le fermentazioni aerobiche o anaerobiche degli zuccheri) ovvero termochimico (pirolisi seguito da idrotrattamento e raffinazione, ovvero gassificazione seguita da sintesi di Fischer-Tropsch). Di interesse anche processi misti, quali la produzione di syngas per gassificazione seguita dalla fermentazione di quest'ultimo. La scelta del percorso più vantaggioso è da porre in relazione con la natura della biomassa. In generale biomasse lignocellulosiche a elevato tenore di lignina non si prestano a pre-trattamenti finalizzati a produrre zuccheri fermentabili e sono più indicate per processi di termoconversione, finalizzati a produrre intermedi facilmente trasportabili e processabili: olio di pirolisi, syngas.

La **Figura 14** riporta un quadro concettuale complessivo delle trasformazioni di natura termica, fermentativa e chimico-fisica finalizzate alla produzione di biocombustibili liquidi avanzati.

La **Figura 15** riporta le stime più attuali relative al TRL (technology readiness level) associate a differenti filiere di trattamento. Queste dimostrano come il progresso delle conoscenze scientifiche e le esperienze collegate con le realizzazioni pilota e dimostrative siano sempre più numerose, rendendo sempre più numerose le opzioni processistiche che si affacciano alla piena commercializzazione.

Particolarmente interessante la filiera produttiva del biobutanolo per via fermentativa. Un recente studio condotto presso l'Università degli Studi di Napoli Federico II è stato focalizzato sulla stima della produzione potenziale di butanolo da varie fonti di biomasse residue. La Tabella 5 riporta la massima produzione attesa di butanolo per conversione delle biomasse investigate (siero lattiero-caseario, bibite ad elevato contenuto zuccherino, biomassa lignocellulosica da colture energetiche, residue forestali, residui delle aziende agro-industriali). La produzione è stata calcolata tenendo presente la disponibilità in Europa delle biomasse investigate, la composizione media delle biomasse e i coefficienti di resa della fermentazione. La Tabella 6 ripropone la stessa analisi riportata in Tabella 5 ma particolarizzata alla Regione Campania. La capacità produttiva di butanolo è ben confrontabile con la richiesta di biocarburante in Campania (circa 1.2 Mt/anno).

Con riferimento alla valorizzazione del siero lattiero-caseario la situazione è particolarmente favorevole. Il riferimento alla geolocalizzazione dei siti di produzione di questi reflui (trattata in un capitolo a parte) evidenzia che la produzione di siero di latte di bufala è concentrata in due aree della Campania: provincia di Caserta e provincia di Salerno. Lo scenario incoraggia l'adozione di filiere corte di valorizzazione attraverso la creazione di impianti consortili per la produzione di biobutanolo da siero lattiero-caseario con bacini di utenza di modesta estensione territoriale.

