



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

# UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Sede Amministrativa: Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Ingegneria Industriale

SCUOLA DI DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA INDUSTRIALE

INDIRIZZO ENERGETICA

CICLO XXV

## LA VALORIZZAZIONE ENERGETICA DELLA BIOMASSA RESIDUALE IN IMPIANTI DI PICCOLA TAGLIA: SVILUPPO DI UN PROTOTIPO INNOVATIVO DI GASSIFICATORE

**Direttore della Scuola:** Prof. Paolo Colombo

**Coordinatore d'indirizzo:** Prof. Luisa Rossetto

**Supervisore:** Prof. Michele De Carli

**Dottorando:** Alessandro Mazzari



## SOMMARIO

Le strategie di mitigazione ed adattamento al cambiamento climatico adottate dall'Unione Europea mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera causate dall'attività antropica ed in particolare dalla produzione e dall'impiego di energia. **L'obiettivo europeo è quello di trasformare l'economia europea in un'economia competitiva capace di gestire in modo sostenibile ed efficiente le risorse naturali.**

L'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili è uno dei pilastri su cui si fonda la strategia europea ("Europa 2020", il nuovo pacchetto clima-energia per il 2030 e "Energy Roadmap 2050"), la strategia nazionale ("Strategia Energetica Nazionale" (SEN), "Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili" (PAN) e "Piano di Azione per l'Efficienza Energetica" (PAEE)) e quella regionale ("Burden Sharing" e Piano Energetico della Regione del Veneto).

In particolare, **nelle zone rurali italiane** colpite dall'attuale crisi del settore primario, **la priorità dovrebbe essere data all'energia sostenibile da biomasse nella misura in cui associa effetti positivi in termini di gestione forestale e dei rifiuti e/o sottoprodotti**, nel dovuto rispetto delle condizioni ambientali locali e dei relativi vincoli.

L'oggetto della ricerca scientifica del dottorato è stato lo **sviluppo di una soluzione tecnologica innovativa adatta al contesto della piccola azienda agricola, avente l'obiettivo di migliorare la competitività aziendale sia attraverso la riduzione dei costi fissi legati allo smaltimento degli scarti agricoli e all'approvvigionamento energetico (energia elettrica e combustibili fossili) sia attraverso la generazione di un reddito aggiuntivo grazie al sistema di incentivazione nazionale per la produzione di energia da fonti rinnovabili.**

Con questa finalità è stato progettato e realizzato un **prototipo di sistema di gassificazione alimentato dagli scarti di potatura generati dall'attività florovivaistica** (finanziato dalla Regione Veneto - finanziato nell'ambito della misura 124 - Cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nel settore agricolo, alimentare e forestale - azione nuove sfide) con la collaborazione del Dipartimento di Fisica Tecnica (ora Dipartimento di Ingegneria Industriale - DII), del Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali (DTG) e dell'azienda florovivaistica "Pronto Giardino snc".

La tesi è suddivisa in una prima parte di inquadramento generale delle politiche europee, nazionali e regionali in tema di promozione delle fonti rinnovabili analizzando, in particolare, il potenziale connesso alla valorizzazione energetica delle biomasse residuali. La seconda parte, invece, descrive in dettaglio le fasi di progettazione e costruzione del prototipo, presentando per ciascuna di esse gli obiettivi ed i risultati ottenuti. Infine la terza parte analizza la convenienza economica connessa alla realizzazione dell'impianto a biomassa residuale.

In particolare, il *capitolo 2 - "Politiche energetiche e scenari di sviluppo"* descrive la strategia e la politica europea e nazionale in tema di uso efficiente delle risorse e sviluppo delle fonti rinnovabili. Analizza quali sono gli strumenti a disposizione delle amministrazioni per conseguire i risultati attesi per il 2020, 2030 e 2050. Obiettivi che si ripercuotono sulla politica regionale a seguito del D.M. 15 marzo 2012 ("Burden Sharing"), il quale ripartisce a livello regionale l'obiettivo nazionale del 17% di consumo di fonti rinnovabili sui consumi finali lordi. Nella parte conclusiva del capitolo è descritta la **metodologia usata per creare gli scenari tendenziali, di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili elaborati per conto dell'Unità di Progetto Energia della Regione del Veneto ai fini della redazione del Piano Energetico Regionale**: strumento di pianificazione ed indirizzo in materia energetica che individua le azioni per il raggiungimento degli obiettivi posti nel Burden Sharing.

Il capitolo 3 - *“Valorizzazione energetica della biomassa residuale”* **analizza il potenziale di valorizzazione energetica delle biomasse a livello regionale e provinciale, focalizzando l’attenzione sulle biomasse residuali di natura ligno-cellulosica originate nel settore forestale, agricolo ed urbano.** Per ciascun settore è stata calcolata la disponibilità regionale e provinciale di biomassa residuale e quantificato il potenziale derivante dalla loro valorizzazione energetica sia in termini di energia primaria prodotta che di quota di consumi finali lordi coperti.

Il capitolo 4 - *“Il progetto VERAGRI - Sviluppo di un prototipo di gassificatore alimentato a biomassa residuale”* descrive in dettaglio **le fasi di realizzazione del prototipo di micro-cogeneratore.** Le attività realizzate hanno riguardato **l’analisi delle proprietà chimico-fisiche dei campioni di biomassa raccolti nell’azienda agricola, la scelta del processo di valorizzazione energetica, il dimensionamento e la costruzione del reattore di gassificazione, del sistema di filtraggio, del sistema di pre-trattamento della biomassa residuale, del sistema di produzione di energia termica ed elettrica, del sistema di raffreddamento e del sistema di gestione.** Per ogni elemento del sistema sono state evidenziate le problematiche e le soluzioni tecniche adottate. Nella parte finale del capitolo è presentato il quadro economico complessivo relativo al progetto VERAGRI e un’analisi della normativa in vista della futura commercializzazione.

Il capitolo 5 - *“Analisi economica e strumenti di incentivazione”* valuta in dettaglio **l’aspetto finanziario connesso all’investimento sostenuto per l’installazione del prototipo.** Verificata la rispondenza ai requisiti per l’accesso al sistema di incentivazione previsto dal D.M. 6 luglio 2012, sono analizzati i tempi di ritorno, i flussi di cassa attualizzati, il Valore Attuale Netto (VAN) riferiti al micro-cogeneratore, confrontandoli con i prodotti attualmente disponibili in commercio. L’analisi economica ha inoltre permesso di evidenziare quali siano i fattori essenziali per un investimento redditizio.

## ABSTRACT

To prevent the most severe impacts of climate change the European Union has set itself targets for reducing greenhouse gas emissions produced by human activities. **The mission is to transform Europe into a highly energy-efficient, low carbon economy, by reducing emissions from the main sectors** (power generation, industry, transport, buildings and construction, as well as agriculture) in the order of 40% by 2030 and 60% by 2040.

**Energy production from renewable sources is one of the main pillars** in the European ("Europe 2020", the new climate-energy package for 2030 and "Energy Roadmap 2050"), national (the "Strategy National Energy Strategy "(SEN)," National Action Plan for Renewable Energy "(PAN) and" Action Plan for Energy Efficiency "(PAEE)) and regional (" Burden Sharing "energy Plan and the Region of Veneto ) climate and energy policy.

In rural areas, **priority could be given in Italy to energy from sustainable biomass resources due to their concomitant positive effects in terms of sustainable forest and waste-management**, with due regard to local/regional environmental conditions and constraints.

**My scientific research aim at developing an innovative technological solution for small farm business that leads to improve their competitiveness through the reduction of fixed costs associated to waste disposal and energy supply and through an additional income resulting from feed-in tariff mechanism.**

For this reason a partnership was created between the Department of Industrial Engineering (DII), the Department of Industrial Engineering and Management Systems (DTG) and the company farm "Pronto Giardino snc". The project, called "VERAGRI - Renewable Energy – "Generatore Tristadio a scarti verde per aziende agricole", was funded under Measure 124 (Cooperation for development of new products, processes and technologies in the agriculture, food and forestry - action challenges - EC Reg 1698/2005 - PSR Veneto - DGR 745 of 15/03/2010). **The project has concerned the study, the evaluation and the implementation of an innovative prototype of gasification system for energy self-sufficiency and environmental impact reduction of the company farm through the enhancement of green waste resulting from the activities of pruning and mowing.**

The Phd thesis has been divided into a first part on the European, national and regional framework about promotion of renewable energy sources evaluating the potential related to the exploitation of energy from residual biomass. The second part describes in detail the stages of development and construction of the prototype, highlighting, for each of those, the objectives and the results obtained. Finally, the third part analyzes the cost-effectiveness related to the realization of cogeneration system fueled by residual biomass.

The *Chapter 2 - "Energy Policy and development scenarios"* analyzes the European and National strategy in order to promote resource efficiency and renewable energies. It examines in depth the proposed tools to achieve the expected results for 2020, 2030, and 2050. These targets impact on regional policy as a result of the D.M. March 15, 2012 (called "Burden Sharing"), which divides at the regional level the national target of 17 % of consumption of renewable energy sources on gross final energy consumption. The chapter ends with the **description of the methodology used to elaborate the trend scenario, energy efficiency scenario and renewable energy scenario for Veneto Region**. These scenarios were developed for Veneto Region for the purposes of the Regional Energy Plan; a tool to plan energy policy and identify the actions to achieve the goals set in the Burden Sharing.

The *Chapter 3 - "Energy potential of residual biomass"* analyzes the **biomass energy potential at regional and provincial level, focusing on residual ligneous biomass coming from forestry, agriculture and urban waste**. For each sector was estimated provincial and regional availability of residual biomass and quantified the potential energy resulting from their exploitation both in terms of primary energy produced and in terms of percentage of gross final consumption covered.

The *Chapter 4 - "The project VERAGRI - Development of a prototype of gasifier fueled by residual biomass"* deals in detail the **stages of the development of the micro-CHP prototype**. The project activities have concerned the **analysis of the physical-chemical properties of biomass samples** resulting from the activities of pruning, the **choice of the process of energy conversion** and the **design and construction of the gasification reactor and of the auxiliary systems** (the filtration system, the pre-treatment system, the electricity and thermal energy generator, the cooling system and the management system). For each element of the system have been highlighted the problems and technical solutions adopted. In the final part of the chapter is presented the economic scheme of the project VERAGRI and an analysis of the legislation regarding the future commercialization.

Finally, *Chapter 5 "Economic Analysis and Renewable Incentives"* analyzes in detail the **financial aspects relating to investments incurred for the installation of the prototype**. Once verified compliance with the requirements for access to the incentive system provided by D.M. July 6, 2012, it analyzed the payback time, the cash flows and the Net Present Value (NPV) for the micro-CHP system, comparing them with products currently available on the market. The economic analysis has also allowed to highlight some of the factors essential for a profitable investment.

# INDICE GENERALE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>POLITICHE ENERGETICHE E SCENARI DI SVILUPPO</b> .....	<b>3</b>
2.2	STRATEGIA EUROPEA PER UN USO EFFICIENTE DELLE RISORSE .....	4
2.3	STRATEGIA “EUROPA 2020” E PROGRAMMAZIONE 2014-2020 .....	7
2.4	POLITICA ENERGETICA NAZIONALE .....	9
2.5	LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN) .....	10
2.6	PIANO DI AZIONE NAZIONALE PER LE RINNOVABILI .....	13
2.7	PIANO DI AZIONE PER L’EFFICIENZA ENERGETICA .....	18
2.8	IL BURDEN SHARING .....	19
2.9	BURDEN SHARING REGIONALE .....	21
2.9.1	Scenario Tendenziale .....	21
2.9.2	Scenari Di Efficienza e Risparmio Energetico .....	26
2.9.3	Scenario di Sviluppo Fer .....	27
2.9.4	Obiettivi di produzione energetica da fonti rinnovabili regionali .....	30
2.10	SCENARI ENERGETICI PER LA REGIONE DEL VENETO .....	31
2.11	BIBLIOGRAFIA .....	36
2.11.1	Siti Internet .....	36
<b>3</b>	<b>VALORIZZAZIONE ENERGETICA DELLA BIOMASSA RESIDUALE</b> .....	<b>37</b>
3.1	LE BIOMASSE: INQUADRAMENTO GENERALE .....	38
3.2	LE BIOMASSE: LA FILIERA AGROENERGETICA .....	43
3.3	IL POTENZIALE DELLE BIOMASSE LEGNOSE RESIDUALI .....	49
3.4	CONCLUSIONI .....	60
3.5	BIBLIOGRAFIA .....	62
3.5.1	Siti Internet .....	64
<b>4</b>	<b>IL PROGETTO VERAGRI – SVILUPPO DI UN PROTOTIPO DI GASSIFICATORE ALIMENTATO A BIOMASSA RESIDUALE</b> .....	<b>65</b>
4.1	ANALISI DEL CONTESTO .....	65
4.2	SOGGETTI COINVOLTI .....	67
4.3	ELEMENTI DI INNOVAZIONE NEL PROCESSO, NELLA TECNOLOGIA E NEL PRODOTTO .....	68
4.4	DESCRIZIONE DELLE FASI E DELLE ATTIVITA’ SVOLTE .....	70
4.5	PROGETTAZIONE E COSTRUZIONE DEL PROTOTIPO .....	71

4.5.1	Analisi dei profili energetici aziendali .....	72
4.5.2	Campionamento e caratterizzazione della biomassa residuale.....	72
4.5.3	Processo e tecnologia di valorizzazione energetica.....	76
4.5.4	Sviluppo del prototipo e lay-out impianto.....	87
4.5.5	Sistema di stoccaggio, pre-trattamento, essiccamento e carico della biomassa .....	87
4.5.6	Reattore di gassificazione.....	90
4.5.7	Sistema di filtrazione.....	95
4.5.8	Accoppiamento con motore primo .....	98
4.5.9	Sistemi ausiliari .....	99
4.5.9.1	<i>Sistema di accumulo</i> .....	100
4.5.9.2	<i>Sistema di gestione e controllo</i> .....	100
4.5.9.3	<i>Sistema di aspirazione</i> .....	102
4.5.9.4	<i>Torca</i> .....	103
4.6	ANALISI FINANZIARIA .....	104
4.7	NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....	106
4.7.1	Biomassa in ingresso.....	106
4.7.2	Conformità .....	107
4.7.3	Sicurezza .....	107
4.7.3.1	<i>Sicurezza del macchinario e valutazione del rischio</i> .....	108
4.7.3.2	<i>Salute e sicurezza sul lavoro</i> .....	108
4.7.3.3	<i>Antincendio</i> .....	108
4.7.3.4	<i>Direttiva ATEX</i> .....	109
4.7.4	Emissioni ambientali.....	109
4.8	CONCLUSIONI E SVILUPPI FUTURI .....	110
4.9	BIBLIOGRAFIA.....	112
<b>5</b>	<b>ANALISI ECONOMICA E STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE.....</b>	<b>113</b>
5.1	REGIME DI INCENTIVAZIONE PREVISTO DAL D.M. 6 LUGLIO 2012 .....	113
5.2	VALUTAZIONE ECONOMICA DELL'INVESTIMENTO .....	117
5.3	CONCLUSIONI.....	123
5.4	BIBLIOGRAFIA.....	126
5.4.1	Siti Internet.....	126
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>127</b>

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2-1 Tappe previste dall'UE per un impiego efficiente delle risorse al 2020 .....	5
Tabella 2-2 Obiettivo nazionale per il 2020 e traiettoria indicativa della quota di consumi finali lordi coperti da energie rinnovabili .....	13
Tabella 2-3 Obiettivi nazionali al 2020 del PAN .....	14
Tabella 2-4 Consumi finali lordi complessivi e settoriali coperti da fonti energetiche rinnovabili espressi in ktep ed in termini percentuali europee .....	15
Tabella 2-5 Stima della produzione elettrica lorda da FER al 2020 .....	15
Tabella 2-6 Stima dei consumi finali attesi da fonti rinnovabili per usi termici al 2020 .....	17
Tabella 2-7 Riduzioni dei consumi finali di energia attesi al 2016 e 2020 .....	18
Tabella 2-8 Regionalizzazione al 2020 degli obiettivi di sviluppo delle FER previste dal PAN .....	20
Tabella 2-9 Traiettoria regionale dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario BAU ....	21
Tabella 2-10 Previsioni generale e settoriale dei consumi di energia elettrica in Veneto .....	23
Tabella 2-11 Previsione dei consumi settoriali di energia elettrica in Veneto –2010/2021 .....	23
Tabella 2-12 Previsione dei consumi nelle province del Veneto .....	24
Tabella 2-13 Traiettoria regionale dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza risparmio energetico .....	26
Tabella 2-14 Traiettoria prevista dal Mi.S.E. della percentuale dei consumi regionali da fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali lordi - Valori in [%] .....	27
Tabella 2-15 Incremento di energia prodotta da FER necessario per conseguire gli obiettivi imposti dal Burden Sharing in riferimento allo scenario tendenziale e allo scenario di efficienza energetica .....	31
Tabella 2-16 Potenziale di risparmio energetico (ktep) nello scenario minimo, intermedio e massimo .....	32
Tabella 2-17 Potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario min, int e max .....	32
Tabella 2-18 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati .....	35
Tabella 3-1 Sviluppo regionale delle FER - E e FER - C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento per la Regione del Veneto .....	37
Tabella 3-2 Potenziale di produzione di energia termica da fonti rinnovabili nello scenario minimo, intermedio e massimo .....	37
Tabella 3-3 Indicatori di sostenibilità ai diversi livelli .....	46
Tabella 3-4 Rapporto tra energia resa ed energia risparmiata (EROEI) nella filiera delle biomasse energetiche per alcuni biocombustibili .....	46
Tabella 3-5 Caratterizzazione chimico-fisica di alcune biomasse residuali utilizzabili a scopo energetico ...	50
Tabella 3-6 Classificazione aree in classi commerciali in funzione della viabilità e difficoltà di accesso .....	51
Tabella 3-7 Disponibilità teorica di legna, cippato e pot. energetico teorico per la Provincia di Padova .....	53

Tabella 3-8 Tipologie forestali, loro ripartizione percentuale, Superficie totale a ceduo e superficie mediamente tagliata ogni anno nel comprensorio dei Colli Euganei .....	53
Tabella 3-9 Potenziale energetico reale derivante dalla superficie a ceduo presente nei Colli Euganei .....	54
Tabella 3-10 Tipologia e principali destinazioni d'uso attuali delle biomasse residuali agricole .....	55
Tabella 3-11 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di vitigni a livello provinciale.....	56
Tabella 3-12 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di coltivazioni legnose agrarie a livello provinciale (olivo, frutteti e vivai) .....	58
Tabella 3-13 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante da potature e ramaglie urbane classificate come verde urbano a livello provinciale .....	59
Tabella 3-14 potenziale derivante dalla valorizzazione energetica delle biomasse residuali dei comparti agricolo, forestale ed urbano per la Provincia di Padova .....	60
Tabella 4-1 Aziende florovivaistiche in Veneto suddivise per provincia.....	67
Tabella 4-2 Soggetti partecipanti, ruolo ed attività svolte nel progetto VERAGRI .....	67
Tabella 4-3 Descrizione delle fasi del processo con relative attività.....	70
Tabella 4-4 Parametri chimico-fisici dei campioni di biomassa.....	75
Tabella 4-5 Composizione percentuale tipica (%) di un syngas da biomassa a seconda dell'agente ossidante.....	77
Tabella 4-6 Tipologie di gassificatori di biomassa.....	78
Tabella 4-7 Parametri di funzionamento, condizioni operative, rendimenti e taglie caratteristiche delle principali tecnologie di gassificazione .....	78
Tabella 4-8 Risultati delle analisi gascromatografiche relative ai campioni di syngas prodotto.....	86
Tabella 4-9 Parametri riassuntivi dei risultati delle prove sperimentali .....	86
Tabella 4-10 Dati di targa del gruppo di produzione di energia elettrica.....	99
Tabella 4-11 Attività di valorizzazione energetica dell'energia termica prodotta .....	111
Tabella 5-1 Vita utile convenzionale e tariffa incentivante base per impianti a biomassa che entreranno in esercizio nel 2014.....	114
Tabella 5-2 Estratto Tabella 1.A D.M. 6 Luglio 2012.....	114
Tabella 5-3 Valori di emissione in atmosfera per impianti di combustione a biomasse .....	116
Tabella 5-4 Costi di fornitura, installazione, messa in opera e connessione del modulo di gassificazione... ..	118
Tabella 5-5 Parametri operativi del sistema di gassificazione.....	119
Tabella 5-6 Parametri economici utilizzati per il calcolo del tempo di ritorno sull'investimento .....	119
Tabella 5-7 Valore Attuale Netto a 10, 15 e 20 anni .....	120
Tabella 5-8 Ricavi, costi e flussi di cassa relativi all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale.....	121
Tabella 5-9 Valore Attuale Netto a 10, 15 e 20 anni nel caso di finanziamento bancario .....	122

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1 Ripartizione percentuale delle emissioni di gas settore per settore di produzione nel 2013 nell'Unione Europea .....	1
Figura 2-1 Andamento consumi finali lordi settoriali e complessivi dal 2010 al 2020 .....	14
Figura 2-2 Stima dell'andamento della produzione elettrica lorda da FER al 2020 .....	16
Figura 2-3 Stima dell'andamento della produzione di energia termica lorda da FER al 2020 .....	17
Figura 2-4 Contributo percentuale dei singoli settori alla riduzione dei consumi finali di energia al 2020.....	19
Figura 2-5 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali nello scenario Business As Usual della Regione del Veneto .....	22
Figura 2-6 Ripartizione percentuale dei consumi nelle province del Veneto .....	24
Figura 2-7 Consumi di gas e gasolio per riscaldamento nella Regione del Veneto dal 2002 al 2010.....	25
Figura 2-8 Consumi prodotti petroliferi nei trasporti nella Regione del Veneto negli anni dal 2000 al 2010	25
Figura 2-9 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza e risparmio energetico della Regione del Veneto .....	27
Figura 2-10 Stima indicativa della ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche nella Regione del Veneto al 2020 secondo le previsioni del Burden Sharing .....	29
Figura 2-11 Stima indicativa della ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili termiche nella Regione del Veneto al 2020 secondo le previsioni del Burden Sharing .....	29
Figura 2-12 Obiettivi del Burden Sharing espressi in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili secondo i differenti scenari di sviluppo per la Regione del Veneto .....	30
Figura 2-13 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario intermedio.....	33
Figura 2-14 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario massimo .....	33
Figura 2-15 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario intermedio .....	34
Figura 2-16 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario massimo.....	34
Figura 2-17 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati .....	35
Figura 3-1 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili termiche nello scenario intermedio .....	38
Figura 3-2 Biomasse dedicate e biocombustibili derivati.....	40
Figura 3-3 Biomasse residuale .....	41
Figura 3-4 Tipologia di biomasse e loro conversione energetica .....	42
Figura 3-5 Processi di conversione e valorizzazione energetica delle biomasse con esempi di biomasse dedicate e residuali .....	43

Figura 3-6 Filiera delle biomasse dalla raccolta alla trasformazione .....	43
Figura 3-7 Emissioni di anidride carbonica evitate e prodotte [t CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ] per le principali filiere dei combustibili da biomassa .....	45
Figura 3-8 processi e prodotti energetici ottenibili dalla biomassa .....	48
Figura 3-9 La filiera della biomassa di matrice ligno-cellulosica .....	49
Figura 3-10 Potenziale energetico teorico del comparto forestale calcolata su base comunale per la Regione del Veneto.....	52
Figura 3-11 Potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di vitigni a livello comunali.....	57
Figura 3-12 potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di coltivazioni legnose agrarie a livello comunale (olivo, frutteti e vivai) .....	58
Figura 3-13 potenziale energetico derivante da potature e ramaglie urbane classificate come verde urbano a livello comunale .....	59
Figura 3-14 Consumi finali lordi di energia termica e ripartizione percentuale della Provincia di Padova per vettore energetico (anno 2010).....	60
Figura 3-15 Consumi finali lordi espressi in ktep e ripartizione percentuale dei consumi energetici del settore agricolo della Provincia di Padova per vettore energetico (anno 2010).....	61
Figura 4-1 Numero aziende florovivaistiche autorizzate in Veneto .....	66
Figura 4-2 Superficie florovivaistica in Veneto .....	66
Figura 4-3 "Campione di biomassa grossa".....	73
Figura 4-4 Campione di biomassa fine.....	73
Figura 4-5 Bilancia per la misura dell'umidità relativa della biomassa .....	74
Figura 4-6 Analizzatore EA 1110 CHNS-O.....	74
Figura 4-7 Calorimetro a bomba di Mahler.....	75
Figura 4-8 Tipologie di gassificatori a letto fisso equicorrente.....	79
Figura 4-9 Componenti del sistema Tower Of Total Thermal Integration (TOTTI).....	80
Figura 4-10 Schema di processo del gassificatore GEK .....	81
Figura 4-11 modifiche introdotte per rendere il gassificatore a letto fisso equicorrente stratificato.....	82
Figura 4-12 Agglomerati dovuti al contenuto di ceneri bassofondenti .....	83
Figura 4-13 Stratigrafia reattore e temperature caratteristiche .....	84
Figura 4-14 Beute utilizzate per l'analisi del Tar nel syngas .....	85
Figura 4-15 Schema impiantistico e interconnessioni tra i sottosistemi.....	88
Figura 4-16 Sistema di pre-trattamento ed essiccamento della biomassa residuale .....	89
Figura 4-17 Particolare coclea di trasporto biomassa.....	89
Figura 4-18 Sistema di alimentazione .....	90

Figura 4-19 Prima versione del reattore di gassificazione.....	91
Figura 4-20 Elementi costituenti la prima versione del reattore di gassificazione .....	92
Figura 4-21 Fenomeno di bridging nel reattore (zona di tiraggio solo centrale).....	92
Figura 4-22 Schema prototipo di gassificazione con miscelatore interno .....	93
Figura 4-23 Griglia posta nel fondo del reattore .....	93
Figura 4-24 Sistema di raccolta ceneri .....	94
Figura 4-25 Versione finale del reattore di gassificazione .....	94
Figura 4-26 Dettaglio del primo sistema di raffreddamento .....	95
Figura 4-27 Schema di funzionamento di un filtro a ciclone .....	96
Figura 4-28 Griglia di fondo e struttura del biofiltro.....	96
Figura 4-29 Primo sistema di filtrazione comprensivo di filtro a ciclone e biofiltro .....	97
Figura 4-30 Sistema di filtrazione e raffreddamento del syngas .....	97
Figura 4-31 Test di valutazione della qualità del syngas ottenuto.....	98
Figura 4-32 Gruppo di produzione di energia elettrica installato .....	99
Figura 4-33 Collegamento del sistema di accumulo.....	100
Figura 4-34 Posizionamento e costruzione del sistema di controllo impiantistico.....	101
Figura 4-35 Particolare sonda di temperatura inserita nel reattore di gassificazione .....	102
Figura 4-36 Aspiratore a canale laterale.....	102
Figura 4-37 Dati di targa dell'aspiratore.....	103
Figura 4-38 Torcia a valle del biofiltro .....	103
Figura 4-39 Catrami (Tar) formati in fase di accensione e regolazione della reazione di gassificazione...	104
Figura 4-40 Quadro economico complessivo del progetto VERAGRI .....	105
Figura 5-1 Meccanismo di accesso al sistema di incentivazione per gli impianti a biomassa .....	117
Figura 5-2 Flusso di cassa attualizzato progressivo relativo all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale.....	120
Figura 5-3 Flusso di cassa attualizzato progressivo relativo all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale nel caso di finanziamento bancario .....	122
Figura 5-4 Flusso di cassa attualizzato progressivo per un investimento in un impianto di gassificazione a biomassa acquistata .....	123
Figura 5-5 Flusso di cassa attualizzato progressivo nel caso di 6.500 ore annue di funzionamento.....	124
Figura 5-6 Flusso di cassa attualizzato progressivo nel caso di 5.500 ore annue di funzionamento.....	125

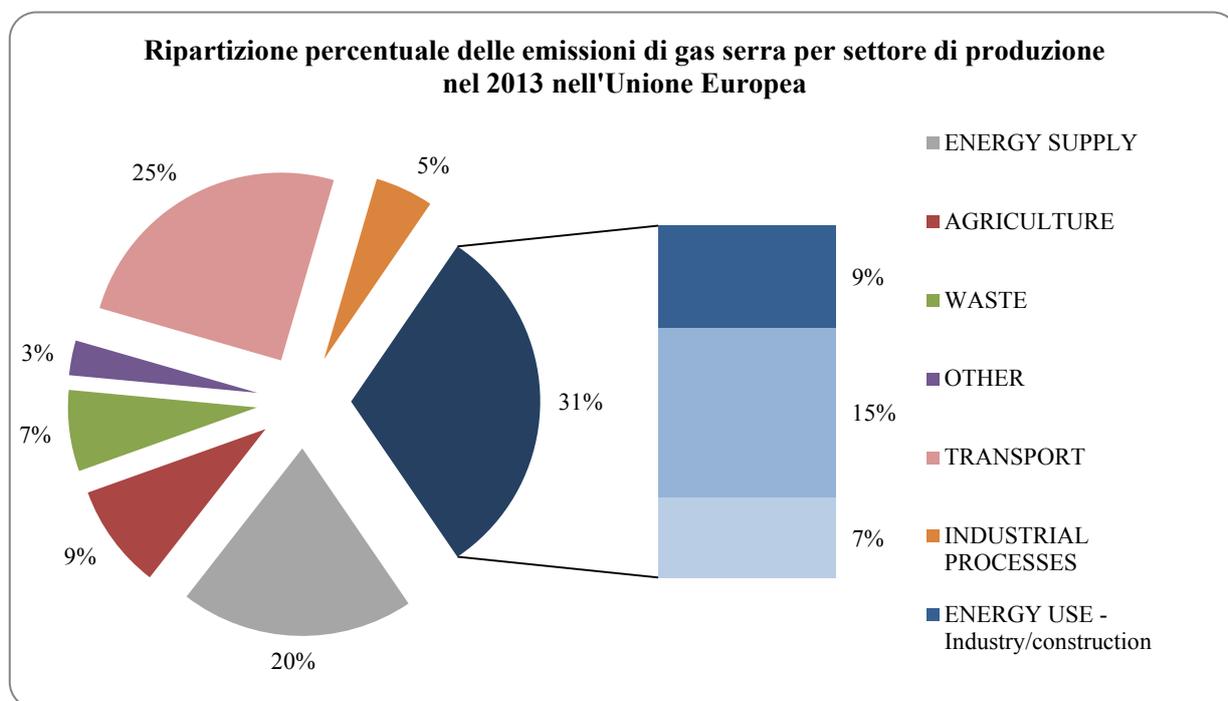


# 1 INTRODUZIONE

Le conseguenze ambientali ed i risultati delle ricerche connesse al cambiamento climatico<sup>1</sup> in atto hanno costretto l'Unione Europea ad intervenire urgentemente adottando strategie di mitigazione ed adattamento agli impatti a lungo termine previsti.

Di conseguenza, nel 2005, l'Unione Europea ha formalizzato la proposta di limitare la quantità totale di gas serra in atmosfera ad un livello per cui la temperatura media globale della superficie della Terra non aumenti più di 2 °C rispetto ai livelli precedenti l'era industriale. Un aumento della temperatura maggiore di questo valore viene infatti considerato eccessivo per i rischi ed i costi associati<sup>2</sup>.

La principale causa di cambiamento climatico è attribuita all'attività antropica attraverso l'immissione di gas, quale biossido di carbonio (o anidride carbonica, CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>), l'immissione di aerosol ed altre sostanze inquinanti e le estese modificazioni nell'uso del territorio. In particolare, i livelli atmosferici attuali di CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> sono i più alti degli ultimi 650 mila anni e sono stati raggiunti con una rapidità mai osservata prima<sup>3</sup>.



**Figura 1-1 Ripartizione percentuale delle emissioni di gas settore per settore di produzione nel 2013 nell'Unione Europea (fonte: Environmental Energy Agency EEA)**

La Figura 1-1 evidenzia la profonda correlazione esistente tra le emissioni di gas serra e la produzione e l'impiego di energia, pertanto per raggiungere gli obiettivi di contenimento dell'aumento di temperatura è necessario un approccio integrato tra politica climatica e politica energetica.

<sup>1</sup> 4° rapporto del Comitato Intergovernativo per lo studio dei Cambiamenti Climatici (IPCC 2007)

<sup>2</sup> Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima (ISAC CNR) "Clima, cambiamenti climatici globali e loro impatto sul territorio nazionale" - Quaderni dell'ISAC, volume 1, 2009

<sup>3</sup> Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima (ISAC CNR) "Clima, cambiamenti climatici globali e loro impatto sul territorio nazionale" - Quaderni dell'ISAC, volume 1, 2009



## 2 POLITICHE ENERGETICHE E SCENARI DI SVILUPPO

La politica energetica dell'Unione Europea si fonda sulle priorità indicate nel Libro verde sull'energia<sup>4</sup> pubblicato dalla Commissione europea nel 2006. Esse sono:

1. garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (security of supply);
2. limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (competitiveness);
3. coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (sustainability).

Alla luce di queste priorità, il 10 gennaio 2007 la Commissione individua i fondamenti della Politica energetica europea, denominata la strategia del '20-20-20 entro il 2020'<sup>5</sup>, che persegue tre ambiziosi obiettivi a livello comunitario da raggiungere entro il 2020:

1. La riduzione delle emissioni climalteranti del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale);
2. La riduzione dei consumi di fonti primarie del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, mediante aumento dell'efficienza;
3. Il raggiungimento della quota del 20% di fonti rinnovabili nella copertura dei consumi finali (usi elettrici, termici e per il trasporto).

Nel dicembre del 2008 è stato approvato il Pacchetto Clima ed Energia, che istituisce sei nuovi strumenti legislativi europei volti a tradurre in pratica gli obiettivi al 2020:

1. **Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Direttiva 2009/28/EC)** che stabilisce un quadro comune per l'utilizzo di fonti rinnovabili definendo gli obiettivi nazionali vincolanti in termini di aumento della percentuale di fonti rinnovabili utilizzate, realizzabili mediante l'adozione di un piano di azione nazionale.
2. **Direttiva Emission Trading (Direttiva 2009/29/EC)** che regola, in forma armonizzata tra tutti gli Stati membri, le emissioni nei settori energivori, responsabili di circa il 40% delle emissioni europee, stabilendo un obiettivo di riduzione complessivo per tutti gli impianti vincolati dalla normativa del -21% al 2020 sui livelli del 2005.
3. **Direttiva sulla qualità dei carburanti (Direttiva 2009/30/EC)** che richiede ai fornitori di ridurre, entro il 31 dicembre 2020, fino al 10% le emissioni di gas serra in atmosfera per unità di energia prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti e dell'energia fornita, rispetto alla quantità di gas serra prodotti nel medesimo ciclo di vita nel 2010.
4. **Direttiva Carbon Capture and Storage - CCS (Direttiva 2009/31/EC)** che definisce un quadro regolatorio comune a livello europeo per la sperimentazione e lo sviluppo su scala industriale di progetti di cattura, trasporto e stoccaggio di biossido di carbonio.
5. **Decisione Effort Sharing (Decisione 2009/406/EC)** che stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni nei settori non coperti dalla Direttiva ETS - trasporti, edifici, agricoltura e rifiuti - pari al -10% al 2020 sui livelli del 2005. L'obiettivo è ripartito in modo vincolante tra gli Stati membri e, per l'Italia, corrisponde al -13%.

---

<sup>4</sup> Libro verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" [COM(2006) 105] - 8 marzo 2006

<sup>5</sup> Approvata dal Consiglio Europeo, 8-9 marzo 2007.

6. **Regolamento CO<sub>2</sub> Auto (Regolamento 2009/443/EC)** che impone ai produttori di autoveicoli di raggiungere standard minimi di efficienza per le auto immatricolate per la prima volta nel territorio dell'Unione dal 2012. L'obiettivo medio che la UE ha dato ai produttori di autovetture, espresso in grammi di emissioni di CO<sub>2</sub> per chilometro, è pari a 130g/km entro il 2015.

A completamento del quadro normativo di riferimento, nel 2012 è stata approvata la **Direttiva Efficienza Energetica (Dir. 2012/27/EU)** che, nella previsione di regimi obbligatori per l'efficienza energetica per venditori e distributori di energia, impone agli Stati membri il raggiungimento di un obiettivo cumulato di risparmio energetico negli usi finali pari all'1,5% annuo entro il 31 dicembre 2020.

Per quanto riguarda gli scenari e gli obiettivi relativi ad orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, il 15 dicembre 2011, la Commissione europea ha lanciato la "**Energy Roadmap 2050**"<sup>6</sup> nella quale si definisce il quadro strategico necessario per ottenere una riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%.

I diversi scenari futuri prevedono l'adozione di politiche in materia di efficienza energetica, di produzione da fonti rinnovabili, di energia nucleare e di sviluppo della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), prevedendo un ruolo determinante per il gas per la fase di transizione dal carbone e dal petrolio alle nuove tecnologie (2030 – 2035).

Gli assi strutturali sui quali fondare la de-carbonizzazione dell'economia europea sono:

- L'efficienza energetica, con un incremento della riduzione dei consumi energetici finali pari al 40% dei consumi rispetto al 2005.
- Le fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici).
- L'incremento della quota di energia elettrica sui consumi finali (fino al 36-39%), per attuare la strategia di de-carbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento
- L'aumento della spesa per investimenti e la contemporanea riduzione di quella per il combustibile fossile.
- L'incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

## 2.1 STRATEGIA EUROPEA PER UN USO EFFICIENTE DELLE RISORSE

A livello europeo, la politica energetica si inserisce nel quadro di riferimento generale delineato dalla "Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse (COM(2011) 571)".

L'ottica di riferimento che deve guidare le scelte strategiche di ciascun paese membro in tema di risorse e più specificatamente in ambito energetico è la prospettiva che:

*"entro il 2050 l'economia dell'UE sarà cresciuta in maniera da rispettare i vincoli imposti dalle risorse e i limiti del pianeta, contribuendo in questo modo ad una trasformazione economica globale. L'economia sarà competitiva, inclusiva e offrirà un elevato standard di vita, con impatti ambientali notevolmente ridotti. Tutte le risorse - materie prime, energia, acqua, aria, terra e suolo - saranno gestite in modo sostenibile. Saranno stati conseguiti importanti traguardi nella lotta contro i cambiamenti climatici, mentre la biodiversità e i relativi servizi ecosistemici saranno stati tutelati, valorizzati e in larga misura ripristinati".*

---

<sup>6</sup> COM (2011) 885/2

Migliorare l'efficienza delle risorse è la strada da seguire per realizzare queste prospettive in quanto consente all'economia di creare di più con meno, generando un valore più elevato con meno input, utilizzando le risorse in modo sostenibile e minimizzando il loro impatto ambientale. In pratica ciò presuppone che le scorte di tutti i beni ambientali di cui l'UE dispone o che si procura siano sicure e gestite entro i limiti della loro resa sostenibile. Presuppone inoltre che i rifiuti residui siano quasi inesistenti, che gli ecosistemi siano stati ripristinati e che i rischi sistemici per l'economia legati all'ambiente siano stati capiti ed evitati. Occorrerà pertanto un'altra ondata di innovazioni.

La tabella di marcia offre un quadro di riferimento definendo le tappe (indicate nella Tabella 2-1) che indicano quali elementi saranno necessari per farci avanzare verso una crescita sostenibile ed efficiente sotto il profilo delle risorse illustrando come le politiche interagiscono e si basano una sull'altra, quadro nel quale le azioni future possono essere elaborate e attuate in modo coerente.

L'obiettivo<sup>7</sup> è quello di trasformare l'economia indirizzandola verso un utilizzo efficiente delle risorse determinando un aumento della competitività e apportando nuove fonti di crescita e di occupazione grazie ai risparmi derivanti dall'aumento dell'efficienza, dalla commercializzazione di soluzioni innovative e da una migliore gestione delle risorse nel corso del loro intero ciclo di vita

**Tabella 2-1 Tappe previste dall'UE per un impiego efficiente delle risorse al 2020**

RISORSA	TAPPA	
<b>Consumo e produzione sostenibili</b>	<i>Migliorare i prodotti e modificare i modelli di consumo</i>	entro il 2020 i cittadini e le autorità pubbliche saranno adeguatamente incoraggiati a scegliere i prodotti e i servizi più efficienti dal punto di vista delle risorse, grazie a segnali di prezzo corretti e a informazioni chiare in materia ambientale. Le loro scelte di acquisto incentiveranno le imprese ad innovare e a offrire beni e servizi più efficienti sotto il profilo delle risorse. Saranno fissati degli standard di prestazione ambientale minimi per eliminare dal mercato i prodotti meno efficienti dal punto di vista delle risorse e più inquinanti. Si registrerà una forte domanda, da parte dei consumatori, di prodotti e servizi più sostenibili.
	<i>Incentivare una produzione efficiente</i>	entro il 2020 saranno predisposti incentivi commerciali e strategici che ricompenseranno gli investimenti delle imprese nell'utilizzo efficiente delle risorse. Questi incentivi avranno favorito nuove forme di innovazione nei metodi di produzione efficienti in termini di utilizzo delle risorse che saranno ormai ampiamente utilizzati. Tutte le imprese e i loro investitori potranno misurare e confrontare il loro utilizzo delle risorse in termini di ciclo di vita. La crescita economica e il benessere non dipenderanno dalle risorse impiegate ma deriveranno principalmente dall'aumento del valore dei prodotti e dei servizi connessi
<b>Trasformare i rifiuti in una risorsa</b>	entro il 2020 i rifiuti saranno gestiti come una risorsa. I rifiuti pro capite saranno in fase di netto declino. Il riciclaggio e il riuso dei rifiuti saranno opzioni economicamente interessanti per gli operatori pubblici e privati, grazie alla diffusione della raccolta differenziata e allo sviluppo di mercati funzionali per le materie prime secondarie. Sarà riciclata una quantità maggiore di materiali, inclusi quelli che hanno un impatto ambientale considerevole e le materie prime essenziali. La legislazione in materia di rifiuti sarà pienamente applicata. Le spedizioni illecite di rifiuti saranno state completamente eliminate. Il recupero di energia sarà limitato ai materiali non	

<sup>7</sup> In allegato sono indicati in forma tabellare i collegamenti tra settori, risorse e iniziative strategiche dell'UE.

	riciclabili, lo smaltimento in discarica praticamente eliminato e sarà garantito un riciclaggio di alta qualità.	
<b>Sostenere la ricerca e l'innovazione</b>	entro il 2020 le scoperte scientifiche e l'impegno continuo per l'innovazione ci avranno consentito di capire meglio come considerare, gestire, ridurre l'uso, riutilizzare, riciclare, sostituire, salvaguardare e valorizzare le risorse. Ciò sarà possibile grazie ai cospicui aumenti degli investimenti, alla coerenza nell'affrontare la sfida dell'efficienza delle risorse, dei cambiamenti climatici e della resilienza e ai benefici della specializzazione intelligente e della cooperazione all'interno dello Spazio europeo della ricerca.	
<b>Sovvenzioni dannose per l'ambiente e prezzi determinati correttamente</b>	<i>Eliminare gradualmente le sovvenzioni inefficienti</i>	entro il 2020 le sovvenzioni dannose per l'ambiente saranno gradualmente abbandonate tenendo in debita considerazione le ripercussioni sulle persone bisognose.
	<i>Determinare il prezzo giusto e riorientare il carico della tassazione</i>	entro il 2020 uno spostamento sostanziale dalla tassazione della manodopera verso la tassazione ambientale, anche con adeguamenti periodici dei tassi reali, porterà ad un aumento significativo della percentuale di entrate pubbliche dovute alle tasse ambientali, in conformità alle migliori pratiche attuate dagli Stati membri.
<b>Servizi ecosistemici</b>	entro il 2020 il capitale naturale e i servizi ecosistemici saranno adeguatamente valutati e considerati dalle autorità pubbliche e dalle imprese.	
<b>Biodiversità</b>	entro il 2020 la perdita di biodiversità nell'UE e il degrado dei servizi eco sistemici saranno arrestati e la biodiversità sarà ripristinata il più possibile.	
<b>Risorse idriche</b>	entro il 2020 saranno pienamente attuati tutti i piani di gestione dei bacini idrografici (di cui alla direttiva quadro sulle acque). Nel 2015 in tutti i bacini idrografici sarà stato raggiunto il buono stato – qualità, quantità e utilizzo - delle acque. Gli impatti della siccità e delle inondazioni saranno ridotti al minimo, grazie a colture adattate, una maggiore ritenzione idrica dei terreni e sistemi efficienti di irrigazione. Si ricorrerà alle opzioni alternative per l'approvvigionamento idrico solo quando tutte le possibilità di risparmio meno costose non saranno praticabili. L'estrazione di acqua non dovrebbe superare il 20% delle risorse idriche rinnovabili disponibili.	
<b>Aria</b>	entro il 2020 le norme europee provvisorie in materia di qualità dell'aria saranno rispettate, anche nelle zone urbane più problematiche, e saranno state aggiornate. Per colmare le ultime carenze nel raggiungimento di livelli di qualità dell'aria tali da non causare impatti significativi sulla salute e sull'ambiente, saranno definite misure supplementari.	
<b>Terra e suoli</b>	entro il 2020 le strategie dell'UE terranno conto delle ripercussioni dirette e indirette sull'uso dei terreni nell'UE e a livello mondiale la percentuale di occupazione dei terreni sarà conforme all'obiettivo di arrivare a quota zero entro il 2050; l'erosione dei suoli sarà ridotta e il contenuto di materia organica aumentato, nel contempo saranno intraprese azioni per ripristinare i siti contaminati.	
<b>Risorse marine</b>	entro il 2020 sarà raggiunto il buono stato ambientale di tutte le acque marine dell'UE ed entro il 2015 la pesca rientrerà entro i limiti del rendimento massimo sostenibile.	
<b>Affrontare il problema dell'alimentazione</b>	entro il 2020 saranno largamente diffusi gli incentivi per una produzione e un consumo alimentare più sani e più sostenibili e l'apporto di risorse alla catena alimentare sarà	

	ridotto del 20%. Nell'UE dovrebbe essere dimezzato lo spreco di alimenti commestibili.
<b>Migliorare gli edifici</b>	entro il 2020 la rinnovazione e la costruzione di edifici e infrastrutture raggiungerà elevati livelli di efficienza nell'impiego delle risorse. L'approccio che tiene conto del ciclo di vita sarà applicato su larga scala tutti i nuovi edifici avranno un consumo di energia quasi nullo e saranno molto efficienti per quanto riguarda i materiali; saranno inoltre varate strategie per gli edifici esistenti, che saranno rinnovati al tasso del 2% l'anno. Il 70% dei rifiuti di costruzione e di demolizione non pericolosi sarà riciclato.
<b>Assicurare una mobilità efficiente</b>	entro il 2020 l'efficienza globale nel settore dei trasporti permetterà di valorizzare le risorse grazie ad un uso ottimale di materie prime, energia e terreni, nonché di ridurre le ripercussioni in termini di cambiamenti climatici, inquinamento atmosferico, rumore, salute, incidenti, biodiversità e degradazione degli ecosistemi. I mezzi di trasporto impiegheranno energia pulita e in minor quantità, sfrutteranno meglio un'infrastruttura moderna e ridurranno l'impatto negativo sull'ambiente e sulle risorse naturali chiave come l'acqua, i terreni e gli ecosistemi. A partire dal 2012 le emissioni di gas serra dovute ai trasporti diminuiranno in media dell'1% l'anno.
<b>Nuove linee d'azione in materia di efficienza delle risorse</b>	entro il 2020 le parti interessate a tutti i livelli saranno mobilitate per assicurare che le strategie, i finanziamenti, gli investimenti, la ricerca e l'innovazione siano coerenti e si supportino a vicenda. Obiettivi ambiziosi in materia di efficienza delle risorse e indicatori solidi e tempestivi serviranno da guida ai responsabili del processo decisionale (pubblici e privati) nella trasformazione dell'economia verso una maggiore efficienza delle risorse.
<b>Sostenere l'efficienza delle risorse a livello internazionale</b>	entro il 2020 l'efficienza delle risorse sarà un obiettivo condiviso dalla comunità internazionale e saranno stati fatti progressi in questa direzione sulla base delle strategie convenute a Rio.
<b>Potenziare i benefici ottenuti grazie alle misure ambientali dell'UE</b>	entro il 2020 i benefici apportati dalla normativa UE nel settore ambientale saranno pienamente realizzati.

## 2.2 STRATEGIA “EUROPA 2020” E PROGRAMMAZIONE 2014-2020

L'obiettivo di un impiego efficiente delle risorse per favorire il passaggio ad una economia competitiva a basse emissioni di carbonio rientra nella più ampia strategia europea denominata “Europa 2020”, lanciata nel marzo 2010.

Europa 2020 si incardina su tre priorità, concepite per rafforzarsi a vicenda:

1. **crecita intelligente:** sviluppare un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione;
2. **crecita sostenibile:** promuovere un'economia più efficiente sotto il profilo delle risorse, più verde e più competitiva;
3. **crecita inclusiva:** promuovere un'economia con un alto tasso di occupazione che favorisca la coesione sociale e territoriale.

Il perseguimento di queste priorità deve portare al raggiungimento di 5 obiettivi generali entro il 2020:

1. il 75% delle persone di età compresa tra 20 e 64 anni deve avere un lavoro;
2. il 3% del PIL dell'UE deve essere investito in R&S;

3. i traguardi "20/20/20" in materia di clima/energia devono essere raggiunti (compreso un incremento del 30% della riduzione delle emissioni se le condizioni lo permettono);
4. il tasso di abbandono scolastico deve essere inferiore al 10% e almeno il 40% dei giovani deve essere laureato;
5. 20 milioni di persone in meno devono essere a rischio di povertà.

Nell'ottica di programmazione dei fondi UE 2014-2020, il Quadro Strategico Comune<sup>8</sup> fornisce un quadro di riferimento unitario per tutti i Fondi Europei<sup>9</sup> individuando quali siano le priorità per assicurare una programmazione strategica coerente.

Per quanto riguarda il contesto italiano, le indicazioni europee ed italiane<sup>10</sup> in merito alla gestione dei fondi individuano la seguente **priorità di finanziamento**:

1. **Realizzare infrastrutture performanti e assicurare una gestione efficiente delle risorse naturali** articolata in:
  - a. Ammodernare e integrare le infrastrutture di rete per il trasporto ferroviario e marittimo nelle aree meno sviluppate;
  - b. Promuovere le energie rinnovabili, l'efficienza delle risorse e la mobilità urbana a bassa emissione di carbonio;
  - c. Promuovere l'adattamento ai cambiamenti climatici e la prevenzione dei rischi naturali;
  - d. Proteggere gli ecosistemi dipendenti dall'agricoltura e la tutela della biodiversità;

In particolare per quanto concerne l'obiettivo tematico "Sostenere la transizione verso un'economia a bassa emissione di carbonio in tutti i settori" la priorità di finanziamento si traduce nelle priorità e obiettivi relativi alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica:

1. **Raggiungere l'obiettivo comunitario 2020 inerente alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica**
  - a. Aumentare la quota delle fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali di energia attraverso la produzione di energia elettrica e la valorizzazione delle potenzialità dei settori della bioeconomia.
  - b. Promuovere l'efficienza energetica e l'utilizzo delle energie rinnovabili negli edifici pubblici, nelle abitazioni e nelle PMI.

---

<sup>8</sup>Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio relativo a disposizioni specifiche concernenti il Fondo europeo di sviluppo regionale e l'obiettivo "Investimenti a favore della crescita e dell'occupazione" e che abroga il regolamento (CE) n. 1080/2006 2011/0275 (COD). Programmazione europea 2014-2020.

<sup>9</sup> il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR), il Fondo Sociale Europeo (FSE), il Fondo di Coesione (FC), il Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (FEASR) e il Fondo Europeo per gli Affari Marittimi e la Pesca (FEAMP).

