

*Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria per la Sostenibilità Ambientale*  
*(D.M. 270/04)*

***L'ANALISI DEL CICLO DI VITA DELLA BIOMASSA***  
***LIGNO-CELLULOSICA DI S.A.BA.R. S.p.A:***  
***DA RIFIUTO A RISORSA***

**Relatori:**

Chiar.ma Prof.ssa Anna Maria Ferrari

Dir. S.A.BA.R. Ing. Marco Boselli

**Candidato:**

Enrico Minarelli

**Correlatori:**

Dott. Ing. Paolo Neri

Dott. Ing. Giulio Allesina

Dott. Ing. Simone Pedrazzi



## Indice

<b>Obiettivo tesi:</b> .....	<b>16</b>
<b>1° Capitolo: biomassa: una fonte rinnovabile</b> .....	<b>20</b>
<b>1.1 Contesto energetico attuale</b> .....	<b>20</b>
1.1.1 Politica energetica Europea .....	23
1.1.2 Politica energetica Italiana.....	25
<b>1.2 Definizione biomassa</b> .....	<b>29</b>
<b>1.3 Caratteristiche chimico-fisiche</b> .....	<b>31</b>
<b>1.4 Biomassa: perché utilizzarle?</b> .....	<b>33</b>
<b>1.5 Tipologie di biomasse</b> .....	<b>34</b>
<b>1.6 Cogenerazione e Trigenerazione</b> .....	<b>37</b>
<b>2° Capitolo: La normativa</b> .....	<b>40</b>
<b>2.1 Dal rifiuto alla materia prima seconda</b> .....	<b>40</b>
<b>2.2 Dalla materia prima seconda al combustibile</b> .....	<b>42</b>
<b>2.3 Limiti di emissione</b> .....	<b>44</b>
<b>2.4 Il percorso autorizzativo</b> .....	<b>48</b>
<b>2.5 Produzione di energia e sistemi di incentivazione</b> .....	<b>50</b>
2.5.1 Piani e Programmi per le Biomasse .....	51
Il Piano d’Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN).....	51
La nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) .....	52
Il Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile (PAES).....	55
Piano Energetico Regione Emilia Romagna .....	56
2.5.2 Incentivazione per le biomasse.....	57
Gli incentivi previsti dal Decreto del 6 luglio 2012 .....	59
Gli incentivi del nuovo “Conto Termico” .....	60
I Certificati Bianchi – Titoli di Efficienza Energetica (TEE).....	61
Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico .....	62
<b>3° Capitolo: processi di valorizzazione delle biomasse</b> .....	<b>64</b>
<b>3.1 Processi Biochimici</b> .....	<b>65</b>
3.1.1 La digestione anaerobica .....	65
3.1.2 La fermentazione alcolica.....	67
3.1.3 L’esterificazione degli oli.....	68

<b>3.2</b>	<b>Processi termochimici .....</b>	<b>70</b>
3.2.1	Combustione diretta .....	70
	Combustore a Letto Fluido.....	73
	Combustore a letto fisso con griglia fissa e mobile.....	76
3.2.2	Gassificazione .....	81
	Gassificatori a letto fisso.....	89
	Gassificatori a letto fluido.....	92
	Gassificatore a letto trascinato (EBG Entrained Bed Gasifier) .....	96
	Gassificatore a ciclone (CG Cyclonic Gasifier) .....	96
3.2.3	Linea abbattimento fumi .....	99
3.2.4	Emissioni solide da combustione: “ceneri pesanti” e “ceneri leggere” .....	105
<b>4*</b>	<b>Capitolo: Applicazioni per recuperare contenuto energetico .....</b>	<b>111</b>
<b>4.1</b>	<b>Le stufe a legna, pellet e cippato .....</b>	<b>111</b>
<b>4.2</b>	<b>Ciclo Rankine .....</b>	<b>117</b>
<b>4.3</b>	<b>Organic Rankine Cycle (ORC) .....</b>	<b>120</b>
<b>4.4</b>	<b>Motore a combustione interna .....</b>	<b>126</b>
<b>4.5</b>	<b>Motore Stirling .....</b>	<b>132</b>
<b>4.6</b>	<b>Turbine a gas: EFGT .....</b>	<b>136</b>
<b>4.7</b>	<b>Celle a combustibile .....</b>	<b>139</b>
<b>5*</b>	<b>Capitolo: Studio del caso S.A.BA.R. S.p.A.....</b>	<b>146</b>
<b>5.1</b>	<b>Descrizione di S.A.BA.R. ....</b>	<b>146</b>
<b>5.2</b>	<b>Inquadramento di S.A.BA.R. ....</b>	<b>149</b>
<b>5.3</b>	<b>Descrizione del problema da trattare.....</b>	<b>153</b>
<b>5.4</b>	<b>Tipologia e caratteristiche della biomassa di S.A.BA.R. ....</b>	<b>159</b>
5.4.1	Scenario attuale .....	165
5.4.1	Scenario futuro .....	174
<b>5.5</b>	<b>Migliore Tecnologia per S.A.BA.R: impianto ORC.....</b>	<b>179</b>
5.5.1	Gassificare o bruciare direttamente? .....	181
5.5.2	Motori Stirling.....	183
5.5.3	EFGT.....	185
5.5.4	Confronto ciclo vapore - ORC .....	186
<b>5.6</b>	<b>Dimensionamento e parametri di progetto .....</b>	<b>191</b>
5.6.1	Logica di funzionamento dell'impianto S.A.BA.R.....	195

Movimentazione e caricamento delle biomasse .....	195
Caldaia di combustione (A).....	197
Sezione di recupero del calore .....	198
Trasmissione del calore tramite olio diatermico .....	199
Generazione di energia elettrica con turbogeneratore ORC ad olio diatermico.....	200
Controllo delle emissioni: Linea abbattimento fumi .....	202
Gestione delle ceneri .....	209
<b>5.7 Cogenerazione in S.A.BA.R.....</b>	<b>211</b>
5.7.1 Rete di teleriscaldamento.....	212
5.7.2 Pellettizzazione.....	215
5.7.3 Serre ed essiccatore .....	216
Serre .....	216
Essiccatore.....	221
5.7.4 Integrazione con impianto esistente.....	229
<b>6• Capitolo: L.C.A. (Life Cycle Assessment) .....</b>	<b>231</b>
<b>6.1 L.C.A. scenario attuale.....</b>	<b>231</b>
6.1.1 Obiettivo dello studio e campo di applicazione.....	231
Campo di applicazione .....	231
6.1.2 Inventario L.C.A. scenario attuale .....	233
Dal cittadino a S.A.BA.R .....	237
Dentro a S.A.BA.R.....	237
Da S.A.BA.R al centro di compostaggio.....	250
Da S.A.BA.R al secondo impianto di cippatura .....	256
Dal secondo impianto di cippatura alla centrale di combustione .....	261
6.1.3 Analisi dei risultati L.C.A. scenario attuale.....	270
Conclusioni scenario attuale modello multi-output.....	283
6.1.4 Il confronto tra i tre diversi modelli di L.C.A. dello scenario attuale .....	283
Conclusioni del confronto tra i diversi modelli dello scenario attuale .....	285
<b>6.2 L.C.A. scenario futuro.....</b>	<b>286</b>
6.2.1 Obiettivo dello studio e campo di applicazione.....	286
Obiettivo dello studio .....	286
Campo di applicazione .....	286
6.2.2 Inventario L.C.A. scenario futuro.....	287
Dal cittadino a S.A.BA.R .....	291
Dentro a S.A.BA.R.....	291
6.2.3 Analisi dei risultati L.C.A. scenario futuro.....	304
6.2.4 Il confronto tra i tre diversi modelli di L.C.A. dello scenario futuro .....	308
Conclusioni del confronto tra i tre diversi modelli L.C.A. allo scenario futuro. ....	309
6.2.5 Confronto tra lo scenario attuale e quello futuro con i tre diversi modelli L.C.A. ....	310

Modello multi-output .....	310
Modello 100% sulla funzione .....	312
Modello prodotto evitato con allargamento del sistema.....	314
Conclusioni confronto scenario futuro e scenario attuale .....	316
<b>6.3 Analisi di sensibilità .....</b>	<b>317</b>
6.3.1 Analisi di sensibilità della centrale cogenerativa.....	317
6.3.2 Confronto tra energia elettrica prodotta da cippato e quella prodotta da petrolio. ....	318
<b>7* Capitolo: costi esterni e costi interni dello scenario futuro .....</b>	<b>320</b>
<b>7.1 I costi esterni dello scenario futuro.....</b>	<b>320</b>
7.1.1 Il calcolo dei costi esterni con Metodo EPS 2000 .....	320
7.1.2 Il calcolo dei costi esterni con IMPACT 2002 modificato .....	322
<b>7.2 I costi interni dello scenario futuro.....</b>	<b>323</b>
<b>7.3 I costi interni ed esterni dello scenario futuro .....</b>	<b>331</b>
Conclusioni economiche .....	331
<b>Conclusioni della tesi.....</b>	<b>332</b>
<b>Ringraziamenti.....</b>	<b>334</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>335</b>
<b>Allegati della tesi.....</b>	<b>337</b>