Product	Description	Application and product replacement	Blending limits
Methanol	Single carbon alcohol Energy density approximately 50% lower than gasoline	May be blended with gasoline for use in road transport or converted to methyl tert-butyl ether for blending with gasoline (where vapour pressure limits restrict methanol blending). Use in rail and shipping is limited to dual-fuel converted engines. Methanol may be converted to dimethyl ether (DME) for use as a diesel replacement or to gasoline and diesel range hydrocarbons. Barriers to its use include concerns about human toxicity and corrosive effects on conventional engines.	In the US, regulations allow a 0.3% blend of methanol in gasoline or 2.75% methanol in gasoline with equal volumes of butanol (ASTM D 4814-16b). EU gasoline standards allow up to 3% methanol in gasoline (EN 228). ASTM D5797-16 standards for 70%-85% methanol in gasoline are being updated. In China, a national standard for 85% methanol in gasoline exists (GB/T 23799-200) but standard fuel grades vary across provinces.
Ethanol	Two carbon alcohol Energy density approximately 30% lower than gasoline	May be blended with gasoline for use in road transport or converted to ethyl tert-butyl ether for blending with gasoline (where vapour pressure limits restrict ethanol blending). Ethanol may be converted to jet fuel range hydrocarbons via chemical catalysis. Barriers to expanding its use include corrosion in conventional engines at higher blends and incompatibility with existing fossil fuel pipelines.	In Europe and the US, fuel standards allow for up to 10%-15% ethanol in gasoline (EN 228, ASTM D 4814). In Brazil, regulation allows up to 27.5% ethanol in gasoline. Flex-fuel vehicles may use blends of up to 85% ethanol in gasoline or 100% ethanol.
Butanol	Four carbon alcohol Energy density similar to gasoline.	May be blended with gasoline or diesel for use in road transport.	US fuel standard allows up to 16% butanol in gasoline (ASDM D 4814). EU fuel standard allows up to 15% in gasoline (EN 228).
FAME biodiesel	Fatty acid methyl ester (FAME). Energy density similar to diesel	May be blended with diesel for use in road, rail and shipping. Barriers to expanding its use include poorer cold flow properties, which limit use in some areas.	EU fuel standards allow up to 7% in diesel (EN 590). US fuel standards allow up to 5% in diesel (ASTM D 975).
Fischer-Tropsch fuels	Range of paraffinic hydrocarbons Energy density similar to diesel.	Depending on the hydrocarbon chain lengths, Fischer-Tropsch products may be blended with gasoline, diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	There are no regulatory limits to blending Fischer-Tropsch diesel. Fischer-Tropsch kerosene is certified for maximum 50% blends with jet fuel (ASTM D7566).
Hydro-treated esters and fatty acids	Range of straight chain paraffinic hydrocarbons. Energy density similar to diesel.	Depending on the hydrocarbon chain lengths, it may be blended with diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	There are no regulatory limits to blending hydro-treated esters and fatty acids in diesel. However, it will be blended with conventional diesel fuel to meet fuel specifications. International standard ASTM D 7566 allows up to 50% hydro-treated esters and fatty acids in jet fuel.
Synthetic paraffinic fuel	This category includes straight-chain and branched chain hydrocarbons of various chain lengths (includes Fischer-Tropsch diesel). Energy density similar to diesel or kerosene.	Depending on the hydrocarbon chain lengths, it may be blended with diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	Iso-synthetic paraffinic fuels are certified for maximum 10% blends with jet fuel (ASTM D7566).
Synthetic aromatic fuel	Hydrocarbon fuel containing aromatic compounds.	May be blended with jet fuel for use in aviation. Aromatic compounds are an important component of jet fuel and not found in other biofuels. This route may enable fully renewable jet fuels.	ASTM certification currently under way.

Tabella 4 Proprietà dei biocarburanti e campo di impiego (INEA, 2016).