<sup>10</sup> "Position Paper" dei Servizi della Commissione sulla preparazione dell'Accordo di Partenariato e dei Programmi in ITALIA per il periodo 2014-2020

- c. **Sviluppare tecnologie** inerenti al settore delle **fonti energetiche rinnovabili** e delle **tecnologie a bassa emissione di carbonio** e relative industrie attraverso regimi di sostegno mirato per le PMI.
- d. Nelle **zone rurali** italiane la **priorità** potrebbe essere data all'energia sostenibile da **biomasse nella misura in cui associa effetti positivi in termini di gestione forestale e dei rifiuti e/o sottoprodotti**, nel dovuto rispetto delle condizioni ambientali locali/regionali e relativi vincoli. In questo ambito, il deterioramento del suolo, delle acque e della biodiversità deve essere evitato. L'energia solare, sia per l'elettricità che per il riscaldamento e il raffreddamento, potrebbe anche costituire un'opportunità per gli agricoltori, a condizione che siano presi nel dovuto conto gli aspetti relativi alla competizione per l'utilizzazione del suolo per quanto riguarda i terreni agricoli.
- e. In determinate zone costiere, è opportuno incoraggiare nuove forme di produzione di energia legate al mare.

## 2. Riduzione delle emissioni e dell'assorbimento di carbonio

- a. **Rafforzare gli interventi agro-ambientali** e progettare nuove e più innovative misure, al fine di garantire una maggiore efficacia delle azioni, in relazione alle specifiche esigenze e condizioni ambientali, a livello locale/regionale (ad esempio, azioni in materia di cattura del carbonio e l'aumento della materia organica del suolo). **Per ciò che concerne i futuri interventi nel settore forestale, l'accento dovrebbe essere posto maggiormente sulla ridefinizione delle misure di rimboschimento e sulla gestione forestale attiva.** Occorre assegnare finanziamenti adeguati alla prevenzione degli incendi boschivi e alle relative azioni di ripristino.
- b. Sostenere il concetto di mobilità urbana integrata, sostenibile e accessibile nelle città, nelle città-regioni e nelle aree metropolitane. Su base volontaria, alcune città potranno attuare progetti-pilota che introducano oneri sulla congestione e agevolino l'uso dei trasporti pubblici e della bicicletta, e l'andare a piedi.

La maggior parte degli investimenti connessi al clima devono essere effettuati dal settore privato. Le Regioni italiane devono garantire che i finanziamenti pubblici integrino e incoraggino gli investimenti privati. Nel settore dell'efficienza energetica, la possibilità di favorire il risparmio energetico, attraverso meccanismi di mercato (obblighi di risparmio energetico, società di servizi energetici, contratti di rendimento energetico, ecc.) deve essere esplorata prima di erogare finanziamenti pubblici o utilizzarli per sollecitare ulteriori capitali privati.

### 2.3 POLITICA ENERGETICA NAZIONALE

L'ordinamento italiano prevede, anche in correlazione con apposite indicazioni di direttive e regolamenti europei, diversi strumenti di pianificazione/indirizzo in materia energetica<sup>11</sup>.

Si fa riferimento, in particolare, ai seguenti:

- il **Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN)** predisposto in attuazione della Direttiva 2009/28/CE;

---

<sup>11</sup> tratto da <http://leg16.camera.it/465?area=17&tema=151&Strategia+energetica+nazionale>

- il **Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE)** predisposto in attuazione della Direttiva 2006/32/CE;
- gli **Scenari decennali relativi allo sviluppo dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica**, che il Ministero dello Sviluppo economico è tenuto a predisporre, previa consultazione delle regioni e della parti interessate e ad aggiornare ogni biennio (art. 1 del D.Lgs. 93/2011);
- il **Piano degli impianti e infrastrutture energetiche** necessari a conseguire gli obiettivi della politica energetica nazionale (dell'art. 3 del D.Lgs. 93/2011);
- il **Piano di azione preventivo e il Piano di emergenza e monitoraggio della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale** (Regolamento 2010/994/CE e art. 8, comma 1, del D.Lgs. 93/2011);
- il **Piano decennale per lo sviluppo della Rete gas** predisposto dai Gestori della Rete gas secondo modalità definite con decreto del Ministro dello Sviluppo economico, sentite la Conferenza Stato-Regioni e l'Autorità per l'energia (art. 16 del D.Lgs. 93/2011);
- il **Piano di sviluppo della Rete elettrica nazionale di trasmissione** (art. 17, comma 3, del D.Lgs. 28/2011);

Oltre a questi “piani di settore” è presente un istituto di indirizzo generale in materia di energia, denominato “**Strategia energetica nazionale**”.

Gli strumenti pianificatori che orientano lo sviluppo e indirizzano le scelte politiche nazionali e regionali in materia di fonti rinnovabili e risparmio energetico sono la Strategia Energetica Nazionale, il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili ed il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica. Questi documenti sono analizzati, con un maggior grado di dettaglio, nei paragrafi successivi.

## 2.4 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)

La Strategia Energetica Nazionale (“Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile”) è stata approvata con il decreto interministeriale dell'8 marzo 2013. Il documento individua quali sono le sfide da affrontare in ambito nazionale:

1. Prezzi dell'energia per imprese e famiglie superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei.
2. Sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza da fonti fossili di importazione.
3. Alcuni operatori del settore in difficoltà economico-finanziarie.

e quali gli obiettivi principali da realizzare per contrastare le problematiche individuate:

1. **Ridurre significativamente il gap di costo** dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiane ed europea. E' questa l'area in cui si parte da una situazione di maggior criticità e per la quale sono necessari i maggiori sforzi: differenziali di prezzo di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie.
2. **Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione** definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto “20-20-20”) ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*. Tutte le scelte di politica energetica quindi mireranno a

migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale.

3. **Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento**, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. E' necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici (come la crisi del gas del febbraio 2012 ci ha dimostrato) e ridurre il nostro livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa 62 miliardi di euro l'anno, e che ci espongono direttamente ai rischi di volatilità e di livelli di prezzo attesi nel prossimo futuro.
4. **Favorire la crescita** economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica, considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati 38 mila miliardi di investimenti mondiali al 2035 dalla IEA) e la tradizione e competenza del nostro sistema industriale in molti segmenti rilevanti. In questo ambito, particolare attenzione andrà rivolta alla crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde', di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020, per il raggiungimento degli obiettivi citati la strategia italiana si articola in sette priorità con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

1. La **promozione dell'Efficienza Energetica**, strumento ideale e prioritario per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei.
2. Lo **sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili** oltre gli obiettivi europei ('20-20-20'), contenendo al contempo l'onere in bolletta.
3. La **promozione di un mercato del gas competitivo**, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale Hub sud-europeo.
4. Lo **sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo**, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile.
5. La **ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti**, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio.
6. Lo **sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi**, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.
7. La **modernizzazione del sistema di governance**, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

La realizzazione di questa strategia consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento degli obiettivi europei 20-20-20, con i seguenti risultati attesi al 2020:

1. **Riduzione del 24% dei consumi primari** rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di -20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica.
2. **Raggiungimento del 20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali** (rispetto al circa 10% del 2010). Sui consumi primari energetici l'incidenza equivale al 23%, mentre si ha una riduzione dall'86 al 76% dei combustibili fossili. Inoltre, ci si attende che le rinnovabili diventino la

prima fonte nel settore elettrico, superando il gas, con oltre il 38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010).

3. **Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020.** Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una **riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%**, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO<sub>2</sub>.
4. **Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema** con una riduzione di 14 miliardi di euro/anno della fattura energetica estera (rispetto ai 62 miliardi attuali) e con la riduzione dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali.
5. Investimenti per 180 miliardi di euro da qui al 2020, sia nella green e white economy (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi).
6. Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei. In particolare, è possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas.

Per quanto riguarda l'orizzonte di lungo e lunghissimo periodo (2030 e 2050), la strategia energetica, flessibile ed efficiente per adattarsi all'imprevedibile evoluzione tecnologica e dei mercati, perseguirà l'obiettivo di fondo di decarbonizzazione dell'economia e della società italiana facendo leva – soprattutto tramite la ricerca e lo sviluppo tecnologici – sui possibili elementi di discontinuità (quali lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia, la riduzione dei costi nelle tecnologie rinnovabili e di accumulo, nei biocarburanti, o nella cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

L'analisi dei possibili scenari evolutivi per il Paese per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ha permesso di identificare le direttive che dovranno orientare e guidare il settore energetico nella sua evoluzione futura. In particolare sono evidenziate le seguenti priorità:

1. La necessità **di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica**. I consumi primari dovranno ridursi in un range dal 17 al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici. In particolare, saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.
2. La **forte penetrazione delle energie rinnovabili**, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.
3. Un **incremento sostanziale del grado di elettrificazione**, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
4. Il **mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica**, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

## 2.5 PIANO DI AZIONE NAZIONALE PER LE RINNOVABILI

Il Piano di Azione Nazionale sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (PAN) è il documento programmatico che fornisce indicazioni dettagliate sulle azioni da porre in atto per il raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante per l'Italia di coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17%<sup>12</sup> (Tabella 2-2) dei consumi lordi nazionali. L'obiettivo deve essere raggiunto mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili nei settori: Elettricità, Riscaldamento - Raffreddamento e Trasporti.

**Tabella 2-2 Obiettivo nazionale per il 2020 e traiettoria indicativa della quota di consumi finali lordi coperti da energie rinnovabili (fonte: PAN)**

[%]	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Consumi finali lordi coperti da FER	8,05	9,23	10,52	12,02	13,84	17,00

Il PAN, trasmesso alla Commissione Europea il 28 luglio 2010, illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e disegna le principali linee d'azione per ciascuna area di intervento (Elettricità, Riscaldamento - Raffreddamento e Trasporti) sul consumo energetico lordo complessivo. Contiene, inoltre, l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi.

Nella Tabella 2-3 sono sintetizzati i valori di riferimento dei consumi finali lordi<sup>13</sup> per il contesto italiano. Sono indicati due valori distinti, uno relativo allo "scenario di riferimento" nel quale figurano le misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico adottate prima del 2009, l'altro relativo allo "scenario efficienza energetica supplementare" che tiene conto di tutte le misure adottate a partire dal 2009 in poi. I consumi finali lordi sono poi suddivisi per settore: elettrico, riscaldamento-raffrescamento<sup>14</sup> e trasporti per entrambe gli scenari. La Figura 2-1 illustra l'andamento dei consumi finali lordi complessivi e settoriali per lo "scenario di riferimento" e lo "scenario efficienza energetica supplementare" in riferimento alla situazione italiana, così come indicato dal PAN nel 2010.

---

<sup>12</sup> La strategia europea del 20-20-20 prevede di arrivare a produrre, nel 2020, un quantitativo di energia da fonti rinnovabili pari almeno al 20% dei consumi lordi finali; la ripartizione "equa" degli obiettivi tra i paesi membri, basata sul criterio del PIL pro capite, ha riservato all'Italia la percentuale del 17%.

<sup>13</sup> Consumo Finale Lordo di energia: "Prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione." (Art.2 lettera f della Direttiva 28/2009)

<sup>14</sup> Per "consumo per il riscaldamento e il raffreddamento" s'intende la produzione di calore derivata (calore venduto) più il consumo finale di tutti gli altri prodotti energetici a esclusione dell'elettricità consumata nei settori che ne sono utilizzatori finali come l'industria, i nuclei domestici, i servizi, l'agricoltura, la silvicoltura e la pesca. Il concetto di "riscaldamento" e "raffreddamento" comprende pertanto anche il consumo energetico finale per la trasformazione. L'elettricità può essere utilizzata anche a fini di riscaldamento e raffreddamento nel consumo finale, ma in tal caso rientra nell'obiettivo in materia di elettricità e per questo è esclusa da questa voce.

Tabella 2-3 Obiettivi nazionali al 2020 del PAN (fonte: Mi. Se.)

CONSUMI FINALI LORDI	u.m.	SETTORE	valore
Consumo Finale Lordo atteso – CFL – “scenario di riferimento”	[ktep]	Elettricità	66.499
		Riscaldamento - Raffrescamento	35.034
		Trasporti	38.544
		TOTALE	145.566
Consumo Finale Lordo atteso – CFL – “scenario efficienza energetica supplementare”	[ktep]	Elettricità	61.185
		Riscaldamento - Raffrescamento	32.227
		Trasporti	33.972
		TOTALE	133.042

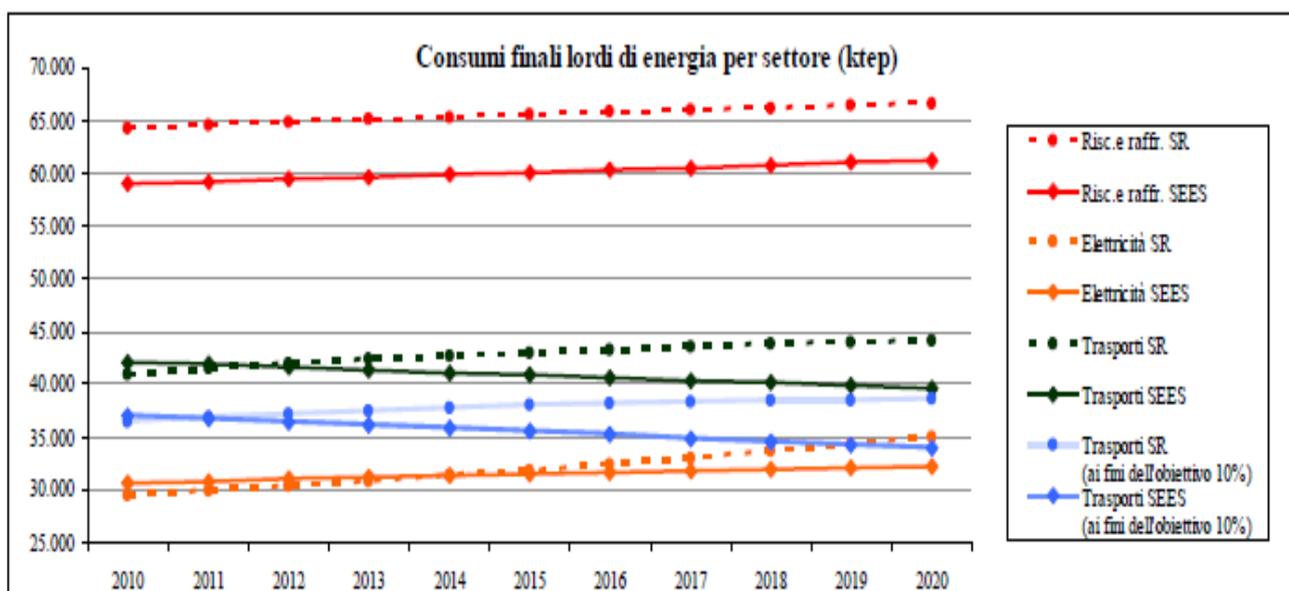
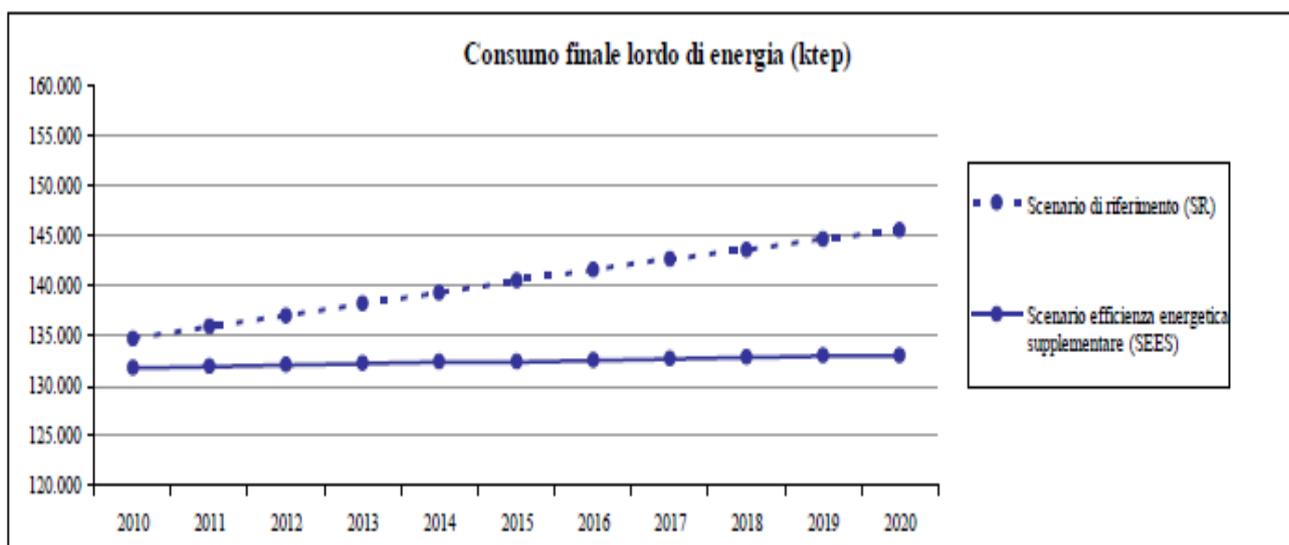


Figura 2-1 Andamento consumi finali lordi settoriali e complessivi dal 2010 al 2020 (fonte: PAN)

Individuate le possibili traiettorie dei consumi finali lordi al 2020 per i diversi settori coinvolti, il PAN determina quali sono i potenziali reali delle fonti rinnovabili in Italia nel settore elettrico, riscaldamento-raffrescamento e trasporti e con quale quota contribuiranno al raggiungimento dell'obiettivo complessivo del 17% (Tabella 2-4). Si considera come riferimento per i consumi finali lordi lo "scenario efficienza energetica supplementare".

**Tabella 2-4 Consumi finali lordi complessivi e settoriali coperti da fonti energetiche rinnovabili espressi in ktep ed in termini percentuali europee (fonte: PAN)**

CONSUMI FINALI LORDI DA FER	u.m.	SETTORE	VALORE
<b>Quantitativo atteso di energia da fonti rinnovabili corrispondente all'obiettivo previsto per il 2020</b>	<b>[ktep]</b>	TOTALE	<b>22.617</b>
		Elettricità	<b>8.504</b>
		Riscaldamento - Raffrescamento	<b>10.456</b>
		Trasporti	<b>2.530</b>
		Trasferimento atteso di FER ad altri Stati Membri	<b>1.127</b>
<b>Obiettivo di energia da FER nel consumo finale lordo di energia al 2020</b>	<b>[%]</b>	TOTALE	<b>17 %</b>
		Elettricità	<b>26,39 %</b>
		Riscaldamento - Raffrescamento	<b>17,09 %</b>
		Trasporti	<b>10,14 %</b>

Successivamente il PAN elenca e descrive quali siano le politiche e le misure specifiche finalizzate al raggiungimento degli obiettivi indicati nei diversi settori, quali procedure amministrative, specifiche tecniche, sviluppi infrastrutturali e regimi di sostegno.

La valutazione delle ricadute e degli impatti legati alle politiche e alle misure previste integrate con l'analisi delle reali potenzialità del territorio italiano ha permesso di quantificare il contributo fornito da ciascuna tecnologia al conseguimento degli obiettivi per il 2020 nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti.

In Tabella 2-5 è indicata la stima di produzione elettrica lorda da fonti energetiche rinnovabili in Italia al 2020 suddivisa per tecnologia ed in Figura 2-2 l'andamento stimato della produzione di energia elettrica da FER dal 2010 al 2020.

**Tabella 2-5 Stima della produzione elettrica lorda da FER al 2020 (fonte: PAN)**

FONTE RINNOVABILE		2020		
		[MW]	[GWh]	[ktep]
<b>Energia Idroelettrica</b>		<b>17.800</b>	<b>42.000</b>	<b>3.612</b>
	< 1MW	650	2.281	196
	1MW - 10 MW	3.250	9.796	842

	>10 MW	13.900	29.923	2.573
	Di cui per pompaggio	2.600	2.730	235
<b>Geotermica</b>		<b>920</b>	<b>6.750</b>	<b>581</b>
<b>Solare</b>		<b>8.600</b>	<b>11.350</b>	<b>976</b>
<b>Fotovoltaico</b>		<b>8.000</b>	<b>9.650</b>	<b>830</b>
<b>Energia Solare A Concentrazione</b>		<b>600</b>	<b>1.700</b>	<b>146</b>
<b>Energia Maree, Moto Ondoso e Oceani</b>		<b>3</b>	<b>5</b>	<b>0</b>
<b>Energia Eolica</b>		<b>12.680</b>	<b>20.000</b>	<b>1.720</b>
	onshore	12.000	18.000	1.548
	offshore	680	2.000	172
<b>Biomassa</b>		<b>3.820</b>	<b>18.780</b>	<b>1.615</b>
	solida	1.640	7.900	679
	biogas	1.200	6.020	518
	bioliquidi	980	4.860	418
<b>TOTALE</b>		<b>43.823</b>	<b>98.885</b>	<b>8.504</b>

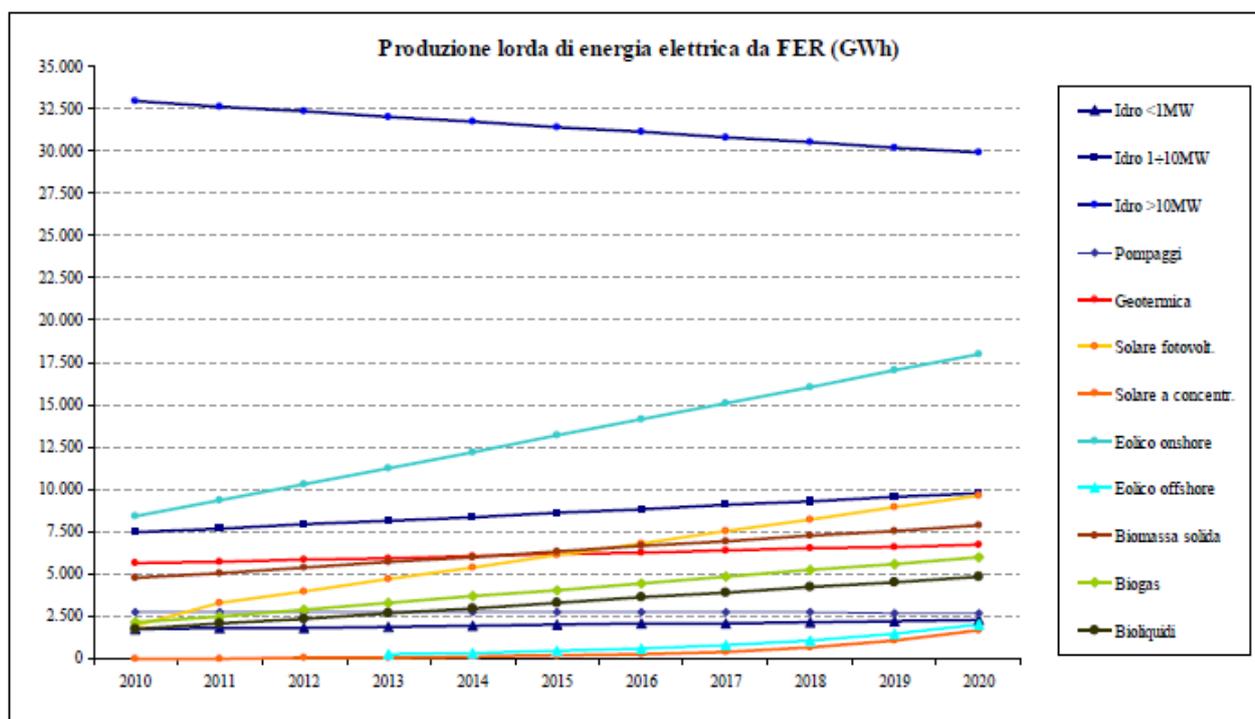


Figura 2-2 Stima dell'andamento della produzione elettrica lorda da FER al 2020 (fonte: PAN)

In Tabella 2-6 è indicata la stima di produzione lorda di energia termica da fonti energetiche rinnovabili in Italia al 2020 suddivisa per tecnologia e per settore di utilizzo ed in Figura 2-3 l'andamento stimato della produzione di energia termica da FER dal 2010 al 2020. La valorizzazione energetica della biomassa contribuisce per oltre il 54% alla produzione lorda stimata.

Tabella 2-6 Stima dei consumi finali attesi da fonti rinnovabili per usi termici al 2020 (fonte: PAN)

[ktep]		Biomassa	Geotermia &		Solare termico	Totale
		Uso diretto	Uso diretto	Pompa di calore		
<b>Residenziale</b>						<b>6.021</b>
	riscaldamento	3.354		750		4.104
	teleriscaldamento	580	180	40		800
	acqua calda sanitaria			100	1.017	1.117
<b>Terziario</b>						<b>2.769</b>
	riscaldamento		100	2.000	569	2.669
	teleriscaldamento	70	20	10		100
	acqua calda sanitaria					-
<b>Industria</b>						<b>1.000</b>
	Produzione calore	1.000				1.000
<b>Agricoltura</b>						<b>400</b>
	Produzione calore	400				400
<b>Biogas immesso in rete</b>		316				<b>316</b>
<b>TOTALE</b>		<b>5.720</b>	<b>300</b>	<b>2.900</b>	<b>1.586</b>	<b>10.506<sup>15</sup></b>

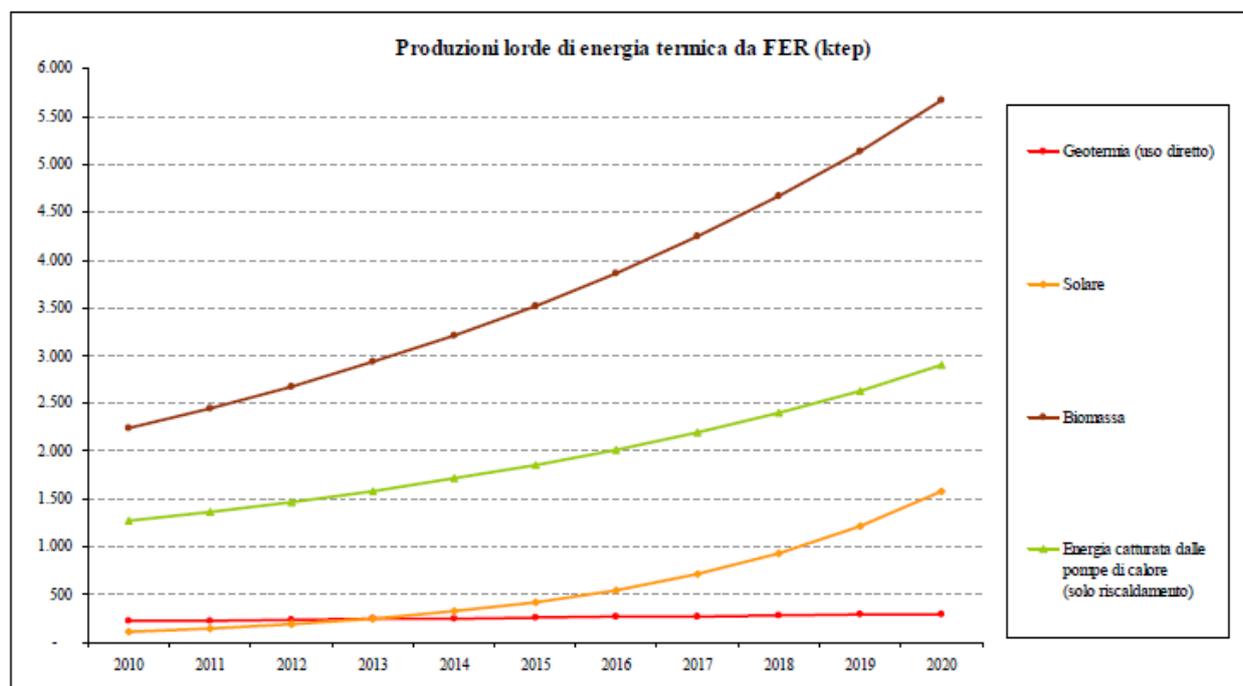


Figura 2-3 Stima dell'andamento della produzione di energia termica lorda da FER al 2020 (fonte: PAN)

<sup>15</sup> la somma tiene conto del contributo di 50 ktep di biogas impiegato nel settore trasporto

## 2.6 PIANO DI AZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Analogamente al PAN, Il Piano di Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE) è il documento programmatico che fornisce indicazioni dettagliate sulle azioni da porre in atto per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici.

Uscito in una prima versione nel 2007 per ottemperare agli obblighi della Direttiva 2006/32/CE<sup>16</sup>, è stato rivisto nel 2011 alla luce dell'obiettivo europeo, non vincolante, di riduzione del consumo di fonti primarie del 20%.

Il PAEE individua nel dettaglio quali siano gli obiettivi di risparmio da raggiungere nel settore residenziale, terziario, industriale e nei trasporti, identifica le politiche e le misure specifiche finalizzate al raggiungimento degli stessi (Titoli di Efficienza Energetica, le Detrazioni Fiscali, le specifiche tecniche, gli obblighi normativi (D.Lgs 192/2005), iniziative di formazione e diffusione, ecc.) e valuta i risparmi finora conseguiti con le azioni intraprese a partire dal 2007.

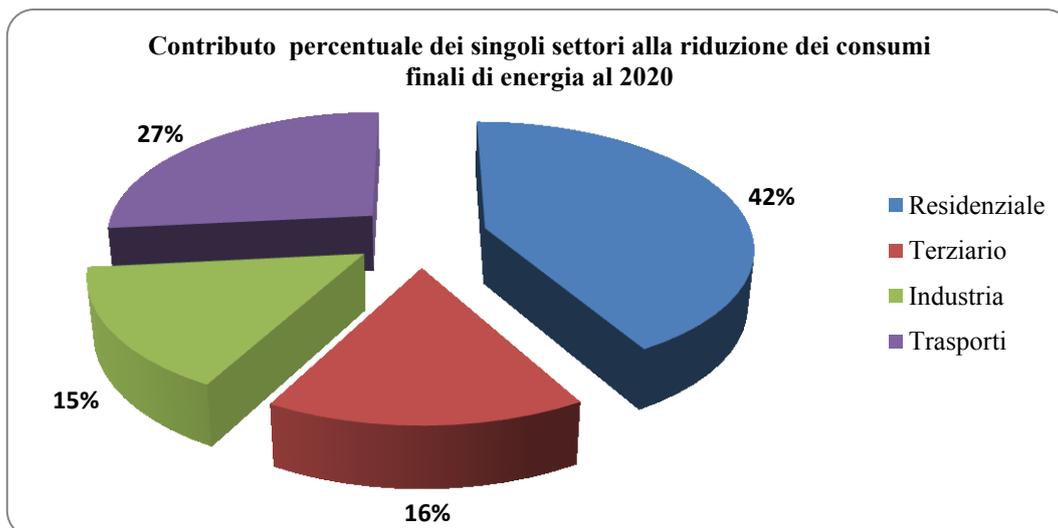
In Tabella 2-7 sono indicati gli obiettivi di riduzione dei consumi finali di energia nel 2016 e nel 2020 in funzione delle azioni e politiche finora intraprese. Come evidenzia la percentuale del 14% al 2020 sono necessari ulteriori sforzi per conseguire l'ambizioso obiettivo della riduzione del 20%. E' prevista pertanto un aggiornamento del PAEE entro il 2020.

**Tabella 2-7 Riduzioni dei consumi finali di energia attesi al 2016 e 2020 (fonte: PAEE)**

Settore	Riduzione di energia finale nel 2016		Riduzione di energia finale nel 2020		CO <sub>2</sub> evitata nel 2020
	GWh/anno	Mtep/anno	GWh/anno	Mtep/anno	Mton
Residenziale	60.027	5,16	77.121	6,63	18,00
Terziario	24.590	2,11	29.698	2,55	9,45
Industria	20.140	1,73	28.678	2,47	7,20
Trasporti	21.783	1,87	49.175	4,23	10,35
<b>Totale</b>	<b>126.540</b>	<b>10,88</b>	<b>184.672</b>	<b>15,88</b>	<b>45,00</b>
<b>% rispetto alla media dei CFL negli anni 2001-2005</b>	<b>9,6%</b>		<b>14%</b>		

Il settore che presenta un notevole potenziale di intervento è il settore civile, che comprende il residenziale ed il terziario. Come evidenzia la Figura 2-4 il residenziale può contribuire con una quota pari al 42% in termini di GWh di energia primaria risparmiata per anno.

<sup>16</sup> La Direttiva 2006/32/CE stabilisce che gli Stati Membri devono redigere un Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica che mira a conseguire un obiettivo indicativo globale di risparmio energetico al 2016, pari al 9 % per l'Italia al nono anno di applicazione, da conseguire tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica.



**Figura 2-4 Contributo percentuale dei singoli settori alla riduzione dei consumi finali di energia al 2020**  
(fonte:PAEE)

## 2.7 IL BURDEN SHARING

Il D.M. 15 marzo 2012 (c.d. “Burden Sharing”) ripartisce tra le Regioni la quota minima percentuale di incremento del consumo di energia da fonti rinnovabili per raggiungere entro il 2020 l’obiettivo nazionale del 17% di consumo delle fonti rinnovabili sui consumi finali lordi.

Per ciascuna Regione sono individuati gli obiettivi vincolanti al 2020, indicati in Tabella 2-8, tenendo conto del potenziale regionale di produzione di energia rinnovabile e introducendo obiettivi intermedi non vincolanti al 2012, 2014, 2016 e 2018.

Si noti che la percentuale nazionale ripartita è del 14,3% in quanto il rimanente 2,7% viene garantito dallo Stato, in parte acquistando da paesi esteri energia da fonti rinnovabili ed in parte dall’energia rinnovabile consumata nel settore dei trasporti, rientrando tali quote nelle esclusive disponibilità nazionali.

Da precisare quindi che il settore dei trasporti interessa le regioni per l’aspetto legato ai consumi finali lordi, mentre non le coinvolge per quanto riguarda il consumo di biocarburanti.

**Tabella 2-8 Regionalizzazione al 2020 degli obiettivi di sviluppo delle FER previste dal PAN (fonte: Mi.Se.)**

REGIONI	Consumi Finali Lordi (CFL <sup>17</sup> )	Produzione da fonti rinnovabili elettriche (FER-E <sup>18</sup> ) e termiche (FER-C <sup>19</sup> )	FER/CFL
	[ktep]	[ktep]	[%]
<b>Abruzzo</b>	2.779	526	19,1
<b>Basilicata</b>	1.119	365	33,1
<b>Calabria</b>	2.386	664	27,1
<b>Campania</b>	6.641	1.100	16,7
<b>Emilia Romagna</b>	13.912	1.222	8,9
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	3.500	441	12,7
<b>Lazio</b>	9.962	1.196	11,9
<b>Liguria</b>	2.872	413	14,1
<b>Lombardia</b>	26.088	2.885	11,3
<b>Marche</b>	3.524	540	15,4
<b>Molise</b>	619	236	35,0
<b>Piemonte</b>	11.497	1.709	15,1
<b>Puglia</b>	9.354	1.354	14,2
<b>Sardegna</b>	3.706	743	17,8
<b>Sicilia</b>	7.367	1.183	15,9
<b>TAA - Bolzano</b>	1.331	470	36,5
<b>TAA - Trento</b>	1.388	501	35,5
<b>Toscana</b>	9.429	1.554	16,5
<b>Umbria</b>	2.599	354	13,7
<b>Valle D'Aosta</b>	538	286	52,1
<b>Veneto</b>	12.431	1.271	10,3
<b>ITALIA</b>	<b>133.042</b>	<b>19.010</b>	<b>14,3</b>

<sup>17</sup> vedi nota 13

<sup>18</sup> Consumo Finale Lordo di Energia Elettrica Rinnovabile (FER-E) “calcolato come quantità di elettricità prodotta a livello nazionale da fonti energetiche rinnovabili, escludendo la produzione di elettricità in centrali di pompaggio con il ricorso all’acqua precedentemente pompata a monte. ... l’elettricità da energia idraulica ed eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione.”

<sup>19</sup> Consumo Finale Lordo di Energia Rinnovabile nel settore Riscaldamento e Raffreddamento (FER-C), “calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffreddamento prodotti a livello nazionale da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell’industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura, e nella pesca per il riscaldamento il raffreddamento e la lavorazione. ... si tiene conto dell’energia da calore aerotermico, geotermico e idrotermale catturata da pompe di calore a condizione che il rendimento finale di energia ecceda di almeno il 5% l’apporto energetico primario necessario per far funzionare le pompe di calore”

## 2.8 BURDEN SHARING REGIONALE

Per poter quantificare, in termini di ktep, l'impegno legato all'obiettivo di Burden Sharing assegnato alla Regione del Veneto è necessario individuare quale sia lo scenario tendenziale fino al 2020 relativo ai consumi finali lordi, lo scenario legato alle misure di efficienza e risparmio energetico introdotte nel PAEE riportato a livello regionale e quello legato allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

I seguenti paragrafi descrivono il lavoro eseguito per conto del Dipartimento di Ingegneria Industriale su incarico dell'Unità di Progetto Energia della Regione del Veneto concernente la revisione della bozza di Piano Energetico Regionale, strumento di pianificazione ed indirizzo in materia energetica che individua le azioni per il raggiungimento degli obiettivi posti nel Burden Sharing.

### 2.8.1 Scenario Tendenziale

Nel seguente paragrafo è analizzato lo scenario tendenziale, o Business As Usual (BAU), al fine di poter quantificare, sulla base dei trend storici dei consumi settoriali, quali siano al 2020 i consumi energetici annui, per settore e per fonte energetica, della Regione del Veneto. Lo scenario tendenziale, da considerarsi come alternativa zero, è una proiezione degli attuali trend nell'ipotesi che si mantengano stabili e che non vi siano politiche, innovazioni ed azioni specifiche oltre a quelle implementate prima del 2010.

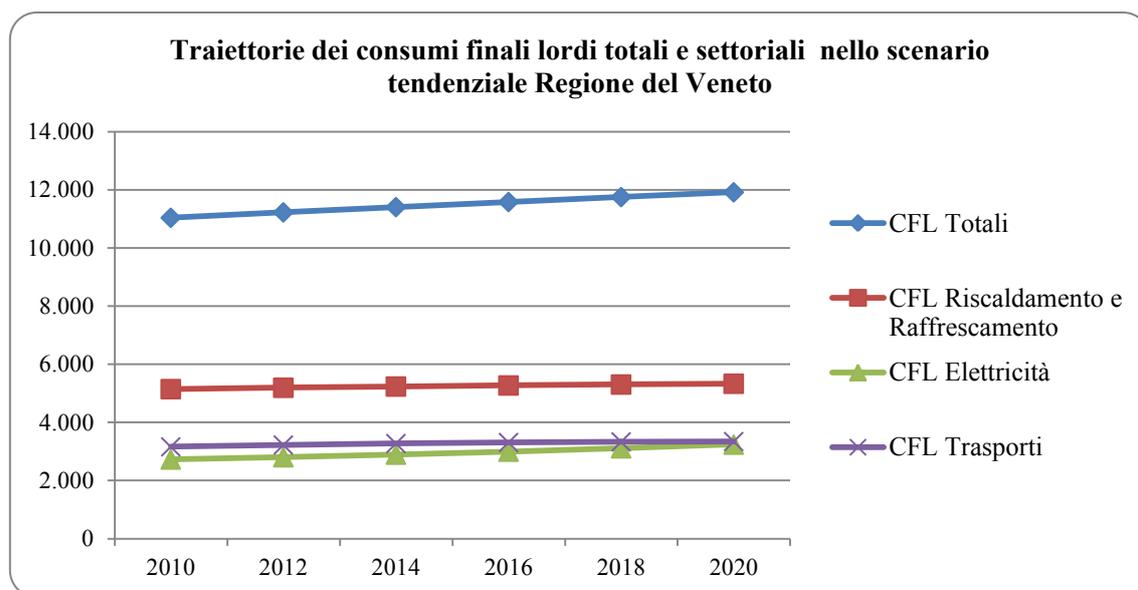
Lo scenario tendenziale è stato costruito sulla base dei trend di crescita dei consumi per settore identificati nel PAN e riportati nella Tabella 2-9. I risultati ottenuti sono stati confrontati e validati con i trend storici dei consumi e con le stime di crescita elaborate da Terna per il settore elettrico.

**Tabella 2-9 Traiettorie regionale dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario BAU (fonte: UNIPD-DII su elaborazioni dati Mi.S.E e P.A.N)**

[ktep]	Anno iniziale di riferimento 2010	2012	2014	2016	2018	2020
<b>Consumi finali lordi</b>	<b>11.045</b>	<b>11.233</b>	<b>11.413</b>	<b>11.588</b>	<b>11.759</b>	<b>11.923</b>
<b>Riscaldamento e Raffrescamento</b>	<b>5.151</b>	<b>5.198</b>	<b>5.239</b>	<b>5.276</b>	<b>5.309</b>	<b>5.336</b>
<b>Elettricità</b>	<b>2.729</b>	<b>2.807</b>	<b>2.897</b>	<b>2.999</b>	<b>3.114</b>	<b>3.242</b>
<b>Trasporti</b>	<b>3.165</b>	<b>3.228</b>	<b>3.277</b>	<b>3.313</b>	<b>3.336</b>	<b>3.345</b>

allo 0,81%, guidati dal settore elettrico con 1,88%, il settore dei trasporti con lo 0,57% ed infine il settore riscaldamento e raffrescamento con lo 0,36%.

Al 2020 i consumi finali lordi totali registrano un aumento, rispetto al 2010, del 7,94%, i trasporti del 5,70%, l'elettricità del 18,77% e il settore riscaldamento e raffrescamento del 3,59%. Le traiettorie dei consumi finali lordi sono evidenziate in Figura 2-5.



**Figura 2-5 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali nello scenario Business As Usual della Regione del Veneto (fonte: UNIPD-DII su elaborazioni dati PAN)**

Si sottolinea che il trend di crescita del settore Riscaldamento e Raffrescamento è così contenuto in quanto lo scenario tendenziale è elaborato basandosi sulla legislazione già vigente al 2010.

In particolare, oltre alle misure riguardanti i Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica) e agli incentivi agli interventi di riqualificazione energetica del patrimonio immobiliare (“Detrazioni del 55%”), sono considerati anche gli effetti del D. Lgs. 192/2005, che recepisce la direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico in edilizia. Per quanto riguarda il settore elettrico, il trend individuato è in linea con le previsioni della domanda elettrica<sup>20</sup> elaborate dall’Ufficio Statistico di Terna nell’ipotesi di scenario di sviluppo. Lo scenario si basa sulle seguenti assunzioni:

1. Lento recupero della domanda di energia elettrica dopo la flessione di straordinaria ampiezza registrata nel 2009.
2. Elettrificazione della domanda a seguito di nuove applicazioni concepite per l’utilizzazione del vettore elettricità in settori non convenzionali – quali il riscaldamento con le pompe di calore a ciclo annuale e i trasporti con l’auto elettrica – e nell’industria.

Le tabelle successive (Tabella 2-10 e Tabella 2-11) mostrano l’andamento dei consumi generali e settoriali di energia elettrica in Veneto ed indicano il tasso medio di crescita annuo (t.m.a). Il Terziario si conferma il settore più dinamico, presentando un tasso di crescita pari al 3,1% annuo, seguito dal residenziale al 1,7% annuo.

<sup>20</sup> Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario – Anni 2011-2021 – TERNA 30 settembre 2011

**Tabella 2-10 Previsioni generale e settoriale dei consumi di energia elettrica in Veneto (fonte: TERNA)**

Previsioni generale e settoriale dei consumi di energia elettrica	t.m.a. <sup>21</sup> %
<b>REGIONE DEL VENETO</b>	<b>1,4</b>
<b>Agricoltura</b>	<b>0,8</b>
<b>Industria</b>	<b>0,4</b>
<b>Terziario</b>	<b>3,1</b>
<b>Domestico</b>	<b>1,7</b>

**Tabella 2-11 Previsione dei consumi settoriali di energia elettrica in Veneto –2010/2021 (fonte: TERNA)**

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale Consumi	
	GWh	CAGR	GWh	CAGR	GWh	CAGR	GWh	CAGR	GWh	CAGR
1990	419	2,2%	12.926	2,7%	3.369	5,2%	3.720	2,5%	20.434	3,1%
2000	520	2,0%	16.851	0,9%	5.609	4,5%	4.744	2,1%	27.725	1,9%
2000	520		1,8%		16.851		-0,9%		5.609	
2010	619	1,0%	15.447	0,2%	8.059	3,0%	5.622	1,7%	29.747	1,3%
2016	658		0,8%		15.674		0,4%		9.651	
2016	658	0,5%	15.674	0,6%	9.651	3,1%	6.214	1,7%	32.196	1,6%
2021	676		0,8%		16.114		0,4%		11.227	

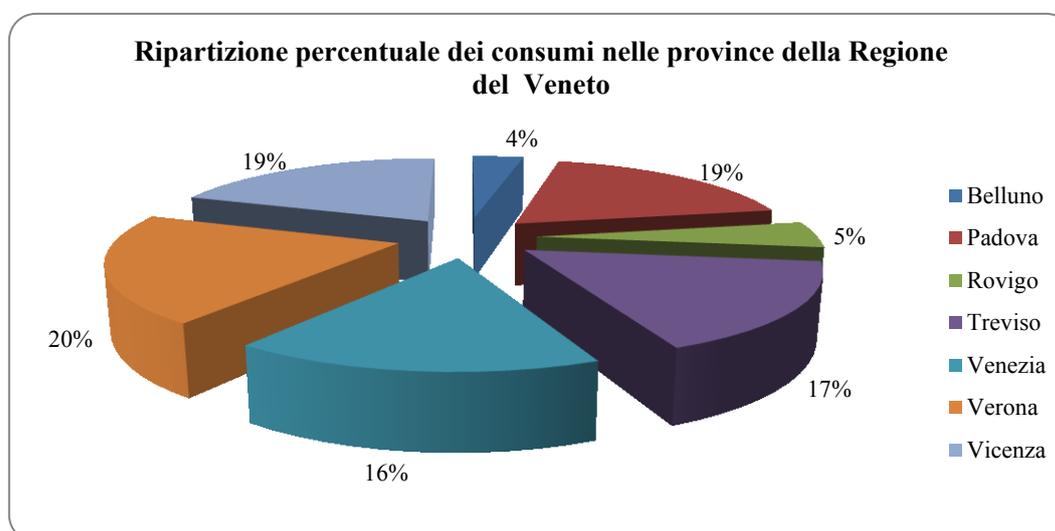
Analizzando la dinamica dei consumi elettrici per provincia, la Tabella 2-12 evidenzia come la provincia di Verona, seguita subito dopo da Vicenza e Padova, faccia segnare il maggior consumo elettrico del Veneto, a conferma della vocazione prevalentemente industriale di queste tre province.

La ripartizione dei consumi a livello provinciale (riportata nella Tabella 2-12 e in Figura 2-6) rimane pressoché invariata al termine dei due periodi di previsione (2016 e 2021), mantenendo la stessa ripartizione percentuale rispetto al 2010.

<sup>21</sup> T.m.a. = Tasso medio di crescita annuo

**Tabella 2-12 Previsione dei consumi nelle province del Veneto (fonte: TERNA)**

	<b>2010</b> [GWh]	<b>2016</b> [GWh]	<b>2021</b> [GWh]
<b>Belluno</b>	1.056	1.143	1.235
<b>Padova</b>	5.458	5.908	6.382
<b>Rovigo</b>	1.457	1.577	1.703
<b>Treviso</b>	4.899	5.303	5.728
<b>Venezia</b>	4.845	5.243	5.664
<b>Verona</b>	6.023	6.519	7.042
<b>Vicenza</b>	5.743	6.216	6.715
<b>Totale<sup>22</sup></b>	<b>29.480</b>	<b>31.907</b>	<b>34.470</b>

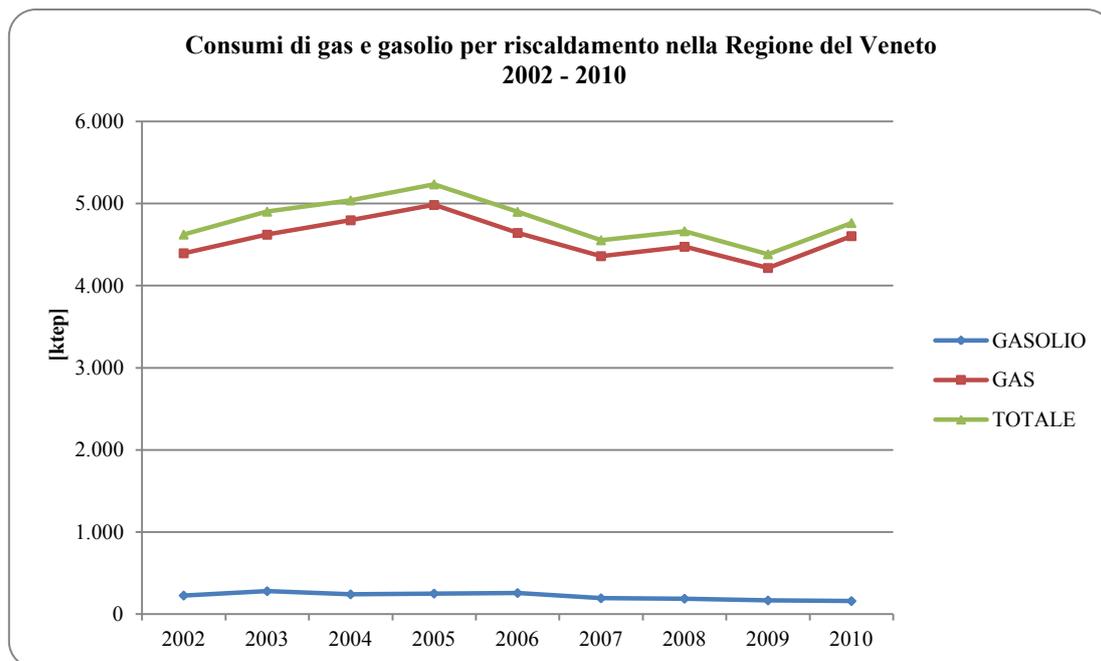


**Figura 2-6 Ripartizione percentuale dei consumi nelle province del Veneto (fonte: TERNA)**

In riferimento al settore Riscaldamento e Raffrescamento, sono stati analizzati i consumi riferiti agli ultimi anni del vettore gas e gasolio destinato al riscaldamento. L'analisi evidenzia, rispetto al 2002, un tasso di crescita medio annuo di 0,54%, superiore alle stime di crescita per il 2020 indicate nel PAN.

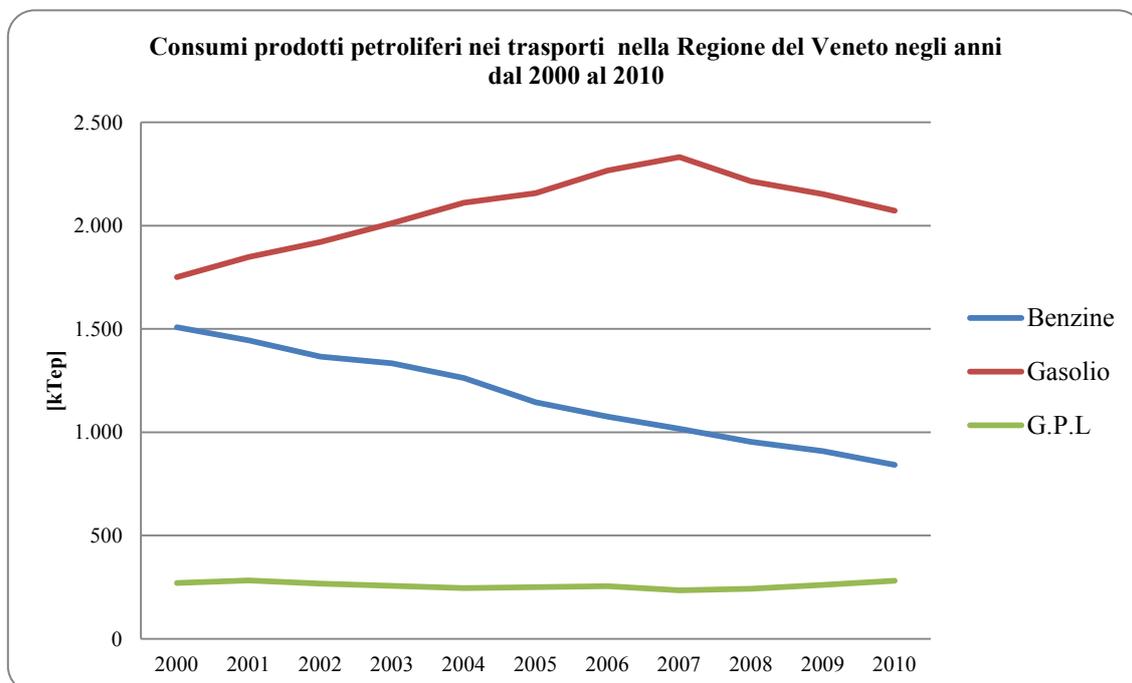
Si è ritenuto opportuno scegliere il tasso medio di crescita annuo indicato nel PAN pari a 0,36% in quanto l'andamento tendenziale degli ultimi anni dimostra una diminuzione dei consumi di gas e gasolio. Per esempio il tasso medio di crescita dal 2005 al 2010 è negativo e pari a -1,67%, come evidenziato in Figura 2-7.