## Indice figure

Figura 1 - Andamento della produzione dei rifiuti urbani [ISPRA, 2014] .....	16
Figura 2 – Lo sviluppo sostenibile [GreenEnergy, 2013].....	19
Figura 3 - Immagine che descrive lo stretto legame tra sostenibilità ambientale e produzione energetica [IEA, 2014] ....	20
Figura 4 - A destra il tasso di crescita globale della domanda dal 2012 al 2035 [WEO, 2013] .....	21
Figura 5 - Andamento dell'anidride carbonica e della temperatura negli ultimi 50 anni [ClimateMonitor, 2015] .....	22
Figura 6 - Consumo Interno Lordo (%CIL) di energia elettrica [Terna, 2014] .....	25
Figura 7 - Riepilogo produzione Energia da Fonti Rinnovabili in Italia [Terna, 2013] .....	26
Figura 8 - Alcune tipologie di fonti rinnovabili [Fonti rinnovabili, 2012] .....	28
Figura 9 - Ciclo della CO <sub>2</sub> [Rinnovabili, 2010].....	33
Figura 10 - Foto di potature arboree di verde urbano nel Comune di Novellara [Novellara, 2015].....	36
Figura 11 - Foto verde urbano conferito presso box di raccolta potature nel Comune di Novellara [Novellara, 2015].....	36
Figura 12 - Schema illustrativo sull'uso razionale dell'energia in un sistema di cogenerazione [GSE, 2013] .....	37
Figura 13 - Schema illustrativo dei flussi derivanti dalla trigenerazione [GSE, 2013] .....	39
Figura 14 - Piramide gerarchia del rifiuto [Barbieri, 2009].....	40
Figura 15 - Operazione di R03 eseguite direttamente presso S.A.B.A.R. [S.A.B.A.R., 2015] .....	41
Figura 16 - Mappa di Zonizzazione PM10 /NO2 [Delibera A.L. 51 del 26 luglio, 2011].....	45
Figura 17 -Regione Emilia Romagna [Deliberazione della giunta regionale N. 362,2012] .....	47
Figura 18 - Confronto tra gli obiettivi del PAN (2010) e il SEN (2013), valori in Mtep [MISE, 2013] .....	52
Figura 19 - Obiettivi nazionali al 2020 (SEN): incidenza FER sui consumi finali lordi per settore [MISE, 2013] .....	54
Figura 20 - Obiettivi SEN per il superamento degli impegni ambientali del 2020 [MISE, 2013] .....	54
Figura 21 - Confronto tra impianti a produzione esclusiva di energia elettrica e colore [F.I.P.E.R., 2010].....	58
Figura 22 - La biomassa valida alternativa per il futuro [GSE, 2012].....	60
Figura 23 – Strategia Energetica Nazionale (SEN) punta a migliorare .....	63
Figura 24 - Schema digestore anaerobico [Allesina, 2016].....	66
Figura 25 - Digestore anaerobico per la produzione di biogas [Digestore biogas, 2011].....	67
Figura 26 - Ciclo per la produzione del biodiesel [Ciclo biodiesel, 2008] .....	68
Figura 27 - Contenitore per la raccolta dell'olio alimentare esausto [S.A.B.A.R., 2015].....	69
Figura 28 - Schema di funzionamento centrale a combustione [Camporeale e D. De Nigris, 2006] .....	72
Figura 29 - Esempio di combustore a letto fluido alimentato da segatura [Camporeale e D. De Nigris, 2009].....	73
Figura 30 - Schema di funzionamento per un letto a fluido bollente e ricircolante [Benassi, 2014] .....	75
Figura 31 - Modello tridimensionale per un letto a fluido bollente e ricircolante [Pedrazzi, 2015] .....	75
Figura 32 - Schema d'impianto a griglia fissa [Uniconfort, 2008] .....	77
Figura 33 - Schema d'impianto a griglia mobile [Uniconfort, 2008].....	78
Figura 34 - Barrotto di griglia mobile raffreddato ad aria e acqua [Benassi, 2014] .....	78
Figura 35 - Griglia inclinata a barrotti mobili (chiari) fissi (campiti) [Benassi, 2014].....	79
Figura 36 - Griglia orizzontale [Benassi, 2014] .....	79
Figura 37 - Griglia viaggiante [Carpenteria Colombo, 2013] .....	80
Figura 38 - Tamburo rotante [Carpenteria Colombo, 2013].....	80
Figura 39 - Le diverse temperature nei processi che compongono la gassificazione [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	82
Figura 40 - Meccanismo della gassificazione [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	83

Figura 41 - Andamento della percentuale solida e volatile [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	85
Figura 42 - Fasi della pirolisi [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	86
Figura 43 - Tipologie di reattori a letto fisso con le relative caratteristiche [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	89
Figura 44 - Schema di gassificatore a letto fisso controcorrente [Downdraft, 2010] .....	90
Figura 45 - Schema di un gassificatore downdraft con reattore a gola [Imbert, 2011] .....	91
Figura 46 - Reattore a letto circolante (CFB) e a letto bollente (BFB) [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	93
Figura 47 - Gassificatore a letto fluido bollente [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	94
Figura 48 - Gassificatore a letto fluido circolante [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	95
Figura 49 - Gassificatore a letto trascinato (EBG Entrained Bed Gasifier) [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	96
Figura 50 - Taglie di impianto, potenzialità commerciale e tecnologica per ogni reattore [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	97
Figura 51 - Impianto di gassificazione completo [Allesina; Pedrazzi, 2015].....	98
Figura 52 - linea d'abbattimento polveri nei fumi [Fumi, 2012] .....	99
Figura 53 - Schema di elettrofiltro [ARPA, 2014] .....	101
Figura 54 - Schema multiciclone [ARPA, 2014] .....	101
Figura 55 - Schema di funzionamento di un filtro elettrostatico [ARPA, 2014].....	102
Figura 56 - Schema di elettrofiltro [ARPA, 2014] .....	102
Figura 57 - Schema filtro a maniche [ARPA, 2014] .....	103
Figura 58 - Principali tipologie di scrubber [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	104
Figura 59 - Silo di raccolta ceneri leggere [Collio, 2011].....	106
Figura 60 - Trasportatore "redler" per ceneri pesanti [Redlet, 2000] .....	106
Figura 61 - Ceneri da legno (sinistra) - Ceneri da paglia (destra) [Biocen, 2003] .....	107
Figura 62 - Schema riassuntivo della filiera di riutilizzo delle ceneri [Biocen, 2003].....	109
Figura 63 - Progetto BIOCEN per la valorizzazione delle ceneri di combustione [Regione Lombardia, 2003].....	110
Figura 64 - Processo di produzione del pellet [Filiera Pellet, 2008] .....	112
Figura 65 - Impianto di bricchettatura [Filiera Pellet, 2008] .....	112
Figura 66 - Stufe a legna [Green Style, 2011].....	113
Figura 67 - Le stufe a combustione a fiamma inversa [Brillo Italia, 2011].....	114
Figura 68 - Le stufe a cippato [Hargassnger, 2010] .....	114
Figura 69 - Le stufe a pellets [Hargassnger, 2010] .....	115
Figura 70 - Le stufe ad accumulo (vista esterna) [Dibaio, 2014] .....	115
Figura 71 - Le stufe ad accumulo (vista interna) [Artistica Marmi, 2014].....	115
Figura 72 - Schema ciclo Rankine e lay-out impiantistico [Enipower, 2009].....	117
Figura 73 - Schema d'impianto caldaia a vapore [Enipower, 2009].....	118
Figura 74 - Impianto a biomassa a combustione diretta (2,6 MWe e 21 MWt, vapore per processo a 4 bar) [Pcfarina, 2011] .....	119
Figura 75 - Processo termodinamico e componenti dell'impianto ORC [Turboden, 2015] .....	120
Figura 76 - Centrale a biomassa con potenza elettrica variabile nella fascia tra i 400-2500 kW [Turboden, 2015] .....	123
Figura 77 - Turbogeneratore ORC [Turboden, 2015] .....	124
Figura 78 - Schema impianto ORC e illustrazione [Turboden, 2015].....	125
Figura 79 - In alto (a) ciclo benzina; in basso (b) schema ideale del ciclo [McGraw Hill, 2011].....	126
Figura 80 - Ciclo Diesel [McGraw Hill, 2011] .....	126