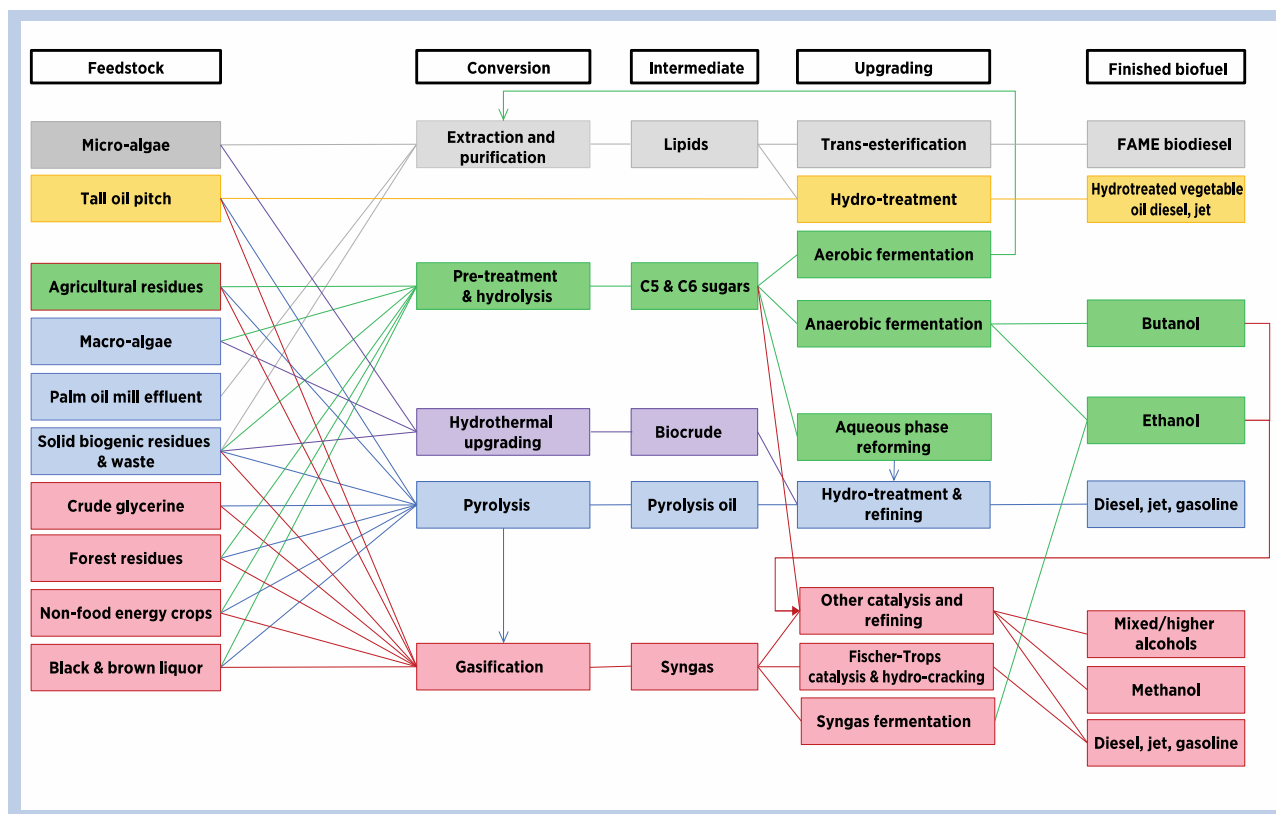


Figura 14 Quadro sinottico delle possibili filiere per lo sfruttamento di un'ampia gamma di biomasse (IRENA, 2016)

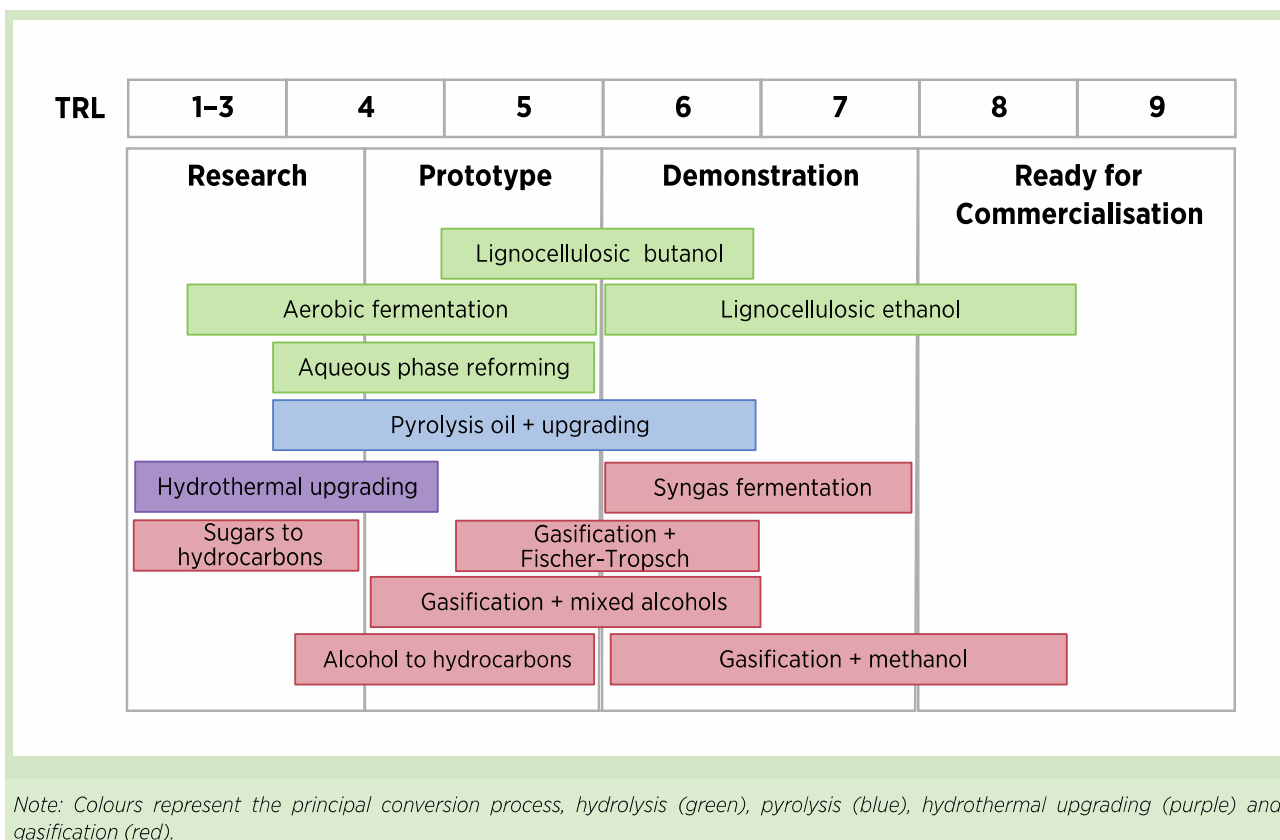


Figura 15 Stima del TRL (Technology Readiness Level) di sistemi per la produzione di biocarburanti avanzati.