<sup>22</sup> Al netto dei consumi FS per trazione ferroviaria.



**Figura 2-7 Consumi di gas e gasolio per riscaldamento nella Regione del Veneto dal 2002 al 2010 (fonte: Bollettino Petrolifero e SNAM)**

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, l'analisi dei consumi di prodotti petroliferi negli ultimi 10 anni (2000- 2010) evidenzia un t.m.a. negativo pari a -0,97%, particolarmente marcato nell'ultimo quinquennio. Nella Figura 2-8 sono rappresentati i consumi dei prodotti petroliferi della Regione del Veneto.



**Figura 2-8 Consumi prodotti petroliferi nei trasporti nella Regione del Veneto negli anni dal 2000 al 2010 (fonte: Bollettino Petrolifero)**

## 2.8.2 Scenari Di Efficienza e Risparmio Energetico

Nel seguente paragrafo sono analizzate le traiettorie dei consumi finali lordi regionali indicati nel Burden Sharing, comprensivi dei possibili interventi di riduzione della domanda energetica, per quantificare il risparmio energetico regionale da conseguire entro il 2020.

La ripartizione a livello regionale dei consumi finali lordi nazionali al 2020 è calcolata applicando dei fattori di ripartizione che esprimono il contributo, espresso in percentuale, di ciascuna regione e provincia autonoma al consumo totale nazionale di ciascun anno. In particolare i coefficienti di ripartizione sono stati ricavati<sup>23</sup>;

1. per i consumi elettrici, dalla media dei consuntivi dei consumi regionali di energia elettrica nel periodo 2006-2010 e dai relativi consumi dei servizi ausiliari e perdite di rete, pubblicati da Terna.
2. Per i consumi non elettrici (riscaldamento e raffrescamento e trasporti – esclusi quelli elettrici), dalla media dei consumi regionali per calore e trasporti nel periodo 2005-2007, elaborati da ENEA.

La metodologia applicata per la ripartizione regionale assume che gli effetti delle azioni di efficienza energetica sugli usi finali, che caratterizzano lo scenario efficiente del PAN, siano distribuiti sulle regioni e sulle province autonome in proporzione ai loro consumi storici. Tale approccio lascia comunque libere le singole regioni di sviluppare le proprie politiche a favore dell'efficienza energetica.

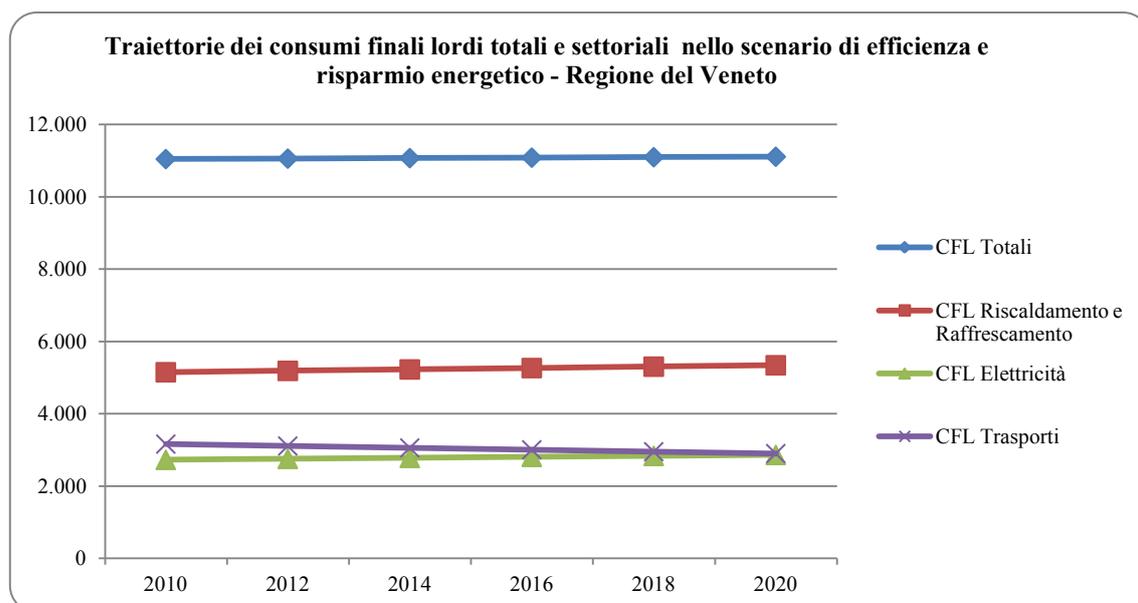
Dato che i valori di partenza indicati nel Burden Sharing non coincidono con i valori attuali dei consumi finali lordi della Regione del Veneto, le traiettorie sono riferite al valore dei consumi del 2010 ed estrapolate al 2020 applicando le stesse variazioni percentuali previste nello scenario efficiente del PAN (Tabella 2-13).

**Tabella 2-13 Traiettorie regionali dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza risparmio energetico (fonte: DII-UNIPD su elaborazioni dati Mi.S.E e P.A.N)**

[ktep]	Anno iniziale di riferimento 2010	2012	2014	2016	2018	2020
<b>Consumi finali lordi</b>	<b>11.045</b>	<b>11.058</b>	<b>11.071</b>	<b>11.085</b>	<b>11.098</b>	<b>11.111</b>
<b>Riscaldamento e Raffrescamento</b>	<b>5.151</b>	<b>5.190</b>	<b>5.228</b>	<b>5.267</b>	<b>5.305</b>	<b>5.344</b>
<b>Elettricità</b>	<b>2.729</b>	<b>2.756</b>	<b>2.783</b>	<b>2.811</b>	<b>2.838</b>	<b>2.865</b>
<b>Trasporti</b>	<b>3.165</b>	<b>3.112</b>	<b>3.060</b>	<b>3.007</b>	<b>2.955</b>	<b>2.902</b>

Nello scenario efficiente, Figura 2-9, i consumi finali lordi (CFL) presentano una crescita media annua pari allo 0,09%, guidati dal settore elettrico con 0,50%, il settore riscaldamento e raffrescamento con lo 0,37%, mentre il settore dei trasporti presenta un valore negativo pari a -0,83%.

<sup>23</sup> Fonte: Allegato 2 Decreto 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing)



**Figura 2-9 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza e risparmio energetico della Regione del Veneto (fonte: DII-UNIPD su elaborazioni dati PAN)**

Lo scenario efficienza energetica implica l'implementazione di una serie di azioni ed interventi che comportano un **risparmio energetico pari a 812 ktep** rispetto ai consumi tendenziali previsti per il 2020.

Analizzando in dettaglio le traiettorie individuate, il risparmio è ripartito tra i diversi settori con le seguenti proporzioni: il settore elettrico contribuisce per una percentuale pari al 46%, il settore dei trasporti contribuisce per un 55%, mentre il settore riscaldamento e raffrescamento prevede addirittura un aumento del 1% rispetto allo scenario tendenziale.

Si segnala che la suddivisione del risparmio energetico tra le voci indicate non rispecchia i reali andamenti registrati nella Regione del Veneto e non coincide con i potenziali di risparmio energetico regionale evidenziati dall'analisi del territorio. In particolare il potenziale di risparmio nel settore elettrico appare decisamente impegnativo e si reputa che il settore del riscaldamento e del raffrescamento presenti ancora notevoli margini di risparmio energetico. Infine il settore dei trasporti, in concomitanza con la crisi economica, presenta una normale tendenza alla decrescita.

### 2.8.3 Scenario di Sviluppo FER

Nel seguente paragrafo sono analizzati gli obiettivi, indicati nel Burden Sharing, di produzione di energia da fonte rinnovabile al fine di quantificare l'impegno regionale necessario per conseguire i risultati previsti al 2020. Nella Tabella 2-14 è riportata la traiettoria prevista dal Mi.S.E. della quota di consumi finali lordi regionali coperti da fonti energetiche rinnovabili.

**Tabella 2-14 Traiettorie previste dal Mi.S.E. della percentuale dei consumi regionali da fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali lordi - Valori in [%]**

Anno iniziale di riferimento	2010	2012	2014	2016	2018	2020
3,4	4,8	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3

Prima di procedere con l'analisi degli obiettivi si ritiene opportuno un approfondimento relativo alla metodologia utilizzata a livello nazionale per calcolare il potenziale da fonti rinnovabile necessario per ripartire gli obiettivi a livello regionale.

Innanzitutto, come indicato nelle premesse del paragrafo, la ripartizione regionale dei consumi da fonti rinnovabili riguarda esclusivamente l'ambito delle fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER-E) e termiche (FER-C) e quindi prende in considerazione solamente la produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili ed i consumi di energia rinnovabile per riscaldamento e raffreddamento. Le fonti energetiche rinnovabili nei trasporti (FER-T) e le fonti energetiche rinnovabili elettriche importate dall'estero (FER-E estero) non sono soggette alla ripartizione regionale.

La ripartizione regionale degli impieghi di fonti rinnovabili è stata ottenuta applicando un criterio di tipo tecnico-economico e tenendo conto di taluni vincoli di sostenibilità economica e ambientale. Per la ripartizione della produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili si è seguito un approccio basato sul potenziale di utilizzo di tali fonti nelle singole regioni e province autonome.

In particolare tale approccio tiene conto di indicatori di disponibilità delle risorse naturali per la produzione di energia elettrica (risorsa idrica, vento, risorse geotermiche, irraggiamento solare e superfici per ospitare pannelli fotovoltaici, ecc.). Tali indicatori si combinano con indicatori di sostenibilità per tenere conto del reale utilizzo delle risorse legato a fattori quali il costo, l'impatto territoriale e di accettabilità da parte della popolazione.

Per le fonti rinnovabili applicabili al settore del riscaldamento e raffrescamento è stato seguito un approccio basato sul potenziale di impiego del calore in loco (la produzione deve avvenire nello stesso luogo dove si ha il consumo), dato che difficilmente possono contare su una rete estesa di distribuzione (ad esclusioni delle reti locali di teleriscaldamento).

In questo caso la ripartizione regionale è fatta in conformità a indicatori regionali di consumo, in particolare:

1. per il settore civile, si è fatto riferimento alla stima del fabbisogno regionale di calore definito sulla base delle condizioni climatiche, delle caratteristiche del territorio, del numero e delle tipologie di abitazioni sul territorio, modulato con opportuni coefficienti per prevedere l'installazione e l'utilizzo delle specifiche tecnologie per la generazione di calore;
2. per il settore agricolo sono stati considerati i consumi energetici storici del settore;
3. per il settore industriale è stata considerata la distribuzione media regionale del numero di addetti impiegati in settori produttivi che impiegano biomasse, quali il settore della carta, del legno, dell'agroalimentare e del cemento.

Nel valutare gli sviluppi della produzione di energia da fonti rinnovabili nel prossimo decennio, a scopo cautelativo, si è fatto riferimento principalmente alle tecnologie oggi consolidate o che si prevede potranno esserlo entro pochi anni.

In sintesi, il Burden Sharing impone l'obiettivo del 10,3% di consumi finali lordi regionali coperti da fonti energetiche rinnovabili al 2020, per un valore pari a 1274 ktep.

La stima effettuata dal Mi.Se., **indicativa e non vincolante per la Regione**, ipotizza la seguente ripartizione: 463 ktep per le FER-E e 810,5 per le FER-T.

Il potenziale delle fonti rinnovabili in Veneto indicato nel Burden Sharing è rappresentato in Figura 2-10 e Figura 2-11, suddiviso nella quota termica ed elettrica. I grafici a torta indicano le tecnologie nelle quali viene ripartito l'obbligo di fonti rinnovabili. In altre parole i quantitativi di energia da fonti rinnovabili termiche ed elettriche da conseguire al 2020 sono ripartiti tra le diverse fonti indicate.

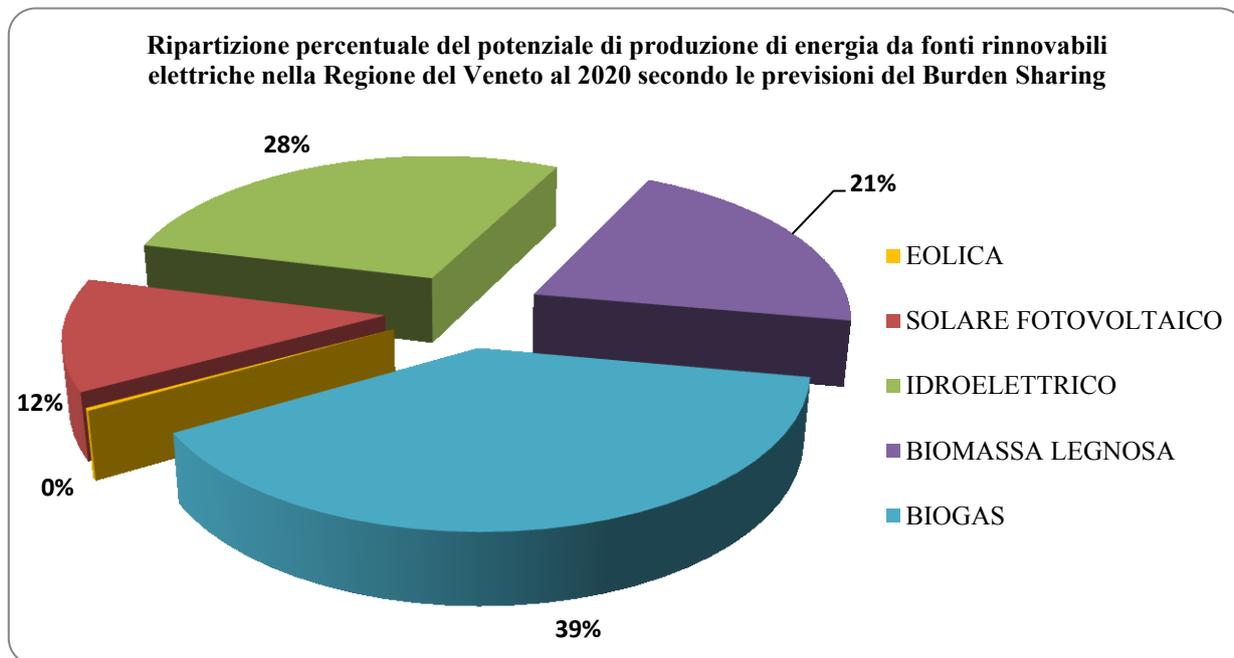


Figura 2-10 Stima indicativa della ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche nella Regione del Veneto al 2020 secondo le previsioni del Burden Sharing (fonte:MI.Se)

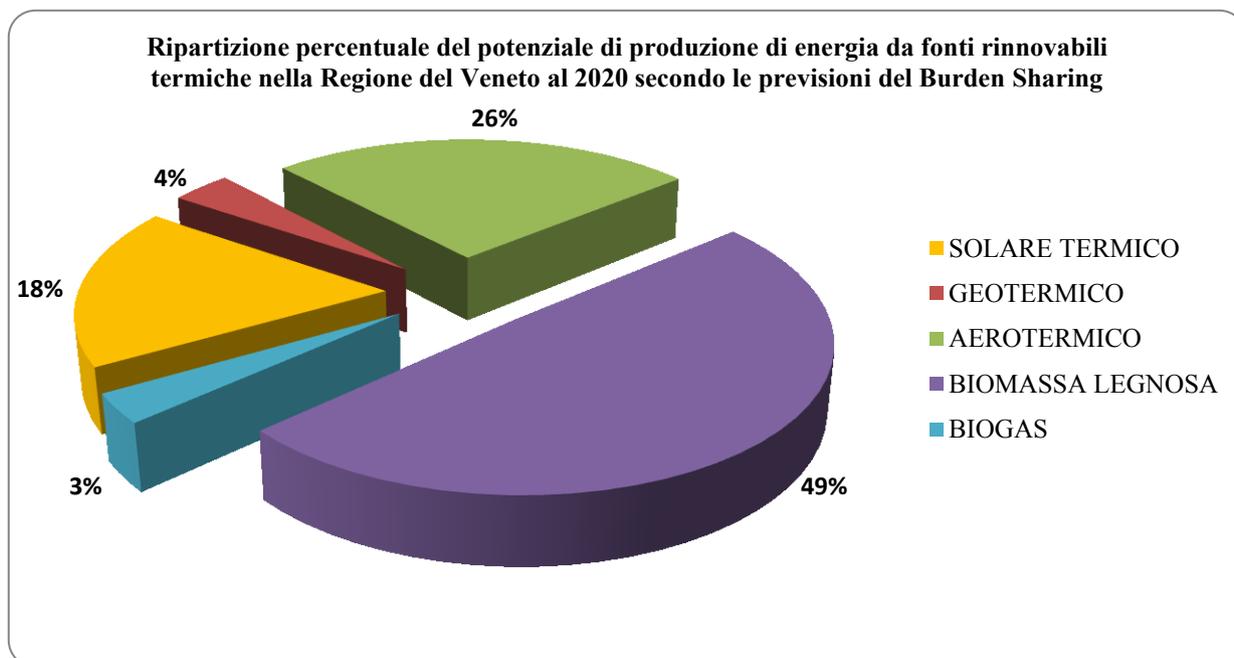


Figura 2-11 Stima indicativa della ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili termiche nella Regione del Veneto al 2020 secondo le previsioni del Burden Sharing (fonte:MI.Se)

Si evidenzia come la suddivisione del potenziale di energia da fonti rinnovabili tra le voci indicate non rispecchi né i reali andamenti registrati in Regione negli ultimi anni né i potenziali di rinnovabili regionali evidenziati nelle analisi connesse al Piano Energetico Regionale, ma esclusivamente una stima indicativa. Nel paragrafo 2.10 sono indicati i reali potenziali di sviluppo delle energie rinnovabili per la Regione del Veneto.

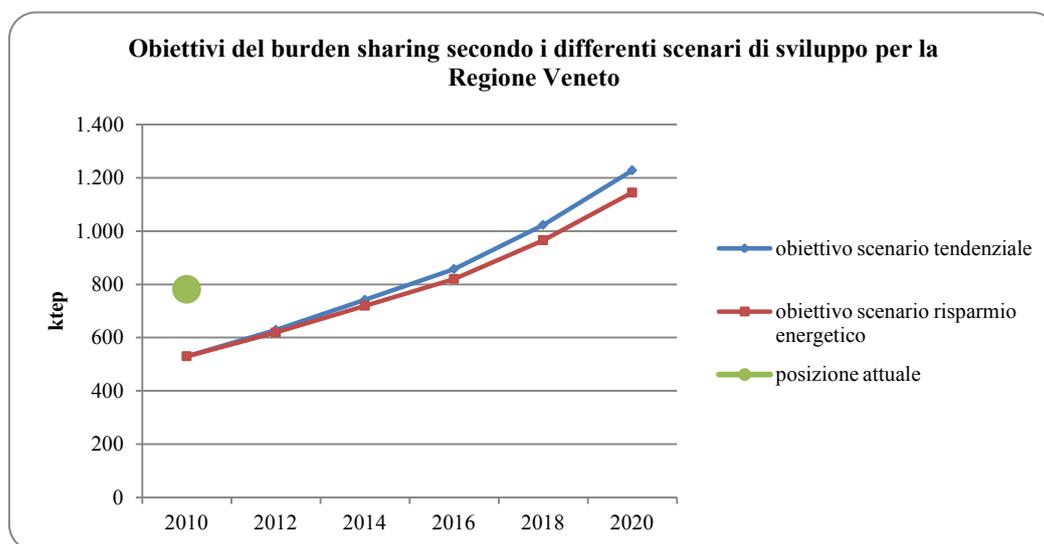
#### 2.8.4 Obiettivi di produzione energetica da fonti rinnovabili regionali

Le stime e gli scenari elaborati nei paragrafi precedenti e i relativi obiettivi imposti dal Burden Sharing alle regioni non possono non tenere conto delle conseguenze legate all'attuale crisi mondiale. I valori precedentemente indicati di produzione di energia da FER sono calcolati sull'ipotesi di consumi finali lordi al 2020 pari a 12.349 ktep<sup>24</sup>. L'effetto dell'attuale crisi ha causato una diminuzione dei consumi energetici, comportando una rivisitazione al ribasso del trend di aumento dei consumi energetici previsti al 2020.

Pertanto i valori di riferimento dei consumi finali lordi con cui calcolare gli obiettivi del Burden Sharing, espressi nella percentuale del 10,3% al 2020, sono pari a 11.923 ktep, di cui 1228,1 ktep coperti da fonti rinnovabili, per lo scenario tendenziale, mentre, per lo scenario relativo all'efficienza energetica, i consumi sono pari a 11.111 ktep di cui 1144,4 ktep coperti da fonti rinnovabili.

**Allo stato attuale, con riferimento all'anno 2010, la produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 781,1 ktep, di cui 372,1<sup>25</sup> ktep sono dati dalla produzione di energia elettrica e 409 ktep sono dati dalla produzione di energia termica. Pertanto la percentuale di consumi finali lordi coperti da fonte rinnovabile è pari a 7,1%.**

Nella Figura 2-12 è rappresentata la produzione attuale di FER al 2010, pari a 781,1 ktep, confrontata con le traiettorie di sviluppo delle FER necessarie per raggiungere l'obiettivo del 10,3% secondo lo scenario tendenziale e lo scenario relativo all'efficienza energetica.



**Figura 2-12 Obiettivi del Burden Sharing espressi in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili secondo i differenti scenari di sviluppo per la Regione del Veneto (fonte: elaborazione DII - UNIPD)**

<sup>24</sup> Valore previsto dal D.M. 15 Marzo 2012.

<sup>25</sup> Il valore di energia elettrica prodotta da FER risulta inferiore al valore indicato nel bilancio energetico, pari a 430,7 ktep, in quanto ai fini del calcolo della produzione di energia da fonte rinnovabile è necessario normalizzare la produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica ed eolica secondo la metodologia indicata nel Burden Sharing.

**Pertanto la Regione del Veneto, per poter adempiere agli obiettivi imposti dal Burden Sharing, deve incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili di 447 ktep nel caso di scenario tendenziale o di 363,3 ktep nel caso di scenario di efficienza energetica.**

Nella Tabella 2-15 sono riassunti i quantitativi di energia prodotta da FER necessari per conseguire gli obiettivi imposti dal Burden Sharing per i differenti scenari, tendenziale e di efficienza energetica, illustrati nei paragrafi precedenti.

**Tabella 2-15 Incremento di energia prodotta da FER necessario per conseguire gli obiettivi imposti dal Burden Sharing in riferimento allo scenario tendenziale e allo scenario di efficienza energetica (fonte: elaborazione DII - UNIPD)**

[ktep]	Energia prodotta da FER al 2010	Energia prodotta da FER al 2020	Incremento di produzione di energia da FER per adempiere gli obiettivi del Burden Sharing
Scenario Tendenziale	781,1	1228,1	447
Scenario Efficienza Energetica		1144,4	363,3

## 2.9 SCENARI ENERGETICI PER LA REGIONE DEL VENETO

Analizzate gli obiettivi del burden sharing regionale e quantificati i potenziali reali di sviluppo delle fonti rinnovabili nel territorio del Veneto<sup>26</sup> e i potenziali risparmi legati ad interventi di risparmio energetico<sup>27</sup> è possibile costruire degli scenari di sviluppo delle energie rinnovabili e di promozione dell'efficienza energetica che siano di riferimento ed indirizzo per le future scelte dell'amministrazione regionale. Gli scenari indicati nel Piano Energetico Regionale sono i seguenti:

1. **Scenario minimo.** Rappresenta lo scenario minimo necessario per conseguire l'obiettivo indicato nel burden sharing. E' stato calcolato ipotizzando una percentuale pari al 70% delle misure necessarie per conseguire lo scenario intermedio. Il conseguimento di questi obiettivi settoriali consente di raggiungere una percentuale pari al 10.5%, maggiorativa rispetto all'obiettivo del 10.3% del burden sharing per tener conto di eventuali errori nella contabilizzazione dei consumi energetici o nella stime della produzione di energia da fonti rinnovabili.
2. **Scenario intermedio.** Rappresenta lo scenario auspicabile da porsi come obiettivo per la Regione del Veneto. Lo scenario è calcolato sommando i potenziali degli scenari base per i settori di risparmio energetico e per le singole fonti rinnovabili.
3. **Scenario massimo.** Indica le potenzialità che il territorio della Regione del Veneto può raggiungere a fronte di investimenti e interventi consistenti nella promozione delle fonti rinnovabili e

<sup>26</sup> Si rimanda al Piano Energetico Regionale - ALLEGATO A Dgr n. 1820 del 15/10/2013 ed in particolare al Capitolo 8 "Poterenziali di contenimento dei consumi e di sviluppo delle FER" per la descrizione analitica della metodologia seguita per la valutazione dei potenziali di risparmio energetico per settore e di produzione di energia rinnovabile per fonte.

[http://www.regione.veneto.it/web/energia/dettaglio-news?\\_spp\\_detailId=2593743](http://www.regione.veneto.it/web/energia/dettaglio-news?_spp_detailId=2593743)

<sup>27</sup> vedi nota 26

nell'efficienza energetica. Lo scenario è calcolato sommando i potenziali degli scenari avanzati per i settori di risparmio energetico e per le singole fonti rinnovabili.

Gli scenari sono riassunti nelle Tabella 2-16 e Tabella 2-17.

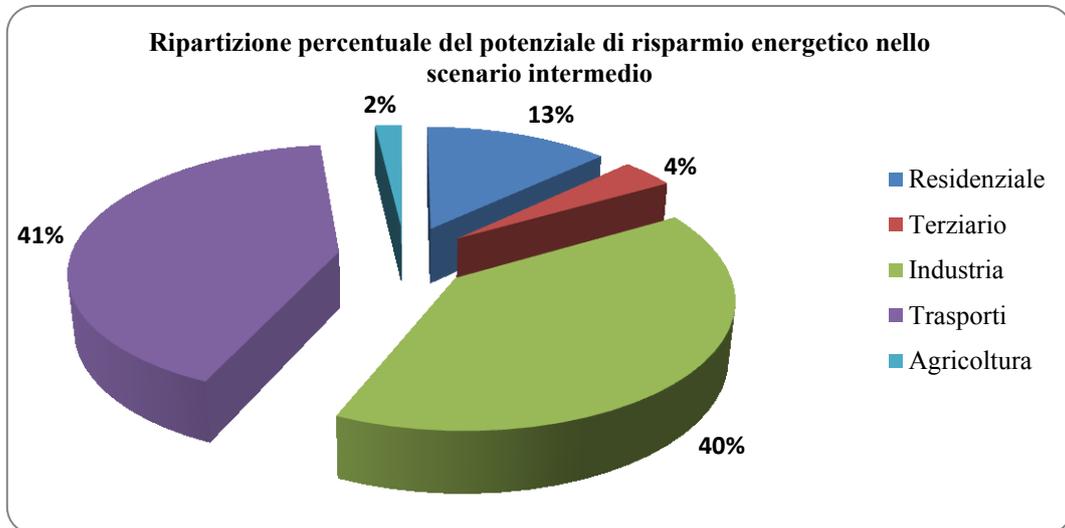
**Tabella 2-16 Potenziale di risparmio energetico (ktep) nello scenario minimo, intermedio e massimo (fonte:elaborazione DII-UNIPD)**

Risparmio energetico	Totale potenziale [[ktep]		
	Scenario minimo	Scenario Intermedio	Scenario massimo
Residenziale	60,79	86,85	261,88
Terziario	17,5	25	38,9
Industria	186,2	266	340
Trasporti	194,46	277,8	495,4
Agricoltura	8,68	12,4	12,4
<b>TOTALE</b>	<b>467,63</b>	<b>668,05</b>	<b>1148,58</b>

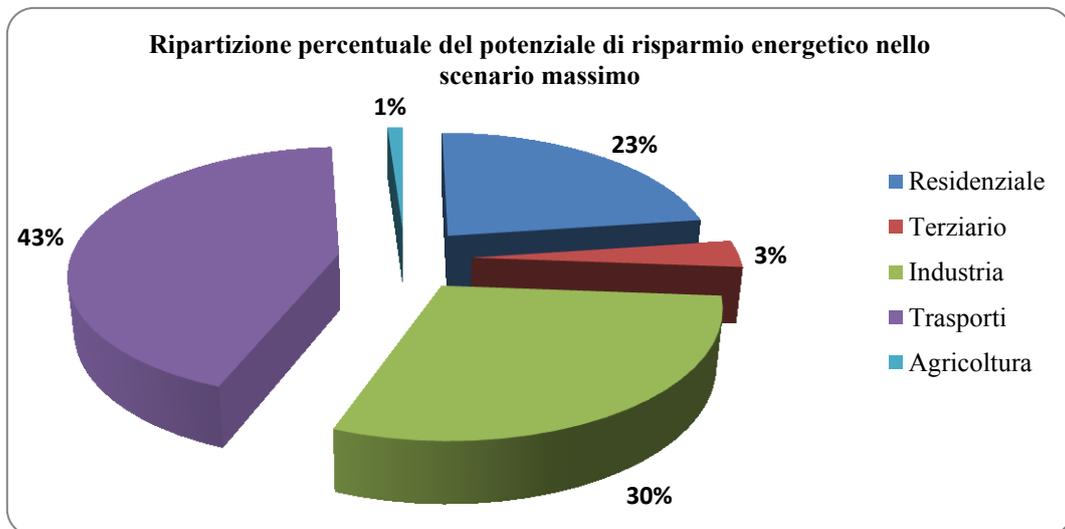
**Tabella 2-17 Potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario minimo, intermedio e massimo (fonte:elaborazione DII-UNIPD)**

Fonti rinnovabili	Totale potenziale [[ktep]		
	Scenario minimo	Scenario intermedio	Scenario massimo
Idraulica	21,15	30,22	30,22
Biomassa legnosa	42,42	60,6	121,2
Biogas	178,9	255,6	666,8
Bioliquidi	0,0	0,0	16
Solare termico	15,19	21,7	65,7
Solare fotovoltaico	136,15	194,5	503,9
Eolica	0,84	1,2	1,7
Geotermica	2,66	3,8	3,8
Aerotermica	19,95	28,5	42,4
Idrotermica	0,7	1	1
<b>TOTALE</b>	<b>417,96</b>	<b>597,12</b>	<b>1452,72</b>

Nella Figura 2-13e nella Figura 2-14 è riportata rispettivamente la suddivisione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario intermedio e massimo, in maniera tale da evidenziare il contributo relativo di ciascun settore al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.

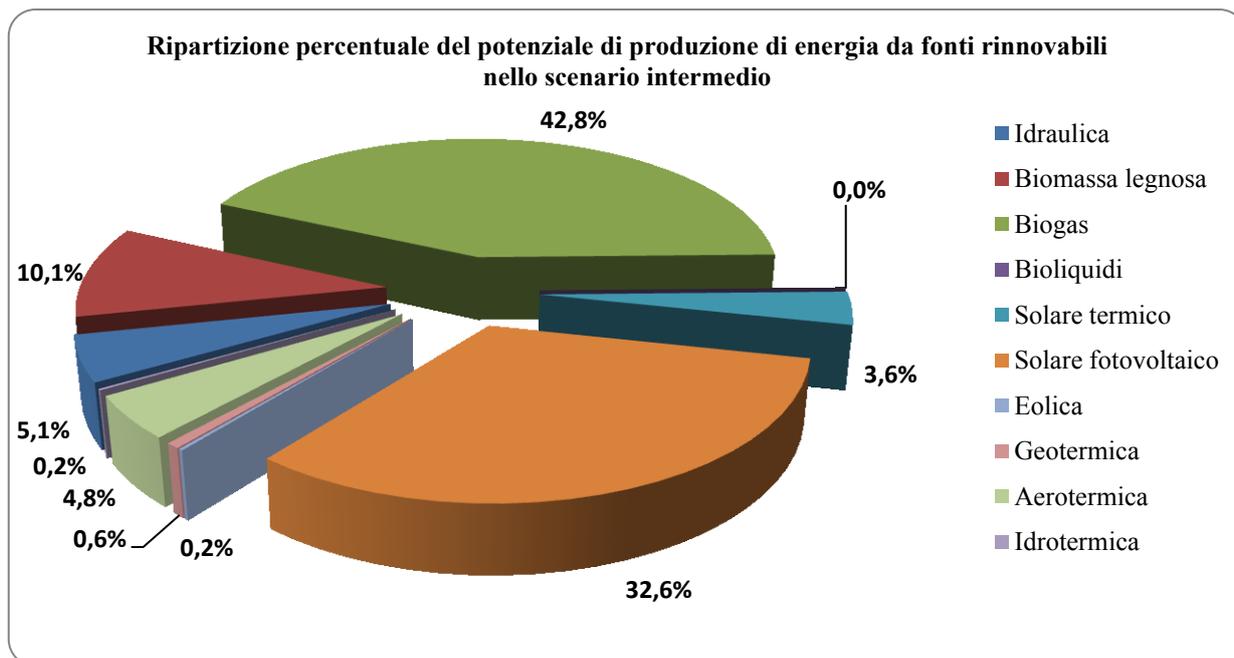


**Figura 2-13 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario intermedio (fonte: elaborazione DII-UNIPD)**

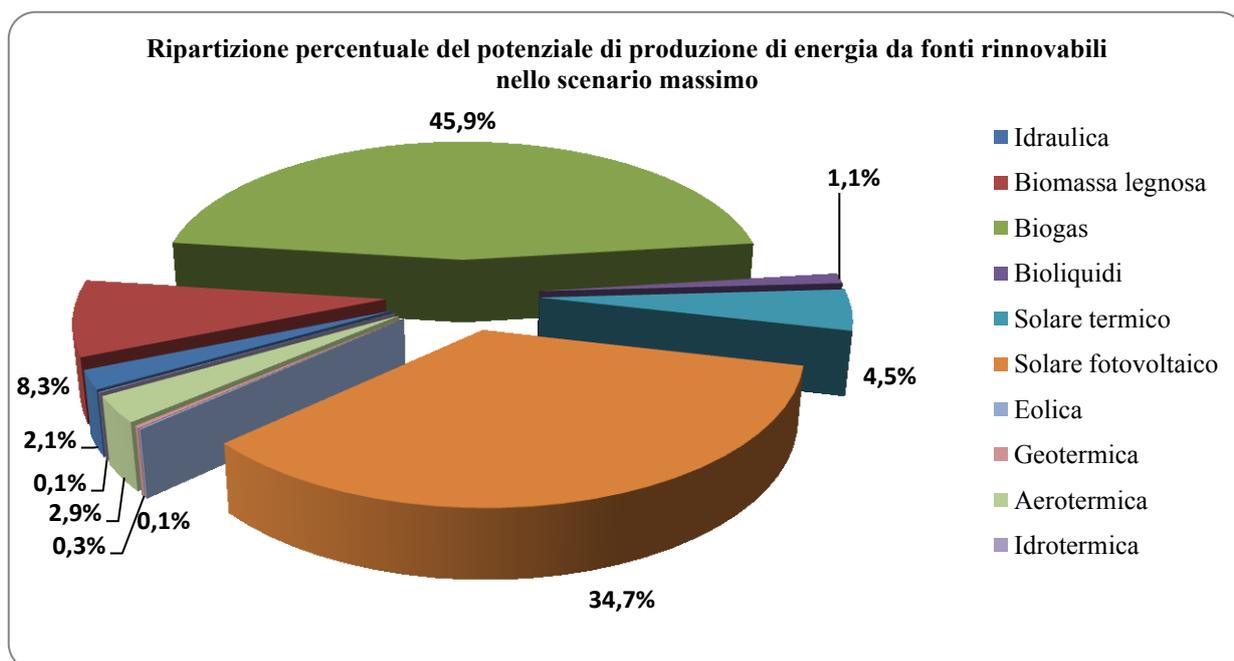


**Figura 2-14 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario massimo (fonte: elaborazione DII-UNIPD)**

Nella Figura 2-15 e nella Figura 2-16 è riportata rispettivamente la suddivisione percentuale del potenziale di produzione di energia primaria da fonti rinnovabili nello scenario intermedio e massimo, in maniera tale da evidenziare quale sia il contributo relativo di ciascun fonte al raggiungimento degli obiettivi indicati.



**Figura 2-15** Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario intermedio (fonte: elaborazione DII-UNIPD)

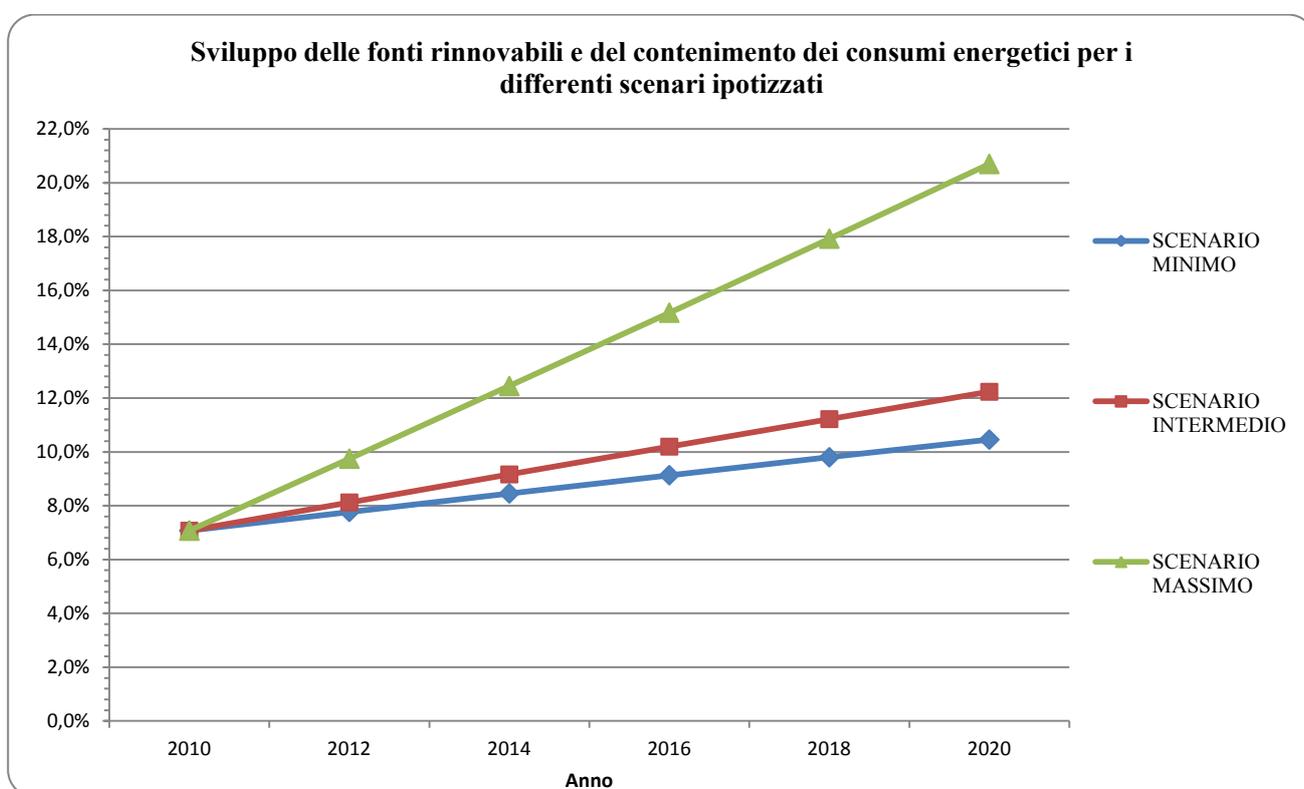


**Figura 2-16** Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario massimo (fonte: elaborazione DII-UNIPD)

La Tabella 2-18 ed il grafico rappresentano una stima del potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici con tenore di crescita lineare per le scadenze temporali 2012, 2014, 2016, 2018 e 2020. Pertanto l'amministrazione regionale può, in ottica di verifica del conseguimento degli obiettivi, aggiornare la propria strategia con scadenza biennale.

**Tabella 2-18 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati (fonte: DII-UNIPD)**

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
<b>SCENARIO MINIMO</b>	7,1%	7,8%	8,5%	9,1%	9,8%	10,5%
<b>SCENARIO INTERMEDIO</b>	7,1%	8,1%	9,2%	10,2%	11,2%	12,2%
<b>SCENARIO MASSIMO</b>	7,1%	9,7%	12,4%	15,2%	17,9%	20,7%



**Figura 2-17 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati (fonte: DII-UNIPD)**

## **2.10 BIBLIOGRAFIA**

Cecchi Arianna “La politica energetica dell'Unione Europea” – Istituto Affari Internazionali IAI – n° 109 Gennaio 2009.

EEA - Trends and projections in Europe 2013 - EEA Report N° 10/2013.

IPPC IV° rapporto del Comitato Intergovernativo per lo studio dei Cambiamenti Climatici, 2007.

Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima (ISAC CNR) “Clima, cambiamenti climatici globali e loro impatto sul territorio nazionale” - Quaderni dell'ISAC, volume 1, 2009.

Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia – Ministero Sviluppo Economico 2010

Piano di Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE) – 2011

Piano Energetico Regionale della Regione del Veneto – 2013 in fase di consultazione.

### **2.10.1 Siti Internet**

<http://approfondimenti.gse.it>

<http://www.nextville.it>

<http://www.fire-italia.it>

[http://www.regione.veneto.it/web/energia/dettaglio-news?\\_spp\\_detailId=2593743](http://www.regione.veneto.it/web/energia/dettaglio-news?_spp_detailId=2593743)

### 3 VALORIZZAZIONE ENERGETICA DELLA BIOMASSA RESIDUALE

L'analisi degli scenari energetici regionali ha evidenziato l'importante ruolo ricoperto dalla biomassa e dal biogas ai fini del raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili imposti dal Decreto "Burden Sharing". In particolare, come indicato nell'Allegato 1 - Regionalizzazione degli obiettivi di sviluppo delle FER-, il principale contributo alla quota di consumi coperti da fonti rinnovabili dovrebbe arrivare dallo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile termiche (FER-C) (si veda il dettaglio per la Regione del Veneto nella Tabella 3-1), siccome gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche (FER-E) sono stati già ampiamente raggiunti nel 2013 grazie ai sistemi di incentivazione statali.

**Tabella 3-1 Sviluppo regionale delle FER - E e FER - C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento per la Regione del Veneto**

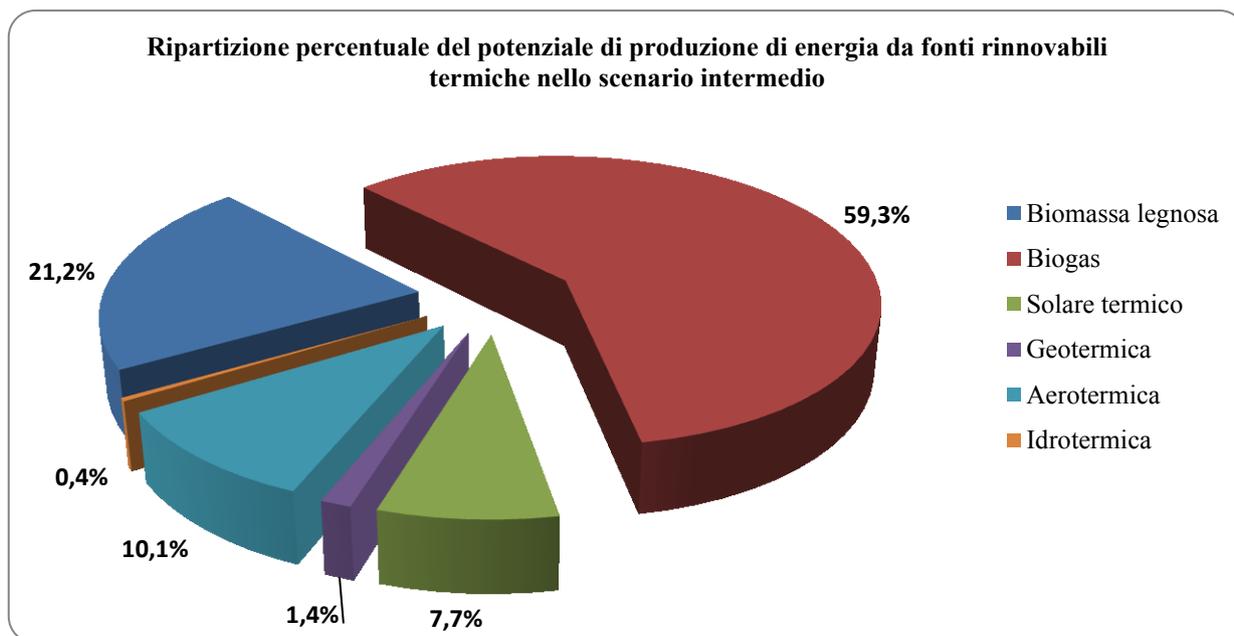
[ktep]	Consumi FER Anno iniziale di riferimento	Consumi FER Anno 2020	Incremento	
			[ktep]	%
FER - E	357	463	106	30
FER - C	75	810	735	979

L'analisi del potenziale regionale reale ridimensiona il ruolo delle fonti rinnovabili termiche grazie al contributo apportato dalla tecnologia fotovoltaica alla produzione di energia rinnovabile. Analizzando gli scenari energetici proposti per la Regione Veneto il contributo legato alle fonti rinnovabili termiche, evidenziato nella Tabella 3-2, copre una quota variabile dal 47% al 54% secondo lo scenario analizzato.

**Tabella 3-2 Potenziale di produzione di energia termica da fonti rinnovabili nello scenario minimo, intermedio e massimo**

Fonti rinnovabili termiche	Totale potenziale [[ktep]		
	Scenario minimo	Scenario intermedio	Scenario massimo
Biomassa	41,7	59,6	119,1
Biogas	116,7	166,7	555,7
Solare termico	15,2	21,7	65,7
Geotermica	2,7	3,8	3,8
Aerotermica	20,0	28,5	42,4
Idrotermica	0,7	1,0	1,0
<b>TOTALE</b>	<b>196,9</b>	<b>281,3</b>	<b>787,7</b>
<b>Contributo percentuale rispetto alla produzione totale da fonti rinnovabili</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>54</b>

La Figura 3-1 evidenzia la fondamentale importanza legata allo sviluppo della biomassa nell'ambito delle fonti rinnovabili termiche (80,5% del contributo totale), legato in particolare all'utilizzo e valorizzazione del calore prodotto dagli attuali impianti di cogenerazione funzionanti a biogas, alla valorizzazione del biometano come vettore energetico, all'emersione degli attuali consumi di legna per il riscaldamento domestico, alla valorizzazione delle biomasse residuali derivanti dal comparto agricolo ed urbano ed agroindustriale ed alla sviluppo di nuove tecnologie per la combustione e gassificazione e digestione anaerobica della biomassa.



**Figura 3-1 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili termiche nello scenario intermedio**

Nei prossimi paragrafi saranno descritti in dettaglio le caratteristiche e le proprietà delle differenti biomasse disponibili nel territorio, focalizzando l'attenzione sulle biomasse costituite da residui colturali derivanti dal settore agro-industriale e sulla loro valorizzazione energetica.

### 3.1 LE BIOMASSE: INQUADRAMENTO GENERALE<sup>28</sup>

La biomassa rappresenta la forma più complessa di accumulo dell'energia solare. Mediante il processo di fotosintesi, infatti, i vegetali sono in grado di convertire l'energia radiante in energia chimica e stoccarla sotto forma di molecole complesse, ad elevato contenuto energetico. Per tale motivo la biomassa è considerata una risorsa rinnovabile e inesauribile, se opportunamente utilizzata, ovvero se il ritmo di impiego della stessa non supera la capacità di rigenerazione delle formazioni vegetali<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Il paragrafo seguente è tratto, aggiornandolo, dal capitolo "Biomasse" relativo al libro 2 - Scenari e Prospettive - del Piano Energetico Ambientale della Provincia di Padova, la cui redazione è stata commissionata dall'Agenzia per l'Energia della Provincia di Padova - Settore Ambiente.

<sup>29</sup> Tratto da C.E.T.A., Università degli studi di Udine "Energia dalle biomasse: Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali", Area Science Park, 2006, pag.1.

Al contempo la biomassa è anche una fonte energetica considerata neutrale ai fini dell'incremento delle emissioni di gas a effetto serra: durante il processo di crescita i vegetali, mediante la fotosintesi, contribuiscono alla sottrazione dell'anidride carbonica atmosferica e alla fissazione del carbonio nei tessuti. A seguito della combustione della biomassa si generano emissioni di anidride carbonica, tuttavia la quantità emessa è pari a quella assorbita dalla pianta e rientra pertanto nel ciclo naturale<sup>30</sup>.

Dal punto di vista legislativo la definizione di biomassa è data dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili:

*"la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"*

Per semplicità le biomasse idonee alla trasformazione energetica, sia che essa avvenga utilizzando direttamente la biomassa o previa trasformazione della stessa in un combustibile solido, liquido o gassoso, possono essere suddivise sia per tipologia:

- **biomasse dedicate o colture energetiche;** le coltivazioni, sia di specie legnose che erbacee, finalizzate alla produzione di biomassa ad uso energetico (Figura 3-2) e
- **biomasse integrative o residuali;** si intendono come tali i residui originati da produzioni e lavorazioni differenti, quali lavorazioni agroindustriali, aziende zootecniche, comparto forestale. In Figura 3-3 sono indicate le potenzialità in Provincia di Padova, in base all'analisi delle biomasse esistenti nei diversi indirizzi produttivi del territorio.

che per comparto di provenienza nei seguenti settori:

- **comparto forestale e agroforestale:** residui delle operazioni selvicolturali o delle attività agroforestali, utilizzazione di boschi cedui, ecc;
- **comparto agricolo:** residui colturali provenienti dall'attività agricola e dalle colture dedicate di specie lignocellulosiche, piante oleaginose, per l'estrazione di oli e la loro trasformazione in biodiesel, piante alcoligene per la produzione di bioetanolo;
- **comparto zootecnico:** reflui zootecnici per la produzione di biogas;
- **comparto industriale:** residui provenienti dalle industrie del legno o dei prodotti in legno e dell'industria della carta, nonché residui dell'industria agroalimentare;
- **rifiuti urbani:** residui delle operazioni di manutenzione del verde pubblico e frazione umida di rifiuti solidi urbani<sup>31</sup>.

Allo stato naturale, o di tal quale (tq), la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca (sostanza secca, ss), composta essenzialmente di fibra grezza. La scelta del processo di conversione

---

<sup>30</sup> In realtà, la filiera di qualunque tipo di biomassa necessita di un consumo di energia fossile direttamente proporzionale al numero di steps richiesti per la preparazione del prodotto (semina, raccolta, trasformazione, trasporto, ecc.). Si può assumere che, tenendo conto dell'intera filiera, l'energia ottenuta dalle biomasse produce dal 50% al 80% in meno di CO<sub>2</sub> rispetto ai combustibili fossili.

<sup>31</sup> Tratto da C.E.T.A., Università degli studi di Udine "Energia dalle biomasse: Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali", Area Science Park, 2006, pag.2.

energetica è legata quindi alle proprietà chimico-fisiche della biomassa, in particolare al rapporto C/N, tra il contenuto di carbonio (C) e di azoto (N), e della sua umidità (Figura 3-4)<sup>32</sup>.