Figura 81 - Schema funzionamento motore sovralimentato [Cantore, 2012].....	127
Figura 82 - Andamento degli inquinanti combustione dei motori [Cantore, 2012].....	128
Figura 83 - Schema cogenerativo [Cantore, 2012].....	129
Figura 84- Esempio di un gruppo elettrogeno [INGECO, 2013] .....	130
Figura 85 - Esempio di schema di motore accoppiato con gassificazione [Pedrazzi, 2015] .....	131
Figura 86 - Schema del motore Stirling di tipo alfa [RSE, 2001] .....	132
Figura 87 - Compressione isoterma [RSE, 2001].....	133
Figura 88 - Riscaldamento isocoro [RSE, 2001].....	133
Figura 89 - Espansione isoterma [RSE, 2001] .....	134
Figura 90 - Raffreddamento isocoro [RSE, 2001].....	134
Figura 91 - Ciclo completo Stirling [RSE, 2001].....	134
Figura 92 - CPG-460 Multifaceted Concentrator, modello concepito per sistemi Stirling da 7.5kWe [RSE, 2001] .....	136
Figura 93- Schema di funzionamento e ciclo dell'EFGT [ENEA, 2012] .....	137
Figura 94 - Impianto EFGT associato ad un gassificatore [BTOLA IFGT, 2012].....	138
Figura 95 - Confronto schema tradizionale con quelle a cella a combustibile [ENEA, 2013] .....	139
Figura 96 - Principio di funzionamento cella a combustibile [Prof. Ing. Tartarini, 2015] .....	140
Figura 97 - Tipologie di celle [ENEA, 2013].....	141
Figura 98 - Schema di un impianto con celle a combustibile [ENEA, 2013].....	143
Figura 99 - Combustibili utilizzabili in una cella a combustione [ENEA, 2013].....	143
Figura 100 - Produzione di idrogeno dalle biomassa [ENEA, 2013] .....	144
Figura 101 - Sistema integrato gassificazione-cella a combustibile [Allesina; Pedrazzi 2015] .....	145
Figura 102 - Verde pubblico raccolto da S.A.BA.R. [Novellara, 2015].....	148
Figura 103 - Localizzazione S.A.BA.R. al confine tra Novellara e Cadelbosco di Sotto [Google Earth, 2015].....	149
Figura 104 - Planimetria di S.A.BA.R [S.A.BA.R., 2014].....	150
Figura 105 - Pannelli installati sui bacini 9-12 della discarica novellarese [S.A.BA.R., 2015] .....	151
Figura 106 – Foto della centrale di cogenerazione a biogas da discarica con i motori 6,7,8 [S.A.BA.R., 2015].....	152
Figura 107 - Coltivazione idroponica in serra [S.A.BA.R., 2015] .....	152
Figura 108 - Grafico andamento del biogas aggiornato con gli ultimi dati [Dichiarazione Ambientale S.A.BA.R., 2013] .....	155
Figura 109 - Curva stimata (in verde scuro la quantità producibile, in verde chiaro quella captabile) e reale (in rosso) della produzione del biogas [S.A.BA.R., 2015] .....	155
Figura 110 - Motori cogenerativi SINCRO 1.000 Gruppo GEJenbacher modello JGS 320 [S.A.BA.R., 2015] .....	156
Figura 111 - Serra a vasche [S.A.BA.R., 2015] .....	157
Figura 112 – Comuni che conferiscono in S.A.ABA.R. [Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2013] .....	159
Figura 113 - Biomassa conferita in un box stradale [Novellara, 2015] .....	160
Figura 114 - Tipologia di materiale raccolto con la modalità "Giro Verde" .....	161
Figura 115 - Stoccaggio attuale potature in S.A.BA.R [S.A.BA.R, 2015].....	162
Figura 116 - Grafico sfalci e potature input [S.A.BA.R, 2013].....	164
Figura 117 - Diagramma di flusso della biomassa per lo scenario attuale [S.A.BA.R, 2015].....	166

Figura 118 - Operazione di R03 in S.A.BA.R: selezione con ragno(1), triturazine (2) con trituratore a cui è collegato in serie il vagliatore (3) da cui in uscita si distingue: il sopravaglio a destra (4) ed il sottovaglio a sinistra (5) [S.A.BA.R, 2015] .....	167
Figura 119 – Le caldaie delle centrali in cui viene inviato il cippato [Cofely Gdf Suez e T.C.V.V.V.] .....	170
Figura 120 - Grafico PCI per cippato legnoso e umidità [Regione Piemonte, 2011] .....	171
Figura 121 - Estratto dell'analisi sul cippato di S.A.BA.R relativa al marzo del 2015 [Studio Alfa, 2015].....	172
Figura 122 - Grafico con in verde riportato in alto il valore dell'analisi del cippato e sotto il valore considerato nel nostro caso per un umidità di circa il 40% [Regione Piemonte, 2011] .....	173
Figura 123 - Diagramma di flusso della biomassa scenario futuro [S.A.BA.R, 2013] .....	174
Figura 124 - Planimetria con la predisposizione impiantistica per lo scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013]...	176
Figura 125 - Schema riassuntivo delle possibili alternative per la valorizzazione della biomassa.....	179
Figura 126 - Le differenti conversioni energetiche presuppongono l'impiego di specifiche biomasse per ottimizzare i rendimenti energetici [EnergyLab, 2015] .....	180
Figura 127 - Centrale di produzione di energia termica ed elettrica con motore Stirling [RSE, 2011].....	184
Figura 128 - Turbina sottoposta a goccioline di acqua (a sinistra) e a fluido organico (a destra) [EnergyLab, 2015].....	187
Figura 129 - Grafico T-s che confronta le diverse curve dei fluidi organici rispetto a quella dell'acqua [EnergyLab, 2015] .....	188
Figura 130– Impianti installati nel mondo da Turboden [Turboden, 2015] .....	188
Figura 131 - Cicli termodinamici: a sinistra quello del vapore surriscaldato, mentre a destra il ciclo per un fluido organico impiegato in un turbogeneratore ORC (non sono in scala) [EnergyLab, 2015] .....	189
Figura 132 - Flussi energetici in entrata ed in uscita dall'ORC [Turboden, 2015] .....	190
Figura 133 - Schema semplificato del funzionamento dell'impianto .....	191
Figura 134 - Caratteristiche tecniche della turbina a fluido organico [Turboden, 2015].....	193
Figura 135 - Layout impianto.....	195
Figura 136 - Sistema di caricamento a rastrelli, seguito da camera di combustione a griglia mobile raffreddata ad acqua con caldaia lato fumi olio/diatermico [Uniconfort, 2015].....	196
Figura 137 - Sistema movimentazione redler [Bevini, 2015].....	196
Figura 138 - Caldaia a biomassa simile al caso in esame [Uniconfort, 2015].....	197
Figura 139 - Barrotto di griglia mobile raffreddata ad acqua [Benassi, 2014] .....	197
Figura 140 - Sistema caldaia integrato con gruppo ORC, con in rosso il olio diatermico (il fluido organico e interno al gruppo ORC) e in blu l'acqua calda [Turboden, 2015].....	199
Figura 141 - Scheda tecnica Impianti ORC-CHP [Turboden, 2015].....	200
Figura 142 - Scheda tecnica Impianti ORC-HRS [Turboden, 2015].....	201
Figura 143- Limiti di emissione di riferimento [DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I] .....	202
Figura 144 - Filtro a maniche [Poppi, 2015] .....	204
Figura 145 - Funzionamento SNCR per il trattamento degli NOx [Benassi, 2014] .....	205
Figura 146 - Depurazione a secco dei fumi, abbattimento gas acidi e microinquinanti [Benassi, 2014] .....	206
Figura 147 - Principali "sindromi" da rifiuto [Benassi, 2014].....	207
Figura 148 - Multiciclone (a sinistra) e filtro maniche (a destra) [Benassi, 2014] .....	209
Figura 149 - Classificazione codici CER delle ceneri prodotte dalla combustione della biomassa [Normativa CER, 2014] .....	210

Figura 150 - Schema della cogenerazione in S.A.BA.R.....	211
Figura 151 - Distanza centrale di cogenerazione – CILA [Google Earth, 2015].....	212
Figura 152 - Distanza centrale di cogenerazione – zona industriale [Google Earth, 2015].....	213
Figura 153 - Pellet di SABAR.....	215
Figura 154 - Serre esistenti di S.A.BA.R, sopralluogo con Ing Giulio Alesina e Ing Simone Pedrazzi 25/06/2015.....	217
Figura 155 - Serre in progetto per l'estensione futura, tipo "Multiart 9600" [EuroProgress, 2015] .....	218
Figura 156 - Potenza termica richiesta in serra [S.A.BA.R, 2015].....	219
Figura 157 – Aerotermi che alimentano le serre esistenti [S.A.BA.R., 2015].....	220
Figura 158 - Porzione scheda tecnica essiccatore 1T [Scolari, 2015] .....	222
Figura 159 – Funzionamento dell'impianto di essiccazione [Scolari, 2015] .....	223
Figura 160 – L'impianto di essiccazione a 1 T [Scolari, 2015] .....	223
Figura 161 - Potenza termica richiesta dall'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015] .....	225
Figura 162 - Grafico potenza termica recuperata dall'impianto [Elaborato da S.A.BA.R., 2015].....	228
Figura 163 – Integrazione con impianto esistente .....	230
Figura 164 - flow chart della gestione attuale del rifiuto verde di S.A.BA.R.....	233
Figura 165 - Planimetria piazzole di stoccaggio (tratteggio blu) e di triturazione (adiacente subito sopra) con in evidenza il sistema di captazione delle acque. [S.A.BA.R. 2010].....	241
Figura 166 - Dati pluviometrici registrati dalla centralina di S.A.BA.R per l'anno 2013 con l'andamento della temperatura max (rosso), minima (blu) media in verde e i mm di pioggia caduti in giallo [S.A.BA.R. 2013].....	242
Figura 167 – Porzione ritagliata dei dati pluviometrici estratti dalla centralina meteo di S.A.BA.R per l'anno 2013 [S.A.BA.R. 2013].....	242
Figura 168 - Campionatore SKC mod. PCTX4 munito di selettore IOM per polveri inalabili con efficienza del 50% per diametri aerodinamico 100µm.....	247
Figura 169 - Dati meteo a livello del suolo per ogni media oraria (VV è la colonna in cui sono riportate le velocità del vento che mediammete compresi fra 1-3 m/s [ARPA, 2013].....	248
Figura 170 - Pala che inserisce la miscela cella di bioessiccazione .....	251
Figura 171- scheda caratteristiche specifiche dell'A.C.M. di AIMAG [AIMAG, 2011] .....	252
Figura 172 - lo schema della Linea di Qualità – Compostaggio Fossoli [Bilancio di sostenibilità AIMAG, 2013] .....	253
Figura 173 - Componenti impiantistiche del centro di compostaggio AIMAG di Fossoli (in alto la movimentazione della miscela; sotto la linea di trattamento dell'aria: biofiltro).....	255
Figura 174 - Il network con un cut-off del 5.51% del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	270
Figura 175 - La caratterizzazione del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	271
Figura 176 - Il diagramma del damage assessment del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	276
Figura 177 - diagramma della normalizzazione del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	278
Figura 178 - Il diagramma della valutazione per impact category del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	280

Figura 179 - Il diagramma della valutazione per damage category del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	280
Figura 180 - Il diagramma della valutazione per single score del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	281
Figura 181 - Il diagramma della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario attuale secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A. ....	283
Figura 182 – Il flow chart dello scenario futuro .....	288
Figura 183 - Il network con un cut-off dell'1.82% del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	304
Figura 184 - Il diagramma della valutazione per single score del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	305
Figura 185 - Il diagramma della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario futuro secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A. ....	308
Figura 186 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli multi-output dello scenario attuale e futuro .....	310
Figura 187 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli con allocazione 100% sulla funzione dello scenario attuale e futuro .....	312
Figura 188 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli prodotto evitato con allargamento del sistema dello scenario attuale e futuro .....	314
Figura 189 –Il diagramma dell'analisi di sensibilità per le diverse centrali elettriche .....	317
Figura 190 – Il diagramma del confronto tra energia elettrica prodotta dallo scenario futuro e quella prodotta da petrolio .....	319
Figura 191 - Il network con un cut-off del 5% secondo EPS del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	320
Figura 192 - Il diagramma della valutazione per single score con EPS del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	321
Figura 193 - VAN dello scenario futuro .....	328
Figura 194 - VAN dello scenario futuro con R = 4% .....	329
Figura 195 - VAN dello scenario futuro senza incentivo .....	329

## Indice tabelle

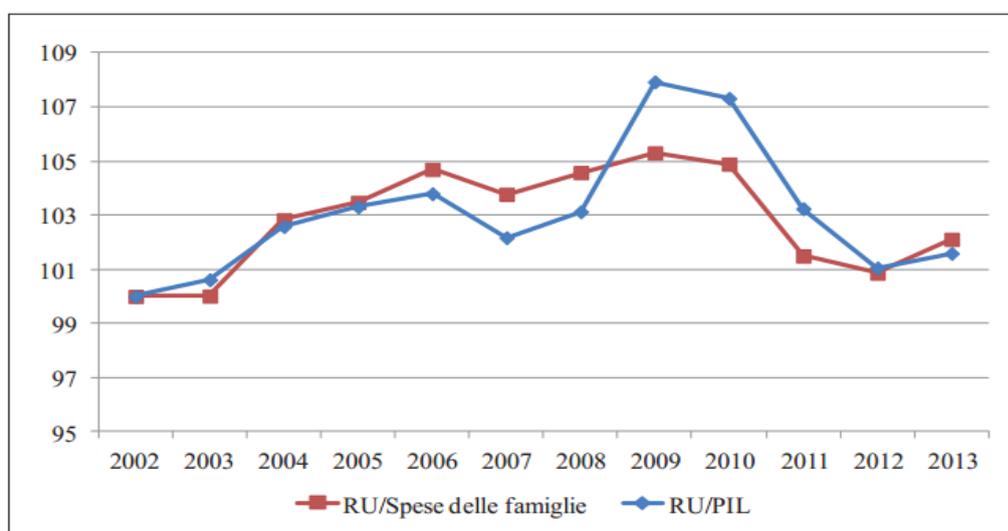
Tabella 1 - Poteri calorifici inferiori combustibili tradizionali e rinnovabili [S.A.BA.R., 2010] .....	32
Tabella 2 - Valori limite delle emissioni di impianti a biomassa [DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I].....	44
Tabella 3 - Soglie di potenza per l'applicazione dell'Autorizzazione Unica ex D.Lgs. 387/2003 [GSE, 2003] .....	49
Tabella 4 - Composizioni tipiche del gas ottenuto dalla gassificazione del legno [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	83
Tabella 5 - Caratteristiche del gas di sintesi [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	88
Tabella 6 – Caratteristiche e rendimenti dei diversi reattori [Allesina; Pedrazzi, 2015] .....	88
Tabella 7 – Vantaggi e svantaggi reattore updraft [Allesina, 2015] .....	90
Tabella 8 – Vantaggi e svantaggi reattore downdraft [Allesina, 2015] .....	91
Tabella 9 – Confronto tra gassificatori a letto fisso e fluido [Confronto reattori, 2012] .....	95
Tabella 10 - Contenuto di ceneri per tipo di biomassa legnosa [Vesterinen, 2003] .....	105
Tabella 11 – Ripartizione ceneri leggere/pesanti per tipologie di biomassa [Oberberger, 2000] .....	107
Tabella 12 - Risultati analisi di sostenibilità economica delle filiere [Biocen, 2003] .....	110
Tabella 13 - Materiali recuperati in S.A.BA.R. [ S.A.BA.R., 2015] .....	147
Tabella 14 - Composizione e portata del biogas di S.A.BA.R [Dati S.A.BA.R, 2015].....	153
Tabella 15 - Il quadro autorizzativo per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili [Regione Emilia Romagna, 2015] ...	158
Tabella 16 – Quantitativi materiale verde confluenti in S.A.BA.R [Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2013] .....	163
Tabella 17 - Input di sfalci e potature mensili [S.A.BA.R, 2013] .....	164
Tabella 18 - Flussi di biomassa in S.A.BA.R nello scenario attuale [S.A.BA.R, 2013] .....	168
Tabella 19 - Flussi di sfalcio conferiti al centro di compostaggio nello scenario attuale [AIMAG, 2013] .....	169
Tabella 20 - Flussi di potature al secondo impianto di cippatura nello scenario attuale [Padana Legnami] .....	169
Tabella 21 - Elenco delle caratteristiche principali delle centrale dove il cippato è conferito [F.I.P.E.R., 2015] .....	170
Tabella 22 - PCI delle diverse tipologie di biomasse [Regione Piemonte, 2011] .....	171
Tabella 23 - Energia e potenza disponibile dalla biomassa scenario attuale [Cofely Gdf Suez e T.C.V.V.V., 2013].....	173
Tabella 24 - Flussi di biomassa in S.A.BA.R nello scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013] .....	177
Tabella 25 - Energia e potenza disponibile dalla biomassa scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013] .....	178
Tabella 26 - Riassunto dati tecnici impianto [Elaborato da S.A.BA.R., 2013] .....	192
Tabella 27 - Gestione approvvigionamento futuro della biomassa [Elaborato da S.A.BA.R., 2013] .....	194
Tabella 28 – Efficienza linea abbattimento fumi con garanzia del produttore [Intervista produttore filtro, 2015] .....	207
Tabella 29 - Quantità cenere prodotta annualmente [Elaborato da S.A.BA.R., 2013] .....	210
Tabella 30 - Dati serre esistenti e future [S.A.BA.R e EuroProgress, 2015].....	219
Tabella 31 - Dati serre esistenti e future [S.A.BA.R., 2015] .....	221
Tabella 32- Dati e risultati relativi all'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015] .....	224
Tabella 33 - Potenza termica all'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015] .....	226
Tabella 34 - Portata all'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015] .....	227
Tabella 35 Potenza termica recuperata [Elaborato da S.A.BA.R., 2015] .....	227
Tabella 36 - I parametri del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale .....	234
Tabella 37 – Il processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale.....	236
Tabella 38 - Parametri del processo Selezione verde ragno scenario attuale .....	238