	<b>Specie</b>	<b>Ciclo di produzione</b>	<b>Prodotto intermedio</b>	<b>Prodotto trasformato</b>
<b>Lignocellulosiche</b>	Kenaf	Erbacea annuale	Fibra	Legno e fibre sminuzzate (chips)
	Canapa	Erbacea annuale	Fibra	
	Miscanto	Erbacea poliennale	Fibra	
	Canna comune	Erbacea poliennale	Fibra	
	Sorgo da fibra	Erbacea annuale	Fibra	
	Cardo	Erbacea poliennale	Fibra	
	Fascine di residui	Panico	Erbacea poliennale	Fibra
		Robinia	Legnosa poliennale	Legno
		Ginestra	Legnosa poliennale	Legno
		Eucalitto	Legnosa poliennale	Legno
		Salice	Legnosa poliennale	Legno
		Pioppo	Legnosa poliennale	Legno
<b>Oleaginose</b>	Colza	Erbacea annuale	Semi oleosi	Olio vegetale
	Girasole	Erbacea annuale	Semi oleosi	
	Soia	Erbacea annuale	Semi oleosi	
	Ricino	Erbacea annuale	Semi oleosi	
	Cartamo	Erbacea annuale	Semi oleosi	
<b>Alcoligene</b>	Barbabietola da zucchero	Erbacea annuale	Rizoma	Zuccheri/alcoli
	Sorgo zuccherino	Erbacea annuale	Stelo	
	Topinambur	Erbacea poliennale	Tubercolo	
	Mais	Erbacea annuale	Granella	
	Frumento	Erbacea annuale	Granella	

**Figura 3-2 Biomasse dedicate e biocombustibili derivati (fonte: ITABIA)**

Schematicamente, per le conversioni di tipo termochimico (combustione e gassificazione e pirolisi), risultano adatte le biomasse che hanno le seguenti caratteristiche:

<sup>32</sup> L.E.A.P., 2008.

- un elevato rapporto tra il contenuto di carbonio e quello di azoto ( $C/N > 30$ );
- un ridotto contenuto di umidità ( $u < 30\div 50\%$  sul tq);
- un sufficiente potere calorifico inferiore ( $pci > 2400$  kcal/kg ss).

Per le conversioni di tipo termochimico risultano quindi idonee la legna e i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligneo-cellulosico (paglia di cereali, residui di patate, ecc.) e alcuni scarti di lavorazione (lolla, gusci, noccioli, ecc.)<sup>33</sup>.

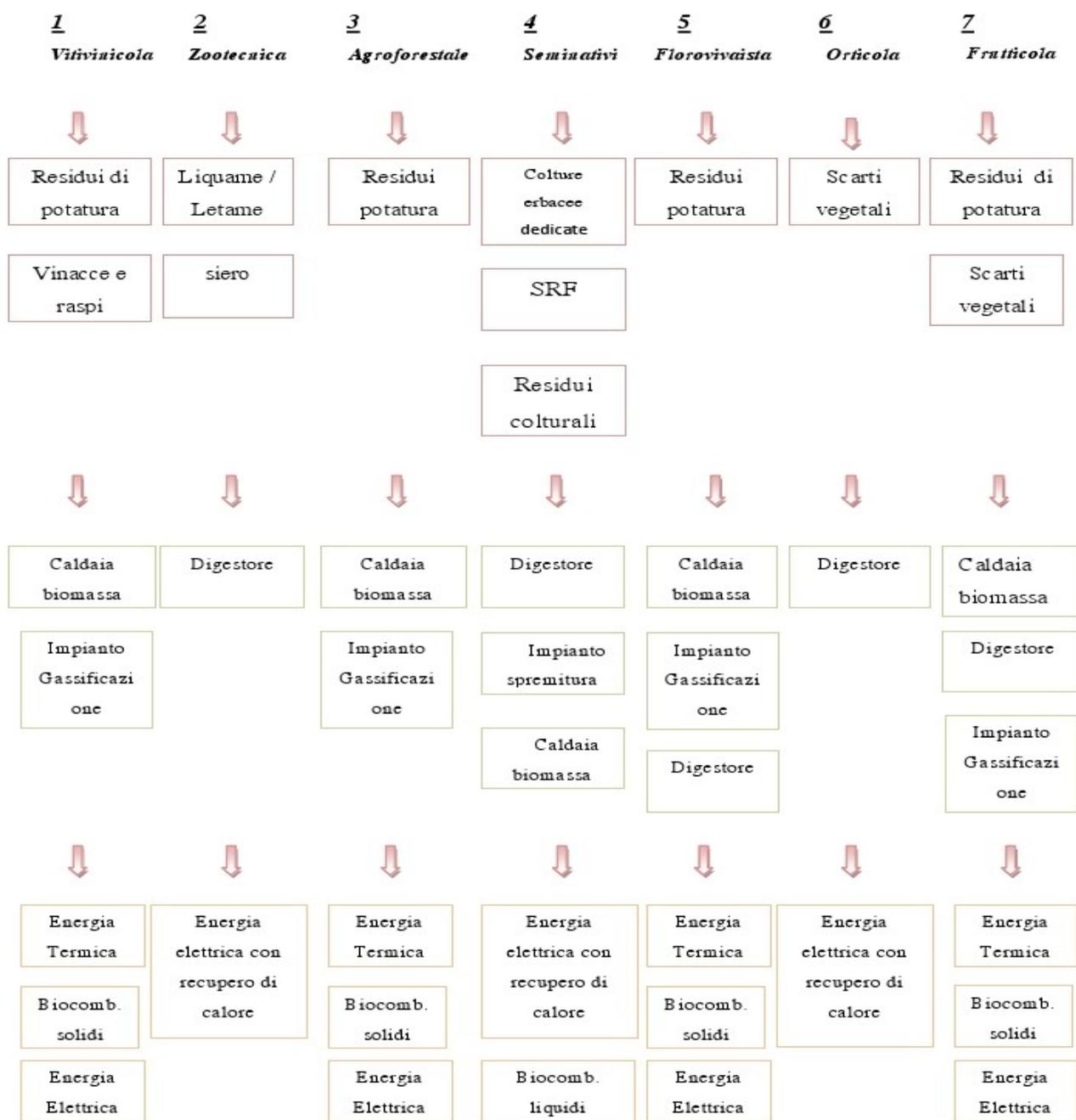


Figura 3-3 Biomasse residuale (Schema elaborato a partire da “Informativa sulle Agroenergie” Regione Marche, Servizio Agricoltura, Forestazione e Pesca)

<sup>33</sup> L.E.A.P., 2008

Per le conversioni di tipo biochimico, sono adatte le biomasse che presentano le seguenti caratteristiche:

- un ridotto rapporto carbonio/azoto ( $C/N < 30$ );
- un elevato contenuto di umidità ( $u > 30\div 50\%$  sul tq).

Queste biomasse, con una frazione umida preponderante rispetto a quella secca, sono utilizzabili in processi come la digestione anaerobica per la produzione di biogas. Sono quindi adatte le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, patata, ortaggi, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (acque di lavorazione dei frantoi, ecc.), oltre alla biomassa organica eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

TIPO DI BIOMASSE	PROPRIETÀ	PROCESSI DI CONVERSIONE	PRODOTTI	UTILIZZO
<b>Materiali legno-cellulosici</b>	$H_2O \leq 30-35\%$ $C/N > 30$	Combustione, gassificazione, pirolisi	Calore, oli, gas e carbone vegetale	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Prodotti e sottoprodotti agricoli e agro-industriali putrescibili</b>	$H_2O > 35\%$ $20 \leq C/N \leq 30$	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Liquami zootecnici</b>	$70\% \leq H_2O \leq 90\%$ $20 \leq C/N \leq 30$	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Piante zuccherine</b>	$15\% \leq H_2O \leq 90\%$ $C/N$ qualsiasi	Fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Autotrazione in miscele con benzine
<b>Colture e residui ad alto contenuto in cellulosa e amido</b>	$H_2O \geq 35\%$ $C/N$ qualsiasi	Idrolisi e fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Autotrazione in miscele con benzine
<b>Piante oleaginose</b>	$H_2O \geq 35\%$ $C/N$ qualsiasi	Estrazione degli oli esterificazione degli oli	Olio vegetale Biodiesel	Produzione di calore e/o elettricità. Autotrazione in miscele con gasolio o puro.

Figura 3-4 Tipologia di biomasse e loro conversione energetica (Fonte: AGSM, Ambiente Italia, 2008)

Sulla base delle considerazioni fatte, i processi di trasformazione delle biomasse sono caratterizzati dai seguenti processi<sup>34</sup> (Figura 3-5):

1. **processi di conversione biologica**, permettono di ricavare energia attraverso reazioni chimico-biologiche dovute alla presenza di enzimi, funghi e altri micro-organismi che si formano nella biomassa mantenuta in particolari condizioni (es. Fermentazione, Digestione);
2. **processi di conversione termochimica**, hanno come fondamento l'azione del calore che permette lo sviluppo delle reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia (Combustione, Pirolisi, Gassificazione);

<sup>34</sup> Tratto da C.E.T.A., Università degli studi di Udine "Energia dalle biomasse: Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali", Area Science Park, 2006.

3. **Processi di conversione fisica** consentono di ricavare un biocombustibile attraverso trattamenti fisico-meccanici quali spremitura seguiti da processi chimici per migliorarne la qualità (Esterificazione).

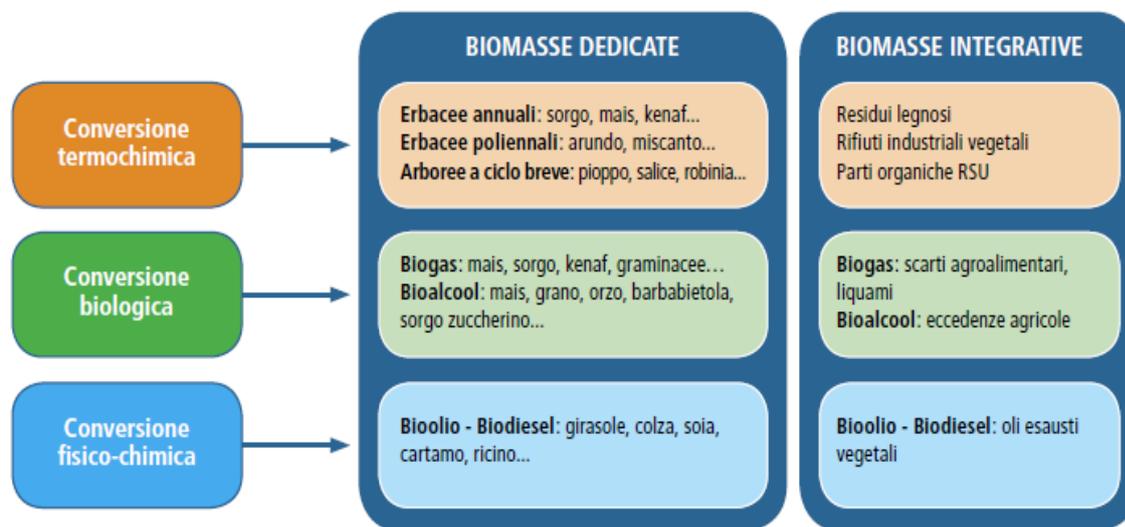


Figura 3-5 Processi di conversione e valorizzazione energetica delle biomasse con esempi di biomasse dedicate e residuali (fonte: Candolo)

### 3.2 LE BIOMASSE: LA FILIERA AGROENERGETICA

Prima di procedere è opportuno precisare che la valorizzazione energetica della biomassa è solo l'ultimo tassello di un sistema complesso ed articolato di fasi che comprende la coltivazione e la raccolta della biomassa di partenza, il suo trasporto, lo stoccaggio e la sua trasformazione per l'ottenimento di uno o più vettori energetici prima della sua utilizzazione finale. L'insieme di tali operazioni è identificato con il termine di "filiera agro-energetica" (Figura 3-6).

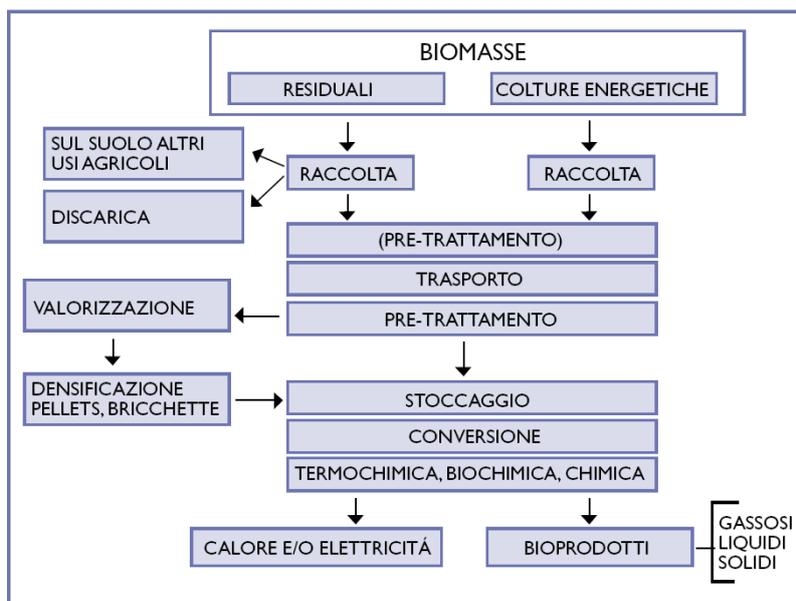


Figura 3-6 Filiera delle biomasse dalla raccolta alla trasformazione (fonte: Area Science Park)

Da un punto di vista generale, l'interesse verso la filiera energetica della biomassa nasce da diversi fattori.

Dal punto di vista **tecnico**, il pregio del bioprodotto risiede nella possibilità di fornire tutti i vettori energetici oggi utilizzati dal settore civile e produttivo (in sostanza: elettricità, calore, combustibili per la trazione e anche materie prime).

Dal punto di vista **ambientale** si hanno i seguenti vantaggi:

1. Non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente sia per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; il suo utilizzo comporta una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub><sup>35</sup>, differente a seconda della tipologia e struttura della filiera produttiva e del combustibile fossile sostituito (carbone, gasolio, metano) (Figura 3-7).
2. Riduzione delle emissioni di altri inquinanti (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, ecc.) e di sostanze volatili tossiche (VOCs, benzene, particolato, ecc.), anche in ambiente urbano con l'utilizzo dei biocarburanti.
3. Diminuzione del potenziale impatto ambientale legato allo smaltimento dei residui colturali e scarti prolungandone il loro ciclo di vita (es. reflui zootecnici, oli esausti vegetali, residui legnosi, eccedenze agricole).
4. Eventuale controllo fenomeni di erosione dei suoli, di dissesto idrogeologico di zone collinari, di desertificazione ed una diminuzione del pericolo di incendio.
5. Potenziale ripristino della fertilità in ambienti marginali o sottoposti ad agricoltura intensiva.

Seguono poi i benefici di natura **economica**:

1. Riduzione della dipendenza energetica da paesi esteri tramite la produzione decentralizzata (smart grids) di elettricità e calore/raffrescamento (cogenerazione/trigenerazione) da fonte rinnovabile.
2. Riconversione del settore agricolo nei settori di crisi, diversificazione e integrazione delle fonti di reddito per il settore agricolo.
3. Valorizzazione economica dei sottoprodotti e dei residui organici, non più intesi solo come rifiuti e costi legati allo smaltimento per l'azienda, ma risorsa e fonte di reddito.
4. Stimolo alle industrie legate al settore agricolo e alla conversione della biomassa in energia termica ed elettrica, sviluppo di distretti e filiere e creazione di nuovi posti di lavoro.

La reale sostenibilità economica, ambientale e sociale della filiera agro-energetica, data la sua complessità, richiede un'accurata analisi delle diverse fasi che la costituiscono al fine di evidenziare ai diversi livelli quali siano gli impatti connessi alle attività della filiera.

Nel valutare l'impiego delle biomasse in sostituzione ai combustibili fossili, ovvero la capacità delle stesse di fornire più energia di quanta spesa per la loro produzione, trasformazione e trasporto, è importante analizzare il bilancio energetico delle diverse filiere. Un indicatore spesso utilizzato è il rapporto tra l'output energetico, ovvero l'energia resa dal combustibile da biomassa, e l'input energetico, ovvero l'energia consumata nel ciclo produttivo dello stesso ("ritorno energetico sull'investimento energetico", più comunemente noto come

---

<sup>35</sup> Il bilancio della CO<sub>2</sub>, tuttavia non è nullo se si considera l'intero ciclo di vita dei combustibili da biomassa, indipendentemente da quale sia il comparto di provenienza. Va rilevato infatti che le fasi di produzione, di lavorazione e di trasporto delle biomasse sono spesso responsabili di impatti negativi sull'ambiente determinati da consumi di energia e materie necessari a sostenere i processi.

EROEI (o EROI), acronimo inglese di “Energy Returned On Energy Invested” (o Energy Return On Investment). Tale rapporto pone in evidenza, infatti, la capacità del biocombustibile di “ripagare” l’energia spesa per ottenerlo (Tabella 3-4).

L’analisi di sostenibilità non può però essere confinata al solo bilancio energetico. Il tema sostanziale nell’uso delle biomasse è dare un equilibrio tra produzione e mantenimento dei caratteri ecologici (biodiversità in primis) e individuare forme gestionali in grado di contenere gli impatti negativi sulle varie componenti ambientali o generando gli impatti positivi indicati. Sono numerosi gli elementi critici da valutare e non sempre sono riconducibili ad aspetti energetici, ma, come evidenziato dalla Tabella 3-3, richiedono un’analisi complessiva del sistema nelle sue diverse fasi.

	Emissioni evitate	Emissioni prodotte	Bilancio medio
<b>Biomassa legnosa</b>	kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>
Tronchetti	450-750	40-55	400-700
Cippato (essiccato all'aria)	200-350	25-35	170-320
Pellet e bricchetti	650-1100	90-95	560-1000
<b>Residui agricoli</b>	kg CO <sub>2</sub> /ha	kg CO <sub>2</sub> /ha	kg CO <sub>2</sub> /ha
Paglia cereali autunno-vernini	300-1100	20-75	350-1050
Stocchi, tutoli e brattee di mais	800-1600	50-110	720-1520
Paglia di riso	300-850	25-65	250-800
Sottoprodotti di colture arboree da frutto	1200-6000	15-60	1250-5950
<b>Biomasse lignocellulosiche da colture dedicate</b>	kg CO <sub>2</sub> /ha	kg CO <sub>2</sub> /ha	kg CO <sub>2</sub> /ha
Sorgo da fibra	22.000-50.000	700-1800	20.000-48.000
Kenaf	10.000-35.000	700-1600	9.000-34.000
Miscanto	17.000-58.000	500-1500	16.000-57.000
Canna comune	16.000-66.000	500-1500	15.000-65.000
Panico	11.000-50.000	500-1500	10.000-49.000
Pioppo	11.000-28.000	500-1500	10.000-27.000
<b>Biocarburanti</b>	kg CO <sub>2</sub> /kg biocarburante	kg CO <sub>2</sub> /kg biocarburante	kg CO <sub>2</sub> /kg biocarburante
Bioetanolo da amilacee	2	0,5-1,1	0,9-1,5
Bioetanolo da saccarifere (barbabietola)	2	0,4-1,1	0,9-1,6
Biodiesel da girasole	2,7	1,2-1,5	1,2-1,5
Biodiesel da colza	2,7	0,8-2,4	0,3-0,9

**Figura 3-7 Emissioni di anidride carbonica evitate e prodotte [t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>] per le principali filiere dei combustibili da biomassa (fonte: Area Science Park)**

Un primo elemento critico è l’impatto della coltivazione della biomassa dovuto, ad esempio, a modifiche della destinazione dei terreni, incluso lo spostamento, all’introduzione di specie esotiche invasive ed altri effetti sulla biodiversità, alla diminuzione di sostanza organica nel terreno causato dal prelievo dei residui e agli effetti sulla produzione alimentare e sulla prosperità locale.

Un'altra fase, comune a tutte le filiere, che può presentare un impatto anche molto rilevante sull'ambiente è quella del trasporto della biomassa: la densità della biomassa trasportata, la modalità di trasporto, le capacità dei singoli mezzi e la distanza tra il luogo di produzione e il sito di trasformazione e/o combustione incidono sulla percorrenza media dei mezzi e sul numero di viaggi e quindi, indirettamente, sulla quantità di emissioni rilasciate in atmosfera. Da qui la necessità di sostenere lo sviluppo di filiere locali in grado di produrre, trasformare e consumare la biomassa in ambiti territoriali quanto più circoscritti.

**Tabella 3-3 Indicatori di sostenibilità ai diversi livelli (fonte: Bonari, 2009)**

LIVELLO	INDICATORE
<b>Globale</b>	Riduzione delle emissioni Bilancio CO2 Bilancio energetico Biodiversità
<b>Nazionale</b>	Contributo al fabbisogno energetico Costo di produzione dell'energia Creazione di nuovi posti di lavoro Valorizzazione aree agroforestali
<b>Ambiente</b>	Conservazione del suolo Tutela risorse idriche Valori ricreativi e paesaggio
<b>Agricoltura</b>	Bilancio economico Fabbisogno di lavoro Stabilità delle rese Flessibilità avvicendamento

Ai fini della riduzione dell'impatto ambientale e della sostenibilità della filiera deve essere favorito l'impiego di materie prime provenienti da pratiche di coltivazione a basso consumo energetico e in grado di conservare o integrare il contenuto di carbonio nel suolo o l'utilizzo di prodotti e residui provenienti dall'agricoltura, dalla zootecnia, dalle attività forestali e di trasformazione alimentare, al fine di favorire la formazione di distretti locali agro-energetici e filiere corte.

**Tabella 3-4 Rapporto tra energia resa ed energia risparmiata (EROEI) nella filiera delle biomasse energetiche per alcuni biocombustibili (fonte: Area Science Park)**

	Energia resa/energia consumata
<b>Biomassa legnosa</b>	
Tronchetti	8-8,7
Cippato (essicato all'aria)	7,8-8,3
Pellet e bricchetti	13-15,4
<b>Residui agricoli</b>	
Paglia cereali, stocchi, tutoli e bratte di mais	18

<b>Cippato da biomasse dedicate</b>	
Erbacee annuali	7-8
Erbacee poliennali	10-11,5
Legnose	7-9,5
<b>Pellet da biomasse dedicate</b>	
Erbacee annuali	3,5-6
Erbacee poliennali	4-8,5
Legnose	3-5
<b>Biocarburanti</b>	
Bioetanolo da amilacee	1,2-3,7
Bioetanolo da saccarifere (barbabietola)	1-1,7
ETBE da barbabietola	1,3
Biodiesel da girasole	2,3
Biodiesel da colza	2,4
<b>Biogas</b>	2-3

Sulla base delle considerazioni esposte e valutate le caratteristiche del contesto regionale e provinciale, si ritiene che la soluzione ottimale, in grado di rispondere alle esigenze di tutela ambientale e favorire uno sviluppo sostenibile del territorio tra offerta e domanda locale di biomasse per usi energetici, sia la promozione e diffusione delle “**filiera energetiche corte**”, basate prevalentemente su sistemi locali di approvvigionamento di **biomassa residuale** costituiti da singole aziende o consorzi di aziende e finalizzate alla **produzione di energia termica ed elettrica in impianti cogenerativi di piccola taglia abbinati a reti di teleriscaldamento e raffrescamento**.

L’obiettivo è favorire lo sviluppo di **aziende agro-energetiche a ciclo chiuso ed impatto zero** in grado di valorizzare energeticamente le biomasse residuali derivanti dall’attività stessa e migliorando al contempo la propria competitività grazie ai seguenti fattori:

- autosufficienza energetica;
- reddito complementare ed integrativo alla propria attività derivante dalla vendita di energia elettrica e energia termica;
- riduzione del costo relativo allo smaltimento degli scarti e dei residui di lavorazione;
- riduzione del proprio impatto ambientale connesso all’attività agricola.

Come indicato in precedenza, è in funzione delle proprietà chimico-fisiche della biomassa residuale disponibile ed in particolare del loro valore di umidità e del rapporto carbonio/azoto (C/N), che si identifica quale sia il processo di trattamento per ottenere il vettore da valorizzare energeticamente, come sintetizzato in Figura 3-8.

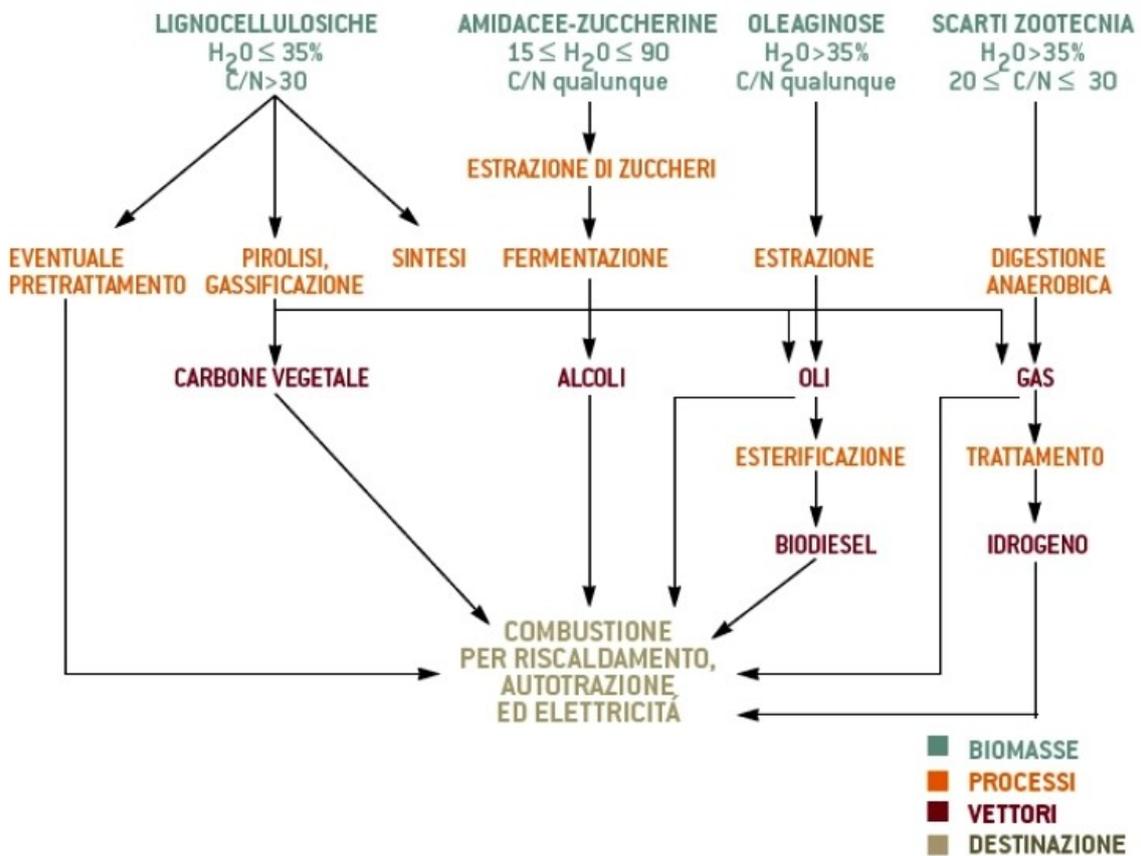


Figura 3-8 processi e prodotti energetici ottenibili dalla biomassa (Fonte: Itabia, 2005)

Nella logica di sviluppo di impianti cogenerativi di piccola taglia alimentati a biomasse residuali, si ritiene che, tra le possibili filiere agro-energetiche ed i loro rispettivi vettori energetici (biomassa legnosa, biogas e olio vegetale), la filiera legata alla valorizzazione energetica di biomasse di natura ligno-cellulosica presenti, a breve e medio termine, il maggior potenziale di sviluppo.

Infatti, per quanto riguarda la valorizzazione energetica del biogas/biometano, il reale contributo come fonte di energia termica è fortemente limitato dai seguenti fattori:

- difficoltà nel valorizzare la quota di energia termica, oltre all'uso interno per gli impianti di produzione di energia elettrica, a causa dell'ubicazione della maggior parte degli impianti di produzione di biogas;
- assenza di obblighi di valorizzazione delle quote di energia termica prodotta per gli impianti realizzati con il precedente sistema di incentivazione (Tariffa Omnicomprensiva e Certificati Verdi<sup>36</sup>), della durata quindicinale;
- mancanza dei requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete, assenza degli incentivi per il biometano e costi elevati per la realizzazione degli impianti di upgrading dal biogas al biometano, giustificabili solo per impianti prossimi alla potenza di 1 MW.
- Difficoltà tecniche e logistiche, nonché basso rendimento, legate ad impianti le cui matrici di ingresso siano esclusivamente biomasse residuali.

<sup>36</sup> D.M. 18/12/2008

Per quanto concerne lo sviluppo di filiere agro-energetiche per la produzione di olio vegetale e biodiesel si ritiene che:

- la sintesi del biodiesel dalle colture finora disponibili (soia, colza e girasole) non è una soluzione praticabile su scala locale per i margini economici, per il basso valore dell'indice EROEI, per l'impatto ambientale connesso e per la competizione con le coltivazioni alimentari;
- l'interessante potenziale connesso alla valorizzazione delle aree incolte, ex set-aside o marginali per la produzione di combustibile per autotrazione agricola, presenta un potenziale molto contenuto in riferimento al territorio provinciale e regionale;
- la filiera legata alla valorizzazione degli oli vegetali esausti provenienti dai settori della ristorazione e dell'industria alimentare e dai consumi domestici è realizzabile solo da soggetti gestori della raccolta dei rifiuti e richiede volumi di olio raccolto consistente;
- La vendita di combustibili per autotrazione è soggetta ad una tassazione molto onerosa.

L'analisi presentata nei paragrafi seguenti rappresenta il risultato delle analisi condotte per quantificare la disponibilità territoriale di biomasse residuali da destinare ad un impiego energetico.

### 3.3 IL POTENZIALE DELLE BIOMASSE LEGNOSE RESIDUALI

La filiera legata alla valorizzazione energetica di biomasse di natura ligno-cellulosica è rappresentata in Figura 3-9. Le biomasse legnose residuali possono avere origine dal comparto forestale, agricolo, urbano ed industriale presentando caratteristiche e proprietà legate al contesto d'origine.

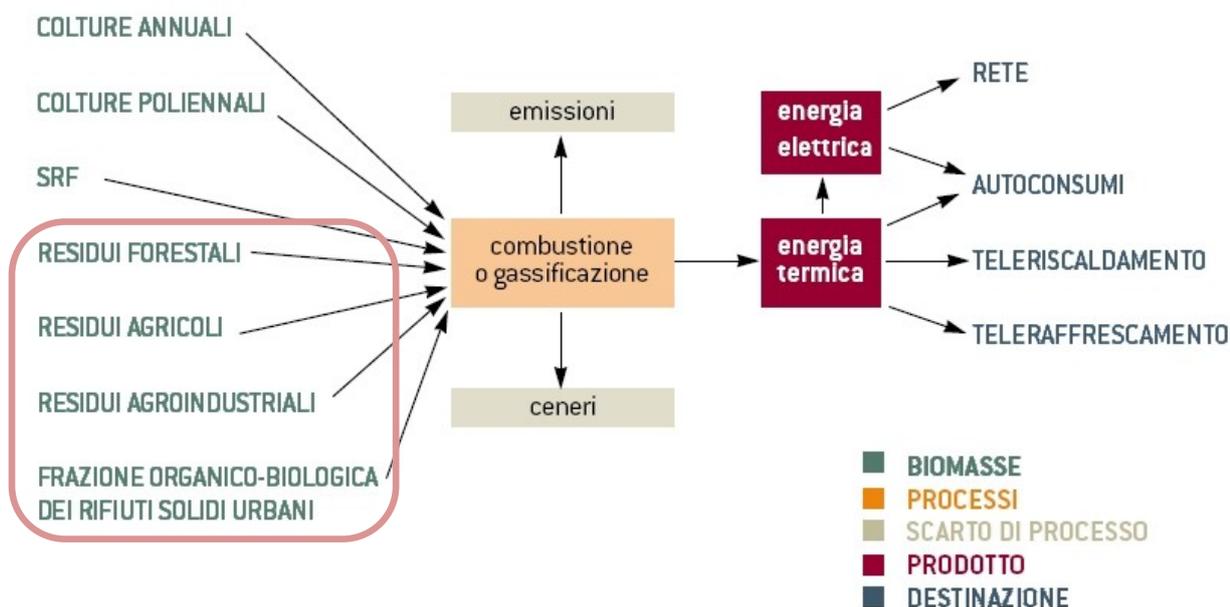


Figura 3-9 La filiera della biomassa di matrice ligno-cellulosica (fonte: Itabia, 2005)

Una prima caratterizzazione chimico-fisica delle biomasse residuali è rappresentata in Tabella 3-5, nella quale sono riportate le caratteristiche ritenute essenziali ai fini della valutazione della loro idoneità e della loro ipotetica resa nella conversione energetica.

**Tabella 3-5 Caratterizzazione chimico-fisica di alcune biomasse residuali utilizzabili a scopo energetico (fonte: Laboratorio Biomasse dell'Università Politecnica delle Marche, CRPA e CTI)**

		RESIDUI AGROFORESTALI					
Denominazione		Coltivazioni erbacee (paglia) <sup>37</sup>		Coltivazioni arboree (residui di potatura-ramaglie)		Forestale	
Breve descrizione		Residui delle principali colture erbacee da utilizzare in combustione tal quale o in miscela con altri materiali nella produzione di pellet		Residui delle principali colture arboree (frutteti, vite, olivo) da utilizzare in combustione sottoforma di cippato e/o di pellet tal quale o in miscela con altri materiali		Residui di manutenzione e prodotti di scarto del taglio dei boschi cedui e d'alto fusto (conifere, latifoglie)	
Parametro	Unità di misura	Valore medio	Intervallo	Valore medio	Intervallo	Valore medio	Intervallo
Umidità	(% peso)	12	10 - 20	13,8	12,2 - 17,8	45,6	31,9 - 56,2
Ceneri	( % peso s.s.)	5	2 - 10	3,9	2,7 - 4,9	3,4	0,3 - 9,5
PCI	(MJ/kg s.s.)	17,7	16,8 - 18,4	17,9	17,7 - 18,1	18,4	17,1 - 20,6
PCS	(MJ/kg s.s.)	19,1	18,2 - 19,6	19,2	18,9 - 19,4	19,67	18,3 - 22,0
PCN	(MJ/kg)	15,4	14,7 - 16,0	15,1	14,5 - 15,6	9,09	7,5 - 15,1
Fusibilità ceneri	(°C)	1.285	1.227 - 1.320	> 1.500	> 1.500	1.227	1.1168 - 1.479
Carbonio	(% peso s.s.)	46,5	45,6 - 48,4	48,5	47,6 - 49,3	49,7	43,7 - 57,3
Idrogeno	(% peso s.s.)	6,5	5,7 - 6,8	6,2	5,9 - 6,0	6,1	6,7 - 5,7
Azoto	(% peso s.s.)	2,1	1,2 - 3,2	0,8	0,8 - 0,9	0,9	0,2 - 2,2
Cloro	(mg/kg)	0,4	0,1 - 1,2	0,09	0,07 - 0,1	0,05	0,01 - 0,17
Zolfo	(mg/kg)	0,2	0,1 - 0,4	0,04	0,01 - 0,07	0,07	0,01 - 0,14
<b>Periodo di disponibilità e diffusione sul territorio</b>		La produzione dei residui delle coltivazioni erbacee è		La produzione dei residui di potature è stagionale. Il		La produzione dei residui forestali è concentrata nel	

<sup>37</sup> I dati sono riferiti al frumento tenero ed al frumento duro.

	stagionale. Il prodotto è comunque conservabile sottoforma di balle	prodotto energetico è comunque conservabile sottoforma di fascine, di balle, di materiale cippato	periodo invernale. Il prodotto energetico è comunque conservabile sottoforma di fascine e di cippato
<b>Idoneità tecnica al recupero energetico</b>	Idonee, si caratterizzano per un PCS e un contenuto in ceneri nella media; si possono verificare problemi di sporco della caldaia a causa delle ceneri che fondono a basse temperature	Idonee, sono caratterizzate da un buon PCS e da un ridotto tenore di umidità che comporta un discreto PCN; contenuto delle ceneri nella media	Idoneo, si caratterizza per un PCS medio ed un tenore di umidità medioalto che va a discapito del PCN; contenuto in ceneri molto variabile; si possono verificare dei problemi in relazione alla temperatura di fusione delle ceneri
<b>Propensione economica al recupero</b>	Il sottoprodotto se inviato alla combustione ha un valore dipendente dalle sue caratteristiche, dalle quantità in gioco e dalla domanda di biomassa		

L'analisi seguente ha valutato la disponibilità potenziale di biomasse residuali sul territorio della Regione Veneto e della Provincia di Padova. Le fonti utilizzate per le successive elaborazioni sono:

1. Gli studi propedeutici all'elaborazione del Piano Energetico Regionale della Provincia di Padova.
2. Il Piano Energetico ed Ambientale della Provincia di Padova.
3. Banca dati relativa al VI° Censimento Generale dell'Agricoltura (ISTAT).
4. Banca dati dell'Osservatorio Regionale Rifiuti ARPAV dei rifiuti urbani.

I comparti presi in esame, in funzione dei dati disponibili e dell'oggetto della ricerca, riguardano il settore forestale, agricolo ed urbano.

L'analisi propedeutica al piano energetico regionale realizzata da AIEL<sup>38</sup>, in collaborazione con TESAF e l'Unità di Progetto Foreste e Parchi della Regione del Veneto, ha permesso di quantificare la disponibilità di biomassa residuale a livello regionale e provinciale derivante dal **settore forestale**. Escludendo le aree con una pendenza superiore ai 45°, la superficie forestale della Regione del Veneto, pari a 41.870 ha (circa il 23% della superficie totale), è stata classificata in quattro tipologie di superfici forestali, suddivise in base alla distanza dalla viabilità forestale e quindi della difficoltà di accesso per il prelievo forestale, come indicato in Tabella 3-6.

**Tabella 3-6 Classificazione delle aree in classi commerciali in funzione della viabilità e difficoltà di accesso (fonte:AIEL)**

	<i>Difficoltà di prelievo</i>	<b>Distanza dalla strada</b>
<b>1</b>	Facilmente recuperabile	75 m
<b>2</b>	Mediamente recuperabile	150 m
<b>3</b>	Difficilmente recuperabile	300 m
<b>0</b>	Non recuperabile	>600 m

<sup>38</sup> Elaborazioni a cura di AIEL, Associazione Italiana Energie Agroforestali, dott. Valter Francescato, dott. Francesco Berno, dott.ssa Annalisa Paniz, dott. Marino Bertoni con la collaborazione di TESAF, Università degli studi di Padova (Prof. Raffaele Cavalli, Stefano Grigolato, Prof. Davide Pettenella) e Unità di Progetto Foreste e Parchi della Regione del Veneto (dott. Maurizio Dissegna, dott. Sergio Zen, dott. Roberto Zampieri).

Successivamente, in funzione della tipologia forestale presente e della forma di governo del soprassuolo, sono stati calcolati i quantitativi di legna e cippato ritraibili (MR) annualmente (t/anno) ed il relativo potenziale energetico primario, differenziando la tipologia in due classi di contenuto idrico M50% e M20% e in due classi qualitative A e B secondo la norma UNI EN 14961-4. I risultati a livello regionale sono rappresentati in Figura 3-10, mentre in Tabella 3-7 sono riassunti i dati riguardanti la Provincia di Padova, interamente classificata come area con biomassa residuale facilmente recuperabile.

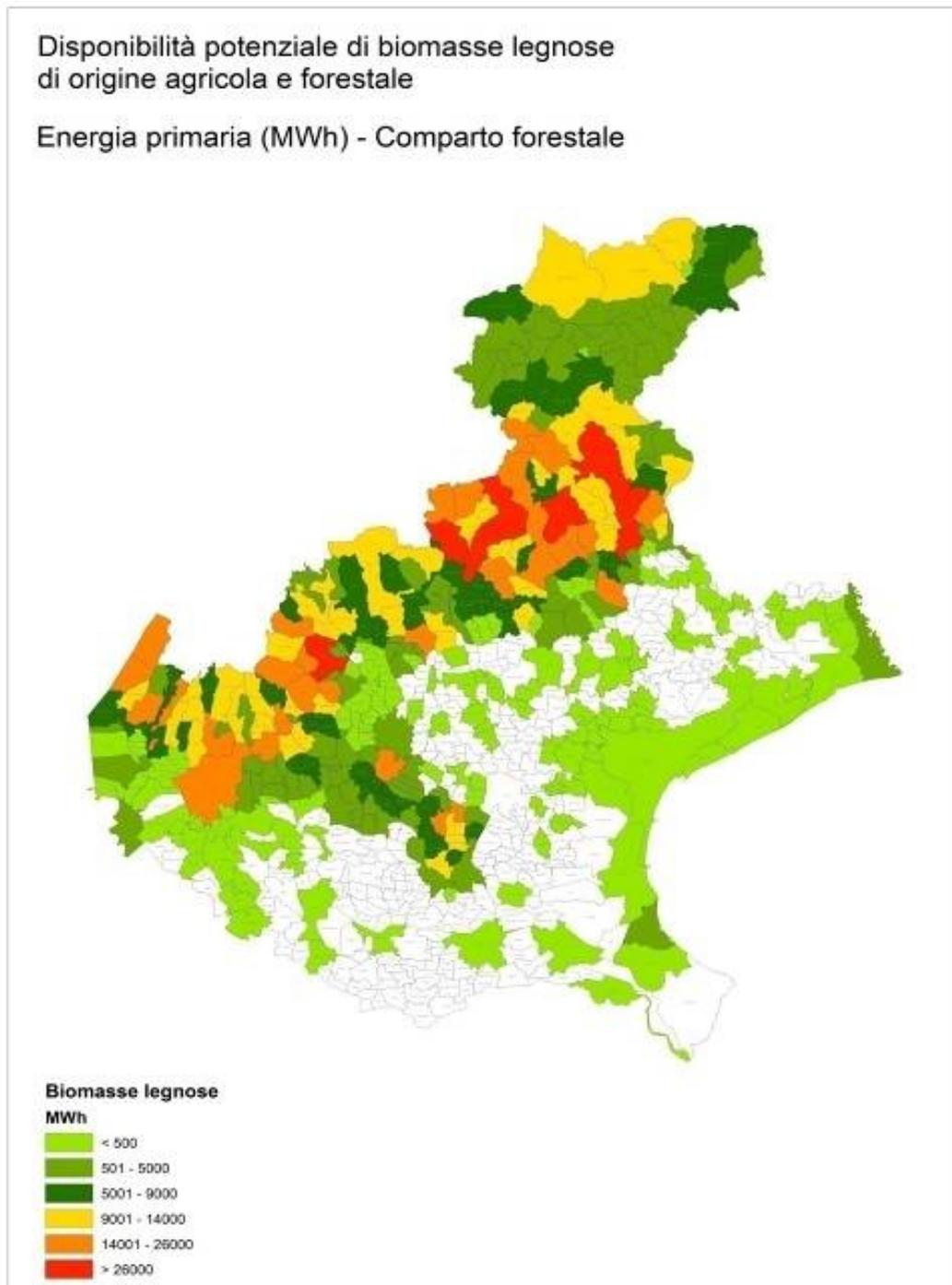


Figura 3-10 Potenziale energetico teorico del comparto forestale calcolata su base comunale per la Regione del Veneto (fonte:AIEL)

**Tabella 3-7 Disponibilità teorica di legna, cippato e relativo potenziale energetico teorico per la Provincia di Padova (fonte: elaborazioni su dati AIEL)**

Tipologia		Disponibilità	Potenziale energetico <sup>39</sup>
		(t/anno)	(MWh)
Legna da ardere	M50	42.810	95.466
	M20	26.768	106.536
Cippato A	M50	182	406
	M20	114	454
Cippato B	M50	3.404	7.591
	M20	2.129	8.473

La quasi totalità del potenziale teorico di biomasse residuali di origine forestale della Provincia di Padova è localizzato nei **Colli Euganei** (5.290 ha). La forma aggregata e poco frammentata, la morfologia del territorio, l'adeguatezza della rete stradale, la non concorrenzialità con altri utilizzi, la disponibilità di personale tecnicamente competente e la presenza di un'istituzione di riferimento (Ente Parco Colli) lo rendono ideale per la creazione di una filiera legata al recupero e produzione di biocombustibili solidi. Le note dolenti riguardano la frammentarietà delle proprietà (quasi tutte piccole e private), che rendono le superfici oggetto di taglio modeste, e le difficili condizioni orografiche, in termini di pendenza ed accessibilità, di alcune pendici dei Colli<sup>40</sup>.

La gestione culturale che determina la maggiore produzione di biomassa legnosa è il ceduo, poiché tutta la materia prima estraibile può essere impiegata solo per scopi energetici. Nella Tabella 3-8 è indicata, per ogni tipologia forestale, la superficie governata a ceduo e la superficie mediamente tagliata ogni anno: tale dato si riferisce a un valore medio relativo all'ultima decina di anni<sup>41</sup>.

**Tabella 3-8 Tipologie forestali, loro ripartizione percentuale, Superficie totale a ceduo e superficie mediamente tagliata ogni anno nel comprensorio dei Colli Euganei (Fonte: SPEZZATI E., TULLIO L. (2002))**

TIPOLOGIA FORESTALE	SUPERFICIE (ha)	RIPARTIZIONE (%)	SUPERFICIE A CEDUO (ha)	SUPERFICIE MEDIAMENTE TAGLIATA OGNI ANNO (ha)
Bosco di Robinia	2.006,30	37,91	1.745,88	91,08
Bosco di Castagno	1.583,45	29,93	1.085,51	54,28
Bosco misto di Roverella, Carpinio nero e Orniello	825,07	15,60	673,01	26,92

<sup>39</sup> Il potere calorifico inferiore utilizzato è pari a 3,98 MWh/t per un contenuto idrico del legno pari a 20% e 2,23 MWh/t per un contenuto idrico del legno pari a 50%.

<sup>40</sup> Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia di Padova - Agenzia dell'Energia della Provincia di Padova

<sup>41</sup> Veneto Agricoltura, "Gli Impianti Produttivi di Biomassa Legnosa", (2008).

<b>Bosco di Roverella con specie mediterranee</b>	507,20	9,59	293,31	10,48
<b>Bosco di rovere</b>	142,83	2,70	104,09	4,16
<b>Pseudomacchia</b>	113,24	2,14	0	0
<b>Bosco di Carpinio e Orniello</b>	6,90	0,13	3,34	0,13
<b>Bosco collinare di Querce e Carpini</b>	5,20	0,10	0,45	0,02
<b>Rimboschimento</b>	100,29	1,90	0	0
<b>Superficie boschiva complessiva</b>	<b>5.290,21</b>	<b>100,0</b>	<b>3.905,59</b>	<b>187,07</b>

Escludendo le superfici con valori inferiori ad un ettaro, è stata calcolata la quantità di biomassa in funzione della produttività specifica di ciascuna tipologia forestale<sup>42</sup>. Ipotizzando un contenuto idrico di partenza pari al 50% e uno stadio di essiccamento che porti la biomassa legnosa ad un contenuto pari al 30%, è stato quantificato il potenziale reale di produzione energetica (ipotizzando una destinazione pari al 75% per legna da ardere ed il 10% per cippato<sup>43</sup>) in riferimento alle attuali modalità di gestione del parco dei Colli Euganei (Tabella 3-9).

**Tabella 3-9 Potenziale energetico reale derivante dalla superficie a ceduo presente nei Colli Euganei**

<b>TIPOLOGIA FORESTALE</b>	<b>SUPERFICIE (ha)</b>	<b>PRODUTTIVITA' SPECIFICA (t/ha)</b>	<b>LEGNA DA ARDERE (t)</b>	<b>CIPPATO (t)</b>	<b>POTENZIALE ENERGETICO REALE (MWh)</b>
<b>Bosco di Robinia</b>	91,08	84	4.099	546	15.793
<b>Bosco di Castagno</b>	54,28	90	3.489	2.617	10.084
<b>Bosco misto di Roverella, Carpinio nero e Orniello</b>	26,92	60	1.154	865	3.334
<b>Bosco di Roverella con specie mediterranee</b>	10,48	60	449	337	1.298
<b>Bosco di rovere</b>	4,16	60	178	134	515
<b>Superficie boschiva complessiva</b>	<b>186,92</b>	<b>100,0</b>	<b>9.369</b>	<b>4.499</b>	<b>31.024</b>

<sup>42</sup> Veneto Agricoltura, "La produzione di biomasse legnose a scopo energetico" - Approfondimenti tecnici di filiera, 2007.

<sup>43</sup> Fonte AIEL.

A fronte della cospicua massa prelevata, si osserva però come la superficie boscata annualmente percorsa dal taglio (poco meno di 200 ettari, pari al 3,5% dell'intera superficie a ceduo) rimanga al di sotto della soglia di un ventesimo della superficie totale (5%), valore che rappresenterebbe la ripresa planimetrica annua qualora si adottasse un turno medio di ceduzione di 20 anni (Veneto Agricoltura, 2008). Inoltre il prelievo in massa corrisponde al 60-70% dell'incremento corrente, che nei boschi dei Colli Euganei si può ritenere mediamente pari a 4,5-5 mc/ha. Alla luce di queste osservazioni si può concludere che l'attuale livello di prelievi in bosco è ancora decisamente al di sotto di quello ottimale per la conservazione della durevolezza, condizione mantenuta qualora il prelievo risulti pari all'incremento. Si potrebbe, pertanto, anche accrescere l'intensità delle utilizzazioni nei Colli Euganei, aumentando i prelievi boschivi di biomassa legnosa senza arrivare a intaccare gli equilibri colturali di queste formazioni (Del Favero, 2001).

Dal **settore agricolo** possono derivare notevoli quantitativi di biomasse destinabili ad uso energetico, valorizzando determinati residui colturali che altrimenti costituirebbero solamente un onere per il loro trattamento e gestione.

Tali biomasse sono costituite da tutte quelle parti della pianta che non sono indirizzate all'utilizzo primario, generalmente per usi alimentari. I residui agricoli sono costituiti dalle strutture di supporto, produzione e protezione della pianta che si originano normalmente dalle operazioni svolte alla fine del ciclo colturale per le colture annuali (taglio, raccolta, ecc.) o dalle operazioni effettuate con varia periodicità sulle colture poliennali (potatura ed espianto). Le parti utilizzabili per la trasformazione energetica possono essere raccolti direttamente in campo come gli steli dei cereali (frumento, mais, riso, ecc.), tutoli del mais e delle colture industriali (girasole, tabacco), dalla lavorazione del prodotto (i raspi dell'uva, le brattee, la lolla di riso, le glume e le glumette) o dai rami e i tronchi derivati da potature ed espianti a fine ciclo colturale delle piante da frutto<sup>44</sup>.

Le biomasse residuali derivanti dal settore agricolo, la loro tipologia e le principali destinazioni d'uso attuali sono descritte in Tabella 3-10.

**Tabella 3-10 tipologia e principali destinazioni d'uso attuali delle biomasse residuali agricole (fonte: ENAWA)**

TIPOLOGIA	Coltura	Residuo	Utilizzo	Percentuale di utilizzo/inutilizzo
<b>ERBACEE</b>	Frumento tenero e duro	Paglia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lettieria per ricovero animali.</li> <li>• Alimentazione animale.</li> <li>• Industria cartaria e varie.</li> <li>• Bruciata in campo.</li> </ul>	40-50% 5-10% 5-10% 30-50%
	Orzo	Paglia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lettieria per ricovero animali.</li> <li>• Bruciata in campo.</li> </ul>	40-50% 50-60%
	Avena	Paglia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alimentazione animale.</li> <li>• Bruciata in campo.</li> </ul>	40-60% 40-60%
	Riso	Paglia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lettieria per ricovero animali.</li> <li>• Bruciata in campo.</li> </ul>	20-30% 70-80%
	Mais da granella	Stocchi (steli); Tutoli (assi delle spighe)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lettieria per ricovero animali (stocchi)</li> <li>• Alimentazione animale (stocchi).</li> <li>• Interramento (tutoli)</li> </ul>	40-50% 10-20% 70-80%
	Barbabetola da zucchero	Foglie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alimentazione animale.</li> <li>• Interramento.</li> </ul>	10-20% 90-80%

<sup>44</sup> ENAMA, Parte 1 Biomasse ed Energia - Capitolo 1 "Caratteristiche tecniche delle biomasse e dei biocombustibili", 2010

	Tabacco	Steli	• Interramento.	100%
	Girasole	Steli	• Interramento.	100%
<b>LEGNOSE</b>	Vite da vino e da tavola	Sarmenti (rami)	• Interramento. • Bruciati a bordo campo. • Fascine da ardere.	30-40% 30-40% 20-40%
	Olivo	Legna,rami, fresche	• Energia (legna). • Bruciati in campo (rami).	90-100% 90-100%
	Fruttiferi (melo,pero,pesco,ecc.)	Rami	• Interrati ( solo in pianura). • Bruciati a bordo campo.	10-20% 80-90%
	Agrumi (arancio, limone ecc.)	Rami	• Bruciati a bordo campo	90-100%
	Fruttiferi a guscio (mandorlo, nocciolo,ecc.)	Rami	• Bruciati a bordo campo	90-100%

Il seguente studio si focalizza sulla quantificazione del potenziale legato alla valorizzazione energetica delle biomasse residuali di categoria legnosa, in particolare quelle derivanti da colture locali quali vite, olivo e fruttiferi.