Tabella 39 - Il processo Selezione verde ragno scenario attuale .....	240
Tabella 40 - Tabella riassuntiva dei calcoli per ottenere i mm di prima pioggia caduti mediamente ogni mese dell'anno 2013.....	243
Tabella 41 - Parametri del processo Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale .....	245
Tabella 42 - Il processo Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale.....	246
Tabella 43 - risultati delle analisi sulle proprietà chimiche e fisiche del materiale di compostaggio.....	251
Tabella 44 - I parametri del processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale .....	254
Tabella 45 - Il processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale ..	255
Tabella 46 –I quantitativi di cippato e le distanze dei rispettivi impianti di seconda cippatura rispetto a S.A.BA.R .....	256
Tabella 47 - I parametri del processo Seconda triturazione cippato Scenario attuale .....	257
Tabella 48 - processo Seconda triturazione cippato Scenario attuale.....	259
Tabella 49 - Rendimenti reali elettrici e termici delle centrali [F.I.P.E.R., 2015].....	262
Tabella 50 - schematizzazione della centrale fittiza a partire dalle reali prestazioni delle centrali esistenti [F.I.P.E.R., 2015] .....	263
Tabella 51 - Grandezze dell'impianto CHP-6400kWh (sinistra) e fittizia (destra) [Ecoinvent 2, 2007] .....	264
Tabella 52 – I parametri del processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale .....	266
Tabella 53 – Il processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale.....	268
Tabella 54 - Il processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale .....	268
Tabella 55 - Il processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale .....	269
Tabella 56 La tabella della caratterizzazione del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	272
Tabella 57 - La tabella del damage assessment del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	277
Tabella 58 - La tabella della normalizzazione del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	279
Tabella 59 - La tabella della valutazione del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale .....	282
Tabella 60 - tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario attuale secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A. ....	284
Tabella 61 – I parametri del **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro .....	289
Tabella 62 - I parametri del **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro .....	290
Tabella 63 – I parametri del processo Selezione verde ragno (Scenario futuro) .....	291
Tabella 64 - Il processo della Selezione verde ragno (Scenario futuro).....	292
Tabella 65 – I parametri del processo Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro) .....	293

Tabella 66 – Il processo Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro) .....	294
Tabella 67 -I Parametri del processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output.....	295
Tabella 68 - Il processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output.....	298
Tabella 69 - Grandezze dell'impianto ORC-1400kWh (sinistra) e ORC-1MW (destra) [Ecoinvent 2, 2007] .....	299
Tabella 70 – I parametri del processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro .....	300
Tabella 71 – Il processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro.....	302
Tabella 72 – I parametri del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro .....	303
Tabella 73 – Il processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro .....	303
Tabella 74 - La tabella della valutazione del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	306
Tabella 75 - La tabella della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario futuro secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A .....	309
Tabella 76 La tabella della del confronto tra i due modelli multi-output dello scenario attuale e futuro .....	310
Tabella 77 – La tabella della valutazione del confronto tra i due modelli con allocazione 100% sulla funzione dello scenario attuale e futuro .....	312
Tabella 78 - La tabella della valutazione del confronto tra i due modelli prodotto evitato con allargamento del sistema dello scenario attuale e futuro.....	314
Tabella 79 – Tabella dei rendimenti ed energie elettrica e termica dello scenario attuale e futuro [S.A.BA.R., 2013] ...	316
Tabella 80 - La tabella della analisi di sensibilità per le diverse centrali elettriche .....	318
Tabella 81 – La tabella del confronto tra energia elettrica prodotta dallo scenario futuro e quella prodotta da petrolio .	319
Tabella 82 - La tabella della valutazione del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro .....	322
Tabella 83 La tabella dei costi esterni con IMPACT 2002 del processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output).....	323
Tabella 84 - Mancati costi .....	324
Tabella 85 - Calcoli VAN .....	325
Tabella 86 - Costi di investimento iniziale dello scenario futuro .....	326
Tabella 87 - Costi di gestione dello scenario futuro .....	326
Tabella 88 - Ricavi derivanti dallo scenario futuro .....	327
Tabella 89 - Riepilogo voci VAN .....	327
Tabella 90 - VAN dello scenario futuro .....	328
Tabella 91 – Tabella riassuntiva dei costi interni, esterni e dei ricavi relativi al processo **Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) scenario futuro .....	331

## Obiettivo tesi:

Da tempo il tema della gestione dei rifiuti si pone al centro dell'attenzione a causa di innumerevoli quantitativi di scarti prodotti ogni anno. Dagli anni '90 ai primi anni del nuovo secolo, la produzione dei rifiuti è continuata a crescere parallelamente all'aumento della ricchezza e degli standard di vita sempre più elevati dei Paesi occidentali. Dal 1996 si è dovuto aspettare il 2008 per avere un arresto della produzione di rifiuti dovuto principalmente alla crisi economica. A seguito della debole ripresa dal 2012, la produzione dei rifiuti ha ripreso a salire (ISPRA, 2014) come è possibile vedere in figura 1, evidenziando la stretta affinità che lega i due fenomeni.



Note: sono stati assunti pari a 100 i valori di produzione RU/PIL e produzione RU/Spese delle famiglie dell'anno 2002.  
Fonte: ISPRA; dati degli indicatori socio economici: ISTAT

Figura 1 - Andamento della produzione dei rifiuti urbani [ISPRA, 2014]

Nel corso di questi ultimi anni si è ricercato sempre più di limitare la produzione dei rifiuti e di utilizzare gli stessi come risorse: si tratta di una specie di riciclo evoluto tale per cui il rifiuto di un processo non viene avviato allo smaltimento, ma diventa materia prima da riutilizzare, recuperare come materiale o nel caso non sia possibile come fonte di energia. Il recupero energetico costituisce una valida soluzione quindi al problema dello smaltimento in un momento in cui sempre più la tematica della sostenibilità ambientale diventa centrale e che vuole far tendere verso una gestione dei rifiuti a "discarica zero".

In tale contesto si inserisce il presente elaborato svolto in collaborazione con la S.A.B.A.R. di Novellara (RE), partecipata pubblica di otto comuni della Bassa Reggiana addetta alla raccolta, smaltimento dei rifiuti e oramai prossima a diventare a tutti gli effetti una ESCO (Energy Service Company) ovvero una società che effettua interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica.

Infatti nel giro di un paio di anni S.A.BA.R smetterà di essere propriamente una discarica: la buca in cui si sono abbancati i rifiuti sta per raggiungere la sua capienza autorizzata per lo smaltimento. Per questo motivo che S.A.BA.R. è alla ricerca di investimenti futuri da attuare al fine di compensare le entrate economiche che verrebbero a meno con la cessazione dello smaltimento e garantire l'occupazione del personale oggi operante sul corpo di discarica, nel fare ciò è ben consapevole che da impianto di discarica si dovrà trasformare in un impianto di recupero e riciclaggio.

L'obiettivo del presente elaborato è ricercare la migliore soluzione impiantistica sia sotto il profilo tecnico, economico e ambientale per la valorizzazione del rifiuto ligno-cellulosico conferito presso la discarica novellarese, S.A.BA.R. S.p.A., raccolto nella porzione di territorio della Bassa Reggiana. La S.A.BA.R. S.p.A. è una municipalizzata degli otto comuni della Bassa Reggiana (Boretto, Brescello, Gualtieri, Guastalla, Luzzara, Novellara, Poviglio, Reggiolo) a cui spetta la raccolta e la gestione dei rifiuti. L'attività è stata svolta principalmente presso la stessa sede di Novellara e ha visto la collaborazione della Provincia di Reggio Emilia, la quale ha messo a disposizione dati essenziali per lo svolgimento dell'attività di ricerca.

La biomassa considerata è costituita da una miscela di sfalci e potature derivanti dalla raccolta del verde urbano, sono infatti identificate con codice CER 200102 quindi costituiscono un rifiuto. A partire dal processo fisico-chimico si sono prese in considerazione tutte le principali tecnologie attualmente impiegate, o in corso di sperimentazione, volte a recuperare tale tipologia di biomassa. A seguito di questa analisi, tenendo ben presente le caratteristiche della biomassa di S.A.BA.R e il contesto in cui essa opera, si è adottata la migliore tecnologia in termini di affidabilità e produttività. Quindi, si è dimensionato l'impianto considerando i quantitativi annuali in ingresso, oltre che alla taglia elettrica di soglia (1 MWe) che consente una sensibile semplificazione al processo autorizzativo, nonché la possibilità di accedere a più redditizie incentivazioni statali. Nell'analisi e descrizione delle possibili alternative ha svolto un ruolo indispensabile il gruppo di ricerca EELab (Energy Efficiency Laboratory) del Dipartimento di Ingegneria "Enzo Ferrari" di Modena.

Nel progetto si è cercato di descrivere e dettagliare con particolare attenzione l'impatto in termini di risorse ed inquinamento derivante dalla gestione del rifiuto verde da parte di S.A.BA.R impiegando l'innovativa metodologia dell'Analisi del Ciclo di Vita (L.C.A.), utilizzandola propriamente come strumento di gestione ambientale. In un primo momento l'analisi L.C.A. è orientata a descrivere minuziosamente lo scenario attuale con cui S.A.BA.R S.p.A oggi recupera la frazione legnosa. Questo scenario è poi confrontato con quello di futura gestione del rifiuto verde prevedendo la realizzazione dell'impianto risultato essere tecnicamente la migliore soluzione. Questa attività di L.C.A. è stata svolta presso il Dipartimento di Scienze e Metodi dell'Ingegneria (DISMI)

dell'Università di Modena e Reggio Emilia, in cui si trova il software Sima Pro necessario a compiere l'analisi sopra citata.

L'ulteriore scopo nobile a cui si vuole tendere oltre alla valorizzazione di uno scarto, consta nella fornitura di calore per la coltivazione idroponica di specie vegetali in serre interne all'impianto di S.A.BA.R gestite dalla "Cooperativa Il Bettolino". Si tratta di una Cooperativa definita di tipo B dalla normativa perché ha lo scopo di perseguire la promozione umana e l'integrazione sociale dei cittadini disabili e svantaggiati proponendo esperienze di lavoro in vari settori tra cui quello agricolo.

Attualmente, il calore con cui sono alimentate le serre proviene dal biogas captato dal corpo della discarica, ma il minor abbancamento dei rifiuti ed una minor presenza di organico negli stessi porterà ad una minor produzione di calore che non sarà più in grado di far fronte alla richiesta termica delle attuali serre installate all'interno dei confini della discarica. Ecco che parte del calore che verrà recuperato con l'installazione del futuro impianto servirebbe per compensare tale gap energetico che si verrà a creare in futuro, mentre per il calore non utilizzato dalle serre attuali (figura sotto) sono state studiate e proposte diverse modalità di valorizzazione sia internamente che esternamente all'impianto.



**Figure 1 – Basilico coltivato nelle serre di S.A.BA.R [S.A.BA.R, 2015]**

Per concludere seguirà l'analisi economica, in base alla quale si valuta concretamente la fattibilità di realizzazione e di gestione della soluzione adottata. Lo scopo dell'alternativa analizzata sarà quello di rappresentare in futuro un potenziale vantaggio sia economico che ambientale, oltre che sociale per la discarica semplicemente partendo dalla valorizzazione di uno scarto legnoso attuale. In questo senso si ribadisce un principio che è diventato una delle colonne portanti nella ingegneria ambientale, secondo cui, le scelte economicamente vantaggiose si sposano spesso con quelle maggiormente sostenibili. Infatti perché uno sviluppo sia davvero sostenibile deve risultare dalla somma di uno sviluppo economico e sociale che cooperano sinergicamente nel rispetto dell'ambiente (fig. 2).



Figura 2 – Lo sviluppo sostenibile [GreenEnergy, 2013]

## 1° Capitolo: biomassa: una fonte rinnovabile

### 1.1 Contesto energetico attuale

Il tema centrale del presente elaborato consiste nella valorizzazione energetica di un rifiuto. Lo scopo è sicuramente molto nobile: valorizzare energeticamente un rifiuto significa rispondere a quelli che sono i due problemi principali della sostenibilità ambientale. Il primo connesso al delicato problema dello smaltimento di un rifiuto, ossia di un qualsiasi oggetto che per obbligo o intenzione, il detentore vuole disfarsene in modo sicuro e controllato. Il secondo problema è quello di utilizzare qualcosa che è in grado di rinnovarsi nel tempo senza intaccare le risorse limitate terrestri, in altre parole, implementare l'utilizzo di fonti rinnovabili. Si tratta, quindi, di impiegare qualcosa oramai privo di valore economico, per "produrre quell'essenza" a cui sempre più la vita umana è vincolata: l'energia.



Figura 3 - Immagine che descrive lo stretto legame tra sostenibilità ambientale e produzione energetica [IEA, 2014]

Secondo quanto pubblicato nel rapporto del *World Energy Outlook* (IEA, 2013) del 2013, la IEA (*International Energy Agency*) prevede consumi di energia primaria in crescita di un terzo tra il 2011 ed il 2035, aumento imputabile in gran parte ai paesi in via di sviluppo, i consumi elettrici cresceranno invece di due terzi nello stesso periodo. Si prevede un lento ma radicale cambiamento, non tanto nella composizione delle fonti di energia primaria, che nonostante il forte impulso alle rinnovabili rimarranno per il 76% fonti fossili (nel 2011 i fossili hanno coperto l'82% dei consumi), quanto per la loro provenienza, paesi storicamente importatori di petrolio diventeranno esportatori. Sebbene il petrolio rimanga il combustibile predominante, anche il carbone ad oggi rimane una fonte notevolmente impiegata per soddisfare la domanda globale di energia a causa soprattutto del consumo della Cina che rappresenta la metà della domanda mondiale di questo combustibile, in figura 4.

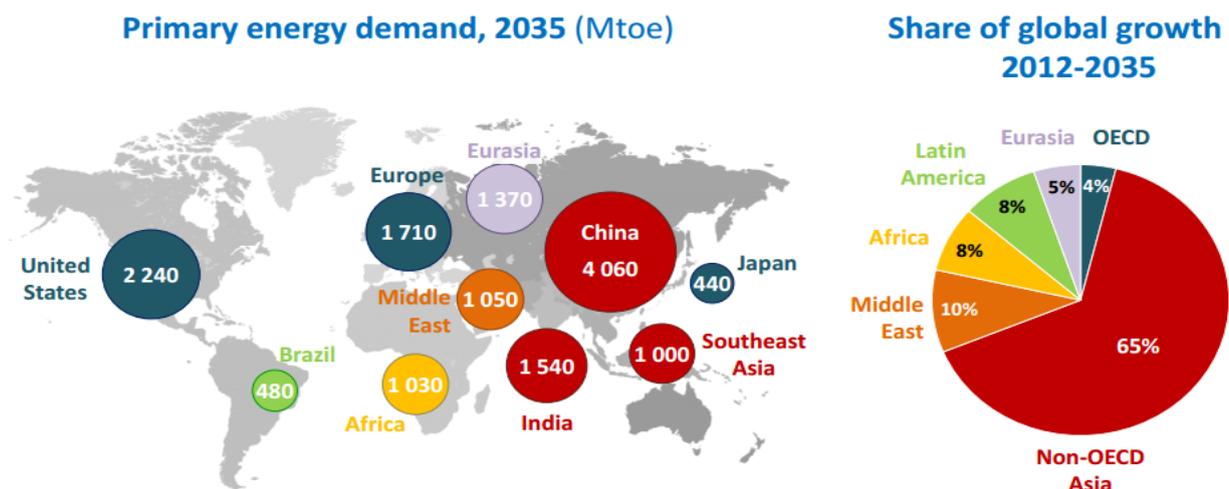


Figura 4 - A destra il tasso di crescita globale della domanda dal 2012 al 2035 [WEO, 2013]

Nonostante si senta parlare continuamente al ricorso alle rinnovabili, attualmente il quadro energetico è ancora strettamente dipendente all'uso di fonti limitate e fortemente inquinanti. L'estrazione, il trasporto, il trattamento ma soprattutto l'uso finale dei combustibili di origine fossile, hanno impatti nocivi sull'ambiente, causando effetti negativi diretti e indiretti sull'economia e sulla salute dell'uomo. Durante questi processi può accadere che si verifichi una fuoriuscita di petrolio con conseguenze gravi. Basti pensare agli innumerevoli incidenti accaduti negli ultimi 40 anni, di cui il più recente e disastroso, a cui ha fatto seguito un notevole interesse mediatico, è rappresentato dall'esplosione e dall'affondamento della piattaforma petrolifera Deepwater Horizon (Golfo del Messico) il 20 aprile 2010.