Individuata la superficie colturale specifica dai dati ricavati dal VI° Censimento Generale dell'Agricoltura condotto da ISTAT, si sono stimati i quantitativi di produzione di scarti di matrice legnosa fresca calcolando un indice di produttività medio di patate<sup>45</sup> in funzione della cultura specifica. Per arrivare ad avere un potenziale valorizzabile energeticamente sono stati introdotti dei coefficienti per tenere conto delle perdite di raccolta e della perdita di massa dovuta all'essiccamento ed alla stagionatura.

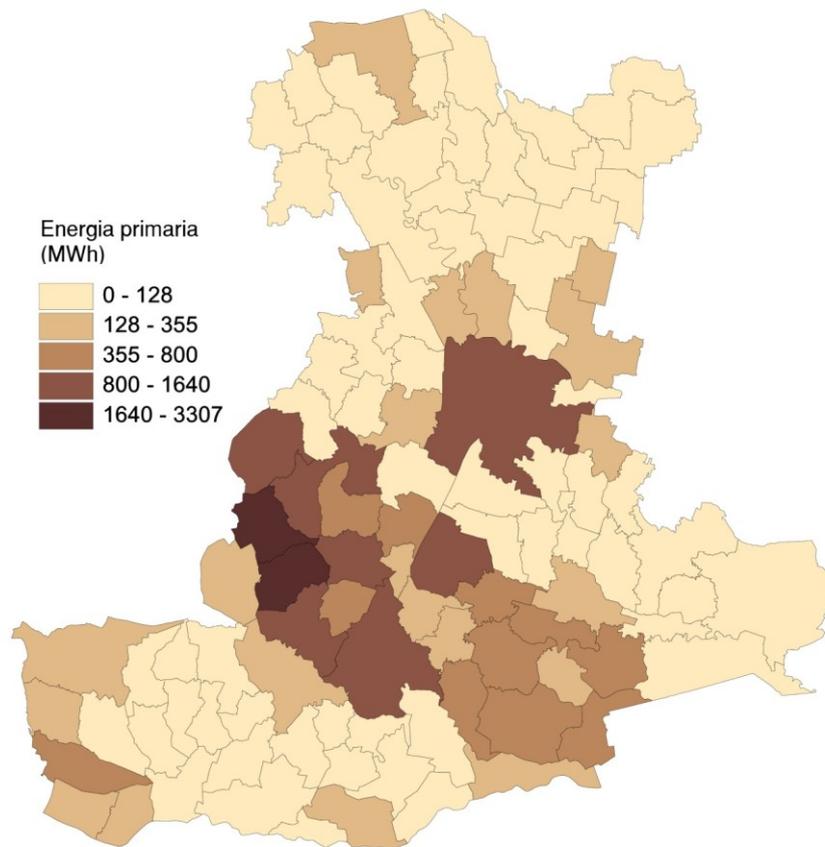
In Tabella 3-11 sono indicate le superfici destinate alla coltivazione di vigneti, la stima della disponibilità di biomasse derivanti dagli scarti legnosi dei vitigni e la quantificazione del relativo potenziale energetico a livello regionale e provinciale. In Figura 3-11 invece è rappresentato graficamente il potenziale energetico suddiviso per i comuni della Provincia di Padova.

**Tabella 3-11 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di vitigni a livello provinciale (fonte:elaborazioni su dati ISTAT)**

<b>PROVINCE</b>	<b>Superficie (ha)</b>	<b>Potenziale utilizzabile (t/anno (M30))</b>	<b>Potenziale energetico (MWh/anno)</b>
Verona	27.505	36.377	123.683
Vicenza	8.654	11.446	38.915
Belluno	66	87	297
Treviso	28.418	37.585	127.789
Venezia	6.701	8.863	30.133
Padova	5.979	7.908	26.886
Rovigo	378	500	1.700
<b>Veneto</b>	<b>77.701</b>	<b>102.765</b>	<b>349.402</b>

<sup>45</sup> AIEL, Colonna (2013), Veneto Agricoltura (2007).

## POTENZIALE ENERGETICO DA SARMENTI DI VITE



**Figura 3-11 Potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di vitigni a livello comunali (fonte:elaborazioni su dati ISTAT)**

In Tabella 3-12 sono indicate invece le superfici destinate ad altre coltivazioni legnose quali olivi, frutteti e vivai e la relativa stima della disponibilità di residui con quantificazione del potenziale energetico a livello regionale e provinciale. In Figura 3-12 è rappresentato graficamente il potenziale energetico suddiviso per i comuni della Provincia di Padova.

L'area cerchiata in rosso è riferita ai Comuni afferenti alla Saccisica, quali Sant'Angelo di Piove di Sacco, Piove di Sacco, Codevigo, Correzzola, ecc. con l'aggiunta di Saonara. L'area è stata evidenziata in quanto distretto florovivaistico e oggetto del progetto di sviluppo del prototipo di sistema di gassificazione.

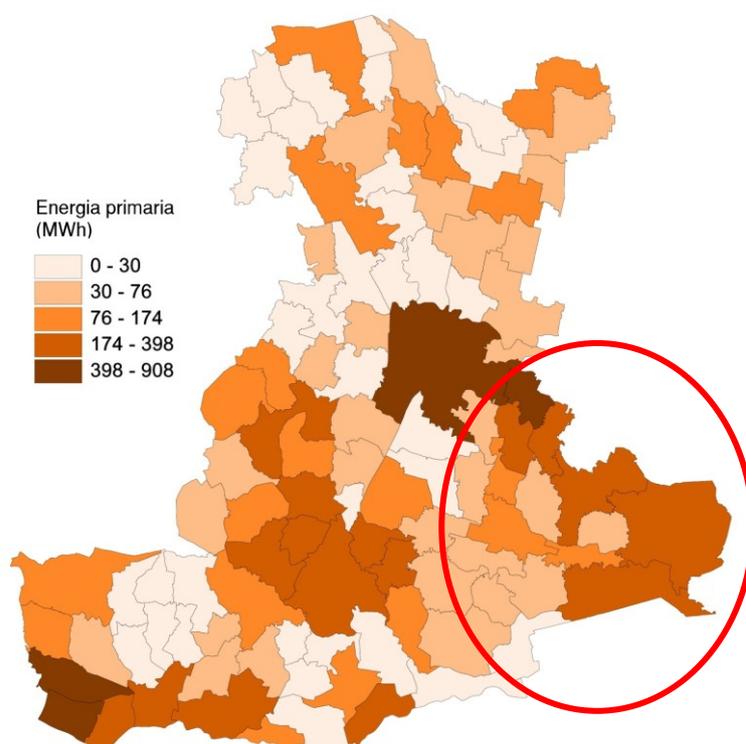
Infine è utile quantificare la disponibilità di biomasse residuali derivanti dal **comparto urbano** potenzialmente destinabili ad usi energetici. Individuate le quantità di sfalci e potature e ramaglie conferite annualmente presso gli impianti di raccolta e trattamento dei rifiuti urbani (Osservatorio Regionale Rifiuti

ARPAV), si è valutato il potenziale energetico stimando la frazione legnosa del verde urbano. Per arrivare ad avere un potenziale valorizzabile energeticamente sono stati introdotti dei coefficienti per tenere conto della perdita di massa dovuta all'essiccamento ed alla stagionatura.

**Tabella 3-12 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di coltivazioni legnose agrarie a livello provinciale (olivo, frutteti e vivai) (fonte:elaborazioni su dati ISTAT)**

PROVINCE	Superficie (ha)	Potenziale utilizzabile (t/anno (M30))	Potenziale energetico (MWh/anno)
Verona	20.580	21.440	72.897
Vicenza	1.661	1.730	5.882
Belluno	235	244	831
Treviso	2.223	2.316	7.874
Venezia	1.714	1.786	6.073
Padova	3.019	3.145	10.693
Rovigo	2.487	2.591	8.810
<b>Veneto</b>	<b>31.919</b>	<b>33.253</b>	<b>113.061</b>

## POTENZIALE ENERGETICO DA COLTIVAZIONI LEGNOSE



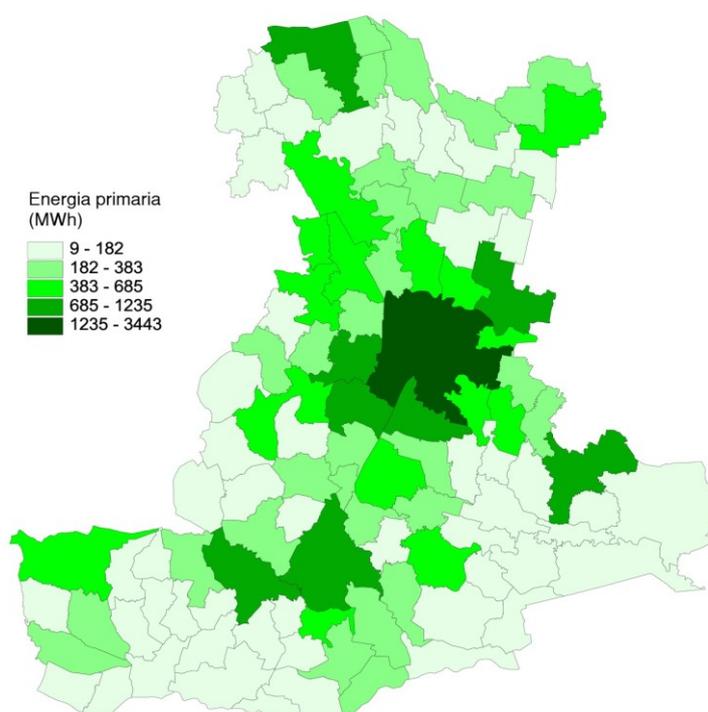
**Figura 3-12 potenziale energetico derivante dagli scarti legnosi di coltivazioni legnose agrarie a livello comunale (olivo, frutteti e vivai) (fonte:elaborazione su dati ISTAT)**

In Tabella 3-13 sono indicati i quantitativi, classificati come verde urbano, conferiti presso gli impianti di raccolta e trattamento, la stima della disponibilità di scarti di matrice legnosa e la quantificazione del potenziale energetico a livello regionale e provinciale. In Figura 3-13 è rappresentato graficamente il potenziale energetico suddiviso per i comuni della Provincia di Padova.

**Tabella 3-13 Disponibilità di biomasse e potenziale energetico derivante da potature e ramaglie urbane classificate come verde urbano a livello provinciale (fonte:elaborazioni da dati ARPAV)**

PROVINCE	Raccolta verde urbano (t)	Potenziale utilizzabile (t/anno (M30))	Potenziale energetico (MWh/anno)
Verona	48.473	8.656	29.430
Vicenza	38.080	6.800	23.120
Belluno	2.668	476	1.620
Treviso	46.335	8.274	28.132
Venezia	60.739	10.846	36.877
Padova	53.979	9.639	32.773
Rovigo	24.500	4.375	14.875
<b>Veneto</b>	<b>274.774</b>	<b>49.067</b>	<b>166.827</b>

### POTENZIALE ENERGETICO DA POTATURE E RAMAGLIE URBANE



**Figura 3-13 potenziale energetico derivante da potature e ramaglie urbane classificate come verde urbano a livello comunale (fonte:elaborazioni da dati ARPAV)**

### 3.4 CONCLUSIONI

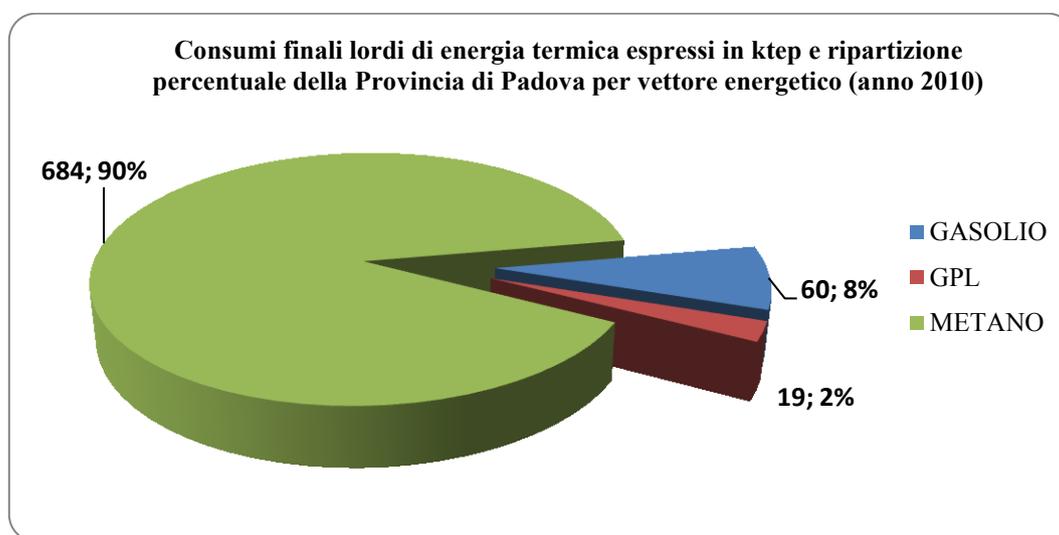
L'analisi del potenziale derivante dalla valorizzazione energetica delle biomasse residuali dei comparti agricolo, forestale ed urbano per la Provincia di Padova è sintetizzata in

**Tabella 3-14 potenziale derivante dalla valorizzazione energetica delle biomasse residuali dei comparti agricolo, forestale ed urbano per la Provincia di Padova**

TIPOLOGIA		Potenziale energetico (MWh/anno)	Potenziale energetico (ktep/anno)	Ripartizione percentuale (%)
Forestale		218.926	40,94	42%
Agricolo	Sarmenti di vite	26.886	5,03	5%
	Coltivazioni legnose	113.061	21,14	22%
Urbano		166.827	31,20	32%
<b>Totale</b>		<b>525.700</b>	<b>98,31</b>	<b>100%</b>

Il confronto fra i consumi finali lordi di energia termica della Provincia di Padova ed il potenziale energetico connesso alla valorizzazione delle biomasse residuali evidenzia il ruolo fondamentale che esse possono ricoprire nella riduzione delle emissioni di gas serra.

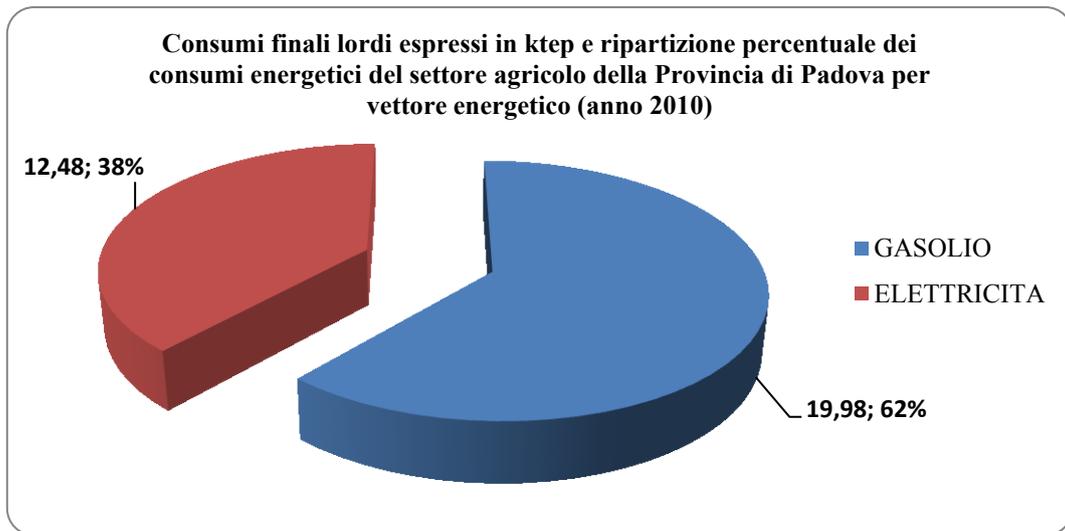
In Figura 3-14 è sono indicati i consumi finali lordi di energia termica suddivisi per vettore energetico rispetto all'anno 2010 e la relativa ripartizione percentuale (non sono disponibili dati più aggiornati relativi ai quantitativi di gas distribuito a livello provinciale), costruiti a partire dai dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico (Mi.Se.), TERNA S.p.A. e SNAM Rete Gas.



**Figura 3-14 Consumi finali lordi di energia termica e ripartizione percentuale della Provincia di Padova per vettore energetico (anno 2010) (fonte: Mi.Se, TERNA S.p.A., SNAM Rete Gas)**

La valorizzazione energetica delle biomasse residuali permetterebbe di coprire il 13% dei consumi finali lordi di energia termica ed, in particolare, di coprire la quota relativa ai combustibili liquidi, GPL e Gasolio, che presentano un maggior impatto specifico in termini di emissioni di gas serra.

Infine è molto interessante l'analisi condotta sui consumi finali lordi legati al settore agricolo, evidenziati nella Figura 3-15 .



**Figura 3-15 Consumi finali lordi espressi in ktep e ripartizione percentuale dei consumi energetici del settore agricolo della Provincia di Padova per vettore energetico (anno 2010) (fonte:TERNA s.p.a., Mi.Se.)**

In questo settore, la produzione di energia termica ed elettrica in impianti cogenerativi di piccola taglia utilizzando biomasse residuali derivanti dai sarmenti di vite e dalle altre coltivazioni legnose agrarie permetterebbe di coprire una percentuale pari all'81% dei consumi finali lordi connessi al settore agricolo.

### 3.5 BIBLIOGRAFIA

- AIEL, “Colture energetiche per i terreni agricoli” Francescato, Antonini, Paniz, Biomass Trade Center, 2009.
- A.I.E.L. e C.C.I.A.A. Padova, “Produzione ed uso energetico del legno nell’azienda agricola”, 2005.
- Spezzati E., Tullio, “Come si taglia il bosco? Manuale per l’utente forestale del Parco dei Colli Euganei”. Parco Regionale dei Colli Euganei, 2002.
- Agostinetto L., Barella L., Dimartino S., Francescato V., Antonini E. Candolo G.” Energia dalle biomasse vegetali: le opportunità per le aziende agricole”, *Agronomica* 4/2006.
- Agsm, Ambiente Italia “Analisi del potenziale energetico da fonti rinnovabili nella Provincia di Verona”, 2008.
- Bergante S., Facciotto G. “Impianti annuali, biennali, quinquennali. Produttività e costi in alcune realtà del Nord Italia”. *Sherwood – Foreste ed Alberi Oggi*, numero 128 / Dicembre 2006. Compagnia delle Foreste, Arezzo, 2006.
- Berton, Bona, Francescato, Antonini, “Olio vegetale puro” AIEL, Camera di Commercio Padova, DAAPV Università di Padova, 2007
- Berton, “La produzione di combustibili legnosi dalla selvicoltura urbana”, AIEL, 2006
- Bonari Enrico “Sostenibilità agro-ambientale delle colture dedicate a destinazione energetica”, Scuola Superiore Sant’Anna –CRIBE – Centro Interuniversitario di Ricerca sulle Biomasse da Energia - San Piero a Grado, Pisa.
- Bordoni, Giobbi, Maldini; “Informativa sulle Agroenergie” Regione Marche, Servizio Agricoltura, Forestazione e Pesca.
- C.E.T.A., Università degli studi di Udine “Energia dalle biomasse: Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali”, Area Science Park, 2006.
- Colonna N., Macri A., Regina P., “I sottoprodotti legnosi ed erbacei del settore agricolo italiano”, Progetto Mipaaf, 2013.
- Comune Di Venezia – Piano Energetico - Ambiente Italia s.r.l., 2003.
- Comune Di Udine - Piano Energetico - Ambiente Italia s.r.l., 2004.
- Correale Santacroce F. “Sistemi lineari in ambiente pianiziale e nuovi modelli colturali. Alberi e Territorio”. Anno III – Numero 12, Dicembre 2006. *Il Sole 24 Ore – Edagricole*.
- Correale Santacroce F. Agostinetto L. “Srf ad alta produttività e compatibilità ambientale. Alberi e Territorio. Anno II – Numero 9, Settembre 2005. *Il Sole 24 Ore – Edagricole*.
- Correale Santacroce F., Spinelli R. “L’utilizzazione razionale della legna nelle siepi campestri. L’esperienza di un cantiere dimostrativo a Montecchio Precalcino (VI). Insetto de L’informatore Agrario, numero 26/2000.
- Cortellazzi Fabio, “Analisi di impianti a biogas da deiezioni animali nella Provincia di Padova ”, Università di Padova – Facoltà di Ingegneria, 2010.
- Cotana F., Calavaglio G. “La valorizzazione energetica delle potature di olivo”.
- CTI “Biocombustibili, specifiche e classificazione”, 2003.

Francescato, Antonini, Zuccoli Bergomi “Legna e Cippato”, AIEL TeSAF Università di Padova, 2009.

Del Favero R. (a cura), Progetto boschi del Parco Regionale dei Colli Euganei, Parco Regionale dei Colli Euganei, Università degli studi di Padova, 2001.

Del Favero R,”Progetto Boschi del Parco Regionale dei Colli Euganei”. Università degli Studi di Padova – Dipartimento TESAF., 2001.

Directorate General for Energy and Transport “UTILIZZO ENERGETICO DELLA BIOMASSA”, OPET SEDS, 2001.

ENAMA, Parte 1 Biomasse ed Energia - Capitolo 1 “Caratteristiche tecniche delle biomasse e dei biocombustibili”, 2010

ENAMA, Parte 1 Biomasse ed Energia - Capitolo 2 “Disponibilità delle biomasse”, 2010

Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza (L.E.A.P.) “Stato dell’arte delle tecnologie di trasformazione energetica delle biomasse, costi e benefici ambientali ed economici” - Progetto E.C.A.T.E. Efficienza e Compatibilità Ambientale delle Tecnologie Energetiche, 2008.

Mosca G., Bona S., Spolon S., “Applicazione Di Diversi Itinerari Di Coltivazione Per La Produzione Di Biomassa Da Colture Energetiche”, Dipartimento di Agronomia Ambientale e Produzioni Vegetali - Università di Padova e Settore Ricerca e Sperimentazione Agraria e Ittica - Veneto Agricoltura, 2004.

Piccinini, Bonazzi, Fabbri, Sassi, Schiff, Soldano, Verzellesi, Berton “Energia dal biogas”, C.R.P.A., AIEL, 2008.

Provincia Ascoli Piceno – Piano Energetico Ambientale - 2007.

Provincia Biella – Piano D’azione Per L’energia (P.A.E.) – Settore Tutela Ambientale e Agricoltura E Agenbiella - 2006.

Provincia Bologna – Piano Energetico - Ambientale – Ambiente Italia S.R.L..

Provincia Cremona – Valutazione Ambientale Strategica - Rapporto Ambientale Del Piano Energetico Ambientale – Settore Ambiente.

Provincia Firenze – Piano Energetico Ambientale – Agenzia Fiorentina Per L’energia, 2008.

Provincia Lecco – Piano Energetico Ambientale – Ambiente Italia S.R.L., 2008.

Provincia Mantova – Piano Energetico Ambientale – Agire, 2008.

Provincia Massa Carrara –Programma Energetico – Ambienteitalia S.R.L., 2008.

Provincia Como – Piano Energetico – Punto Energia, 2005.

Provincia Rovigo – Programma Energetico Ambientale – E.N.E.A. – I.U.A.V., 2008.

Provincia Siena – Piano Energetico – Università Degli Studi Di Siena E C.S.C., 2008.

Provincia Teramo – Piano Energetico Ambientale – Settore Ambiente-Energia, 2008.

Provincia Torino – Programma Energetico Ambientale, 2003.

Provincia Verbano Cusio Ossola – Piano Energetico, 2002.

Regione Calabria- Assessorato Agricoltura Foreste e Forestazione “La Filiera delle Biomasse”, 2007.

Regione Emilia Romagna – Piano Energetico Regionale.

Regione Lombardia – Piano D’azione Per L’energia – Punto Energia, 2008.

Regione Piemonte, “La scommessa dell’energia. L’Agricoltura e le fonti rinnovabili”,Supplemento a Agrisole n.19 del 14/05/2010.

Università Politecnica delle Marche, “Progetto Di Fattibilita’ Delle Filiere Agro-Energetiche Nella Provincia Di Ascoli Piceno”, Dipartimento di Scienze Applicate ai Sistemi Complessi, 2006.

Università Politecnica delle Marche - Progetto MIPAAF, Atti del Convegno “ I sottoprodotti agroforestali e industriali a base rinnovabile, 2013.

Veneto Agricoltura, “La produzione di biomasse legnose a scopo energetico” - Approfondimenti tecnici di filiera, 2007.

Veneto Agricoltura “La filiera del legno cippato”, 2008.

Veneto Agricoltura “Le colture energetiche in Veneto”, 2007.

### 3.5.1 Siti Internet

<http://www.sian.it>

[www.sian.it/inventarioforestale/jsp/home.jsp](http://www.sian.it/inventarioforestale/jsp/home.jsp)

[http://www.parcocolleieganei.com/progetti/boschi\\_online/mappa/mappa.html](http://www.parcocolleieganei.com/progetti/boschi_online/mappa/mappa.html)

[http://www.parcocolleieganei.it/progetti/progetto\\_boschi/testo/START.html](http://www.parcocolleieganei.it/progetti/progetto_boschi/testo/START.html)

<http://www.cti2000.it/biodiesel/index.php>

<http://www.arpa.veneto.it/indice.asp?l=rifiuti.htm>

[http://www.arpa.veneto.it/rifiuti/hm/osservatorio\\_rifiuti.asp](http://www.arpa.veneto.it/rifiuti/hm/osservatorio_rifiuti.asp)

[www.aiel.cia.it](http://www.aiel.cia.it)

[www.venetoagricoltura.org](http://www.venetoagricoltura.org)

<http://www.venetoagricoltura.org/basic.php?ID=2070>

[www.tesaf.unipd.it](http://www.tesaf.unipd.it)

[http://www.veneziaenergia.it/fileadmin/user\\_upload/images\\_pdf/IL\\_LIBRO\\_2009\\_IT.pdf](http://www.veneziaenergia.it/fileadmin/user_upload/images_pdf/IL_LIBRO_2009_IT.pdf)

[http://energia24club.it/articoli/0,1254,51\\_ART\\_102395,00.html?lw=51](http://energia24club.it/articoli/0,1254,51_ART_102395,00.html?lw=51)

<http://www.progettobiomasse.it/>

<https://censimentoagricoltura.istat.it/>

<http://www.gse.it/it/Pages/default.aspx>

[http://www.enama.it/it/biomasse\\_sito.php](http://www.enama.it/it/biomasse_sito.php)

<http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/venditeprovinciali.asp>

[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/statistiche/consumi\\_settore\\_merceologico/consumi\\_settore\\_merceologico\\_province.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/consumi_settore_merceologico/consumi_settore_merceologico_province.aspx)

[http://www.autorita.energia.it/it/dati/elenco\\_dati.htm](http://www.autorita.energia.it/it/dati/elenco_dati.htm)

## **4 IL PROGETTO VERAGRI – SVILUPPO DI UN PROTOTIPO DI GASSIFICATORE ALIMENTATO A BIOMASSA RESIDUALE**

L'analisi degli scenari energetici regionali e la valutazione dei potenziali energetici provinciali ha evidenziato l'importante ruolo ricoperto dalla fonte rinnovabile biomassa, ed in particolare quella residuale, nel promuovere la transizione verso un'economia locale a basse emissioni di carbonio e nel favorire un uso efficiente delle risorse.

Come indicato nella strategia "Europa 2020", per conseguire l'obiettivo comunitario 2020 inerente alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, la priorità, nelle zone rurali italiane, dovrebbe essere data all'energia sostenibile da biomasse nella misura in cui associa effetti positivi in termini di gestione forestale e dei rifiuti e/o sottoprodotti.

In accordo con la strategia europea e con gli scenari energetici regionali, tenendo in considerazione il potenziale reale provinciale, nel 2009 è stato creato un gruppo di lavoro composto dal Dipartimento di Fisica Tecnica (ora Dipartimento di Ingegneria Industriale - DII), il Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali (DTG) e l'azienda florovivaistica "Pronto Giardino snc" per lo sviluppo di un generatore tri-stadio alimentato da scarti di potature derivanti dall'attività florovivaistica.

Il progetto, denominato "VERAGRI - Energie Rinnovabili - Generatore Tristadio a scarti verde per aziende agricole", è stato finanziato dalla Regione Veneto - finanziato nell'ambito della misura 124 - Cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nel settore agricolo, alimentare e forestale - azione nuove sfide - Reg. CE 1698/2005 - P.S.R. Veneto - D.G.R. 745 del 15/03/2010 (Domanda n.1811391).

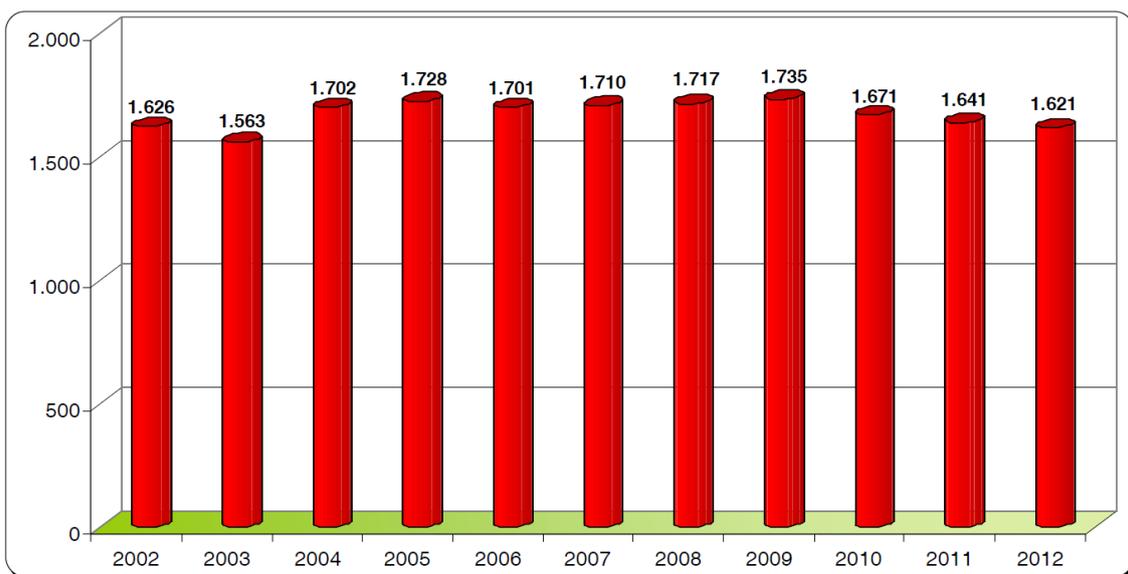
Il progetto ha previsto lo studio, la valutazione e la realizzazione di soluzioni tecniche per l'autosufficienza energetica e la riduzione dell'impatto ambientale dell'azienda florovivaistica "Pronto Giardino snc" (Ente Proponente) tramite la valorizzazione degli scarti verdi derivanti dalle attività di potatura e sfalcio.

L'obiettivo del progetto è stato la ricerca di una soluzione tecnologica innovativa che migliori la competitività dell'azienda agricola tramite la riduzione dei costi e degli impatti ambientali legati sia al trasporto e allo smaltimento dei residui che all'approvvigionamento energetico (energia elettrica e combustibili fossili). Inoltre l'accesso agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili garantisce un reddito integrativo ai proventi dell'attività florovivaistica.

Con la visione di un'azienda agricola a ciclo chiuso, ad impatto zero ed energeticamente autosufficiente è stato realizzato un prototipo di sistema cogenerativo in grado di sfruttare il processo chimico della gassificazione per degradare termicamente gli scarti di potatura e produrre una miscela gassosa combustibile, denominata gas di sintesi (o syngas), da bruciare direttamente nei motori a combustione interna per produrre energia elettrica e calore.

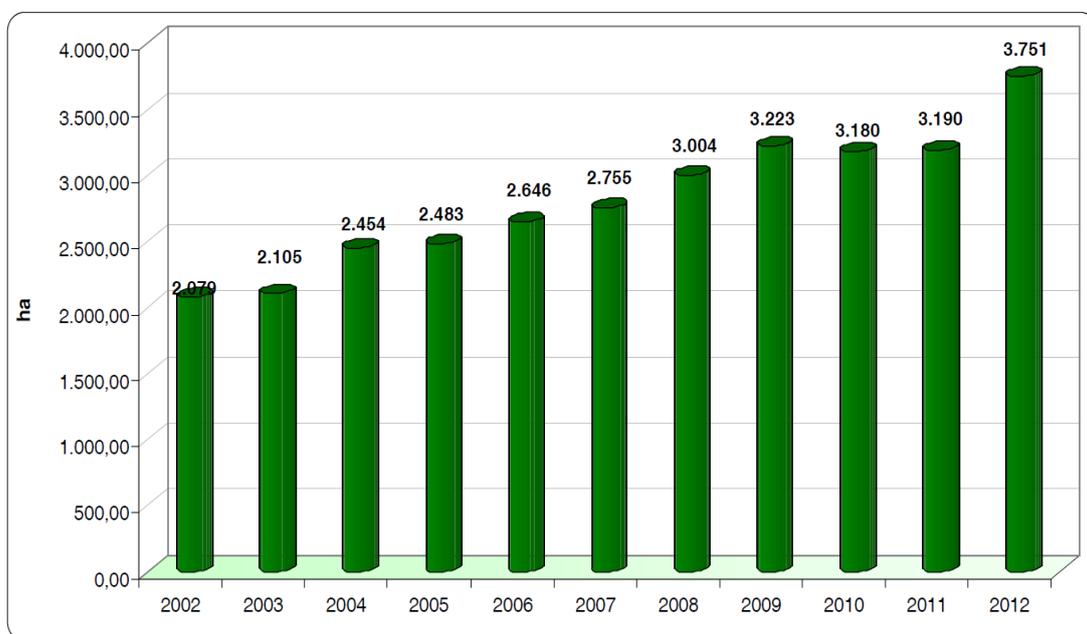
### **4.1 ANALISI DEL CONTESTO**

Allo stato attuale il settore florovivaistico in Veneto presenta una continua flessione del numero di aziende florovivaistiche operative, pari a 1.621 (in diminuzione dell'1,2% rispetto al 2011), riportandosi, di fatto, allo stesso livello di dieci anni fa (grafico di Figura 4-1).



**Figura 4-1 Numero aziende florovivaistiche autorizzate in Veneto (Fonte: elaborazione Veneto Agricoltura su dati Servizio Fitosanitario Regionale del Veneto)**

La superficie florovivaistica nel 2012 è cresciuta di quasi il 18%, portandosi a circa 3.750 ettari (Figura 4-2). Tutte le tipologie di superfici sono aumentate: le superfici in piena aria sono risultate ancora in leggera crescita (2690 ha, +3,5%), in particolare quelle in coltura protetta. Le superfici in serre fredde sono triplicate, superando i 300 ettari, quelle in serre condizionate hanno raggiunto i 460 ettari (+72%), mentre le superfici a vasetteria e ombrai si sono portate a circa 290 ha (+33%)<sup>46</sup>.



**Figura 4-2 Superficie florovivaistica in Veneto (elaborazione Veneto Agricoltura su dati Servizio Fitosanitario Regionale del Veneto)**

<sup>46</sup> “Andamento congiunturale 2012 del comparto florovivaistico” - 21 febbraio 2013 - Veneto Agricoltura

La distribuzione provinciale delle aziende florovivaistiche è evidenziata nella Tabella 4-1. Si vuole evidenziare il caso della provincia di Padova nella quale si concentra circa il 30% delle aziende florovivaistiche venete e che nel 2012 presenta il maggior calo di aziende in termini assoluti di (-12 aziende, -2,4%). Nel territorio provinciale, l'area a maggior concentrazione è locata tra Saonara e Piove di Sacco. **L'azienda Pronto Giardino snc ha sede proprio in questa area, in particolare a Sant'Angelo di Piove di Sacco.**

**Tabella 4-1 Aziende florovivaistiche in Veneto suddivise per provincia (elaborazione Veneto Agricoltura su dati Servizio Fitosanitario Regionale del Veneto)**

PROVINCIA	2011	2012	VARIAZIONE (%)	DISTRIBUZIONE PROVINCIALE (%)
Belluno	46	46	0,0%	2,8%
<b>Padova</b>	<b>503</b>	<b>491</b>	<b>-2,4%</b>	<b>30,3%</b>
Rovigo	120	120	0,0%	7,4%
Treviso	338	337	-0,3%	20,8%
Venezia	230	229	-0,4%	14,1%
Verona	251	244	-2,8%	15,1%
Vicenza	153	154	0,7%	9,5%

## 4.2 SOGGETTI COINVOLTI

Nella sono descritti i soggetti partecipanti con indicato il rispettivo ruolo e le attività svolte nel corso del progetto VERAGRI.

**Tabella 4-2 Soggetti partecipanti, ruolo ed attività svolte nel progetto VERAGRI**

SOGGETTI REFERENTI	RUOLO
<b>PRONTO GIARDINO SNC</b>  <b>Diego De Zuani</b> <b>Zambotti Alberto</b>	<p><b>ENTE PROPONENTE</b></p> <p>Azienda agricola che si occupa di realizzazione e manutenzione di parchi, giardini e campi sportivi.</p> <p>Coadiuvata dall'Ing. Zambotti, collaboratore esterno, l'azienda si è occupata delle seguenti attività:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Coordinamento generale del progetto VERAGRI.</li> <li>2. Pianificazione delle attività, gestione dei rapporti con i partner, valutazione periodica dello stato di avanzamento e del rispetto dei tempi.</li> <li>3. Sviluppo e realizzazione del prototipo di generatore.</li> <li>4. Rapporto con i fornitori, installatori ed officina meccanica.</li> <li>5. Fornitura materia prima per test.</li> </ol>

<p><b>UNIPD - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE</b></p> <p><b>Mazzari Alessandro</b></p> <p><b>De Carli Michele</b></p>	<p><b>PARTNER</b></p> <p>Polo di ricerca e formazione in numerose aree dell'Ingegneria che comprendono l'Ingegneria Aerospaziale, Chimica, Elettrica, dell'Energia, dei Materiali e Meccanica. In particolare le aree coinvolte nel progetto riguardano la fisica tecnica e l'energetica.</p> <p>L'Ing. Mazzari, supervisionato dal prof. De Carli, si è occupato delle seguenti attività:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Studio preliminare del progetto di partenza, elaborazione schemi preliminari del generatore, dimensionamento di massima e valutazione dei parametri di efficienza globale ed intermedia.</li> <li>2. Consulenza tecnica per il dimensionamento del sistema di generazione.</li> <li>3. Analisi dei profili energetici caratteristici del settore florovivaistico in Veneto.</li> <li>4. Analisi dei consumi energetici dell'azienda Pronto Giardino snc ed elaborazione dei profili energetici aziendali.</li> <li>5. Stima dei quantitativi di scarti avviabili al processo di valorizzazione energetica.</li> <li>6. Test operativi, valutazione dei risultati, monitoraggio ed analisi chimiche.</li> </ol>
<p><b>UNIPD - DIPARTIMENTO DI TECNICA E GESTIONE DEI SISTEMI INDUSTRIALI</b></p> <p><b>Rossetti Antonio</b></p> <p><b>Macor Alarico</b></p> <p><b>Benato Alberto</b></p>	<p><b>PARTNER</b></p> <p>Polo di ricerca e formazione nei campi dell' Ingegneria industriale ed economico-gestionale. In particolare le aree coinvolte nel progetto riguardano la meccanica e l'energetica.</p> <p>L'Ing. Rossetti, supervisionato dal prof. Macor, si è occupato delle seguenti attività:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Studio preliminare del progetto di partenza, elaborazione schemi preliminari del generatore, dimensionamento di massima e valutazione dei parametri di efficienza globale ed intermedia.</li> <li>2. Valutazione preliminare dei sistemi di accoppiamento dei motori primi al generatore, dimensionamento del motore a combustione interna e consulenza tecnica nella fase di fornitura del motore e nella fase di costruzione dei sistemi di filtraggio.</li> <li>3. Modellizzazione del sistema di cogenerazione a biomassa.</li> </ol>

### **4.3 ELEMENTI DI INNOVAZIONE NEL PROCESSO, NELLA TECNOLOGIA E NEL PRODOTTO.**

Allo stato attuale, come indicato nel capitolo 3.1, la conversione di biomasse residuali in energia si basa su tre principali processi: i processi di conversione termochimica, biologica e fisico-chimica. I primi comprendono la combustione, la pirolisi e la gassificazione, i secondi sono caratterizzati dalla digestione anaerobica con produzione di biogas e dalla fermentazione con produzione di etanolo. In ultima vi sono i

processi di conversione fisico-chimica riguardanti, in particolare l'estrazioni di oli o la trans-esterificazione per la produzione di biodiesel.

I processi presentano diversi stati di maturità; la combustione, la digestione anaerobica ed aerobica, la fermentazione, l'estrazione di oli e la trans-esterificazione sono ad un elevato stadio di avanzamento ed applicazione, mentre la gassificazione e la pirolisi sono ancora in fase di sviluppo ed inserimento nel mercato.

**Il primo elemento di innovazione è legato alla scelta del processo e della tecnologia di valorizzazione energetica.** La fase di analisi sulla tipologia di biomassa di scarto prodotta dalle attività florovivaistiche del bacino in esame (distretto della Saccisica) ha evidenziato la prevalenza di una componente preponderante di matrice erbacea e lignocellulosica della biomassa molto più adatta a processi di valorizzazione energetica termochimica. La scelta del processo di conversione termochimico è confermata dalle caratteristiche chimiche della biomassa residuale, nonostante il basso rapporto Carbonio/Azoto:

1. Rapporto Carbonio/Azoto pari al 27%.
2. Ridotto contenuto di umidità medio pari al 6%.
3. Potere calorifico inferiore medio pari a 3050 kcal/kg.

In seconda analisi la gassificazione è stata preferita ad altri processi di conversione termochimica, quali combustione e pirolisi, per le seguenti motivazioni:

1. Rispetto alla combustione presenta un maggior rendimento elettrico di conversione. Si preferisce disporre di tale energia in quanto è un vettore energetico che presenta una maggior duttilità considerato nell'arco di una produzione annuale e una maggior redditività economica con gli attuali sistemi di incentivazione presenti.
2. Rispetto alla pirolisi presenta una maggior semplicità impiantistica. Tale fattore è considerato indispensabile nel contesto di riferimento in quanto l'attività in oggetto vuole essere di supporto all'attività primaria di origine agricola e pertanto deve essere caratterizzata dalla minor richiesta di manutenzione possibile.

**Il secondo elemento di innovazione è legato alla scelta della taglia di potenza elettrica e termica.** Nell'ottica di promuovere lo sviluppo di aziende agricole a ciclo chiuso, ad impatto zero ed energeticamente autosufficienti è stato realizzato un prototipo tarato sulle esigenze termiche ed elettriche dell'azienda agricola stessa. Nella fase di progettazione e costruzione non è stata favorita una logica speculativa che portasse a massimizzare l'investimento economico realizzando un prototipo destinato alla produzione di energia elettrica mirato all'ottenimento dell'incentivo più alto. La filosofia progettuale è legata al particolare contesto nel quale si opera, pertanto la potenza e la produzione di energia termica ed elettrica sono tarate sui consumi medi delle aziende in esame e mirano soprattutto a coprire i consumi analizzati e a rendere autosufficiente l'azienda stessa senza esuberi di produzione.

**Il terzo elemento di innovazione è legato alla versatilità del materiale di alimentazione.** La scelta di utilizzare gli elementi di scarto derivanti dalle attività in esame costituisce un'innovazione nel settore tecnologico della gassificazione poiché le attuali macchine in commercio sono alimentate con cippato di legno che rispetta determinati requisiti dimensionali, di composizione e di umidità. La scelta di introdurre materiale che presenta caratteristiche molto disomogenee sia in pezzatura sia in composizione (essenze di legno differenti, presenza di foglie ed aghi, umidità variabile) comporta notevoli complicazioni dal punto di vista tecnico, in particolare compromette la stabilità del processo stesso e comporta modificazioni nella

geometria del reformer (reattore di gassificazione). Il progetto è servito per studiare quali modifiche sono necessarie per gassificare il materiale di scarto e rendere stabile il processo stesso.

**Il quarto elemento di innovazione ha riguardato la collaborazione tra Dipartimento di Ingegneria ed aziende agricole in ambito energetico.** Le aziende florovivaistiche hanno messo a disposizione le informazioni riguardanti i consumi energetici, la tipologia di scarti e competenze culturali, mentre i Dipartimenti di Ingegneria coinvolti hanno fornito il know-how tecnico ed i modelli predittivi per poter realizzare il prototipo. Questa collaborazione ha permesso inoltre di realizzare un database di profili energetici legati alle diverse aziende florovivaistiche e la valutazione della sostenibilità economica ed ambientale degli impianti di generazione di calore ed elettricità che sfruttano la biomassa legnosa come combustibile, applicati al settore della serricoltura.

#### 4.4 DESCRIZIONE DELLE FASI E DELLE ATTIVITA' SVOLTE

Il progetto VERAGRI è stato suddiviso in cinque fasi, caratterizzate dalle attività indicate in Tabella 4-3.

**Tabella 4-3 Descrizione delle fasi del processo con relative attività.**

FASE	ATTIVITA' SVOLTA
<p style="text-align: center;"><b>FASE 0</b></p> <p>Definizione del gruppo di lavoro, obiettivi, tempistiche e responsabili</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Costituzione Associazione Temporanea d'Impresa (ATI) tra i partner progettuali.</li> <li>2. Riunione iniziale di coordinamento e definizione dei compiti.</li> <li>3. Costituzione di un gruppo di lavoro sulla tecnologia e sul processo di valorizzazione energetica e un gruppo di lavoro sui motori primi.</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>FASE 1</b></p> <p>Studio preliminare</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Studio dei profili energetici aziendali (consumi e fabbisogni energetici dell'azienda in termini di energia elettrica, termica (riscaldamento, ACS, raffrescamento) e stima quantitativo di residui organici utilizzabili annualmente e relativa potenza erogabile (Elaborato: Tesi di laurea).</li> <li>2. Analisi delle caratteristiche chimico-fisico della biomassa campione derivante dalla potatura e manutenzione di vivai (Elaborato: Relazione Tecnica) e scelta del processo di valorizzazione energetica.</li> <li>3. Analisi di gassificabilità della biomassa, valutazione della tipologia di reattore, caratterizzazione sperimentale e modellazione del gassificatore (Elaborato: Relazione tecnica).</li> <li>4. Analisi gascromatografica del gas di sintesi e valutazione del motore primo da accoppiare (Elaborato: Relazione Tecnica).</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>FASE 2</b></p> <p>Realizzazione prototipo</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Elaborazione dei disegni tecnici ed esecutivi del reattore di gassificazione.</li> <li>2. Elaborazione dei disegni tecnici ed esecutivi del sistema di filtraggio e dello scambiatore di calore.</li> <li>3. Scelta dei materiali e della strumentazione di misura.</li> <li>4. Realizzazione in officina del reattore di gassificazione, del sistema di filtraggio e dello scambiatore di calore.</li> </ol>

<p style="text-align: center;"><b>FASE 3</b></p> <p style="text-align: center;">Costruzione sistema integrato recupero energetico</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dimensionamento ed acquisto del motore primo da accoppiare al sistema di gassificazione.</li> <li>2. Dimensionamento e realizzazione del sistema di essiccamento e caricamento della biomassa.</li> <li>3. Progettazione del sistema di automazione e controllo, scelta dei parametri e dei sensori.</li> <li>4. Test e valutazioni complessive.</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>FASE 4</b></p> <p style="text-align: center;">consulenza legale e tecnica</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Valutazione delle normative tecniche da rispettare (in particolare il rispetto dei requisiti indicati nella Direttiva Macchine (2006/42/CE) ed analisi dei rischi (Elaborato: Relazione tecnica).</li> <li>2. Valutazione dei limiti di emissioni e dei controlli da eseguire in base alla taglia di potenza dell'impianto e della tipologia di biomassa (Elaborato: Relazione tecnica).</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>FASE 5</b></p> <p style="text-align: center;">divulgazione</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Convegno di presentazione dei risultati e di diffusione della tecnologia della gassificazione con esperti del settore (Elaborato: Atti del convegno).</li> <li>2. Realizzazione di un sito web dedicato al progetto (Elaborato: sito web).</li> <li>3. Affissione di targa pubblicitaria presso la sede di realizzazione.</li> </ol>

## 4.5 PROGETTAZIONE E COSTRUZIONE DEL PROTOTIPO

Rispetto alla descrizione e definizione lineare delle attività presentate in fase di presentazione del progetto, la costruzione del prototipo del sistema di cogenerazione alimentato a biomasse residue si è rivelato un processo molto complesso con interazioni e correlazioni continue tra le diverse attività.

Nei successivi paragrafi sono descritti in dettaglio i passaggi principali della fase di progettazione e costruzione del prototipo, presentando per ciascuna di esse gli obiettivi, i risultati ottenuti e il contributo apportato allo sviluppo del prototipo. Il progetto può essere suddiviso nelle seguenti attività:

1. Analisi dei profili energetici aziendali.
2. Campionamento e caratterizzazione della biomassa residuale.
3. Scelta del processo di valorizzazione energetica.
4. Dimensionamento e realizzazione dell'impianto di cogenerazione costituito dai seguenti sottosistemi:
  - a. sistema di pre-trattamento della biomassa;
  - b. reattore;
  - c. sistema di filtraggio;
  - d. motore primo;
  - e. sistema di controllo;
  - f. sistemi ausiliari.

#### 4.5.1 Analisi dei profili energetici aziendali

La prima fase del progetto ha previsto lo studio dei profili energetici caratteristici (consumi e fabbisogni energetici dell'azienda in termini di energia elettrica, termica (riscaldamento, ACS, raffrescamento) dell'azienda florovivaistica in Veneto e la stima dei quantitativi di residui organici utilizzabili annualmente compresa la valutazione potenziale della potenza e dell'energia ricavabile. Le attività effettuate sono le seguenti:

1. Sopralluoghi tecnici presso aziende florovivaistiche dotate di serre climatiche per la coltivazione
2. Analisi tramite software dinamico (TRNSYS) dei profili termici e dimensionamento di massimo sistema di produzione calore.
3. Analisi tecnico-economica delle diverse soluzioni tecniche.

L'obiettivo del lavoro è la valutazione della sostenibilità economica e ambientale degli impianti di generazione di calore ed elettricità che sfruttano la biomassa legnosa come combustibile, applicati al settore della serricoltura. In prima analisi si è valutata la fattibilità del recupero della biomassa di scarto derivante dall'attività interna dell'azienda stessa, analizzando la tipologia, la quantità e le proprietà fisiche e chimiche della biomassa.

Successivamente si è ricavato il fabbisogno termico e l'andamento dei consumi energetici delle serre di alcune aziende situate nella zona del nord-est Italia, mediante analisi dinamica elaborata dal software Trnsys.

Infine è stata elaborata una valutazione tecnico-economica che, in base ai risultati ottenuti dall'analisi dinamica (risultati confrontati direttamente con i proprietari delle aziende, che ne hanno confermato la validità), analizzasse la fattibilità finanziaria di un intervento di sostituzione dell'attuale impianto di generazione del calore con l'installazione di un nuovo impianto a biomassa.

Per maggiori dettagli si rimanda alla tesi redatta dall'Ing. Prina dal titolo "Analisi di soluzioni innovative per il riscaldamento delle serre: la cogenerazione a biomassa e la geotermia".