Il danno ecologico maggiore prodotto dai combustibili fossili, tuttavia, avviene durante il processo di combustione, indifferentemente dall'uso finale, sia esso la produzione di calore, il trasporto o la produzione di elettricità; vengono immessi vari prodotti tra cui gas ( $\text{CO}_2$ , CO,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ ), fuliggine e ceneri rilasciati direttamente nell'atmosfera causando l'inquinamento dell'aria che respiriamo. Ciò comporta, principalmente a livello locale, danni per la salute degli uomini, animali, colture e danni agli edifici. I gas primari citati, una volta in atmosfera, possono dar luogo a reazioni chimiche e diventare inquinanti secondari come nitrati, acidi ed aerosol.

Le emissioni di ossidi di zolfo e di azoto causano le piogge acide, poiché questi composti nelle nubi e nelle gocce di pioggia formano acido solforico e acido nitrico altamente pericolosi. Altri prodotti rilasciati in atmosfera, prevalentemente  $\text{CO}_2$  assieme ad altri gas sono invece efficaci a livello globale, e sono considerati tra i responsabili dei cambiamenti climatici dovuti alla alterazione dell'effetto serra. Esso fa parte dei complessi sistemi di regolazione dell'equilibrio termico grazie al quale è possibile lo sviluppo e il mantenimento della vita sulla Terra. Questo effetto è influenzato dai gas serra presenti nell'atmosfera terrestre, che risultano essere trasparenti alla radiazione solare in ingresso ma in grado di assorbire e riflettere la radiazione infrarossa emessa dalla superficie

terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole: ciò comporta l'aumento delle temperature e quindi un conseguente squilibrio termico.

L'inquinamento atmosferico dovuto alla continua e crescente combustione di fonti fossili e ad altri fattori di origine antropica (deforestazione tropicale, agricoltura industrializzata e l'estensione della zootecnia) determina un aumento dei gas serra in particolare della CO<sub>2</sub>, del metano (CH<sub>4</sub>), del protossido di azoto o ossido di diazoto (N<sub>2</sub>O) e degli alocarburi innalzando così l'effetto serra naturale. Con il passare degli anni la concentrazione dell'anidride carbonica nell'aria risulta essere in aumento: infatti analizzando il trend storico degli ultimi 50 anni, si è registrato un incremento di circa 100 ppm: dai 300 ppm degli anni sessanta agli attuali 400 ppm (ClimateMonitor, 2014) come mostra il grafico in figura 5.

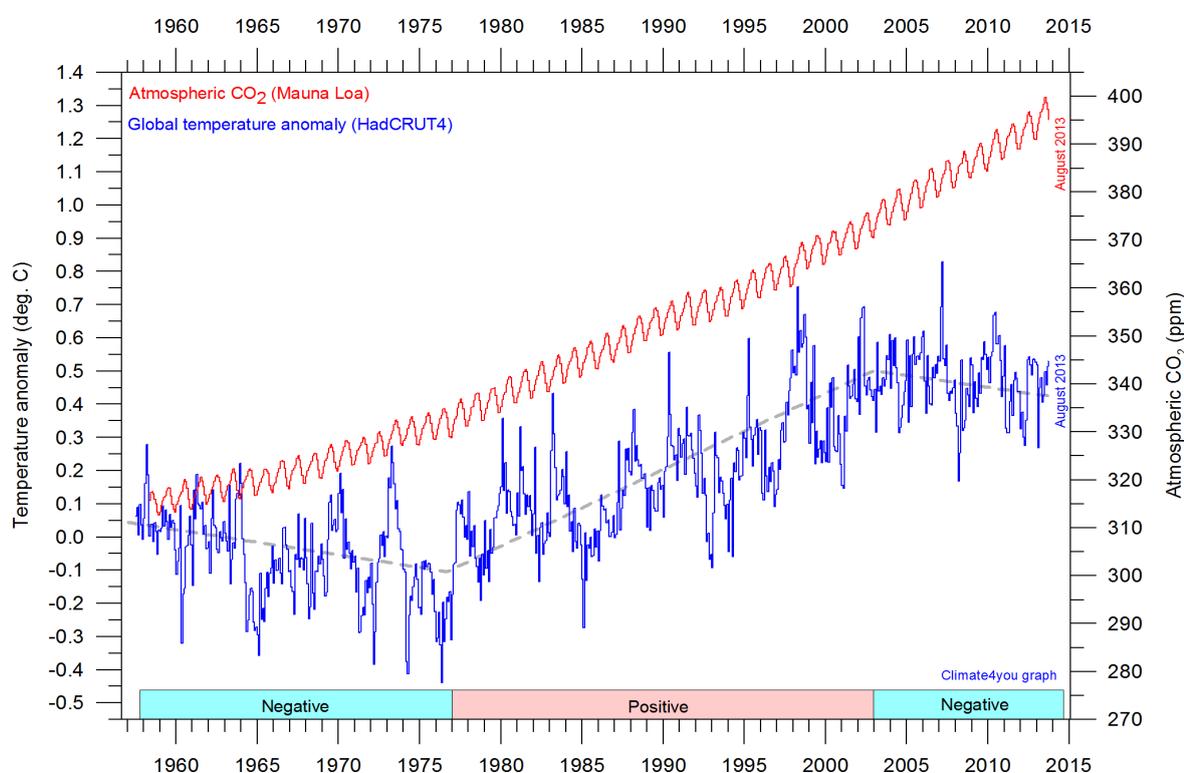


Figura 5 - Andamento dell'anidride carbonica e della temperatura negli ultimi 50 anni [ClimateMonitor, 2015]

Inoltre, dall'inizio dell'era industriale, la concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera è aumentata di oltre il 30%, di cui il 20% proprio negli ultimi 50 anni, ed un innalzamento della temperatura media del pianeta negli ultimi 80 anni.

Ogni giorno vengono bruciati per scopi industriali, per riscaldamento e autotrasporto circa 75 milioni di barili di petrolio; gli effetti che ne conseguono sono evidenti, scioglimento delle calotte polari, aumento del livello dei mari e cambiamenti climatici che si manifestano in ondate di calore, siccità, inondazioni, tempeste e uragani più violenti e più frequenti, incremento incendi boschivi, invasione di specie esotiche pericolose.

### 1.1.1 Politica energetica Europea

Il rapporto tra emissioni gas serra e cambiamenti climatici è ancora oggi oggetto di discussioni, è stata accettata dai paesi nel mondo che hanno ratificato il protocollo di Kyoto nel 1997, ossia un primo patto internazionale per il controllo delle emissioni di gas climalteranti e soprattutto il riconoscimento ufficiale della necessità di una trasformazione del sistema energetico mondiale sia per ridurre l'impatto ambientale legato alla produzione di energia sia per garantire la disponibilità futura di energia in forma sicura, affidabile e rinnovabile. A prova di questo primo cambiamento il Parlamento Europeo ha approvato il cosiddetto "HORIZON 20-20-20" (Parlamento Europeo, 2009) che prevede entro il 2020: la riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto a quelle del 2005; di portare al 20% il risparmio energetico; di soddisfare il 20% del consumo di energia nei Paesi dell'Unione attraverso fonti rinnovabili. Per assolvere a questi obiettivi è fondamentale applicare una serie di accorgimenti tra cui i più importanti sono il risparmio energetico, prima di tutto si deve limitare il consumo, e l'utilizzo di fonti energetiche alternative, usare fonti in grado di rinnovarsi a partire dall'energia solare.

La prima misura è realizzabile nel breve tempo e può dare subito buoni risultati nella riduzione di emissioni; esso non va considerato come una riduzione del benessere ma come un utilizzo attento delle risorse disponibili; a titolo di esempio, una famiglia americana consuma annualmente più del doppio dell'energia elettrica consumata da una famiglia tedesca, e quest'ultima presenta standard di

vita sicuramente alti. Gli obiettivi da raggiungere sono l'incoraggiamento all'efficienza energetica, un aumento della consapevolezza nei consumi, l'uso razionale delle fonti energetiche e un modello di sviluppo basato anche sui principi dell'ecologia e non solo su quelli dell'economia.