#### 4.5.2 Campionamento e caratterizzazione della biomassa residuale<sup>47</sup>

La prima valutazione effettuata è stata l'analisi delle caratteristiche chimico-fisiche della biomassa a disposizione. I campioni provengono dalle attività di potatura di vivai e si presentano molto disomogenei tra loro sia in pezzatura sia in composizione (essenze di legno differenti, presenza di foglie ed aghi) e presentano un andamento ed una varietà di essenza legata alla stagionalità delle piante.

Le proprietà chimico-fisiche analizzate sono state:

- le dimensioni,
- l'umidità,
- il contenuto di ceneri,
- il potere calorifico superiore,
- analisi elementare dei campioni di biomassa.

---

<sup>47</sup> Le seguenti attività sono state svolte in collaborazione con l'Ing. Pedrazzi e l'Ing. Allesina del BEELAB – Bio-Energy Efficiency Laboratory - del Dipartimento di Ingegneria "Enzo Ferrari" dell'Università di Modena e Reggio Emilia

In prima istanza sono stati analizzati campioni di biomassa aventi differenti pezzature vagliando i campioni tramite vagli con diametri equivalenti differenti. Sono stati selezionati due campioni di biomassa: un campione vagliato con diametro medio equivalente di circa 2 cm, identificato come "campione di biomassa grossa", ed un altro campione non vagliato con diametro medio equivalente di circa 1 cm identificato come "campione di biomassa fine". In Figura 4-3 e Figura 4-4 sono illustrati i due campioni in oggetto.

Successivamente sono state compiute altre 3 analisi su campioni di biomassa con composizione e pezzature differenti.



**Figura 4-3 "Campione di biomassa grossa"**



**Figura 4-4 Campione di biomassa fine**

Per la misura dell'umidità relativa della biomassa si è utilizzata una bilancia della serie PCE MB 200™ illustrata nella Figura 4-5. Tale bilancia permette di monitorare e quantificare il contenuto in umidità dei

campioni in esame mediante sistema di riscaldamento controllato in temperatura tramite lampada infrarossi. La velocità di riscaldamento della camera è di 40 °C/min; il programma di misura termina nel momento in cui la bilancia rileva un peso costante nel campione per un tempo superiore a 15 s. Questa tecnica, consente di eseguire una prova di umidità in tempi estremamente ridotti pur mantenendo contenuti gli errori di misura.



**Figura 4-5 Bilancia per la misura dell'umidità relativa della biomassa**

L'analisi elementare dei campioni è stata invece effettuata tramite analizzatore EA 1110 CHNS-O in grado di rilevare la percentuale in massa di carbonio, idrogeno, azoto, zolfo ed ossigeno (quest'ultimo per differenza rispetto agli altri elementi ed alle ceneri) del campione di biomassa essiccato (Figura 4-6).



**Figura 4-6 Analizzatore EA 1110 CHNS-O**

Il potere calorifico superiore della biomassa è stato determinato sperimentalmente per mezzo della bomba calorimetrica di "Mahler" all'interno della quale la sostanza viene bruciata in atmosfera di ossigeno compresso, in un recipiente chiuso, ad una pressione di 20 ÷ 25 bar. In tal modo la reazione avviene a volume costante, ed il calore che si sviluppa coincide con la differenza dell'energia interna del sistema ( $\Delta U$ ). Nella Figura 4-7 si illustra il calorimetro utilizzato per la prima serie di prove.



**Figura 4-7 Calorimetro a bomba di Mahler**

Infine il contenuto di ceneri in massa nei due campioni di biomassa è stato ottenuto dopo un trattamento termico per 4 ore a 550 gradi in forno. I risultati delle analisi chimico-fisiche delle tipologie di biomasse hanno portato alla determinazione dei parametri evidenziati in Tabella 4-4.

**Tabella 4-4 Parametri chimico-fisici dei campioni di biomassa**

PARAMETRO	UNITA' DI MISURA	BIOMASSA GROSSA	BIOMASSA FINE
Umidità relativa	% m/m	4,79	7,06
Percentuale di carbonio	% m/m	45,42	46,912
Percentuale di idrogeno	% m/m	6,31	7,32
Percentuale di azoto	% m/m	1,68	1,71
Percentuale di zolfo	% m/m	0	0
Percentuale di ossigeno	% m/m	30,41	37,14
Potere calorifico superiore	MJ/kg	14,4	13,1
Percentuale di ceneri	% m/m	16,18	6,91

### 4.5.3 Processo e tecnologia di valorizzazione energetica

Come evidenziato in precedente le caratteristiche chimico-fisiche della biomassa residuale (Rapporto C/N pari al 27%, contenuto di umidità medio pari al 6% e PCI pari a 3050 kcal/kg), nonostante il basso rapporto Carbonio/Azoto, portano a preferire un processo termochimico di valorizzazione energetica.

Tra i diversi processi termochimici (combustione, gassificazione e pirolisi) è stata preferita la gassificazione per i motivi sovraesposti quali:

1. Rispetto alla combustione presenta un maggior rendimento elettrico di conversione. Si preferisce disporre di tale energia in quanto è un vettore energetico che presenta una maggior duttilità considerato nell'arco di una produzione annuale e una maggior redditività economica con gli attuali sistemi di incentivazione presenti.
2. Rispetto alla pirolisi presenta una maggior semplicità impiantistica. Tale fattore è considerato indispensabile nel contesto di riferimento in quanto l'attività in oggetto vuole essere di supporto all'attività primaria di origine agricola e pertanto deve essere caratterizzata dalla minor richiesta di manutenzione possibile.

La reazione di gassificazione avviene attraverso tre stadi caratterizzati dai processi di pirolisi, ossidazione e riduzione.

Il **primo stadio di gassificazione (pirolisi)**, a temperature comprese tra 400-800°C, è un processo di decomposizione termochimica della sostanza organica tramite apporto di calore e in completa assenza di un agente ossidante. Dalla reazione si sviluppano i seguenti prodotti:

1. **Gas di pirolisi**, costituito principalmente da N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, idrocarburi come etano, etilene e piccole percentuali di composti organici gassosi e vapore d'acqua.
2. **Char (frazione solida)**, costituita da solidi organici non convertiti, compreso il carbonio solido residuo e materiali inorganici.
3. **Tar (frazione liquida)**, contenente sostanze organiche, quali acidi, alcoli, aldeidi, chetoni, esteri e composti fenolici con basso peso molecolare medio.

Il **secondo stadio di gassificazione (ossidazione)**, corrisponde ad un processo di combustione delle sostanze carboniose prodotte nel primo stadio e parte della biomassa fresca in condizioni sottostechiometriche (difetto d'aria) in modo da fornire il calore necessario alle reazioni endotermiche di gassificazione.

Il **terzo stadio di gassificazione (riduzione)**, è caratterizzato da reazioni esotermiche ed endotermiche tra il carbonio solido presente, i prodotti della pirolisi e dell'ossidazione aventi luogo in una zonda denominata letto di riduzione.

1. **I prodotti della reazione di gassificazione**<sup>48</sup> sono i prodotti indicati in Tabella 4-5<sup>49</sup>:

---

<sup>48</sup> Manfrida G. - "Introduzione alla gassificazione e purificazione gas" - Università degli Studi di Firenze, 2006

<sup>49</sup> Tratto da Galeno G., "Modellizzazione di un micro cogeneratore basato sulla tecnologia MCFC accoppiata ad un gassificatore di biomassa", Università degli Studi di Padova - Dottorato di ricerca XIX ciclo in Ingegneria Civile e Meccanica, 2007.

**Tabella 4-5 Composizione percentuale tipica (%) di un syngas da biomassa a seconda dell'agente ossidante**

	<b>ARIA</b>	<b>OSSIGENO</b>	<b>VAPORE</b>
<b>CO</b>	12-15	30-37	32-41
<b>CO<sub>2</sub></b>	14-17	25-29	17-19
<b>H<sub>2</sub></b>	9-10	30-34	24-26
<b>CH<sub>4</sub></b>	2-4	4-6	12,4
<b>N<sub>2</sub></b>	56-59	2-5	2.5

2. **Fase liquida**, composta da acqua, idrocarburi pesanti condensabili, metalli alcalini (sodio e potassio).
3. **Fase solida**, composta da carbonio residuo che non ha preso parte alle reazioni (char), particolato, assieme ad altre sostanze come ossidi di alluminio, silicio, ecc..

Il syngas ottenuto contiene impurezze di origine organica ed inorganica. Tra le impurezze inorganiche si considerano l'idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S), l'acido cloridrico (HCl), acido cianidrico (HCN) e l'ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e tracce di metalli alcalini provenienti da impurità della biomassa di partenza come può succedere a causa della presenza di zolfo e cloro.

Le impurezze organiche rappresentano invece una classe molto ampia di sostanze che vanno dagli idrocarburi leggeri a strutture ad alto peso molecolare di idrocarburi policiclici aromatici, e all'interno di questa distribuzione è presente il tar (catrame)<sup>50</sup>. Come affronteremo in dettaglio nei paragrafi seguenti, il livello di filtrazione e depurazione richiesto per il syngas dipende dalla sua utilizzazione finale.

Anche il potere calorifico (PCS) del syngas è influenzato notevolmente dalla tipologia di biomassa e dell'agente ossidante. Nel caso di utilizzo di aria il gas di sintesi presenta un basso contenuto energetico specifico, sull'ordine di 4-6 MJ/Nm<sup>3</sup>, operando invece con ossigeno puro come agente gassificante si ottiene un gas con un potere calorifico più elevato, con valori tra 12 e 18 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Allo stato attuale sono disponibili molteplici tipologie di gassificatori, distinti in funzione del metodo di gassificazione:

- **Tipo diretto** - la reazione di gassificazione avviene completamente all'interno di un unico reattore, nel quale la reazione di combustione di una parte dei prodotti pirolitici fornisce il calore necessario per la pirolisi e la gassificazione stessa.
- **Tipo indiretto** - la combustione avviene in un combustore separato, utilizzando un vettore termico, quale sabbia, per trasferire il calore alla camera di gassificazione.

Ulteriori criteri di classificazione dei gassificatori sono: la pressione di esercizio, l'agente gassificante utilizzato, il tipo di costruzione interna. Il funzionamento a pressione atmosferica permette una configurazione d'impianto, una gestione delle ceneri e dell'alimentazione della biomassa ed una filtrazione relativamente più semplice rispetto al funzionamento in pressione che, seppure più complesso e più costoso, permette di ottenere un gas di sintesi più pregiato e di recuperare energia dall'eventuale espansione del gas

---

<sup>50</sup> secondo la definizione fornita dal Comitato Europeo per la standardizzazione (CEN) è costituito da "tutti i composti organici presenti nei gas prodotti durante la gassificazione esclusi gli idrocarburi gassosi da C1 a C6"

stesso. In Tabella 4-6 sono riportate le tipologie di gassificatori presenti attualmente in commercio o allo stadio prototipale suddivisi in base alle caratteristiche operative di funzionamento:

**Tabella 4-6 Tipologie di gassificatori di biomassa (fonte:Quaak)**

GASSIFICATORE	ATMOSFERICO	PRESSURIZZATO	ACRONIMO
A letto fluido circolante	X	X	C.F.B. (Circulating Fluidized Bed)
A letto fluido bollente	X	X	B.F.B. (Bubbling Fluidized Bed)
A letto fisso controcorrente	X		U.G. (Updraft Gasifier)
A letto fisso equicorrente	X		D.G. (Dawndraft Gasifier)
A letto trascinato	X		E.B.G. (Entrained Bed Gasifier)
A ciclone	X		C.G. (Cyclonic Gasifier)

Le diverse tipologie di gassificatori presentano parametri di funzionamento, condizioni operative, rendimenti e taglie caratteristiche che permettono di identificare la tecnologia adatta al contesto e alle esigenze specifiche del caso in esame (Tabella 4-7).

**Tabella 4-7 Parametri di funzionamento, condizioni operative, rendimenti e taglie caratteristiche delle principali tecnologie di gassificazione**

GASSIFICATORE / PARAMETRO	D.G.	U.G.	C.F.B.	B.F.B.
Temperatura (°C)	700 - 1.200	700 - 900	< 900	< 900
Agente Ossidante	Aria	Aria	Aria	Aria
Livello di Tar	Basso	Alto	Intermedio	Intermedio
Controllo	Facile	Molto Facile	Intermedio	Intermedio
Scala (MW)	< 5	< 20	10-100	20 - ??
Portata di biomassa (t/h)	0,1 - 0,7	0,2 - 10	0,3 - 15	2 - 3
Materiale in alimentazione	Molto critico	Critico	Meno critico	Meno critico
PCS Syngas (MJ/Nm <sup>3</sup> )	4,5 - 6	4,5 - 6	4 - 6	5 - 6,5
Temperatura del Syngas (°C)	400 - 1.000	100 - 400	500 - 900	700 - 1.100
Efficienza (%)	70 - 90	60 - 80	70 - 80	75 - 85

La scelta di realizzare il prototipo sviluppando una tecnologia specifica di gassificazione è legata alle seguenti osservazioni derivanti dall'analisi del contesto in esame e delle caratteristiche tipiche dei gassificatori:

1. L'analisi dei profili energetici tipici delle aziende florovivaistiche presenta un profilo annuale discontinuo con picchi termici invernali ed assenza di richiesta termica estiva. La potenza di picco termica richiesta raramente è superiore alla potenza di 1 MW. Un dimensionamento di massima in assetto cogenerativo, basato sul profilo energetico aziendale annuale, propende per una **potenza termica variabile dai 50 (cinquanta) ai 100 (cento) kW termici**.
2. La disponibilità annuale di materie prime di scarto derivanti dalle attività florovivaistiche aziendali è modesta e presenta un profilo stagionale. Nel caso di funzionamento cogenerativo per 8.000 ore/anno è garantita una **portata di biomassa in alimentazione non superiore ai 100-150 kg/h**.
3. L'alto contenuto in ceneri, le differenze nella composizione e il basso potere calorifico impongono la necessità di adottare un **reattore il più possibile flessibile e capace di garantire un elevato rendimento**. La forte disomogeneità dimensionale impone invece una fase di pretrattamento della biomassa in ingresso con una fase di depolverazione e vagliatura od eventuale bricchettatura.
4. Il mercato di riferimento del prototipo è il mercato agricolo. Ciò comporta lo **sviluppo di una tecnologia che sia semplice, di facile gestione e manutenzione per gli operatori**.
5. La volontà di realizzare un sistema cogenerativo in grado di produrre anche energia elettrica richiede un **syngas il più possibile privo di impurezze** in modo da poter soddisfare i requisiti di utilizzo in motori primi utilizzando sistemi di filtraggio semplici e non troppo onerosi.

Per le motivazioni sopraesposte la tipologia di gassificatore scelta è ricaduta su micro-reattori a **letto fisso equicorrente (Downdraft Gasifier)** che presentano una struttura molto semplice, una notevole versatilità nei confronti della biomassa e un discreto livello di pulizia del gas prodotto in particolare nei confronti degli idrocarburi pesanti in quanto, presentano temperature più elevate nel gassificatore, rispetto al caso controcorrente che permettono di scindere gli idrocarburi mediante azione termica (cracking termico). In particolare sono state valutate due tipologie di reattori: Imbert e Downdraft Stratified (Figura 4-8).

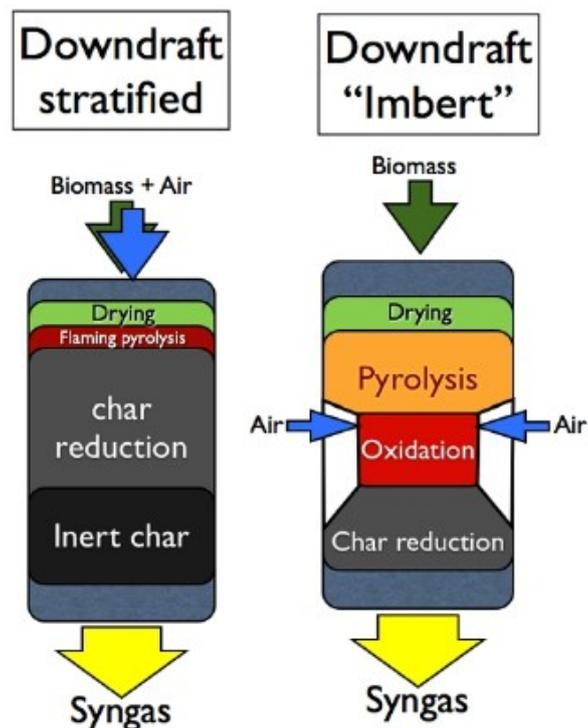


Figura 4-8 Tipologie di gassificatori a letto fisso equicorrente (Downdraft Stratified e Downdraft "Imbert").

In entrambe le tipologie di gassificatore a letto fisso equicorrente la biomassa e l'agente gassificante, aria o vapore, sono introdotti dall'alto. Nella tipologia "Imbert" è presente una restrizione della sezione nella quale viene immessa l'aria preriscaldata, attraverso tubi attorno al reattore principale, per ottenere un aumento della temperatura nella zona di ossidazione. Il processo di gassificazione è costituito da:

1. Una fase comune di **essiccazione (Drying)** della biomassa comune ad entrambe le tipologie sfruttando il calore prodotto dalle reazioni esotermiche della gassificazione;
2. Una fase di **pirolisi (Pyrolysis)** della biomassa con produzione di syngas, tar e char.
3. Una fase di **ossidazione (Oxidation)** nella quale parte dei prodotti della pirolisi e la biomassa bruciano con aria stechiometrica per fornire il calore richiesto. Nella tipologia "stratified" si assiste al processo denominato "*flaming pyrolysis*" in cui i prodotti della fase di pirolisi sono interessati da un processo di combustione caratterizzato da una quantità d'aria sottostechiometrica.
4. Infine la fase di **gassificazione (char reduction)** nella quale i gas prodotti nelle fasi precedenti reagiscono con il residuo carbonioso solido per produrre ulteriore CO e H<sub>2</sub>;
5. terminate le reazioni il gas viene prelevato dal fondo ed il residuo carbonioso solido e le ceneri cadono attraverso la griglia inferiore.

Per verificare la gassificabilità della biomassa a disposizione, analizzare le proprietà chimico-fisiche del syngas e delle impurezze prodotte ed individuare la configurazione ottimale del reattore di gassificazione sono stati effettuati alcuni test presso il BEELAB (Bio-Energy Efficiency Laboratory - del Dipartimento di Ingegneria "Enzo Ferrari" dell'Università di Modena e Reggio Emilia).

La campagna sperimentale ha previsto l'utilizzo di un reattore G.E.K. sperimentale, prodotto dall'azienda californiana All Power Labs. Il sistema è stato alimentato con i due campioni di biomassa aventi due differenti pezzature ed è stato valutato il loro comportamento in due diverse tipologie di reattori: Imbert e Downdraft Stratified (Figura 4-9).



Figura 4-9 Componenti del sistema Tower Of Total Thermal Integration (TOTTI) (fonte: All Power Labs)

La biomassa è stoccata in un serbatoio denominato “hopper”, ovvero una tramoggia di carico posta sopra il reattore di gassificazione che alimenta il sistema garantendo un funzionamento in continuo massimo di 10 ore. Posto sotto il serbatoio vi è l’essiccatore (drying bucket), costituito da un condotto principale dove una coclea movimentata la biomassa e da una camicia esterna in cui è fatto circolare il syngas prodotto in modo tale da cedere il proprio calore al cippato di legno per preriscaldarlo ed abbassare il tenore di umidità al di sotto del 20% (condizione essenziale per il funzionamento del sistema). Grazie alla coclea la biomassa è introdotta nel reattore a letto fisso equicorrente di tipo “Imbert” (Figura 4-10).

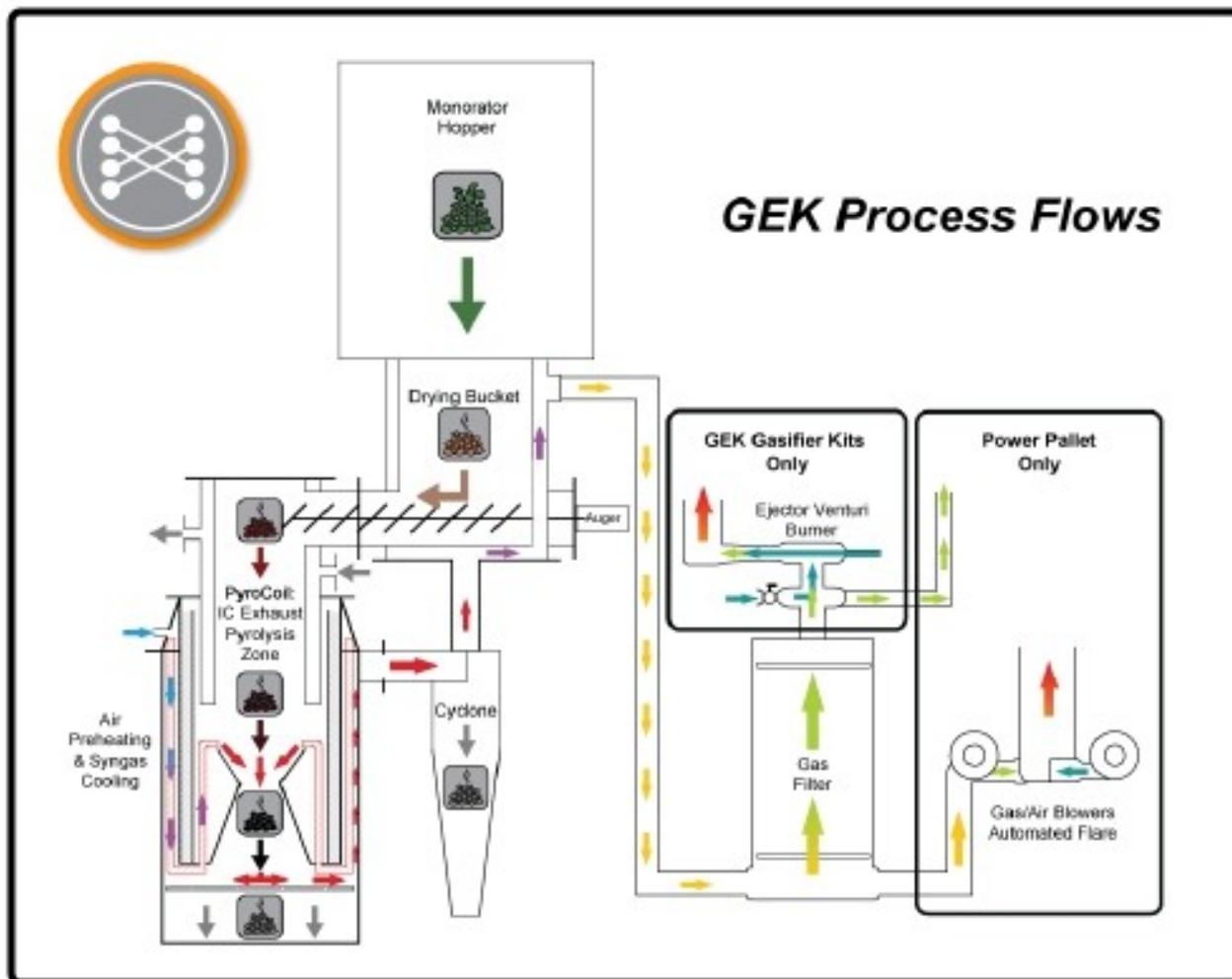


Figura 4-10 Schema di processo del gassificatore GEK (fonte: All Power Labs)

Il syngas prodotto dalla reazione di gassificazione, viene aspirato dal fondo del reattore e depurato in un ciclone separatore (Cyclone) ed in un biofiltro (Gas Filter) prima di essere inviato al successivo stadio di combustione in una torcia. Tutto il sistema è in depressione tramite un eiettore (ejector Venturi) azionato ad aria compressa, che fornisce contestualmente l’aria necessaria alla combustione del syngas prodotto.

Sul coperchio del serbatoio è presente una valvola di sfogo nel caso in cui in sistema dovesse trovarsi in pressione (anziché in depressione). La sua presenza permette, aprendosi, di evitare la combustione incontrollata del syngas all’interno del sistema (con conseguente combustione della biomassa fresca).

Il gassificatore è del tipo downdraft Imbert, caratterizzato dalla presenza di ugelli in prossimità di un restringimento, detta gola, in cui avviene la maggior parte delle reazioni di combustione e della successiva

gassificazione. Ad un'altezza di circa un terzo del reattore sono presenti cinque ugelli disposti radialmente, che permettono all'aria calda di entrare nel reattore tra le scaglie di legno.

Durante il funzionamento l'aria in ingresso brucia una parte della biomassa presente (una combustione in carenza di ossigeno), fornendo così calore per la pirolisi di tar, olii ed una parte della carbonella presente al di sopra degli ugelli. Sotto la zona di combustione (mantenuta di fronte agli ugelli) è presente il letto di riduzione, dove i prodotti gassosi della pirolisi vengono fatti reagire con il char, ottenendo così una miscela combustibile composta principalmente da CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> (quest'ultimo presente nell'aria aspirata).

Prima di entrare nel reattore, l'aria è preriscaldata passando in tubi avvolti attorno al reattore principale ottenendo così un aumento della temperatura di combustione. Una serie di modifiche è stata fatta sul reattore per migliorarne il suo isolamento termico, inserendo tre diversi isolanti nel sistema, che sono lana di vetro, sepiolite e aria.

Per ottenere la configurazione "Stratified" si è provveduto alla sostituzione della parte centrale del reattore GEK. Sono state mantenute le camicie isolanti esterne ed il metodo di movimentazione del gas, ma la parte interna è stata interamente sostituita con una camicia tubolare in acciaio. Una piastra di copertura è stata posta sulla sommità del reattore al fine di ridurre le dispersioni per irraggiamento da parte della zona di flaming pyrolysis, lasciando circonferenzialmente una luce di 3 cm per permettere il passaggio dell'aria (Figura 4-11). Il diametro del reattore è pari a 26 cm mentre l'altezza del letto è di 50 cm.



**Figura 4-11** modifiche introdotte per rendere il gassificatore a letto fisso equicorrente stratificato (fonte: BEELAB)

Determinati i parametri chimico-fisici della biomassa in ingresso, come indicato nel paragrafo precedente, è stato analizzato il **comportamento della biomassa durante la reazione di gassificazione in entrambe le configurazioni del gassificatore**, monitorando gli andamenti di temperatura all'interno del reattore e in

alcuni punti caratteristici del sistema. I sensori di temperatura adottati sono delle termocoppie di tipo K collegate al sistema di acquisizione Pico TC-08 Thermocouple data logger.

La sperimentazione iniziale nella configurazione “Imbert” ha portato alla produzione di un syngas con caratteristiche chimico-fisiche insufficienti per sostenere la successiva combustione in torcia. La causa principale è stata individuata nella biomassa utilizzata per la sperimentazione poiché presenta caratteristiche tali da essere non idonea per gassificatori nella configurazione “Imbert”. Tale configurazione presenta le seguenti problematiche:

1. la presenza del restringimento limita il range di pezzatura della biomassa gassificabile (senza dover ricorrere a pretrattamenti);
2. l’umidità della biomassa in ingresso non deve superare il 20%
3. non può essere utilizzato impianti di grandi dimensioni perché l’aria che entra lateralmente non sarebbe più in grado di penetrare completamente nella biomassa.

I risultati hanno evidenziato che la biomassa troppo fine o disomogenea come quella impiegata non permette un’adeguata penetrazione da parte degli ugelli che immettono l’agente ossidante nel reattore.

Inoltre il contenuto di ceneri basso-fondenti, unito con fenomeni di impacchettamento (slugging) e bridging-channeling, comporta la continua formazione di agglomerati (Figura 4-12). Questi agglomerati ricoprono intere zone del reattore costringendo l’aria verso spazi sempre più angusti ed aumentando localmente sia equivalence ratio<sup>51</sup> sia hearth load<sup>52</sup>. Questo fenomeno, portando ad un aumento localizzato delle temperature, favorisce la coalescenza e fusione di un numero sempre maggiore di specie, innescando un circolo vizioso di accrescimento che porta, in tempi brevi al blocco del gassificatore.



**Figura 4-12 Agglomerati dovuti al contenuto di ceneri bassofondenti**

---

<sup>51</sup> L’ “equivalent ratio”, o rapporto di equivalenza, è un parametro definito come la quantità di aria immessa nel sistema rispetto alla quantità d’aria richiesta per una combustione stechiometrica. Al variare del rapporto di equivalenza il processo di conversione può essere identificato come pirolisi (ER=0), gassificazione (ER=0,25-0,5) o combustione (ER=1).

<sup>52</sup> L’ “hearth load” è definito come la quantità di syngas prodotto rapportato alla superficie della restrizione.

La modifica del reattore nella configurazione “Stratified” ha permesso il funzionamento continuo del reattore per alcune ore, nonostante l’eterogeneità della biomassa di partenza, potendo così determinare i profili delle temperature e le caratteristiche chimico-fisiche dei prodotti della reazione di gassificazione: il gas di sintesi ed i prodotti secondari, quali catrami.

In Figura 4-13 sono indicati gli andamenti di temperatura all'interno del reattore e di alcuni punti caratteristici del sistema durante una prova con biomassa grossa in condizioni di regime. Il canale 1 è la temperatura alla fine della zona di riduzione in prossimità della grata, il canale 2 è la temperatura di flaming pyrolysis, il canale 3 rappresenta la temperatura di fiamma del syngas nella torcia ed il canale 5 è la temperatura ambiente.

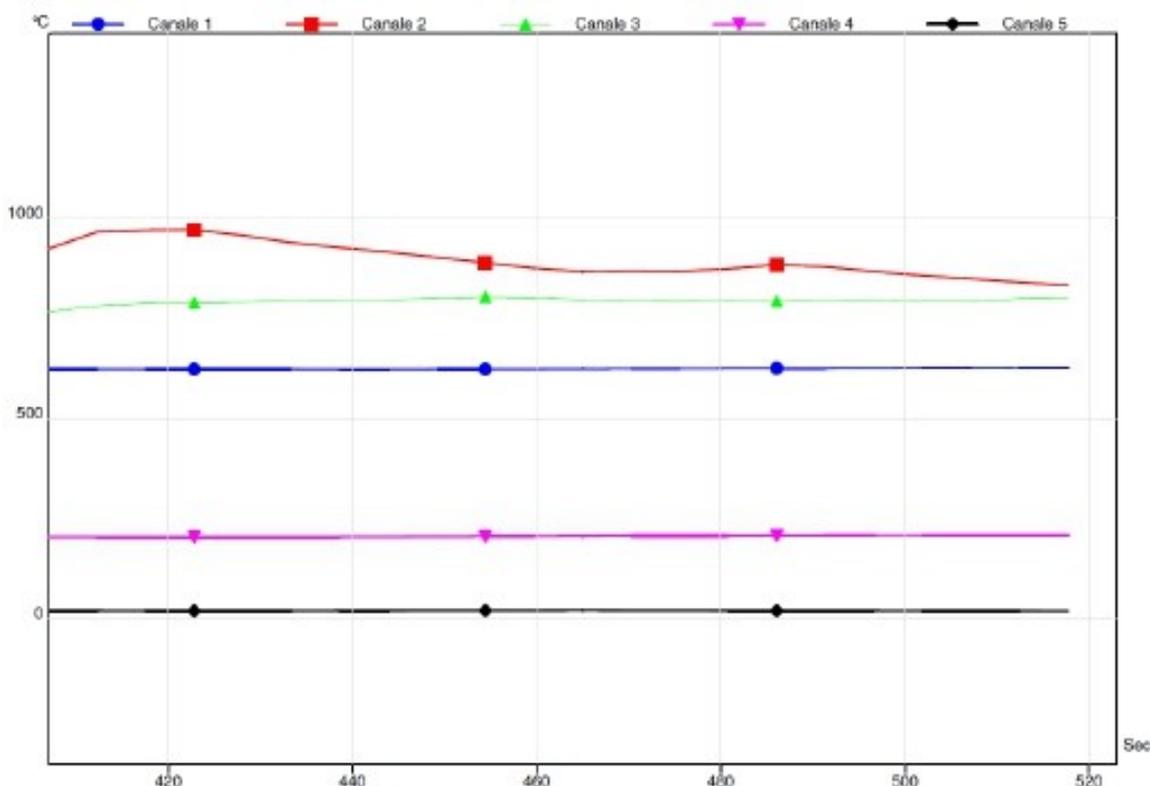


Figura 4-13 Stratigrafia reattore e temperature caratteristiche

Per quanto riguarda l’**analisi del contenuto di catrami** si è proceduto con il metodo descritto nel documento TAR sampling protocol sviluppato dalla commissione europea per l’energia. Dopo un tempo adeguato di start-up, si è proceduto con lo spillamento di una corrente di gas dal ciclone.

La fase successiva prevede l’aspirazione di un volume noto di syngas ed il suo passaggio attraverso una serie di bottiglie-gorgolatori (Figura 4-14) riempite come di seguito descritto:

1. Bottiglia contenente acqua distillata. L’impiego di acqua è consigliato nella bottiglia iniziale in modo da non mettere immediatamente a contatto il gas caldo con solventi volatili.
2. 200 ml di acetone.
3. 200 ml di acetone.
4. 200 ml di acetone.

5. 200 ml di acetone.
6. Bottiglia vuota di controllo (in caso di aspirazione a velocità troppo elevate si noterà un deposito in questa bottiglia).

Tutte e sei le bottiglie sono state poste in un recipiente contenente acqua corrente. Il costante flusso di acqua a 12-18° C permette di minimizzare l'evaporazione dell'acetone e dei composti volatili presenti nel gas. Una volta terminate le prove, il contenuto delle bottiglie è stato raccolto in due beute raffigurate in Figura 4-14. Si è proceduto analizzando i due liquidi tramite gascromatografia, calcolando poi a ritroso il contenuto di acetone.

Per ricavare **la concentrazione di catrami** nel gas di partenza è sufficiente procedere nel seguente modo: noto il contenuto di acetone e di acqua aggiunta alla prima bottiglia, e nota la concentrazione finale di acetone, è possibile calcolare il volume di tar raccolti come differenza tra la concentrazione finale. Si è poi proceduto al **calcolo della frazione volumetrica del particolato contenuto nel gas di sintesi** procedendo per filtrazione su carta e successiva riduzione del volume dei campioni mediante rotavapor a 60 °C e stufa a 105 °C per 3 ore.



**Figura 4-14 Beute utilizzate per l'analisi del Tar nel syngas**

Per quanto riguarda l'**analisi del syngas**, contenendo composti volatili e fotosensibili, si è proceduto aspirando il syngas all'interno di bombole con l'ausilio di un compressore per evitare l'aspirazione di aria. La strumentazione utilizzata è composta da un gas cromatografo GC20 con detector TCD e da un misuratore di umidità del gas AN310 con funzionamento per cella elettrolitica. La portata media di syngas generato è stata valutata tramite un diaframma calibrato ed un manometro seguendo la procedura norme ISO 5167 e CR-UNI 10023.

I risultati delle analisi gascromatografica relativi ai 4 campioni di syngas sono rappresentati dai parametri evidenziati nella Tabella 4-8.

**Tabella 4-8 Risultati delle analisi gascromatografiche relative ai campioni di syngas prodotto**

PARAMETRO	Unità di misura	BIOMASSA GROSSA		BIOMASSA FINE	
		Campione 1	Campione 2	Campione 1	Campione 2
Frazione molare Idrogeno	%	7,6	4,7	12,4	6,2
Frazione molare Ossigeno	%	0,0	2,0	1,0	3,0
Frazione molare Metano	%	2,6	1,0	2,2	2,1
Frazione molare Monossido di Carbonio	%	15,7	17,8	16,3	11,9
Frazione molare Biossido di Carbonio	%	17,1	14,0	17,1	21,5
Frazione molare Azoto	%	56,9	62,5	52,0	58,4
Potere calorifico superiore	MJ/Nm <sup>3</sup>	4,00	3,24	4,53	3,12

I risultati complessivi delle prove sperimentali sono poi riassunti nella Tabella 4-9 in cui il rendimento di gassificazione a gas freddo è stato calcolato rapportando la potenza termica generata dal syngas prodotto con la potenza chimica entrante della biomassa umida.

**Tabella 4-9 Parametri riassuntivi dei risultati delle prove sperimentali**

PARAMETRO	Unità di misura	BIOMASSA GROSSA	BIOMASSA FINE
Consumo biomassa umida	kg/h	14,88	15,16
Potere calorifico inferiore biomassa	MJ/kg	13,60	11,94
Portata media di syngas	Nm <sup>3</sup> /h	35,25	28,75
Potere calorifico superiore syngas	MJ/Nm <sup>3</sup>	3,62	3,825
Rendimento di gassificazione	%	63,06	60,75
Produzione di TAR+condensato	% v/v	0,7	0,7
Produzione particolato syngas	% v/v	0,08	0,21
Produzione di char+ash	kg/h	2,51	1,05

Una prima osservazione da trarre è la maggior efficienza della gassificazione nel caso di utilizzo di biomassa grossa. La motivazione risiede nel maggior potere calorifico della stessa e nella maggiore produzione di syngas a parità delle condizioni al contorno in quanto la resistenza fluidodinamica del letto di biomassa è minore ed è molto più stabile ed efficiente la riduzione del char in virtù della pezzatura maggiore dello stesso.

In sintesi, i test effettuati, nonostante evidenziassero numerose criticità, hanno dimostrato la gassificabilità della biomassa derivante dagli scarti di potatura dell'azienda florovivaistica. Inoltre è preferibile una configurazione "Stratified" per quanto riguarda la tecnologia di gassificazione a letto fisso equicorrente.

#### 4.5.4 Sviluppo del prototipo e lay-out impianto

I test propedeutici effettuati presso il BEELAB hanno permesso di individuare i sistemi che devono costituire l'impianto di gassificazione e la tecnologia ideale per gassificare le biomasse residuali dell'azienda florovivaistica.

Lo schema impiantistico prevede la realizzazione e l'interconnessione dei seguenti sistemi (Figura 4-15):

1. Sistema di pre-trattamento, essiccamento e carico della biomassa (tratteggio marrone).
2. Reattore di gassificazione basato sulla tecnologia a letto fisso equicorrente di tipo "Stratified" (tratteggio arancione).
3. Sistema di filtrazione del syngas (tratteggio verde).
4. Sistema di generazione di energia elettrica (tratteggio azzurro).
5. Sistema di recupero termico (tratteggio rosso).
6. Sistema di controllo (tratteggio nero).

#### 4.5.5 Sistema di stoccaggio, pre-trattamento, essiccamento e carico della biomassa

La fase di analisi sulla tipologia di biomassa residuale ed i test di gassificazione effettuati hanno evidenziato la necessità di introdurre soluzioni tecniche in grado di ridurre la disomogeneità dimensionale, l'alto contenuto di ceneri e la disomogeneità nella composizione della biomassa di partenza in quanto compromettono la stabilità del processo di gassificazione.

La soluzione tecnica individuata per gestire i problemi connessi alla disomogeneità dimensionale e all'elevato contenuto di ceneri prevede l'introduzione di un sistema di pre-trattamento ed essiccamento della biomassa connesso al sistema di carico. E' stato introdotto uno stadio di vagliatura che forza la biomassa in ingresso, tramite un sistema a rastrelli, al passaggio in un setaccio vibrante per permettere la de-polverazione ed il contestuale essiccamento (Figura 4-16). Il sistema prevede l'alimentazione con biomassa già sottoposta, in fase di raccolta, ad un trattamento di separazione tra la quota parte erbacea e quella ligno-cellulosica ed un trattamento meccanico di cippatura per ridurre la disomogeneità dimensionale. Queste lavorazioni permettono di gestire al meglio i fenomeni di marcescenza che potrebbero verificarsi nello stoccaggio necessario a garantire la disponibilità di biomassa costante durante tutto l'anno indipendentemente dal periodo di raccolta.

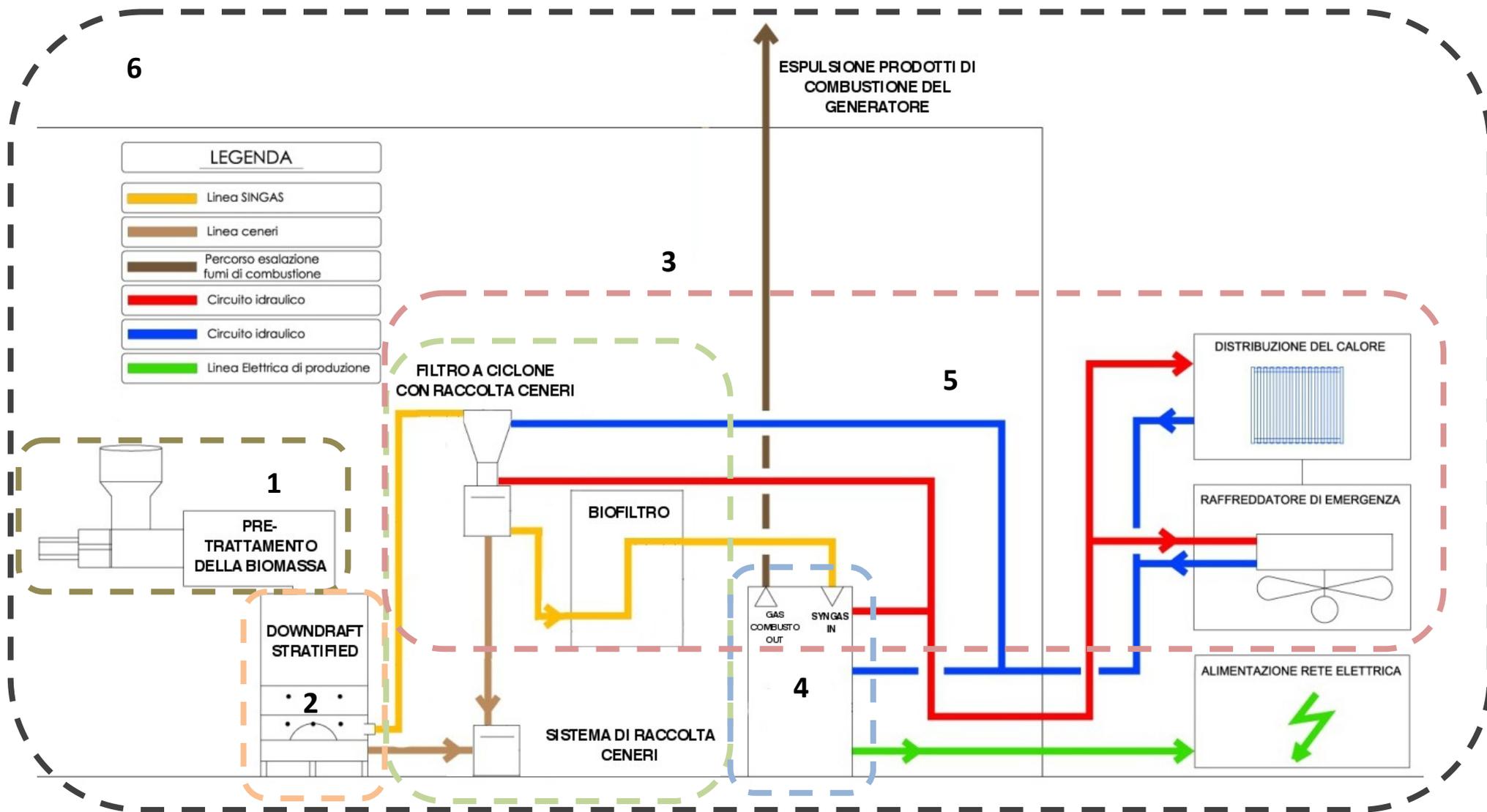
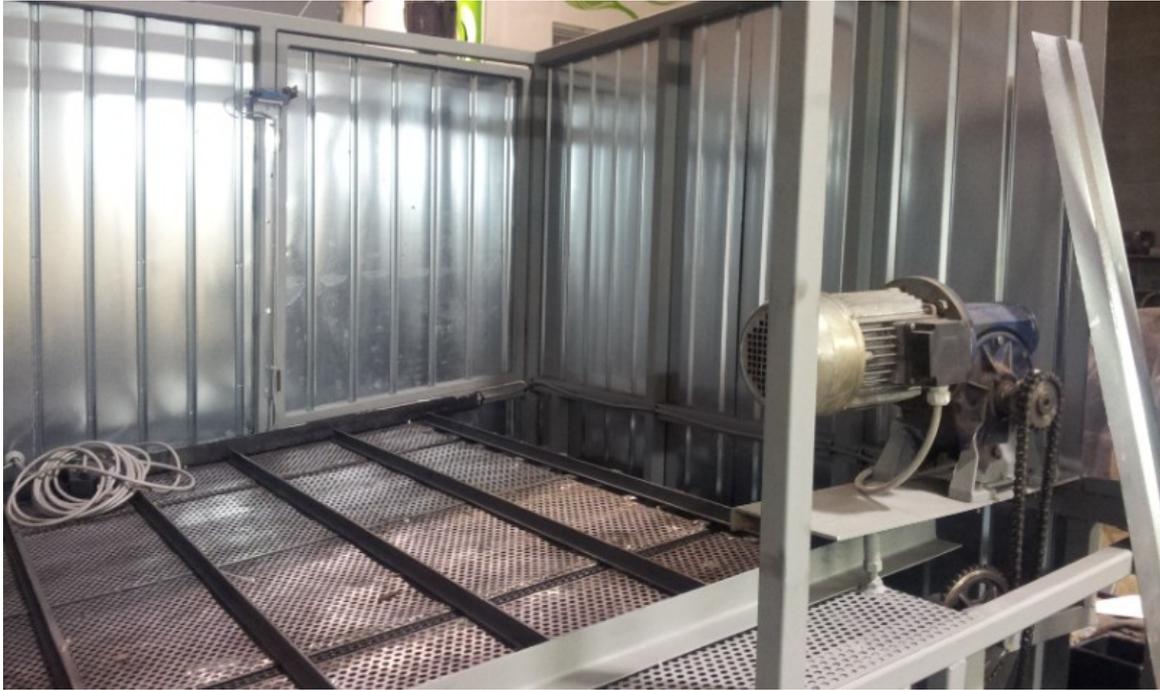
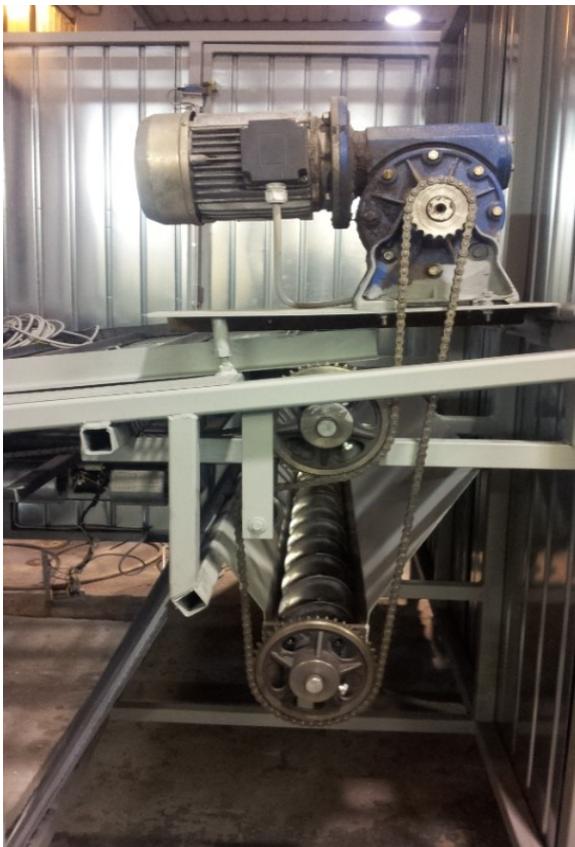


Figura 4-15 Schema impiantistico e interconnessioni tra i sottosistemi



**Figura 4-16 Sistema di pre-trattamento ed essiccamento della biomassa residuale**

La biomassa essiccata giunge all'estremità del setaccio e viene raccolta e trasportata verso il sistema di alimentazione da una coclea di trasporto posta all'estremità del vaglio (Figura 4-17).



**Figura 4-17 Particolare coclea di trasporto biomassa**

Il sistema di alimentazione al reattore è costituito da una tramoggia posta all'estremità della coclea di trasporto dal sistema di pre-trattamento e da una coclea di carico al reattore di gassificazione (Figura 4-18).



**Figura 4-18 Sistema di alimentazione**



La coclea di estrazione della biomassa dal vagliatore ed essiccatore è alimentata da un motore asincrono trifase di potenza elettrica pari a 1,5 kW, mentre la coclea di alimentazione al reattore di gassificazione è alimentata da un motore elettrico asincrono trifase di 1 kW di potenza. La velocità dei motori connessi ad entrambe le coclee è tale da garantire un apporto di biomassa costante ed uniforme al reattore di gassificazione pari a 50 kg/h. Il sistema di pre-trattamento ed essiccamento è stato dimensionato per essiccare un quantitativo di biomassa pari a 50 kg/h con un contenuto idrico di partenza pari a M50 e finale pari a M20. La potenza termica netta richiesta è di 10,8 kW termici.

#### 4.5.6 Reattore di gassificazione

Il reattore di gassificazione è stato progettato seguendo le indicazioni tratte dallo studio di gassificabilità effettuato presso il BEELAB. La tipologia di reattore è a letto fisso equicorrente di tipo “Stratified” realizzato in acciaio COR-TEN, acciaio a basso contenuto di elementi di lega e ad elevata resistenza meccanica in grado di auto passivarsi in atmosfere corrosive, mentre le tubazioni per il trasporto del syngas ed i rivestimenti interni dello scambiatore e del sistema di filtraggio sono in acciaio AISI 316, lega di acciaio inox austenitica composta da Cromo, Nichel e Molibdeno per renderlo resistente alla corrosione.

Il reattore di gassificazione (Figura 4-19) è costituito da una struttura di supporto esterna suddivisa in tre sezioni: una sezione alta di caricamento, il corpo centrale che costituisce la sezione di gassificazione della biomassa e una sezione posta in fondo per la raccolta delle ceneri.



**Figura 4-19 Prima versione del reattore di gassificazione**

Il reattore di gassificazione è costituito da una camicia esterna, una intermedia ed una interna (Figura 4-20) realizzata con sezioni, altezze e configurazioni differenti per testare l'influenza della geometria del reattore sulla gassificabilità della biomassa. Queste soluzioni permettono di regolare la lunghezza del letto di reazione per avere la completa riduzione del char. Nell'intercapedine tra la superficie esterna ed intermedia è stata inserita dell'isolante per contenere le dispersioni termiche del reattore. Il materiale utilizzato è sepiolite in grado di solidificare una volta che il reattore raggiunge la temperatura di reazione creando una struttura reticolare che contribuisce a mantenere separate le pareti del reattore.

Nell'intercapedine tra la superficie intermedia e quella interna sono state inserite, inizialmente, le tubazioni per il passaggio dell'aria in maniera tale da preriscaldare l'agente ossidante prima di immetterlo nel reattore per non alterare l'equilibrio della reazione. Infatti, l'aria, oltre all'ingresso dalla sezione di caricamento, può essere immessa anche attraverso diversi ugelli posti in prossimità della zona di flaming pyrolysis al fine di poter condizionare, agendo sulla portata dell'agente ossidante, la reazione di ossidazione.



**Figura 4-20 Elementi costituenti la prima versione del reattore di gassificazione**

Nonostante la scelta della tipologia “Stratified”, la presenza di ceneri basso-fondenti, legate alla composizione chimica della biomassa residuale, causa la presenza di fenomeni di bridging (Figura 4-21), precursori della formazione di agglomerati. Per risolvere i problemi connessi alla formazione di agglomerati si è proceduto introducendo un sistema di frantumazione interno al reattore (Figura 4-22).



**Figura 4-21 Fenomeno di bridging nel reattore (zona di tiraggio solo centrale)**

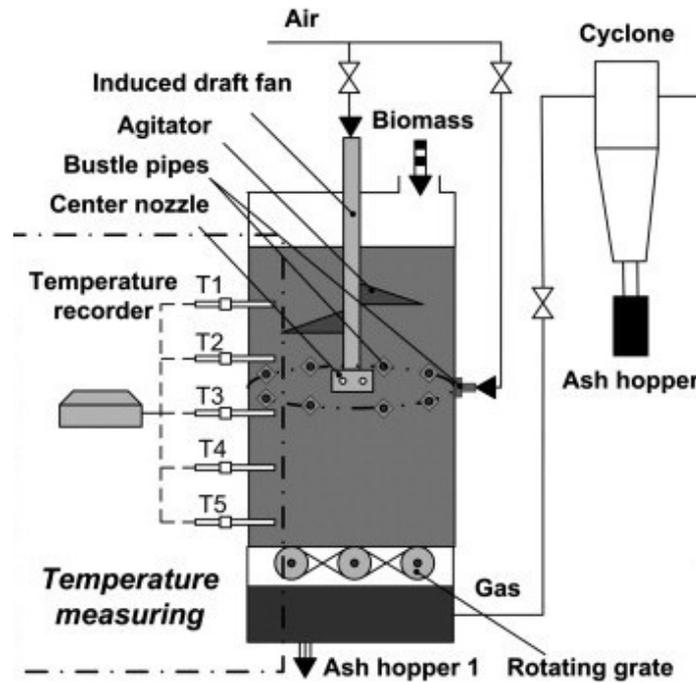


Figura 4-22 Schema prototipo di gassificazione con miscelatore interno

All'estremità inferiore, sotto la zona di riduzione, è stata posta una griglia a scuotimento manuale per permettere una prima grossolana filtrazione del syngas in uscita (Figura 4-23). Le ceneri, trattenute dalla griglia, sono poi raccolte nel fondo del reattore (Figura 4-24). E' ancora in fase di studio una modalità automatica di raccolta e trasporto ceneri ad un bidone di stoccaggio.



Figura 4-23 Griglia posta nel fondo del reattore

La versione finale del reattore di gassificazione, privo dell'isolamento termico della camicia esterna posto durante le fasi operative, è rappresentata in Figura 4-25 completa con le sonde di monitoraggio delle temperature interne.



**Figura 4-24 Sistema di raccolta ceneri**



**Figura 4-25 Versione finale del reattore di gassificazione**

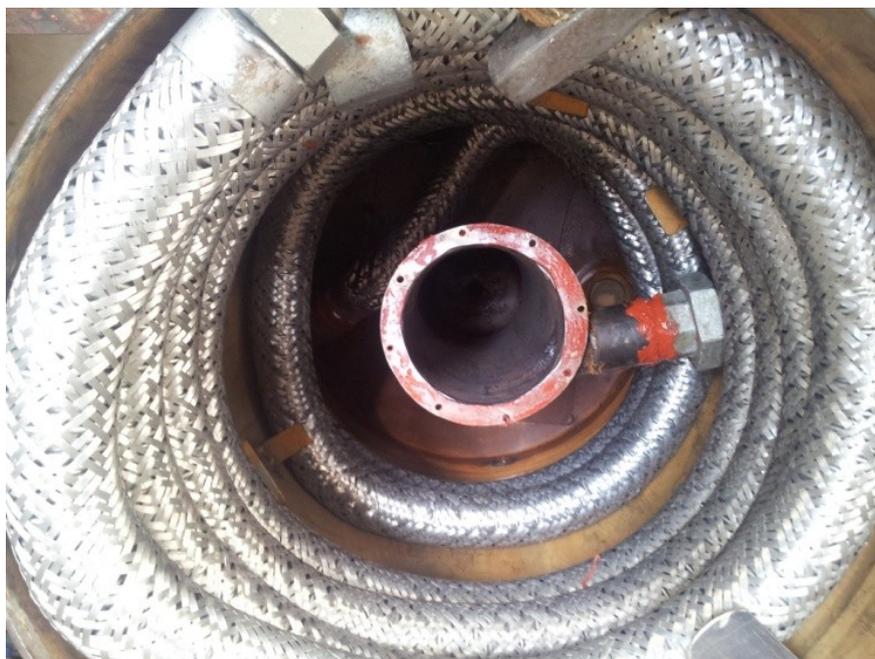
#### 4.5.7 Sistema di filtrazione

Il flusso di syngas in uscita dal reattore di gassificazione è caratterizzato da impurezze organiche ed inorganiche ed una temperatura elevata che non consentono un utilizzo diretto, ma richiedono la presenza di uno stadio di filtrazione e raffreddamento. I principali componenti da rimuovere, sia che il syngas venga utilizzato nei processi dell'industria chimica che nella conversione in energia in turbine o in motori a combustione interna, sono i tar (catrami) ed il particolato. L'analisi chimica della biomassa di partenza ha escluso la necessità di dover introdurre trattamenti per rimuovere le impurezze organiche dovute alla presenza di zolfo e cloro.

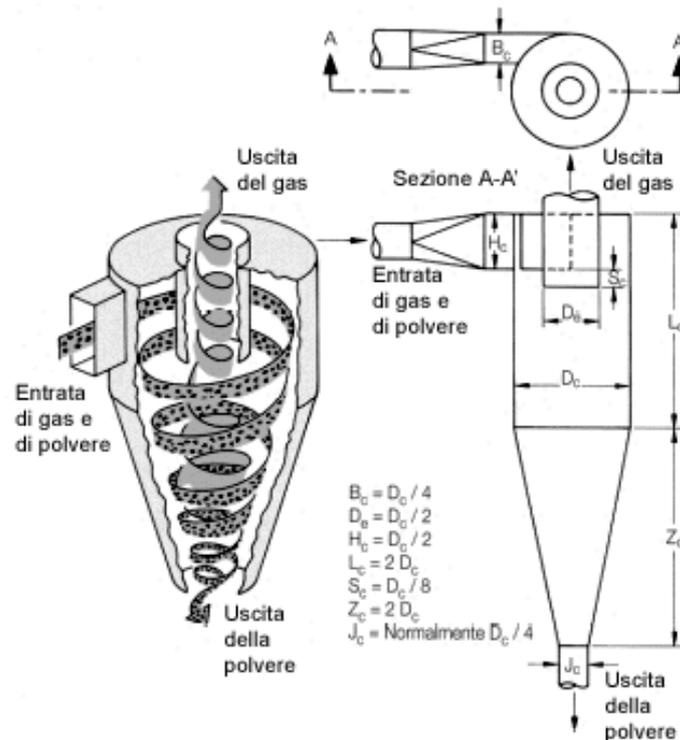
Gli obiettivi dello stadio di filtrazione sono di ottenere un syngas privo di catrami e con un tenore di particolato inferiore ai  $50 \text{ mg/m}^3$ , limite massimo per un suo utilizzo in motori a combustione interna. La prima versione del prototipo prevedeva l'introduzione di uno stadio iniziale di raffreddamento tramite passaggio del syngas in un serbatoio riempito ad acqua (Figura 4-26) per poi essere inviato allo stadio di filtrazione costituito da un filtro a ciclone ed un biofiltro.

Il filtro a ciclone ha l'obiettivo di trattenere le particelle solide con granulometria grossa, in particolare il particolato sedimentabile di dimensioni superiori ai  $10 \text{ }\mu\text{m}$  (particolato grossolano). I filtri a ciclone prevedono la creazione al loro interno di due vortici: il primo di entrata del flusso gassoso verso il basso, finalizzato al deposito sulle pareti delle particelle sufficientemente grosse, il secondo più piccolo verso l'alto di uscita dello stesso attraverso un condotto di lunghezza e diametro idonei a non provocare un'interferenza tra i due (Figura 4-27).

Il syngas raffreddato viene immesso nel filtro a ciclone tramite un ingresso tangenziale al cilindro esterno in modo da imporre un moto a spirale al fluido. Le particelle, aventi maggiore inerzia rispetto al gas, tenderanno a sbattere contro le pareti del cilindro più esterno, e a cadere sul fondo del sistema, ove è collocata una tramoggia per il recupero delle polveri.



**Figura 4-26 Dettaglio del primo sistema di raffreddamento**



**Figura 4-27 Schema di funzionamento di un filtro a ciclone (fonte: <http://www.solerpalau.it/>)**

La capacità di trattare particelle con granulometria fine dipende dal diametro del ciclone, rivelando un forte limite oggettivo nel trattamento di quelle più fini. Lo stadio successivo prevede il passaggio attraverso un piccolo biofiltro per trattenere i catrami contenuti nel syngas.

Il biofiltro realizzato è una struttura cilindrica di acciaio COR-TEN (Figura 4-28) riempito a strati con diverse granulometrie di carboni attivi e materiale organico e, in particolare cippato e cortecce di legno, avente una struttura altamente porosa idonea a fungere sia da supporto ai microrganismi, (muffe, batteri e lieviti) responsabili dell'ossidazione biochimica delle emissioni gassose, sia da luogo preferenziale di deposito dei catrami per adsorbimento. Il syngas è immesso nel fondo del biofiltro, passa attraverso la griglia di supporto (Figura 4-28) e filtra attraverso il letto di materiale organico nel quale si depositano i tar.



**Figura 4-28 Griglia di fondo e struttura del biofiltro**

In Figura 4-29 è raffigurato il sistema di filtrazione composto dal filtro a ciclone e biofiltro. Dopo i primi test, è stato modificato il sistema di raffreddamento del syngas, in quanto si verificavano fenomeni di condensa e produzione di catrami all'interno delle tubazioni. Le condense ed catrami rimanevano confinati all'interno delle tubazioni creando problemi di affidabilità e durata nel tempo e risultava complicato convogliarle verso un contenitore per il successivo trattamento.



**Figura 4-29 Primo sistema di filtrazione comprensivo di filtro a ciclone e biofiltro**

Di conseguenza è stata introdotta una soluzione tecnica che prevede uno stadio combinato di filtrazione e raffreddamento del syngas mediante un filtro a ciclone costituito da una camicia interna nella quale fluisce il fluido di raffreddamento del syngas (Figura 4-30). Dato l'elevato contenuto di impurezze della biomassa di partenza si è deciso di mantenere anche il secondo sistema di filtraggio costituito da un ulteriore ciclone con biofiltro.



**Figura 4-30 Sistema di filtrazione e raffreddamento del syngas**

#### 4.5.8 Accoppiamento con motore primo

L'analisi delle tecnologie di motore primo attualmente disponibili nel mercato ha evidenziato come il motore a combustione interna presenti risultati e rendimenti complessivi migliori rispetto alle altre tecnologie in esame, quali Stirling o motori a combustione esterna, Organic Rankine Cycle (ORC), microturbine a gas (MTG) per le seguenti motivazioni:

1. Minor complessità impiantistica e manutenzione più semplice, nonostante risulti più frequente;
2. Maggior rendimento elettrico rispetto alle altre tecnologie;
3. Minor costo di investimento iniziale;
4. Tecnologia disponibile ed affermata nel mercato per piccole taglie di potenza (20-30 kW elettrici di potenza elettrica erogabile).

Ripetendo quanto indicato nel paragrafo precedente, perché il syngas possa essere utilizzato come combustibile in un motore a combustione interna, esso deve rispondere a ben determinati requisiti soprattutto per quanto riguarda tar e particolato, in particolare la quantità di particolato ammessa nel syngas per un suo utilizzo è pari a  $50 \text{ mg/Nm}^3$ .

In via completamente sperimentale, il prototipo è stato collegato direttamente all'alimentazione di una Volkswagen Golf (predisposta per una alimentazione a metano) per valutare se il potere calorifico fosse sufficiente alto per garantire il funzionamento di un motore alimentato a gas (Figura 4-31).

Questo test, propedeutico all'acquisto di un motore a combustione interna da accoppiare al gassificatore, ha permesso di verificare la qualità del syngas e l'assenza di particolato troppo grossolano per compromettere il funzionamento del motore stesso.



**Figura 4-31 Test di valutazione della qualità del syngas ottenuto**

Superato con successo il test di valutazione della qualità del syngas per l'utilizzo in motori a combustione interna, è stata richiesta la fornitura di un gruppo di produzione di energia elettrica, dimensionato per una potenza elettrica pari a 20 kW, costituito dai seguenti elementi:

- Motore a combustione interna munito di dispositivi a controllo numerico per il controllo dell'aspirazione d'aria e gas inclusi tutti i componenti necessari.
- Generatore elettrico asincrono, incluso il sistema di avviamento del motore con alimentazione elettrica dalla rete.
- Avviamento automatico.
- Circuito di recupero calore/raffreddamento ad acqua, con tubazione di espansione, compresa l'integrazione nel circuito di raffreddamento dei motori, per il recupero del calore.
- Armadio elettrico ed interfaccia con generatore elettrico.

Il gruppo di produzione di energia elettrica fornito (Figura 4-32) presenta le caratteristiche indicate in Tabella 4-10.



**Figura 4-32 Gruppo di produzione di energia elettrica installato**

**Tabella 4-10 Dati di targa del gruppo di produzione di energia elettrica**

PARAMETRO	Unità di misura	VALORE
Potenza elettrica	kVA	19
Peso	kg	400
Voltaggio	V	400
Frequenza		50
Cos $\phi$		0,8
Fasi		3
Velocità	Giri al	1500

#### 4.5.9 Sistemi ausiliari

Oltre ai sistemi principali descritti nei paragrafi precedenti è indispensabile inserire alcuni dispositivi per poter garantire il corretto funzionamento dell'impianto di gassificazione. Nei successivi sottoparagrafi sono descritti i seguenti sistemi ausiliari:

- Sistema di accumulo.
- Sistema di gestione e controllo.
- Sistema di aspirazione.
- Torcia.

#### 4.5.9.1 Sistema di accumulo

Nel lay-out complessivo impiantistico è previsto l'inserimento di un accumulo termico della capacità di 500 litri. L'accumulo termico rende disponibile all'utenza, connessa all'impianto di gassificazione, acqua alla temperatura media di 80°C recuperando il calore dal processo di raffreddamento del syngas che avviene sia nel primo sistema di filtrazione ciclonico sia nel passaggio del gas stesso attraverso l'accumulo (come evidenziato in Figura 4-33). Questo passaggio è obbligatorio anche ai fini dell'utilizzo del syngas prodotto nel motore a combustione diretta, in quanto, anche a causa del basso potere calorifico, è necessario iniettarlo a temperature prossime alla temperatura ambiente.

Nel caso l'utenza connessa richieda una quantità maggiore di calore è possibile connettere l'accumulo allo scambiatore di calore che recupera energia termica dal raffreddamento del motore e dal raffreddamento dei fumi di combustione.

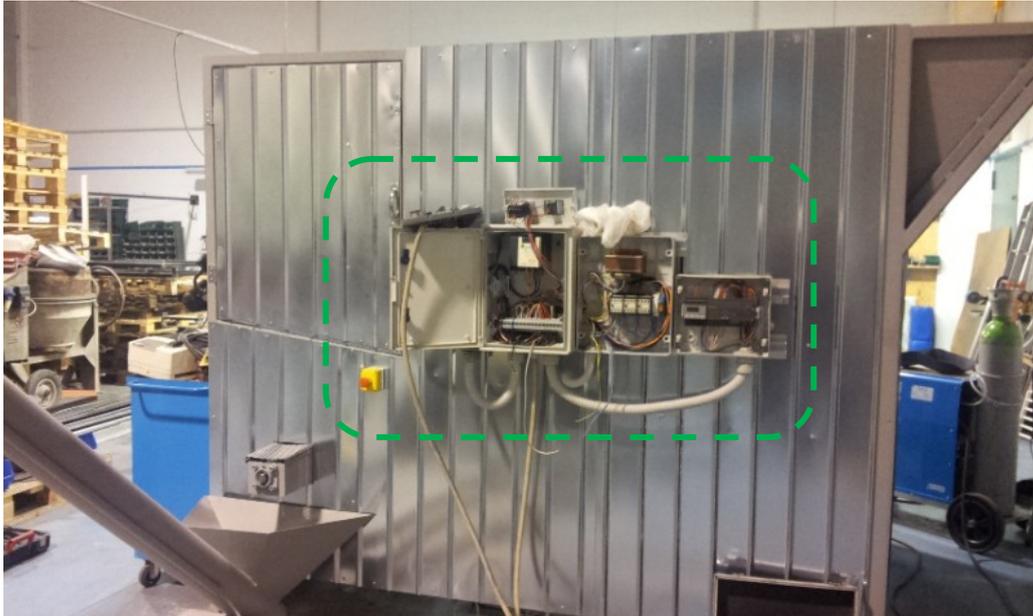


**Figura 4-33 Collegamento del sistema di accumulo**

#### 4.5.9.2 Sistema di gestione e controllo

Al fine di garantire un corretto funzionamento del cogeneratore a biomassa residuale è stato progettato e realizzato un sistema di automazione e controllo che permette di monitorare ed automatizzare il processo di gassificazione, intervenendo in caso di malfunzionamento o di anomalia dei parametri di regolazione per poter operare in sicurezza sul generatore.

E' stato sviluppato un sistema di controllo basato su un controllore logico programmabile o Programmable Logic Controller (PLC) in grado di elaborare i segnali digitali ed analogici provenienti dai sensori e diretti agli attuatori presenti inseriti nel sistema (Figura 4-34).



**Figura 4-34 Posizionamento e costruzione del sistema di controllo impiantistico**

I sensori inseriti hanno lo scopo di monitorare la temperatura, la pressione e la produzione elettrica del sistema di gassificazione (il motore è dotato del suo quadro di controllo connesso al sistema di gestione principale). I cinque sensori di temperatura sono costituiti da termocoppie (Figura 4-35) che registrano gli andamenti delle temperature nei seguenti punti:

1. Ingresso della biomassa al reattore.
2. Zona di flaming pyrolysis.
3. Zona di riduzione.
4. Uscita dal reattore di gassificazione.
5. Uscita dal biofiltro.

Le termocoppie poste nel reattore di gassificazione valutano la qualità della reazione di gassificazione dall'altezza della zona di flaming pyrolysis e dalla temperatura di reazione, preservando il motore a combustione interna nel caso di scostamento dai parametri ottimali. E' inoltre possibile variare la quantità di biomassa immessa nel caso in cui il syngas fuoriesca a temperatura troppo elevata.

Nel sistema sono presenti anche dei pressostati installati nei seguenti punti:

1. Zona di caricamento del cippato.
2. Sommità del reattore di gassificazione.
3. Ingresso filtro a ciclone.
4. Ingresso biofiltro.
5. Uscita del biofiltro.

I valori di pressione, negativi poiché il sistema lavora in depressione, permettono di regolare l'aspirazione per garantire una corretta alimentazione del motore a combustione.



**Figura 4-35 Particolare sonda di temperatura inserita nel reattore di gassificazione**

Il sistema di gestione e controllo, in funzione dei parametri misurati dai sensori, agisce sugli attuatori, quali elettrovalvole, deviatori, motore e coclea bloccando, in caso di malfunzionamento, l'alimentazione della biomassa in ingresso ed escludendo il motore a combustione deviando il syngas prodotto alla torcia sino a completo esaurimento. E' poi necessario riavviare completamente il sistema di gassificazione.

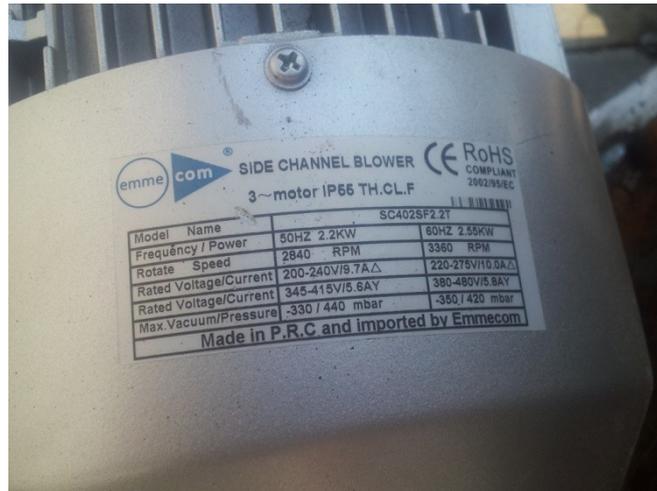
#### *4.5.9.3 Sistema di aspirazione*

Nella fase di avviamento o in caso di esclusione del motore per malfunzionamento è necessario garantire che il sistema di gassificazione operi in depressione per evitare, data la tipologia del reattore "Stratified", eventuali ritorni di fiamma che potrebbero causare incendi a seguito del coinvolgimento della biomassa in ingresso. Per questa ragione è stato inserito un aspiratore a canale laterale (Figura 4-36) collegato ad un inverter controllato dal sistema di gestione in grado di variare la pressione di aspirazione a seconda delle esigenze (Figura 4-37).



**Figura 4-36 Aspiratore a canale laterale**

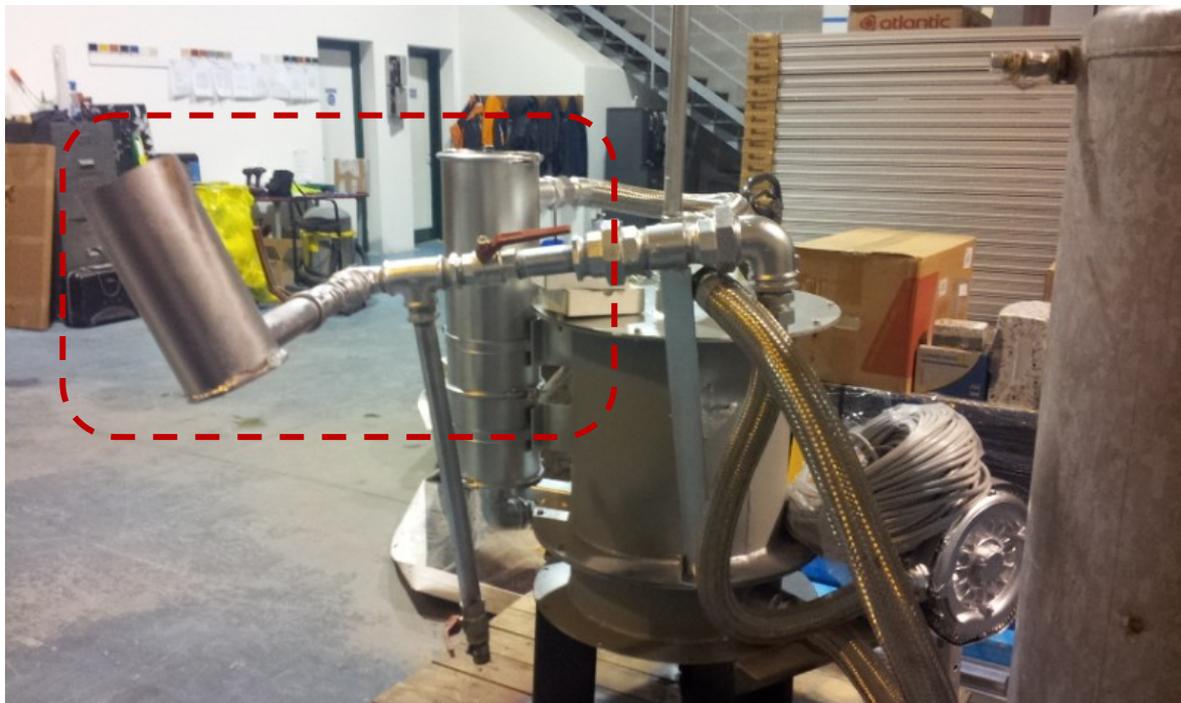
Per non rovinare le giranti del sistema di aspirazione l'aspiratore è posto successivamente ad un filtro a ciclone (Figura 4-29) con filtrante in acciaio inox.



**Figura 4-37** Dati di targa dell'aspiratore

#### 4.5.9.4 Torcia

Elemento indispensabile per la protezione del motore a combustione è la torcia (Figura 4-38). L'avviamento iniziale dell'impianto o a seguito di manutenzione, richiede di bypassare il generatore, deviando il syngas, tramite valvola a tre vie posta a valle del biofiltro, all'esterno dove viene smaltito tramite combustione in un apposita torcia.



**Figura 4-38** Torcia a valle del biofiltro

Questo passaggio è necessario poiché le basse temperature iniziali del reattore di gassificazione comportano la produzione di un syngas con basso potere calorifico e alto contenuto di catrami (Figura 4-39).



**Figura 4-39 Catrami (Tar) formatisi in fase di accensione e regolazione della reazione di gassificazione**

## **4.6 ANALISI FINANZIARIA**

In base alle indicazioni fornite nel bando per la misura 124 del PSR<sup>53</sup> le spese ammissibili ai fini del finanziamento riguardano i costi sostenuti, in termini di investimenti materiali e/o immateriali, per le seguenti tipologie di spese:

- **Personale.** La voce comprende gli stipendi per il personale inteso come ricercatori, tecnici ed altro personale ausiliario con contratti temporanei per il tempo impiegato nell'attuazione del progetto.
- **Materiale Durevole.** In questa voce ricadono le spese sostenute per l'acquisto di macchinari, attrezzature di campagna e laboratorio ed attrezzature informatiche che non esauriscano la loro durata nell'arco del progetto e che possano essere successivamente utilizzate per altri scopi.
- **Materiale di consumo.** Si intendono i beni che esauriscono la loro funzione nell'ambito del loro utilizzo nel progetto. Sono considerate le spese necessarie per le attività di sperimentazione, dimostrazione e collaudo quali le lavorazioni esterne, i materiali e gli stampi per la realizzazione di prototipi.
- **Servizi e consulenze.** In questa categoria di spesa rientrano le consulenze esterne qualificate per la realizzazione del prototipo e per le altre attività previste nel progetto.
- **Spese generale.** In questa voce ricadono tutte quelle spese per beni che sono funzionali, necessari ed aggiuntivi alle ordinarie attività direttamente imputabili al progetto. Appartengono a tale categoria le spese di amministrazione, l'acquisto di brevetti e software, di materiale ad uso ufficio, ecc.

Il quadro economico finale del progetto con l'indicazione di tutte le spese sostenute per ciascuna categoria è rappresentato in Figura 4-40.

---

<sup>53</sup> Allegato B DGR 745 del 15/03/2010

IL GENERATORE VERDE					
<b>BUDGET TOTALE</b>		€	<b>179.326,15</b>	PERCENTUALE DI FINANZIAMENTO	<b>0,7</b>
<b>PRONTO GIARDINO</b>	SPESE TOTALI	€	118.658		
	QUOTA RIMBORSABILE	€	64.683		
<b>DII</b>	SPESE TOTALI	€	30.227		
	QUOTA RIMBORSABILE	€	21.159		
<b>DTG</b>	SPESE TOTALI	€	30.441		
	QUOTA RIMBORSABILE	€	21.309		
<b>SPESE SOSTENUTE</b>		<b>DESCRIZIONE</b>		<b>PRONTO GIARDINO</b>	<b>UNIPD</b>
<b>Personale</b>		DII - Ricercatore			€ 9.397
		DFT - Professore			€ 9.441
<b>TOTALE</b>	€ <b>36.962</b>	Pronto Giardino snc - Operaio costruzione prototipo		€ 18.124	
<b>Materiale durevole</b>		Costruzione del prototipo		€ 15.140	
		Motore Combustione esterna		€ 8.000	
		Sistema di carico ed essiccamento biomassa		€ 2.900	
		Sistema di automazione e controllo		€ 3.100	
		Lavori per il posizionamento del prototipo		€ 7.113	
<b>TOTALE</b>	€ <b>44.203</b>	Acquisto strumentazione tubature, raccordi, materiale vario		€ 7.950	
<b>Servizi e consulenze</b>		Università di Modena		€ 1.500	
		Consulenza BEELAB		€ 4.160	
		Consulenza progettazione e sviluppo costruzione prototipo		€ 4.000	
		Consulenza DII			€ 20.830
		Consulenza DFT			€ 21.000
		Consulenza sistema di filtrazione		€ 4.800	
		Supporto e organizzazione		€ 16.200	
		Consulenza motore combustione esterna		€ 7.000	
		Consulenza sistema di carico ed essiccamento biomassa		€ 4.000	
<b>TOTALE</b>	€ <b>88.490</b>	Consulenza sistema di automazione e controllo		€ 5.000	
<b>Spese generali</b>		Grafico web		€ 948	
		Notaio		€ 806	
		Spese per interessi bancari e commissioni		€ 1.942	
		Consulenza commercialista		€ 5.000	
<b>TOTALE</b>	€ <b>9.671</b>	Spese convegno finale		€ 976	

Figura 4-40 Quadro economico complessivo del progetto VERAGRI

## 4.7 NORMATIVA DI RIFERIMENTO<sup>54</sup>

Il paragrafo seguente fornisce una panoramica generale della normativa in materia ambientale, di sicurezza e di conformità allo scopo di definire i requisiti che dovranno essere rispettati dal prototipo per essere immesso nel mercato conformemente alle normative comunitarie e nazionali vigenti. I principali aspetti considerati concernono gli impatti ambientali del prototipo, in termini sia di matrici di biomassa in ingresso che di emissioni, i requisiti di sicurezza, in fase di progettazione e di gestione, e il rispetto dei requisiti europei per la commercializzazione.

Le fonti principali di normativa sono:

- Direttiva macchina (marchiatura CE), Direttiva ATEX 94/9/CE e D.Lgs 81/2008 per quanto concerne la sicurezza;
- D.Lgs 152/2006 per emissioni e autorizzazioni.

### 4.7.1 Biomassa in ingresso

Il prototipo prevede l'utilizzo di biomasse residuali derivanti da scarti di potatura prodotte internamente all'azienda florovivaistica per la produzione di energia termica ed elettrica. Tra le biomasse impiegabili a fini energetici, così come definite dalla normativa europea di settore, sono ricompresi sostanzialmente tutti i materiali biodegradabili, indipendentemente dalla loro origine e dalla loro classificazione in base alla normativa rifiuti. La normativa italiana, nell'ambito delle fonti di energia rinnovabile, recepisce il testo delle Direttive di riferimento europeo (2009/28/CE) e su tale definizione si basano le incentivazioni economiche per gli usi energetici delle biomasse.

Una definizione più restrittiva di biomasse è applicata dal D.Lgs 152/2006 in ambito di autorizzazione alle emissioni in atmosfera per combustibili che non siano ricompresi nella normativa rifiuti. E' consentito l'utilizzo di materiali, di origine forestale o agricola, trattati esclusivamente per via meccanica<sup>55</sup>.

Le biomasse legnose provenienti da attività di potatura agricola o del verde urbano, pur rientrando tipologicamente nella definizione sopra citata del D.Lgs 152/2006, sono a lungo state classificate come rifiuti e solo dal dicembre 2010, dopo un processo di revisione della norma, sono direttamente impiegabili.

Per quanto concerne la classificazione e la caratterizzazione della biomassa, il riferimento europeo per i biocombustibili solidi è la UNI EN 14961 "Biocombustibili solidi - Specifiche e classificazione del combustibile" che definisce le specifiche e le classi di qualità dei biocombustibili solidi. La UNI EN 14961 è suddivisa in 6 parti e oltre a definire uno schema di classificazione in base alla natura, alla provenienza e alle principali tipologie commerciali delle biomasse solide, fissa delle classi di qualità dei biocombustibili.

---

<sup>54</sup> Il seguente paragrafo è stato scritto in collaborazione con l'Ing. Zambotti.

<sup>55</sup> Allegato X alla Parte II del D.Lgs 152/2006, Sezione 4, punto 1. Tipologia e provenienza :

a) *Materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate;*

b) *Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di coltivazioni agricole non dedicate;*

c) *Materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura;*

d) *Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldato di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;*

e) *Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di prodotti agricoli [lettere f) e g) sansa di oliva e liquor nero ottenuto nelle cartiere se riutilizzati nell'impianto di produzione]*".

A sua volta le modalità di campionamento ed analisi della biomassa per poter determinare i parametri per la classificazione tramite la UNI 14961 prevedono normative tecniche specifiche, quali:

- Campionamento - CEN/TS 14778.
- Contenuto idrico - UNI EN 14774.
- Contenuto in ceneri - UNI EN 14775.
- Distribuzione granulometrica - UNI EN 15149.
- Terminologia - UNI EN 14588.
- Massa volumica sterica - UNI EN 15103.
- Potere calorifico - UNI EN 14918.
- Macro e Micro elementi - CEN/TS 15290-15297

#### 4.7.2 Conformità

La Direttiva 2006/42/CE del 17 maggio 2006 (detta nuova direttiva macchine - Machinery Directive) è recepita ed attuata per l'Italia mediante il Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 17.

Tale direttiva definisce i requisiti essenziali in materia di sicurezza e di salute pubblica cui devono rispondere le macchine in fase di progettazione, fabbricazione e funzionamento prima della loro immissione sul mercato.

Tutte le macchine immesse sul mercato o modificate dopo l'entrata in vigore della direttiva, devono riportare su di esse la marcatura CE e devono essere accompagnate da appropriata documentazione. I prodotti non rispondenti ai requisiti della direttiva non possono accedere al mercato comune europeo ed italiano. Prima dell'immissione sul mercato deve essere predisposto il Fascicolo Tecnico della Costruzione (FTC), contenente la documentazione atta a dimostrare il rispetto dei requisiti stabiliti dalla direttiva nelle diverse fasi. Inoltre deve essere redatto il manuale d'uso e manutenzione, strumento tramite il quale il fabbricante ed il progettista si rivolgono all'utilizzatore per illustrargli il funzionamento della macchina e le caratteristiche di integrazione uomo-macchina.

Il marchio CE (Certificazione Europea) deve essere apposto nelle immediate vicinanze del nome del fabbricante: la marcatura CE dichiara che il produttore-distributore si assume la responsabilità del prodotto, permettendone la libera circolazione in Europa e l'identificazione dei prodotti non conformi.

Ogni macchina deve recare, in modo leggibile e indelebile, almeno le seguenti indicazioni relative al Nome del fabbricante e suo indirizzo, la marcatura CE, la designazione della serie o del tipo, il numero di serie e l'anno di costruzione. Se un elemento della macchina deve essere movimentato durante l'utilizzo con mezzi di sollevamento, deve essere indicata, in modo leggibile ed indelebile, anche la sua massa.

#### 4.7.3 Sicurezza

I requisiti di sicurezza sono indicati nell'Allegato I della Direttiva Macchine ("Requisiti essenziali di sicurezza e di tutela della salute relativi alla progettazione e alla costruzione delle macchine").

#### 4.7.3.1 *Sicurezza del macchinario e valutazione del rischio*

La procedura corretta per l'“Analisi dei Rischi”, come indicato nell'Allegato I della direttiva Macchine, è definita nella Norma Tecnica Armonizzata UNI EN ISO 14121-1 - Valutazione dei Rischi. Seguendo un processo iterativo di valutazione e conseguente riduzione dei rischi, il fabbricante o il suo mandatario:

- stabilisce i limiti della macchina, inteso come uso previsto e uso scorretto ragionevolmente prevedibile,
- individua i pericoli cui può dare origine la macchina e le situazioni pericolose che ne derivano,
- stima i rischi, tenendo conto della gravità dell'eventuale lesione o danno alla salute e della probabilità che si verifichi,
- valuta i rischi al fine di stabilire se sia richiesta una riduzione del rischio conformemente all'obiettivo del presente decreto legislativo,
- elimina i pericoli o riduce i rischi che ne derivano, applicandole misure di protezione nell'ordine indicato nel punto 1.1.2, lettera b).

La funzione di questa norma è descrivere i principi di valutazione del rischio in modo coerente e sistematico. La norma descrive il percorso per il riconoscimento dei pericoli, la stima del rischio e la valutazione del rischio. Fornisce inoltre una linea guida per le scelte progettuali per la sicurezza dei macchinari e il tipo di documentazione per rendere ricostruibile il percorso con cui si è proceduto alla valutazione del rischio e alle scelte tecniche conseguenti.

#### 4.7.3.2 *Salute e sicurezza sul lavoro*

Le norme sulla sicurezza, come evidenziate nella Direttiva Macchine, devono essere coordinate con il *Testo Unico sulla sicurezza e salute del lavoro D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.* che disciplina anche gli aspetti di sicurezza e salute correlati all'utilizzo delle macchine, e più in generale delle attrezzature di lavoro.

#### 4.7.3.3 *Antincendio*

Secondo il *Nuovo regolamento di prevenzione incendi D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151* il prototipo è classificabile come Attività n°1 categoria C"stabilimenti e impianti che producono e/o impiegano gas infiammabili e/o combustibili con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nmc/h". Secondo l'allegato I (di cui all'articolo 2, comma 2) tale attività è soggetta alle visite e ai controlli di prevenzione incendi da parte del Comando provinciale dei vigili del fuoco territorialmente competente. Per avere un'essiccazione ottimale del cippato è necessario un tempo di permanenza della biomassa di due settimane. Pertanto è necessario predisporre uno stoccaggio delle dimensioni di 250 m<sup>3</sup>, contenente 20.000 kg di biomassa residuale fresca. Secondo il DPR, anche lo stoccaggio richiede il certificato di prevenzione antincendi (CPI).

Per quanto concerne il *D.M. 13 luglio 2011 - Prevenzione Incendi Gruppi elettrogeni*, si fa notare, a differenza di quanto spesso indicato, che le installazioni di gruppi di produzione di energia elettrica in modo continuativo mossi da motori alimentati anche da combustibili alternativi rinnovabili, quali ad es. le biomasse, vanno classificati come impianti industriali di produzione di energia elettrica e non come gruppi elettrogeni e, pertanto, non ricadono nel campo di applicazione del citato Decreto Ministeriale.

Ciò premesso, in considerazione anche delle finalità del legislatore (D.Lgs. 28/2011) in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, le indicazioni e le limitazioni, anche quelle relative alla capacità dei depositi di combustibili, riportate nella regola tecnica di prevenzione

incendi di cui al D.M. 22 ottobre 2007, possono costituire un utile criterio di riferimento, ma non sono da considerarsi vincolanti. Allo stato attuale la potenza nominale complessiva<sup>56</sup> dell'unità di cogenerazione è inferiore ai 25 kW e pertanto si applicano le disposizioni del Titolo IV dell'allegato al Decreto. Per potenze maggiori di 25 kW e non superiori ai 50 kW si applicano le disposizioni di cui ai Titoli I e III dell'allegato.

#### 4.7.3.4 *Direttiva ATEX*

Il prototipo produce e autoconsuma un gas infiammabile, il *syngas*, presente nella totalità delle parti del prototipo. E' necessario quindi analizzare in dettaglio quanto indicato nella *Direttiva 94/9/CE - ATEX in materia di prodotti destinati ad essere utilizzati in atmosfere potenzialmente esplosive*.

La Direttiva Macchine prevede che nell'analisi dei rischi venga considerato il rischio di esplosione che può essere provocato dalla macchina stessa o da gas, liquidi, polveri, vapori od altre sostanze prodotti o utilizzati dalla macchina. In questo caso il problema è circoscritto e risolto all'interno della macchina e coperto dalla marcatura CE. I singoli componenti che operano in tale atmosfera dovranno comunque essere conformi alla Direttiva ATEX ma non l'intera macchina se l'estensione delle zone classificate che si propagano all'esterno della stessa non sono rilevanti. Ovviamente la marcatura ATEX si riferisce solo agli aspetti inerenti il pericolo di esplosione, per tutti gli altri rischi si deve applicare la direttiva macchine. Per un'analisi più accurata dei rischi vi sono le norme EN 12100 e EN 14121, considerate con le opportune cautele in quanto si riferiscono alla progettazione di nuove macchine.

#### 4.7.4 Emissioni ambientali

La legislazione nazionale nella parte quinta del D.Lgs. 152/2006, modificata dal D.Lgs. 128/10, disciplina le norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera e prescrive per gli impianti termici a biomassa<sup>57</sup> i valori massimi di emissione. Agli impianti di potenza termica nominale pari o superiore a 0,035 MW e non superiore a 0,15 MW, si applica un valore di emissione per le polveri totali di 200 mg/Nm<sup>3</sup>. Il prototipo, avendo una potenza termica nominale pari a 100 kW, ricade in questa fascia.

Oltre alle emissioni gassose, sono presenti emissioni di tipo solido e liquido. La gestione dei residui solidi prodotti da impianti a biomassa è disciplinata dalla parte IV del d.lgs. 152/2006 e s.m.i. (Norme in materia ambientale). L'evoluzione della normativa sui rifiuti ha escluso l'automatismo della condizione di rifiuto: qualora sia identificabile come sottoprodotto (Art 184-bis del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) una sostanza, anche se associata ad un codice CER, può essere impiegata in un'altro processo senza essere qualificata come rifiuto (e soggetta alla relativa normativa). Un riferimento normativo nel caso delle ceneri di legno vergine è il D.Lgs. 220/1995, che ha recepito il reg. CEE 2092/91, e che prevede il riutilizzo delle stesse come concime o ammendante in agricoltura biologica. Le ceneri prodotte possono comunque essere riutilizzate in campo qualora abbiano delle caratteristiche agronomiche compatibili con la fertilità dei suoli. Un possibile riferimento normativo sono i Codici di Buona Pratica Agricola (D.M. 86 del 19 aprile 1999 e quelli regionali).

---

<sup>56</sup> potenza meccanica, espressa in kW, resa disponibile all'asse dall'insieme dei motori primi costituenti l'installazione di gruppi e/o unità di cogenerazione.

<sup>57</sup> Impianti termici che utilizzano biomasse di cui all'Allegato X alla Parte II del D.Lgs 152/2006.

## 4.8 CONCLUSIONI E SVILUPPI FUTURI

L'esperienza condotta nell'ambito del progetto "VERAGRI" ha permesso di trarre le seguenti conclusioni:

1. Il prototipo di sistema di gassificazione ha dimostrato la possibilità di sottoporre alcune tipologie di biomasse di scarto derivanti dalle attività di potatura al processo di gassificazione, ottenendo un gas di sintesi in grado di essere valorizzato energeticamente, previo trattamento, in un motore a combustione esterna. Il sistema di gassificazione costruito permette di produrre energia elettrica e termica in grado di soddisfare i fabbisogni energetici dell'azienda agricola.
2. La valorizzazione energetica delle biomasse di scarto consente alla stessa azienda agricola la possibilità di:
  - a. essere energeticamente autosufficiente,
  - b. di generare un reddito complementare rimanendo soggetta alla tassazione agricola,
  - c. di ridurre il costo relativo allo smaltimento degli scarti,
  - d. di ridurre l'impatto ambientale e di rendere sostenibile la propria attività.
3. Il processo di gassificazione delle biomasse di scarto è negativamente influenzato dalla disomogeneità dimensionale, l'alto contenuto di ceneri e la disomogeneità nella composizione delle biomasse in oggetto. Per stabilizzare la reazione, a seguito degli esperimenti condotti, si dovrebbe:
  - a. Sviluppare sistemi di pre-trattamento più efficaci da eseguire sulla biomassa di partenza per ridurre la disomogeneità dimensionale, il contenuto di polveri (combinato con un processo di raccolta che minimizzi la presenza di terriccio o polvere nel combustibile) e la disomogeneità compositiva. Per esempio, nel caso di un'elevata presenza di essenze dall'alto contenuto di olii, si può introdurre un sistema di bricchettatura poiché il calore generato nel processo libera olii e resine che permettono di creare bricchette estremamente stabili e compatte.
  - b. Sviluppare un sistema di controllo e gestione più sofisticato in grado di intervenire sui parametri della reazione in base alle proprietà chimico-fisiche della biomassa introdotta e alle caratteristiche del syngas prodotto (analizzato in continuo mediante un gascromatografo) rendendo il gassificatore flessibile e capace di gassificare diverse tipologie di materiale ligno-cellulosico.
  - c. Sviluppare un sistema di filtrazione in grado di abbattere in maniera più incisiva il contenuto di catrami e particolato mediante l'introduzione di un filtro ceramico.
4. Il profilo di consumo energetico dell'azienda agricola Pronto Giardino snc, come di altre aziende agricole di dimensioni maggiori, ha evidenziato come non sia possibile avere sempre una contemporaneità, giornaliera e stagionale, tra la produzione di energia termica del gassificatore. Questa problematica richiede lo studio di sistema di stoccaggio stagionale dell'energia termica prodotta oppure lo sviluppo di attività che possano integrarsi all'attività agricola e che richiedano energia termica (Tabella 4-11).

**Tabella 4-11 Attività di valorizzazione energetica dell'energia termica prodotta**

<b>RISCALDAMENTO</b>	<b>ESSICCAMENTO</b>	<b>RAFFREDDAMENTO</b>	<b>PRODUZIONE ELETTRICA</b>
District heating Riscaldamento di edifici Riscaldamento di serre Acquacoltura Trasporto di calore in container	Essiccamento di legno, cippato e pellets Essiccamento di prodotti agricoli Essiccamento del digestato di impianti a biogas e di fanghi di depurazione da impianti di depurazione	District cooling Raffrescamento di edifici Raffrescamento di prodotti agro-industriali Processi di raffreddamento	Produzione elettrica addizionale con sistemi CRC, ORC o micro-turbine a gas o a vapore

5. Le indagini compiute presso le aziende agricole campione hanno evidenziato casi in cui la produzione interna di biomasse residuali non è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico ed altri in cui non vi è sufficiente richiesta termica per coprire la disponibilità energetica fornita dal sistema di gassificazione. Per colmare questa lacuna sarebbe opportuno sviluppare forme di collaborazione locale per la creazione di consorzi di produttori ed utilizzatori degli scarti di lavorazione. Per esempio, nel contesto locale, è utile favorire la creazione di distretti di produzione di biomassa residuale per alimentare impianti di teleriscaldamento collegati ad utenze civili, comunali ed industriali.
6. L'attuale sistema di finanziamento che prevede l'erogazione del contributo solo a consuntivo con una soglia molto alta per l'acconto ha ostacolato notevolmente la realizzazione del progetto, in quanto gli istituti di credito faticano a concedere prestiti nonostante l'evidenza documentale della concessione del finanziamento. Sarebbe auspicabile prevedere sia una quota di finanziamento erogata all'atto della costituzione dell'ATI sia favorire la creazione di uno strumento finanziario in grado di sostenere i soggetti nel corso della realizzazione del progetto.
7. Si sottolinea, infine, l'importanza di favorire e consolidare il rapporto tra mondo accademico e aziende agricole al fine di promuovere l'innovazione in ambito rurale utile a contrastare l'attuale crisi del settore primario.

## 4.9 BIBLIOGRAFIA

- Basu P., “Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory”, Academic Press, Burlington, USA, 2010.
- Pedrazzi S., Allesina G., Tartarini P., “Modellizzazione cinetica di un gassificatore controcorrente stratificato”, Congresso Nazionale AIGE - 2012.
- De Filippis P., Scarsella M., De Caprariis B., Belotti G. “Tecniche di campionamento e rimozione di tar e particolato contenuti nel syngas da gassificazione del carbone”, Ricerca di sistema elettrico ENEA – Report RdS/2010/22
- Galeno G., ”Modellizzazione di un micro cogeneratore basato sulla tecnologia MCFC accoppiata ad un gassificatore di biomassa”,Università degli Studi di Padova - Dottorato di ricerca XIX ciclo in Ingegneria Civile e Meccanica, 2007.
- Higman C.,Van der Burgt M.,“Gasification”; vol.10; Gulf Professional Publishing, kindlington, Oxford, 2008.
- Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro (ISPESL), “Guida al confronto fra la nuova Direttiva Macchine (2006/42/CE) e la Direttiva 98/37/CE”, Dipartimento Tecnologia di Sicurezza, 2008.
- Manfrida G., “Il processo di gassificazione”,Università degli Studi di Firenze 2006.
- Rutz et al., “BiogasHeat Handbook on Sustainable Heat Use of Biogas Plants”, 2012.
- Zainal Z.,Rifau A.,Quadir G., Seetharamu K., “Experimental investigation of a downdraft biomass gasifier”; School of Mechanical Engineering, Universiti Sains Malaysia, Nibong Tebal, Penang 14300, Malaysia.

## **5 ANALISI ECONOMICA E STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE**

Il sistema di cogenerazione alimentato a biomassa residuale è in grado di generare energia termica ed elettrica in grado di coprire i fabbisogni energetici dell'azienda agricola.

L'energia termica ed elettrica prodotta sono classificate come energia cogenerata prodotta da fonte rinnovabile. Come tale può accedere a diversi sistemi di incentivazione nazionale non cumulabili tra loro:

1. Incentivi previsti dal D.M. 6 luglio 2012 per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile diversa dal fotovoltaico.
2. Titoli di efficienza energetica riconosciuti agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (D.M. 5 settembre 2011).
3. Titoli di efficienza energetica nel caso di utilizzo di valorizzazione dell'energia termica prodotta per il riscaldamento nel settore della serricoltura (scheda 40E) o per il raffrescamento in ambito industriale (scheda 35E).

La scelta tecnica e motoristica e la valutazione economica preliminare fanno propendere per il sistema di incentivazione previsto dal D.M. 6 luglio 2012.

Nel paragrafo seguente è analizzato il sistema di incentivazione, evidenziando quali sono i requisiti di accesso, le tariffe incentivanti ed i premi previsti per un impianto a biomassa alimentato da sottoprodotti di origine agricola.

Quantificato l'introito legato agli incentivi è analizzato, in dettaglio, il tempo di ritorno dell'investimento connesso all'installazione dell'impianto di cogenerazione a biomassa residuale, evidenziandone le criticità ed i numerosi vantaggi economici.

### **5.1 REGIME DI INCENTIVAZIONE PREVISTO DAL D.M. 6 LUGLIO 2012**

Il D.M. 6 luglio 2012 incentiva l'energia elettrica da fonte rinnovabile, diversa dal fotovoltaico, prodotta da impianti aventi potenza non inferiore a 1kW ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012.

Il meccanismo prevede una tariffa incentivante (espressa in €/MWh) riconosciuta, per tutta la vita media utile dell'impianto, sulla produzione netta di energia elettrica<sup>58</sup> e variabile a seconda della fonte, della tipologia di impianto e della classe di potenza (feed-in tariff mechanism).

In Tabella 2-3 sono indicate la vita media utile convenzionale e la tariffa incentivante base relativa agli impianti a biomassa che entreranno in esercizio nell'anno 2014 (è prevista una decurtazione annua della tariffa incentivante pari al 2%).

---

<sup>58</sup> è la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica;

**Tabella 5-1 Vita utile convenzionale e tariffa incentivante base per impianti a biomassa che entreranno in esercizio nel 2014 (fonte: D.M. 6 Luglio 2012).**

<b>TIPOLOGIA</b>	<b>POTENZA (kW)</b>	<b>VITA UTILE MEDIA (anni)</b>	<b>TARIFFA INCENTIVANTE BASE (€/MWh)</b>
<b>a) prodotti di origine biologica</b>	1 < P ≤ 300	20	224
	300 < P ≤ 1000	20	176
	1000 < P ≤ 5000	20	130
	P > 5000	20	120
<b>b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)</b>	1 < P ≤ 300	20	252
	300 < P ≤ 1000	20	205
	1000 < P ≤ 5000	20	158
	P > 5000	20	142
<b>c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2</b>	1 < P ≤ 5000	20	171
	P > 5000	20	123

Come evidenziato in Tabella 2-3, il GSE prevede tariffe incentivanti diverse a seconda della matrice di alimentazione dell'impianto a biomassa. Fermo restando il rispetto delle disposizioni introdotte dal D.Lgs 152/2006, i sottoprodotti di origine biologica, provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale, utilizzabili negli impianti a biomassa sono indicati nella Tabella 5-2.

**Tabella 5-2 Estratto Tabella 1.A D.M. 6 Luglio 2012 - Elenco dei sottoprodotti utilizzabili negli impianti a biomassa ricadenti nella tipologia b) (fonte: GSE).**

<b>SOTTOPRODOTTI PROVENIENTI DA ATTIVITÀ AGRICOLA, DI ALLEVAMENTO, DALLA GESTIONE DEL VERDE E DA ATTIVITÀ FORESTALE</b>
residui di campo delle aziende agricole;
sottoprodotti derivati dall'espianto;
sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;
sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;
potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato.

L'evoluzione normativa del concetto di sottoprodotto ha una portata molto più ampia dell'utilizzo per soli fini energetici considerato nel D.M. 6 luglio 2012. Nella casella di testo seguente è presentato un inquadramento legislativo del sottoprodotto secondo la normativa italiana ed europea.

## INQUADRAMENTO LEGISLATIVO DEL SOTTOPRODOTTO

La definizione vigente di sottoprodotto è stata introdotta dall'art. 184-bis del D.Lgs. 205/2010 che recepisce la Direttiva 2008/98/CE sulla disciplina dei rifiuti. Sono stabilite quattro condizioni che una sostanza od oggetto deve rispettare per essere identificato come sottoprodotto e non come rifiuto:

1. La sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;
2. è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;
3. la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
4. l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

Le condizioni indicate presentano numerose criticità per quanto riguarda il caso in esame. La certezza di utilizzo della sostanza o dell'oggetto da parte del produttore o di terzi, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, è sicuramente la più limitativa per i produttori. Il produttore deve adottare una procedura tale da garantire, dall'origine e fino al momento della stipula del contratto con l'utilizzatore, che il residuo sia prodotto e gestito in modo tale da non ricadere nella categoria dei rifiuti (Riva G., Carratù L., 2013).

La terza condizione, relativa all'esclusione di trattamenti diversi dalla normale pratica industriale, crea forte incertezza nell'individuare quali siano i trattamenti ammessi, non essendo presenti delle linee guida per indirizzare l'operatore.

L'ultima condizione, che specifica che l'ulteriore utilizzo deve essere legale, non comportando impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana, di fatto sposta l'attenzione dal produttore all'utilizzatore. Dunque, nel caso di utilizzo per la produzione di energia elettrica in un impianto a biomassa, il residuo dovrebbe avere le caratteristiche previste dall'Allegato X alla parte V del D.Lgs. 152/2006 (Riva G., Carratù L., 2013).

E' prevista l'emanazione da parte del Ministero dell'Ambiente di un decreto attuativo relativo ai sottoprodotti da impiegare a fini energetici.

Per impianti di potenza inferiore ad 1 MW., il calcolo della tariffa incentivante omnicomprensiva ( $T_o$ ) è effettuato secondo la seguente formula:

$$T_o = T_b + P_r$$

Dove  $T_b$  rappresenta la tariffa incentivante indicata in Tabella 2-3 e  $P_r$  è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto. In particolare, per impianti a biomassa di potenza inferiore ad 1 MW, sono previsti i seguenti premi cumulabili tra di loro:

- **per impianti a biomassa ricadenti nella tipologia a) e b), qualora soddisfino i requisiti di emissioni in atmosfera indicati in Tabella 5-3** (valori medi mensili sui giorni di effettivo

funzionamento), è previsto un premio di **30 €/MWh**. L'evidenza del rispetto dei limiti di emissioni indicati deve essere resa attraverso i valori misurati e rilevati da un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), oppure, per impianti di potenza termica nominale inferiore a 15 MWt, da un sistema di analisi delle emissioni (SAE) in grado di rilevare e registrare le concentrazioni in emissione degli inquinanti da monitorare e dei principali parametri di processo (tenore di O<sub>2</sub> libero, tenore di vapore acqueo, temperatura, stato impianto, portata);

**Tabella 5-3 Valori di emissione in atmosfera per impianti di combustione a biomasse (Allegato 5 D.M. 6 luglio 2012)**

INQUINANTE	VALORI (mg/Nm <sup>3</sup> )			
	PTN ≤ 6 MWt	6 ≤ PTN ≤ 20 MWt	20 ≤ PTN ≤ 50 MWt	PTN > 50 MWt
<b>NO<sub>x</sub> (espressi come NO<sub>2</sub>)</b>	200	150	150	100
<b>NH<sub>3</sub><sup>59</sup></b>	5	5	5	5
<b>CO</b>	200	150	100	50
<b>SO<sub>2</sub></b>	150	150	100	25
<b>COT</b>	30	20	10	10
<b>Polveri</b>	10	10	5	5

- **per impianti a biomassa operanti in cogenerazione ad alto rendimento<sup>60</sup>** è previsto un premio pari a:
  - 40 €/MWh per impianti ricadenti nella tipologia a);
  - **40 €/MWh per impianti a biomasse ricadenti nella tipologia b) (alimentati da sottoprodotti di origine biologica), qualora il calore generato sia utilizzato per il teleriscaldamento.**
  - 10 €/MWh per gli altri impianti.

Come indicato in precedenza, la tariffa incentivante è applicata al valore di produzione netta di energia elettrica, intesa come la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

<sup>59</sup> Nel caso di utilizzo di una tecnica di abbattimento ad urea o ammoniaca (SCR, SNCR), negli impianti ove è previsto il controllo in continuo degli ossidi di azoto, dovrà essere installato lo specifico analizzatore di NH<sub>3</sub>.

<sup>60</sup> Per ottenere il riconoscimento di impianto operante in cogenerazione ad alto rendimento, come previsto dal D.M. 4 agosto 2011, devono essere rispettate due condizioni:

1. Rendimento globale, dato dal rapporto tra la somma dell'energia termica utile e dell'energia elettrica/meccanica totale prodotta diviso l'energia del combustibile immesso, maggiore del 75% per impianti con motore a combustione interna;
2. Primary Energy Saving (PES) pari ad almeno il 10% oppure maggiore di 0, nel caso di piccola cogenerazione (< 1 MWe) o micro-cogenerazione (< 50 kWe).

Per impianti di potenza non superiore a 1 MW i consumi e le perdite sono definiti su base convenzionale ed espressi in termini di percentuale dell'energia elettrica prodotta lorda. **Per quanto concerne gli impianti a biomassa di tipologia a) e b) il valore percentuale dell'assorbimento degli ausiliari e delle perdite di linea e trasformazione è pari a 17%** (Allegato 4 - Tabella 6 D.M. 6 luglio 2012).

Il Decreto prevede tre diverse modalità di accesso al meccanismo di incentivazione a seconda della taglia di potenza e tipologia di fonte rinnovabile (Figura 5-1):

- **Accesso diretto** nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di rifacimento o potenziamento di potenza inferiore alle soglie indicate per ciascuna tipologia di fonte rinnovabile (per le biomassa la potenza soglia è di 200 kW).
- **Iscrizione al registro** in posizione tale da rientrare entro i contingenti annui di potenza incentivabili e nei limiti specifici di potenza per tipologia di fonte rinnovabile (per la biomassa la soglia di potenza è di 5 MW).
- **Aggiudicazione a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso** per impianti di potenza superiore alle soglie indicate per tipologia di fonte rinnovabile (per la biomassa la soglia di potenza è di 5 MW).



Figura 5-1 Meccanismo di accesso al sistema di incentivazione per gli impianti a biomassa (fonte: GSE)

## 5.2 VALUTAZIONE ECONOMICA DELL'INVESTIMENTO

Verificata la rispondenza del prototipo di gassificatore ai requisiti del D.M. 6 luglio 2012 per l'accesso all'incentivo e calcolata la relativa tariffa incentivante, si analizza in dettaglio la redditività attesa valutando il tempo di ritorno dell'investimento.

La fornitura e l'installazione del prototipo di gassificatore comportano i costi indicati in Tabella 5-4. Si è stimato un costo di installazione del prototipo in linea con i costi attuali di vendita ed installazioni di gassificatori con potenza simile a quella ipotizzata per il sistema di cogenerazione a biomassa residuale (Cogeneratore ESPE CHiP50<sup>®</sup>, Spanner HK 45<sup>®</sup>). Il modulo di gassificazione prevede la fornitura e l'installazione del sistema di alimentazione, del reattore di gassificazione, del sistema di raffreddamento, di filtrazione e estrazioni delle ceneri comprensivo di quadro elettrico e di sistema di controllo. Nella fornitura è compreso il gruppo generatore di energia comprensivo di motore a combustione interna e generatore elettrico asincrono.

**Tabella 5-4 Costi di fornitura, installazione, messa in opera e connessione del modulo di gassificazione**

<b>COSTI COMPLESSIVI DI INSTALLAZIONE</b>	<b>VALORE</b>
<b>Fornitura ed installazione modulo di gassificazione</b>	225.000 €
<b>Realizzazione impianto elettrico</b>	25.000 €
<b>Realizzazione impianto idraulico</b>	20.000 €
<b>Realizzazione impianto di stoccaggio ed opere civili</b>	70.000 €
<b>Progettazione tecnica e pratiche burocratiche (ENEL, GSE, VVFF, Agenzia delle Dogane, Comune, Soprintendenza)</b>	25.000€
<b>COSTO TOTALE</b>	365.000 €

Nei costi di realizzazione dell'impianto elettrico sono compresi i quadri elettrici, l'impianto di controllo generale ed il montaggio e cablaggio. Nei costi di realizzazione dell'impianto idraulico vi sono i sistemi di accumulo termico (2 boiler isolati da 10.000 l), le pompe di circolazione, l'unità di raffreddamento di emergenza comprensive di tubazioni e montaggio.

Nella voce "Realizzazione impianto di stoccaggio ed opere civili" ricadono le spese sostenute per la costruzione di uno stoccaggio ed essiccatore per la biomassa residuale, dimensionato per coprire il fabbisogno di due settimane di funzionamento, comprensivo del sistema di caricamento e di estrazione. Lo stoccaggio e l'essiccatore consentono inoltre di valorizzazione l'energia termica prodotta essiccando il cippato fresco fornito da terzi. Si ipotizza di realizzare un deposito seminterrato (comprendendo i costi di scavo e sbancamento) con stoccaggio e volume tecnico per un volume complessivo di 250 m<sup>3</sup>, al costo stimato di 259 €/m<sup>3</sup> (AIEL, 2012).

Infine sono indicati i costi riguardanti la progettazione tecnica dell'impianto, comprensivi di pratiche per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, per la connessione elettrica, per l'ottenimento della licenza per officina elettrica e per la richiesta di incentivo (7% dei costi di realizzazione).

In Tabella 5-5 sono rappresentati i parametri operativi di funzionamento del sistema di gassificazione installato. Si ipotizzano 7.500 ore di funzionamento annuo, al netto di fermi macchina e manutenzione, con una perdita di efficienza annua pari a 1,5%. Le ipotesi di partenza prevedevano l'installazione di un motore della potenza di 50 kW elettrici, ma le sperimentazioni hanno portato ad una revisione della potenza massima dell'impianto a causa del minor potere calorifico del syngas prodotto e della minor resa dell'impianto. Pertanto la potenza elettrica del motore a combustione interna previsto è di 40 kW, riducendola del 20% rispetto alle stime iniziali.

La potenza termica disponibile dal circuito di raffreddamento del syngas e dai circuiti di raffreddamento del motore e dei fumi del generatore elettrico è pari a 80 kW termici. Si stima però di poterne valorizzare solo il 60% per motivi legati alla stagionalità ed intermittenza della domanda di calore.

**Tabella 5-5 Parametri operativi del sistema di gassificazione**

<b>PARAMETRI OPERATIVI</b>	<b>UNITA' DI MISURA</b>	<b>VALORE</b>
<b>Ore di funzionamento annuo</b>	h	7.500
<b>Perdita di efficienza annua</b>	%	1,5
<b>Potenza elettrica netta</b>	kW el	40,5
<b>Potenza termica netta</b>	kW th	80
<b>Fattore di utilizzo energia termica</b>	%	60
<b>Consumo ausiliari termici</b>	kW th	15
<b>Consumo ausiliari elettrici</b>	%	17
<b>Consumo orario di biomassa residuale</b>	kg/h	50

I consumi ausiliari elettrici sono definiti in base alle indicazioni fornite dalla Tabella 6 dell'Allegato 4 al D.M. 6 luglio 2012, mentre i consumi termici sono legati al calore necessario per essiccare la biomassa residuale di partenza che presenta un contenuto idrico M50%. Il consumo orario previsto è di 50 kg/h di biomassa residuale cippata.

I parametri economici sono indicati in Tabella 5-6. Sono indicati i valori utilizzati per il calcolo della tariffa incentivante e la valorizzazione economica dell'energia termica. Il costo della manutenzione ordinaria, espresso in €/MWh, comprende i costi legati ad un servizio di manutenzione full service (assistenza continua ed intervento entro le 24h ed assicurazione sulla produzione), i consumi di energia elettrica e di acqua e lo smaltimento delle ceneri. La voce "Costo di cippatura" considera il costo legato al noleggio di una cippatrice di medie dimensioni<sup>61</sup> per cippare la biomassa residuale prima di inviarla alla gassificazione. E' utile evidenziare anche il costo di smaltimento degli scarti di potatura pressati centri di raccolta (fonte: ARPAV), evitato grazie alla valorizzazione energetica nell'impianto di gassificazione.

**Tabella 5-6 Parametri economici utilizzati per il calcolo del tempo di ritorno sull'investimento**

<b>PARAMETRI ECONOMICI</b>	<b>UNITA' DI MISURA</b>	<b>VALORE</b>
<b>Tariffa Omnicomprensiva base</b>	€/MWh	252
<b>Premio cogenerazione alto rendimento</b>	€/MWh	40
<b>Premio emissioni</b>	€/MWh	30
<b>Valorizzazione energia termica</b>	€/MWh	40
<b>Costo manutenzione ordinaria</b>	€/MWh	45

<sup>61</sup> Una cippatrice con gru autonoma per alimentarsi, azionata con un trattore da 200 CV, in grado di cippare tronchi con diametro massimo di 40 cm, costa dai 130-150 euro/ora con una produttività di 10-12 t/ora (fonte: Veneto Agricoltura).

<b>Costo manutenzione straordinaria</b>	%	1,5
<b>Tasso di sconto</b>	%	3,0
<b>Tasso di inflazione</b>	%	1,0
<b>Costo cippatura</b>	€/t	12,5
<b>Costo smaltimento scarti di potatura</b>	€/t	27
<b>Costo servizio GSE</b>	c€/kWh	0,05

Nelle ipotesi indicate, considerando una copertura totale dei costi di installazione con capitale proprio, la valutazione economica dell'investimento legato all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale presenta i risultati economici indicati in Tabella 5-7 rappresentati dal Valore Attuale Netto a dieci, quindici e vent'anni (durata dell'incentivo previsto dal D.M. del 6 luglio 2012). Il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento, pari a 5 anni e 9 mesi, è raffigurato in Figura 5-2, dove è rappresentato il flusso di cassa attualizzato progressivo, calcolato come somma dei ricavi e dei costi indicati in Tabella 5-8.

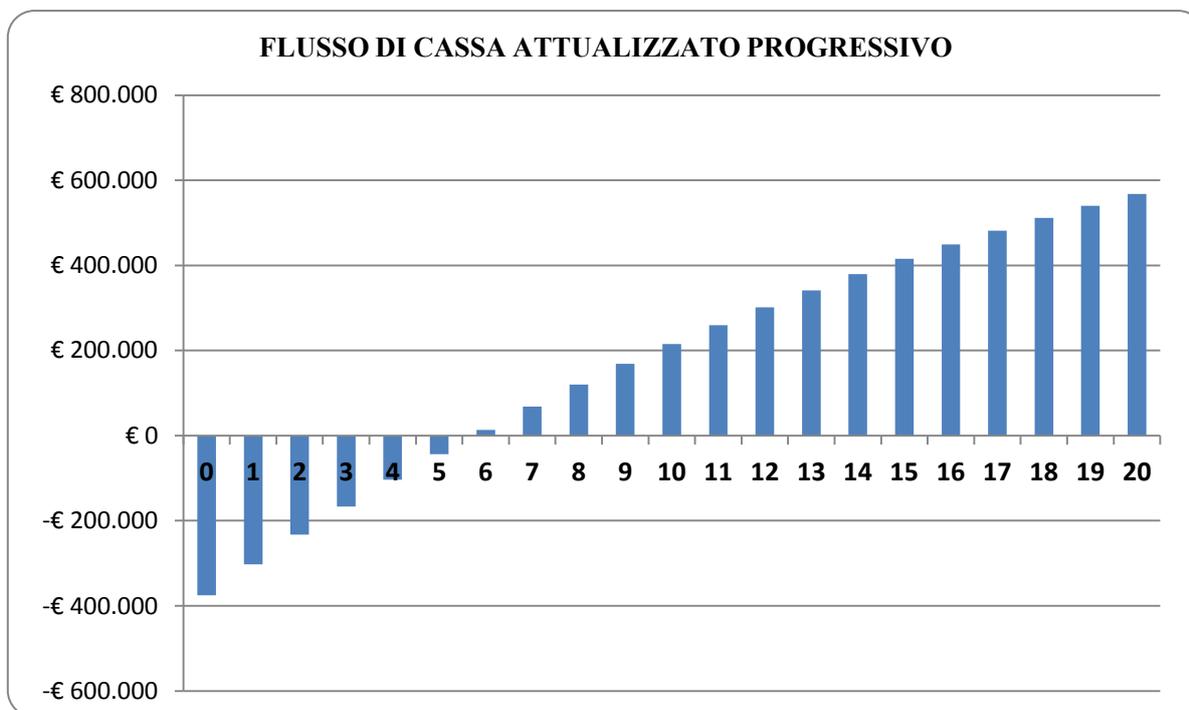


Figura 5-2 Flusso di cassa attualizzato progressivo relativo all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale

Tabella 5-7 Valore Attuale Netto a 10, 15 e 20 anni

<b>VALORE ATTUALE NETTO</b>	
<b>a 10 anni</b>	215.412 €
<b>a 15 anni</b>	415.358 €
<b>a 20 anni</b>	567.675 €

Tabella 5-8 Ricavi, costi e flussi di cassa relativi all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale

ANALISI ECONOMICA																	
Produzione					Ricavi						Costi				Flussi di cassa		
Anni di esercizio dell'impianto	Produzione lorda attesa kWh elettrici	Produzione kWh elettrici al netto autoconsumi	Produzione lorda attesa kWh termici	Energia termica kWh al netto autoconsumi	Tariffa Omnicomprensiva base	Premio cogenerazione alto rendimento	Premio riduzione emissioni	Valorizzazione energia termica	Mancato smaltimento degli scarti di potatura	Ricavi totali	Costo cippatura	Costi misure GSE	Costi annui di gestione e manutenzione	Costi totali	Flusso di cassa annuale (ricavi annui - costi)	Flusso di cassa annuale attualizzato	Flusso di cassa attualizzato progressivo
0														-€ 375.000	-€ 375.000	-€ 375.000	-€ 375.000
1	300.000	249.000	600.000	487.500	€ 62.748	€ 6.972	€ 7.470	€ 11.700	€ 10.125	€ 99.015	-€ 4.688	-€ 150	-€ 19.125	-€ 23.963	€ 75.053	€ 72.867	-€ 302.133
2	295.500	245.265	591.000	478.500	€ 61.807	€ 6.867	€ 7.358	€ 11.484	€ 10.125	€ 97.641	-€ 4.688	-€ 148	-€ 19.125	-€ 23.960	€ 73.681	€ 69.451	-€ 232.682
3	291.000	241.530	582.000	469.500	€ 60.866	€ 6.763	€ 7.246	€ 11.268	€ 10.125	€ 96.267	-€ 4.688	-€ 146	-€ 19.125	-€ 23.958	€ 72.309	€ 66.173	-€ 166.509
4	286.500	237.795	573.000	460.500	€ 59.924	€ 6.658	€ 7.134	€ 11.052	€ 10.125	€ 94.893	-€ 4.688	-€ 143	-€ 19.125	-€ 23.956	€ 70.938	€ 63.027	-€ 103.482
5	282.000	234.060	564.000	451.500	€ 58.983	€ 6.554	€ 7.022	€ 10.836	€ 10.125	€ 93.520	-€ 4.688	-€ 141	-€ 19.125	-€ 23.954	€ 69.566	€ 60.008	-€ 43.473
6	277.500	230.325	555.000	442.500	€ 58.042	€ 6.449	€ 6.910	€ 10.620	€ 10.125	€ 92.146	-€ 4.688	-€ 139	-€ 19.125	-€ 23.951	€ 68.195	€ 57.112	€ 13.638
7	273.000	226.590	546.000	433.500	€ 57.101	€ 6.345	€ 6.798	€ 10.404	€ 10.125	€ 90.772	-€ 4.688	-€ 137	-€ 19.125	-€ 23.949	€ 66.823	€ 54.333	€ 67.972
8	268.500	222.855	537.000	424.500	€ 56.159	€ 6.240	€ 6.686	€ 10.188	€ 10.125	€ 89.398	-€ 4.688	-€ 134	-€ 19.125	-€ 23.947	€ 65.451	€ 51.668	€ 119.639
9	264.000	219.120	528.000	415.500	€ 55.218	€ 6.135	€ 6.574	€ 9.972	€ 10.125	€ 88.024	-€ 4.688	-€ 132	-€ 19.125	-€ 23.945	€ 64.080	€ 49.112	€ 168.751
10	259.500	215.385	519.000	406.500	€ 54.277	€ 6.031	€ 6.462	€ 9.756	€ 10.125	€ 86.650	-€ 4.688	-€ 130	-€ 19.125	-€ 23.942	€ 62.708	€ 46.661	€ 215.412
11	255.000	211.650	510.000	397.500	€ 53.336	€ 5.926	€ 6.350	€ 9.540	€ 10.125	€ 85.277	-€ 4.688	-€ 128	-€ 19.125	-€ 23.940	€ 61.337	€ 44.311	€ 259.723
12	250.500	207.915	501.000	388.500	€ 52.395	€ 5.822	€ 6.237	€ 9.324	€ 10.125	€ 83.903	-€ 4.688	-€ 125	-€ 19.125	-€ 23.938	€ 59.965	€ 42.058	€ 301.781
13	246.000	204.180	492.000	379.500	€ 51.453	€ 5.717	€ 6.125	€ 9.108	€ 10.125	€ 82.529	-€ 4.688	-€ 123	-€ 19.125	-€ 23.936	€ 58.593	€ 39.899	€ 341.680
14	241.500	200.445	483.000	370.500	€ 50.512	€ 5.612	€ 6.013	€ 8.892	€ 10.125	€ 81.155	-€ 4.688	-€ 121	-€ 19.125	-€ 23.933	€ 57.222	€ 37.830	€ 379.510
15	237.000	196.710	474.000	361.500	€ 49.571	€ 5.508	€ 5.901	€ 8.676	€ 10.125	€ 79.781	-€ 4.688	-€ 119	-€ 19.125	-€ 23.931	€ 55.850	€ 35.848	€ 415.358
16	232.500	192.975	465.000	352.500	€ 48.630	€ 5.403	€ 5.789	€ 8.460	€ 10.125	€ 78.407	-€ 4.688	-€ 116	-€ 19.125	-€ 23.929	€ 54.479	€ 33.949	€ 449.308
17	228.000	189.240	456.000	343.500	€ 47.688	€ 5.299	€ 5.677	€ 8.244	€ 10.125	€ 77.033	-€ 4.688	-€ 114	-€ 19.125	-€ 23.927	€ 53.107	€ 32.131	€ 481.438
18	223.500	185.505	447.000	334.500	€ 46.747	€ 5.194	€ 5.565	€ 8.028	€ 10.125	€ 75.660	-€ 4.688	-€ 112	-€ 19.125	-€ 23.924	€ 51.735	€ 30.389	€ 511.827
19	219.000	181.770	438.000	325.500	€ 45.806	€ 5.090	€ 5.453	€ 7.812	€ 10.125	€ 74.286	-€ 4.688	-€ 110	-€ 19.125	-€ 23.922	€ 50.364	€ 28.722	€ 540.549
20	214.500	178.035	429.000	316.500	€ 44.865	€ 4.985	€ 5.341	€ 7.596	€ 10.125	€ 72.912	-€ 4.688	-€ 107	-€ 19.125	-€ 23.920	€ 48.992	€ 27.126	€ 567.675

Nel caso realistico di richiesta di finanziamento bancario, ipotizzando un mutuo decennale con tasso di interesse al 6% la valutazione economica dell'investimento rimane positiva, consentendo all'investitore di avere sempre flussi di cassa annuali positivi (Figura 5-3). Il VAN dell'investimento a venti anni si riduce, come indicato in Tabella 5-9, di 51.937 €.

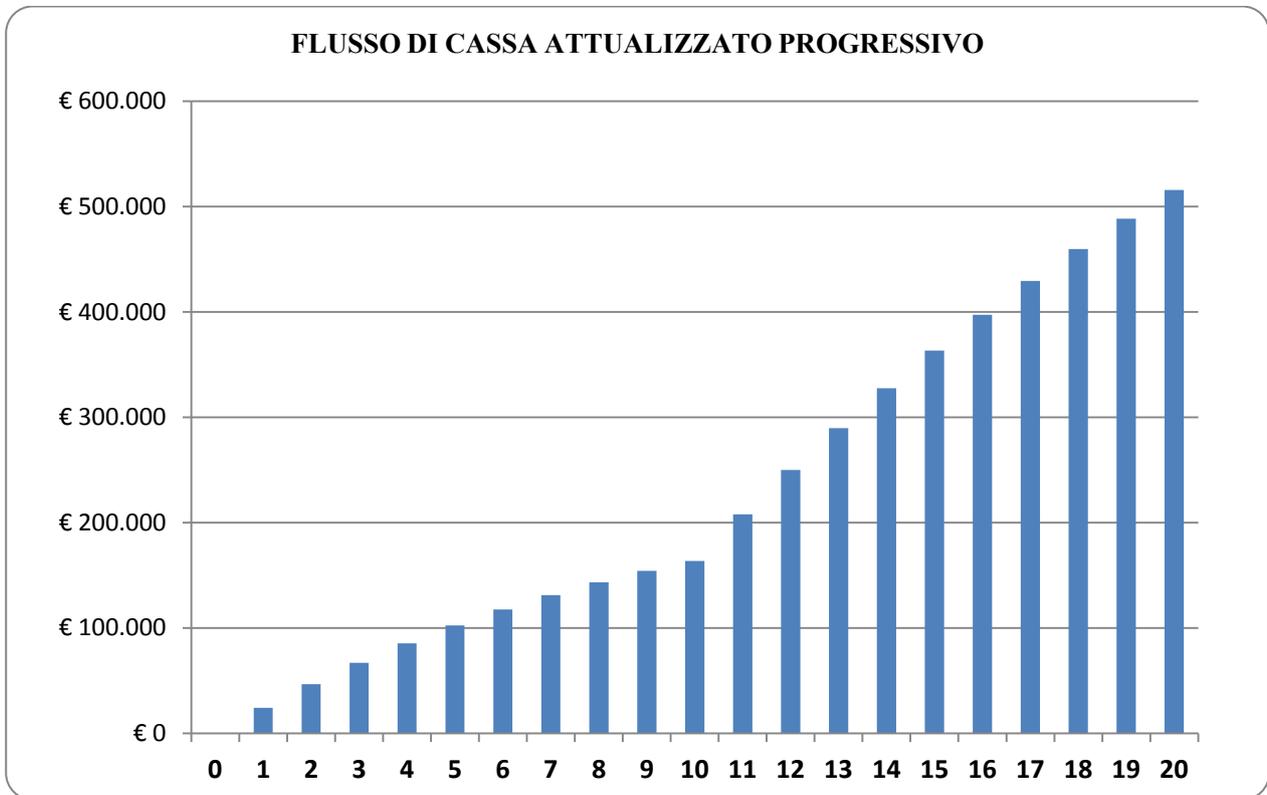


Figura 5-3 Flusso di cassa attualizzato progressivo relativo all'impianto di cogenerazione a biomassa residuale nel caso di finanziamento bancario

Tabella 5-9 Valore Attuale Netto a 10, 15 e 20 anni nel caso di finanziamento bancario

VALORE ATTUALE NETTO	
a 10 anni	163.475 €
a 15 anni	363.422 €
a 20 anni	515.738 €

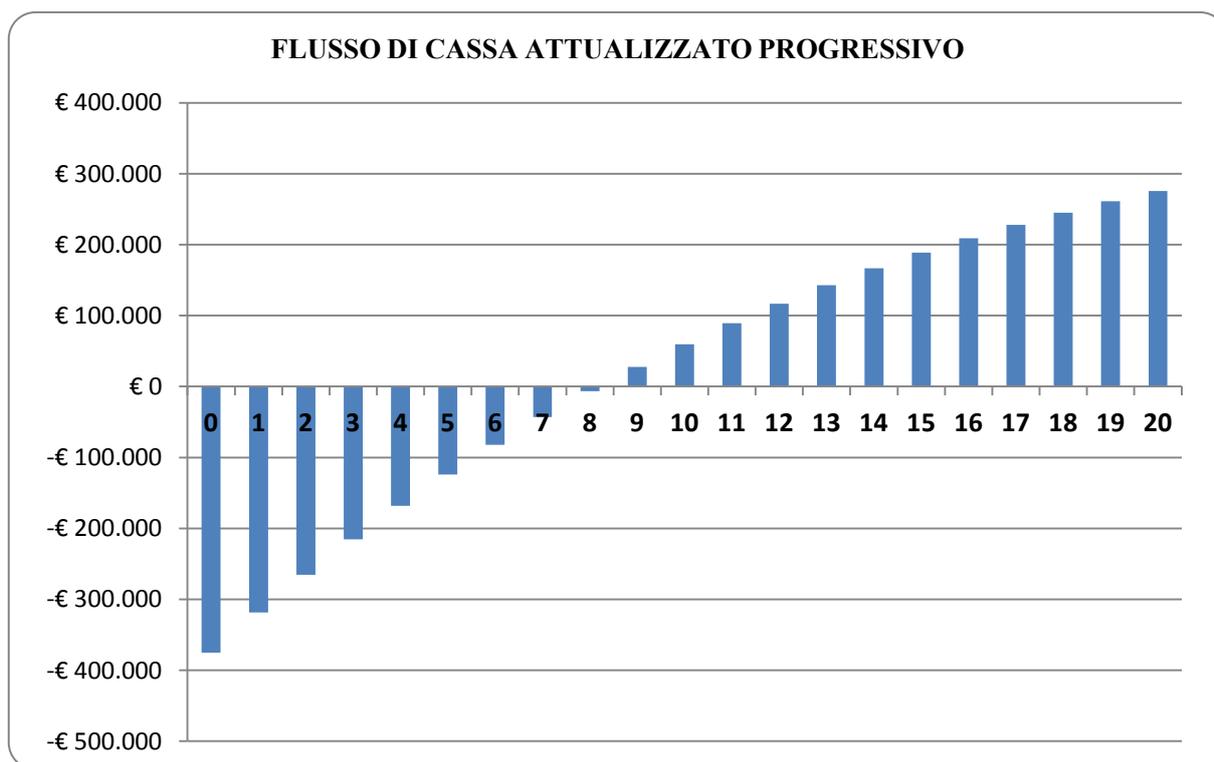
### 5.3 CONCLUSIONI

Le analisi economiche effettuate dimostrano che l'investimento legato al gassificatore a biomasse residuali presenta tempi di ritorno competitivi rispetto alle attuali tecnologie di gassificazione in commercio.

Nel contesto in esame, la Saccisica, la possibilità di valorizzare energeticamente i residui derivanti dalla propria attività permette all'imprenditore agricolo di ridurre i costi di smaltimento degli scarti, non dover acquistare il cippato per alimentare il gassificatore e rimanere soggetto a tassazione agricola, molto vantaggiosa rispetto a quella industriale.

Infatti la produzione e la cessione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili effettuata dagli imprenditori agricoli costituiscono attività connesse ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del Codice Civile e si considerano attività produttive di reddito agrario solo qualora risulti verificato **il requisito della prevalenza**. Il requisito di prevalenza si riferisce alla matrice in ingresso e risulta soddisfatto quando, in termini quantitativi, i prodotti ottenuti direttamente dall'attività agricola svolta nel fondo risultano prevalenti, ossia superiori, rispetto a quelli acquistati presso terzi.

In Figura 5-4 è raffigurato il flusso di cassa attualizzato progressivo nel caso di fornitura ed acquisto di un gassificatore alimentato a cippato di legno che soddisfa i requisiti imposti dai gassificatori attualmente disponibili in commercio<sup>62</sup>.



**Figura 5-4 Flusso di cassa attualizzato progressivo per un investimento in un impianto di gassificazione a biomassa acquistata**

<sup>62</sup> Cippato di abete con le seguenti caratteristiche: Max contenuto idrico cippato in ingresso al gassificatore: 10%. Pezzatura cippato: P 50 Frazione principale 3,15mm < P < 50mm, min 80%; frazione fine < 1mm, max 5%; frazione grossa > 50 mm, max 1%.

Modificata la potenza elettrica (50 kW) e la potenza termica disponibile (100 kW), aumentate le ore di funzionamento (8.000 h/annuo) a seguito di una maggior affidabilità della macchina dovuta all'omogeneità dimensionale e di composizione della biomassa di partenza e ridotti i costi di manutenzione ordinaria (35 €/MWh) il tempo di ritorno dell'investimento, esclusi i ragionamenti legati alla tassazione applicabile, aumenta ad 8 anni e 3 mesi.

L'aumento del tempo di ritorno è principalmente dovuto alla diminuzione della tariffa incentivante, scesa a 224 €/MWh per impianti a biomassa alimentati da prodotti di origine biologica e connessi nel 2014, al costo di rifornimento della materia prima (80 €/t per cippato con le caratteristiche richieste) e al mancato risparmio del costo di smaltimento degli scarti di lavorazione.

Uno degli elementi critici è l'**affidabilità impiantistica**. Per essere un investimento redditizio, il sistema di cogenerazione richiede molte ore di funzionamento, garantite solo da un'efficiente sistema di monitoraggio e di controllo impiantistico capace di adattarsi alle variazioni delle proprietà della biomassa in ingresso. E' necessario inoltre stipulare un contratto di manutenzione full-service in grado di intervenire tempestivamente in caso di anomalie e mal funzionamento e contrarre una polizza assicurativa per la mancata produzione. Le Figura 5-5 e Figura 5-6 evidenziano come il tempo di ritorno salga a 7 anni nel caso di 6.500 ore annue di funzionamento e a 8 anni e 8 mesi per sole 5.500 ore annue di funzionamento.

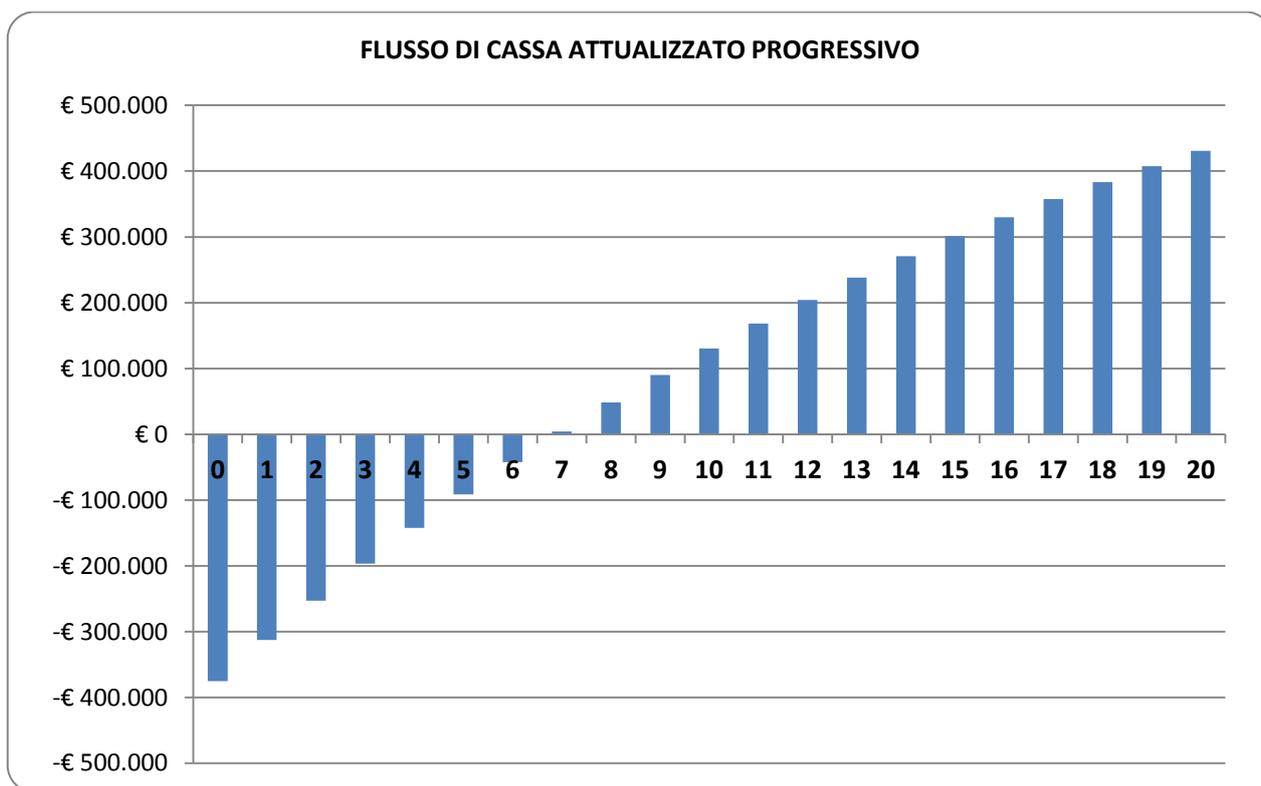


Figura 5-5 Flusso di cassa attualizzato progressivo nel caso di 6.500 ore annue di funzionamento

Un altro elemento essenziale per un corretto investimento economico è la **valorizzazione dell'energia termica prodotta**. Se l'azienda agricola non è in grado di remunerare economicamente la produzione di energia termica tramite il teleriscaldamento e non accede pertanto al premio per la cogenerazione ad alto rendimento (40 €/MWh) il tempo di ritorno si allunga a 8 anni e 2 mesi (Figura 5-7).

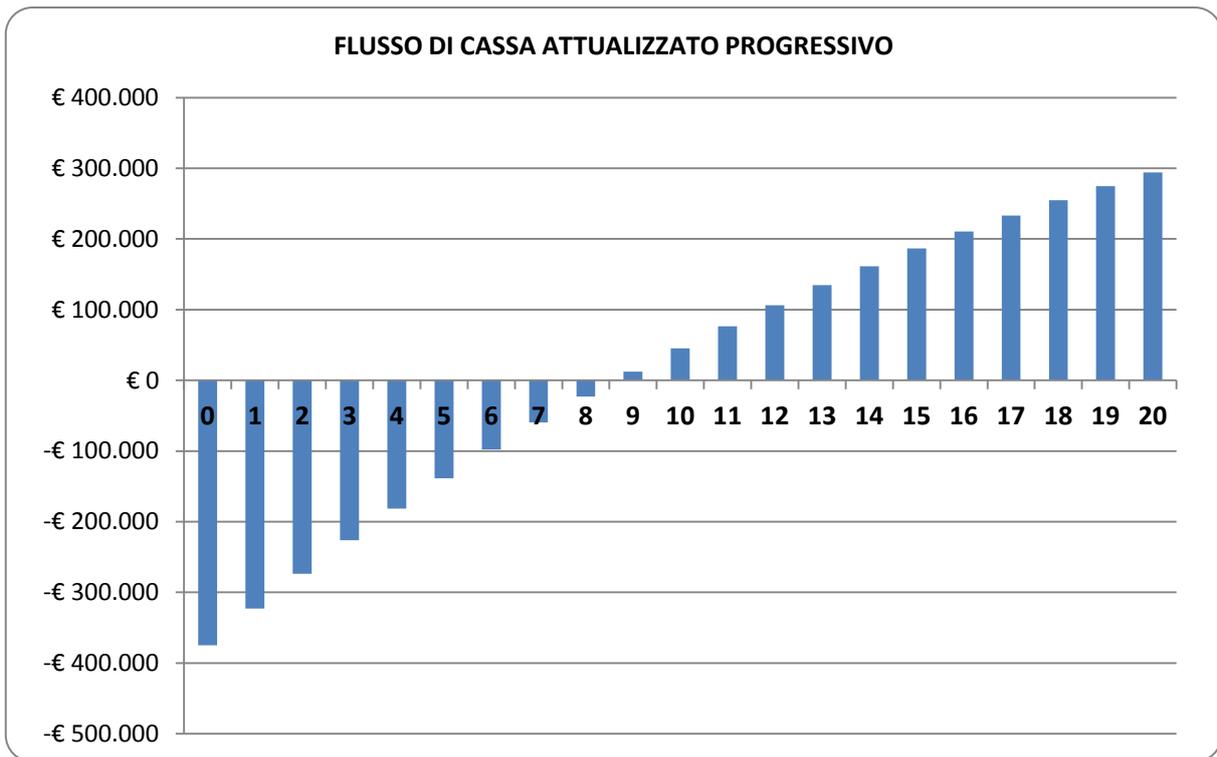


Figura 5-6 Flusso di cassa attualizzato progressivo nel caso di 5.500 ore annue di funzionamento

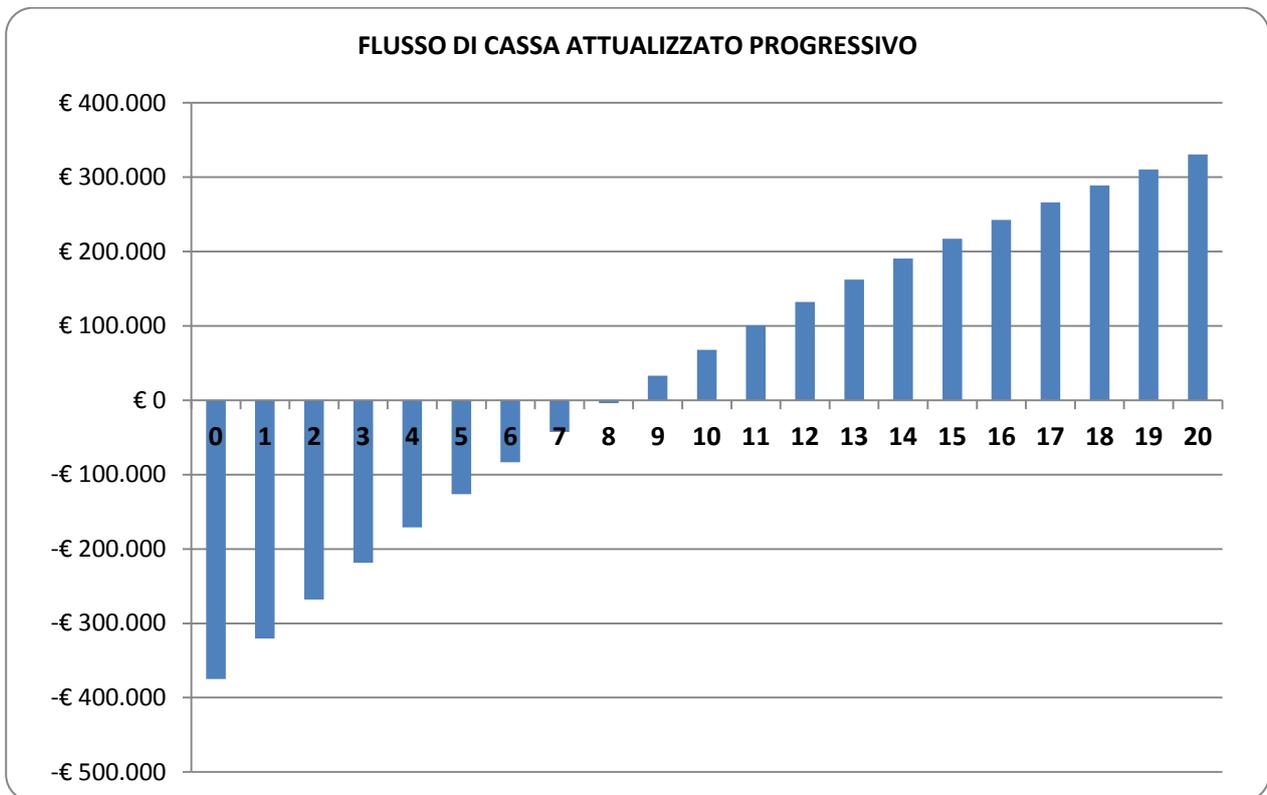


Figura 5-7 Flusso di cassa attualizzato nel caso di mancata valorizzazione economica dell'energia termica prodotta

## 5.4 BIBLIOGRAFIA

AIEL, “Moderne caldaie e impianti a legna, cippato e pellet”, 2012.

GSE, “Guida all’utilizzo dell’applicazione web per la richiesta degli incentivi da fonti rinnovabili”, 2013.

Ministero dello sviluppo economico, “D.M. 6 luglio 2012”, 2012.

Moretto A. “Analisi delle tariffe degli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani - il benchmark nazionale e la situazione in Veneto”, Ente di bacino Padova 2, 2012.

Riva G., Carratù L., “Inquadramento legislativo e aspetti legati all’impiego energetico” Università Politecnica delle Marche - Progetto MIPAAF, Atti del Convegno “ I sottoprodotti agroforestali e industriali a base rinnovabile, 2013.

TIS - Area Energia ed Ambiente, “Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche”, Bolzano 2012.

### 5.4.1 Siti Internet

[http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi\\_DM\\_06\\_07\\_2012/Pagine/default.aspx](http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi_DM_06_07_2012/Pagine/default.aspx)

[http://www.venetoagricoltura.org/upload/pubblicazioni/Legno\\_Cippato\\_E319/3%20PARTE\\_B.pdf](http://www.venetoagricoltura.org/upload/pubblicazioni/Legno_Cippato_E319/3%20PARTE_B.pdf)

## 6 CONCLUSIONI

Le strategie di mitigazione ed adattamento al cambiamento climatico adottate dall'Unione Europea mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera causate dall'attività antropica ed in particolare dalla produzione e dall'impiego di energia. L'obiettivo europeo è quello di trasformare l'economia europea in un'economia competitiva capace di gestire in modo sostenibile ed efficiente le risorse naturali.

L'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili è uno dei pilastri su cui si fonda la strategia europea ("Europa 2020", il nuovo pacchetto clima-energia per il 2030<sup>63</sup> e "Energy Roadmap 2050"), la strategia Nazionale ("Strategia Energetica Nazionale" (SEN), "Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili" (PAN) e "Piano di Azione per l'Efficienza Energetica" (PAEE)) e regionale ("Burden Sharing" e Piano Energetico della Regione del Veneto).

In particolare, nelle zone rurali italiane, la priorità dovrebbe essere data alla produzione di energia sostenibile da biomasse nella misura in cui associa effetti positivi in termini di gestione forestale e dei rifiuti e/o sottoprodotti, nel dovuto rispetto delle condizioni ambientali locali e dei relativi vincoli.

Come evidenziato dagli scenari energetici regionali, **la valorizzazione energetica delle biomasse residuali assume un ruolo determinante per il raggiungimento degli obiettivi regionali di produzione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili imposti dal Decreto "Burden Sharing"**. L'analisi dei potenziali energetici a livello regionale e provinciale conferma l'importanza attribuita alle biomasse residuali utilizzabili a scopo energetico derivanti dal settore forestale, agricolo ed urbano.

In riferimento alle caratteristiche e peculiarità del contesto produttivo della Provincia di Padova, **l'attenzione è stata rivolta alla promozione della filiera legata alla valorizzazione energetica delle biomasse legnose residuali derivanti dal settore agricolo**, in quanto consente, all'azienda agricola stessa, la possibilità di:

1. essere energeticamente autosufficiente,
2. di generare un reddito complementare rimanendo soggetta alla tassazione agricola,
3. di ridurre il costo relativo allo smaltimento degli scarti,
4. di ridurre l'impatto ambientale e di rendere sostenibile la propria attività.

L'individuazione della soluzione tecnologica adatta al contesto in esame ha richiesto lo studio dei profili energetici caratteristici (consumi e fabbisogni energetici dell'azienda in termini di energia elettrica, termica (riscaldamento, ACS, raffrescamento) dell'azienda florovivaistica in Veneto, la stima dei quantitativi di residui organici utilizzabili e l'analisi delle proprietà chimico-fisiche della biomassa residuale.

I risultati ottenuti hanno orientato l'ambito di ricerca scientifica verso lo sviluppo di un sistema micro o mini-cogenerativo in grado di sfruttare il processo chimico della gassificazione per degradare termicamente gli scarti di potatura e produrre una miscela gassosa combustibile, denominata gas di sintesi (o syngas), da bruciare direttamente nei motori a combustione interna per produrre energia elettrica e calore.

Con questa finalità è stato progettato e realizzato un prototipo di sistema di gassificazione (finanziato dalla Regione Veneto - finanziato nell'ambito della misura 124 - Cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nel settore agricolo, alimentare e forestale - azione nuove sfide) che ha visto la collaborazione del Dipartimento di Fisica Tecnica (ora Dipartimento di Ingegneria Industriale - DII), del

---

<sup>63</sup> COM(2014) 15 del 22 gennaio 2014

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali (DTG) e dell'azienda florovivaistica "Pronto Giardino snc".

**Il prototipo di sistema di gassificazione realizzato ha dimostrato la possibilità di sottoporre alcune tipologie di biomasse di scarto derivanti dalle attività di potatura al processo di gassificazione, ottenendo un gas di sintesi in grado di essere valorizzato energeticamente, previo trattamento, in un motore a combustione esterna.**

**Le analisi economiche effettuate dimostrano che l'investimento legato al gassificatore a biomasse residuali presenta comunque tempi di ritorno competitivi rispetto alle attuali tecnologie di gassificazione in commercio.**

I requisiti indispensabili a garantire la redditività richiesta dall'investitore sono:

- a. **L'affidabilità impiantistica** in grado di garantire il numero minimo di ore annue di funzionamento (7.500 h/y).
- b. La **valorizzazione economica dell'energia termica** utilizzando in calore cogenerato per teleriscaldamento.

Dai test eseguiti sul sistema di cogenerazione, la stabilità del processo di gassificazione e di conseguenza l'affidabilità impiantistica sono compromesse dalla disomogeneità dimensionale, dall'alto contenuto in ceneri e dalla disomogeneità della composizione della biomassa di partenza. I **possibili sviluppi della ricerca** dovrebbero essere orientati a:

- a. **Sviluppare sistemi di pre-trattamento più efficaci da eseguire sulla biomassa di partenza per ridurre la disomogeneità dimensionale, il contenuto di polveri** (combinato con un processo di raccolta che minimizzi la presenza di terriccio o polvere nel combustibile) **e la disomogeneità compositiva**. Per esempio, nel caso di un'elevata presenza di essenze dall'alto contenuto di olii, si può introdurre un sistema di bricchettatura poiché il calore generato nel processo libera olii e resine che permettono di creare bricchette estremamente stabili e compatte.
- b. **Sviluppare un sistema di controllo e gestione in grado di intervenire sui parametri della reazione in base alle proprietà chimico-fisiche della biomassa introdotta e alle caratteristiche del syngas prodotto** (analizzato in continuo mediante un gascromatografo) rendendo il gassificatore flessibile e capace di gassificare diverse tipologie di materiale ligno-cellulosico.
- c. **Sviluppare un sistema di filtrazione in grado di abbattere in maniera più incisiva il contenuto di catrami e particolato mediante l'introduzione di un filtro ceramico.**

Le problematiche connesse alla valorizzazione dell'energia termica non possono essere risolte all'interno del contesto aziendale. Le indagini compiute presso le aziende agricole campione hanno evidenziato casi in cui non vi è sufficiente richiesta termica per coprire la disponibilità energetica fornita dal sistema di gassificazione.

Una possibile soluzione consiste nello **sviluppare forme opportune di collaborazione locale per la creazione di consorzi di produttori ed utilizzatori degli scarti di lavorazione**. Per esempio, nel contesto locale, è utile favorire la creazione di distretti di produzione di biomassa residuale per alimentare impianti di teleriscaldamento collegati ad utenze civili, comunali, industriali e serre.

In quest'ottica è essenziale **promuovere la partecipazione delle E.S.Co.** che, tramite finanziamento tramite terzi, possono disporre dei capitali e delle competenze necessarie per la gestione dell'impianto e per la valorizzazione economica dell'energia elettrica e termica prodotta.

## **RINGRAZIAMENTI**

Desidero ringraziare il professore Michele De Carli per avermi supportato nella realizzazione di questo progetto.

Ringrazio i miei compagni di viaggio, Alberto Zambotti, Diego De Zuani, Daniela Livieri, Filippo Livieri, Gianluca Tapparello e Silvia Talbot con i quali ho condiviso un'esperienza unica.

Ringrazio i miei colleghi, Samantha Graci, Clara Peretti, Giuseppe Emmi, Michele Pasqualetto, Giulio Busato e Mirco Donà per la pazienza e comprensione dimostratami.

Ringrazio la mia famiglia, Silvio e Franca, per avermi sempre sostenuto in questa avventura.

Infine colgo l'occasione per ringraziare il professore Roberto Zecchin e Marco Zecchin, i tecnici dell'AVEPA, Marco Toffano e Matteo Salmin, il BEELAB, Giulio Allesina e Simone Pedrazzi, Alberto Benato e tutti coloro che hanno contribuito alla realizzazione di questo progetto.