Per quanto riguarda le fonti energetiche alternative, è necessario porsi in un contesto di mix energetico, in quanto non esiste un'unica fonte in grado di soddisfare la richiesta globale. Le principali tecnologie di sfruttamento di fonti di energia alternative sono il nucleare, le innovative ma ancora sperimentali celle a combustione e le fonti

rinnovabili come l'energia idroelettrica, l'energia solare, le biomasse, il vento, la geotermia le maree e le correnti oceaniche. Le fonti rinnovabili hanno il pregio di rigenerarsi in tempi relativamente brevi e quindi sono ottimali per lo sfruttamento da parte dell'uomo; se gestite in modo



razionale, possono essere considerate praticamente inesauribili. Il difetto principale di quasi tutte è la loro naturale discontinuità, ad esempio la luce solare è presente solo durante il giorno, il vento ad eccezione di alcune zone (venti Alisei) non è costante, e dipendono da fenomeni fisici non regolabili sulla base dei consumi come ad esempio la radiazione solare che varia al variare del ciclo un giornaliero e di quello stagionale. Altro inconveniente è rappresentato dalle dimensioni degli impianti a FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) rispetto a quelli tradizionali.

Nell'idroelettrico sono necessarie dighe che sommergono vaste zone, nell'eolico i mulini si vedono a grandi distanze mutando il paesaggio, nel fotovoltaico quando la produzione sarà rilevante serviranno grandi estensioni di pannelli, che data la bassa efficienza necessitano di ampie superfici, anche se magari integrate sulle abitazioni. Anche il geotermico modifica il paesaggio con i suoi vari prodotti, anche se la fonte in questo caso non è dispersa ma concentrata nel suolo. Non fanno eccezione le biomasse, per le quali le estensioni di alberi o di colture energetiche, pur vastissime, non vengono percepite come intrusive, mentre gli impianti sono, a parità di potenza, più grandi degli impianti tradizionali.

Quest'ultima

tecnologia se usata e realizzata secondo canoni di gestione sostenibile, per il caso di biomassa legnosa, può rappresentare una risorsa strategica sia nella riduzione di emissioni di gas serra che nella riduzione della dipendenza da fonti fossili esterne.



Secondo i dati della WEO (WEO, 2011), il trend di crescita media annua delle FER si attesta intorno all' 1,8% dal 1990, ma esse rappresentano ancora una piccola frazione dell'offerta primaria di energia termica (13%), essenzialmente attraverso la biomassa solida (10%). Il contributo delle rinnovabili nella produzione elettrica mondiale nel 2009 corrisponde invece al 19,3% del totale di cui la maggior parte proviene dall'idroelettrico (16,3%).

## 1.1.2 Politica energetica Italiana

Tra i Paesi più industrializzati l'Italia è la nazione con il minor tasso di auto-provvigionamento di energia, infatti dipende per l'81% dall'estero, contro una media europea del 54%. Secondo i dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE, 2014) i principali Paesi da cui importiamo

- petrolio sono: Iran (29,2%), Arabia Saudita (28,9%) e la Libia (11,9%),
- gas naturale sono: Algeria (32,7%) e Russia (28%),
- l'energia elettrica i principali sono: Francia e Svizzera.

Di seguito è riportato il grafico (fig. 6) con i valori su Consumo Interno Lordo (% CIL) di energia elettrica tratti dalle statistiche messe a disposizione da Terna, in particolare il documento "dati storici", "produzione" e "rinnovabili" (TERNA, 2014).

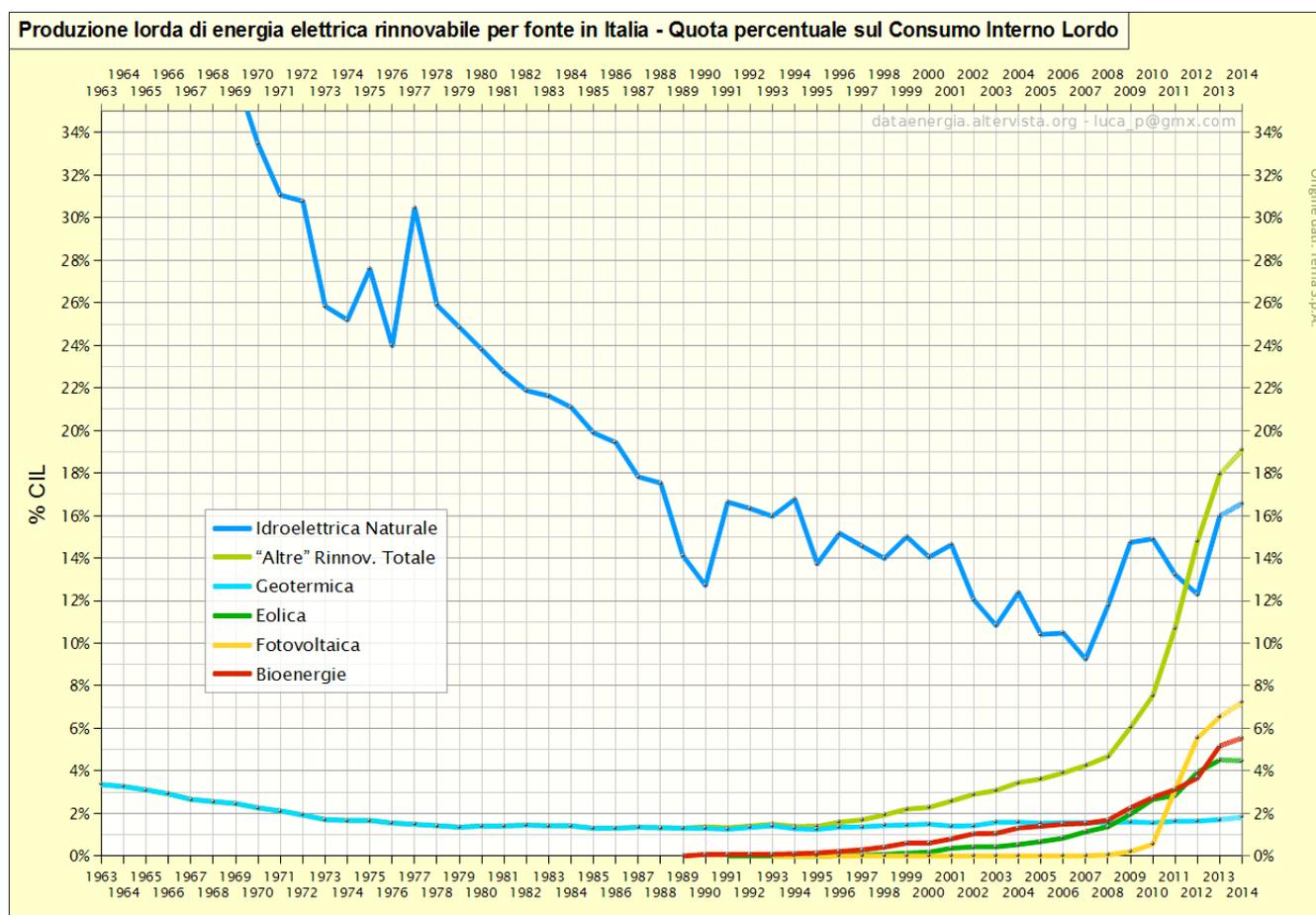


Figura 6 - Consumo Interno Lordo (%CIL) di energia elettrica [Terna, 2014]

L'Italia a maggior ragione di altri Paesi non disponendo di giacimenti di combustibili fossili dovrebbe investire maggiormente nell'utilizzo di fonti rinnovabili, se si riuscisse ad ottimizzare il recupero dell'energia solare nei luoghi particolarmente esposti del sud Italia, recuperare energia

eolica in quei siti che per la propria orografia e posizione sono caratterizzati dalla presenza di un vento costante e uniforme, spingere maggiormente in quei luoghi isolati o in cui vi siano fonti disponibili (come nel caso della Toscana) l'utilizzo di energia geotermica, sostenere e aumentare il già assodato e diffuso recupero di energia potenziale della risorsa idrica mentre scende a valle dai numerosi e diffusi rilievi di cui l'Italia è fornita. Valorizzare adeguatamente il contenuto energetico della biomassa intesa come: reflui o scarti derivanti dall'attività agricola e di allevamento, oppure del materiale di natura legnosa presente in abbondanza sugli appennini, sulle Alpi e sulle sponde dei corpi idrici che scorrono su tutto il territorio ed in particolare nella Pianura Padana, senza dimenticare di recuperare il contenuto energetico interno al rifiuto stesso. Ebbene, se si investisse intensamente in queste direzioni rinnovabili l'Italia potrebbe puntare oltre che all'indipendenza energetica dall'estero, nella costruzione di un sistema economico, sociale e ambientale sicuramente molto più redditizio e conveniente (TERNA, 2013).

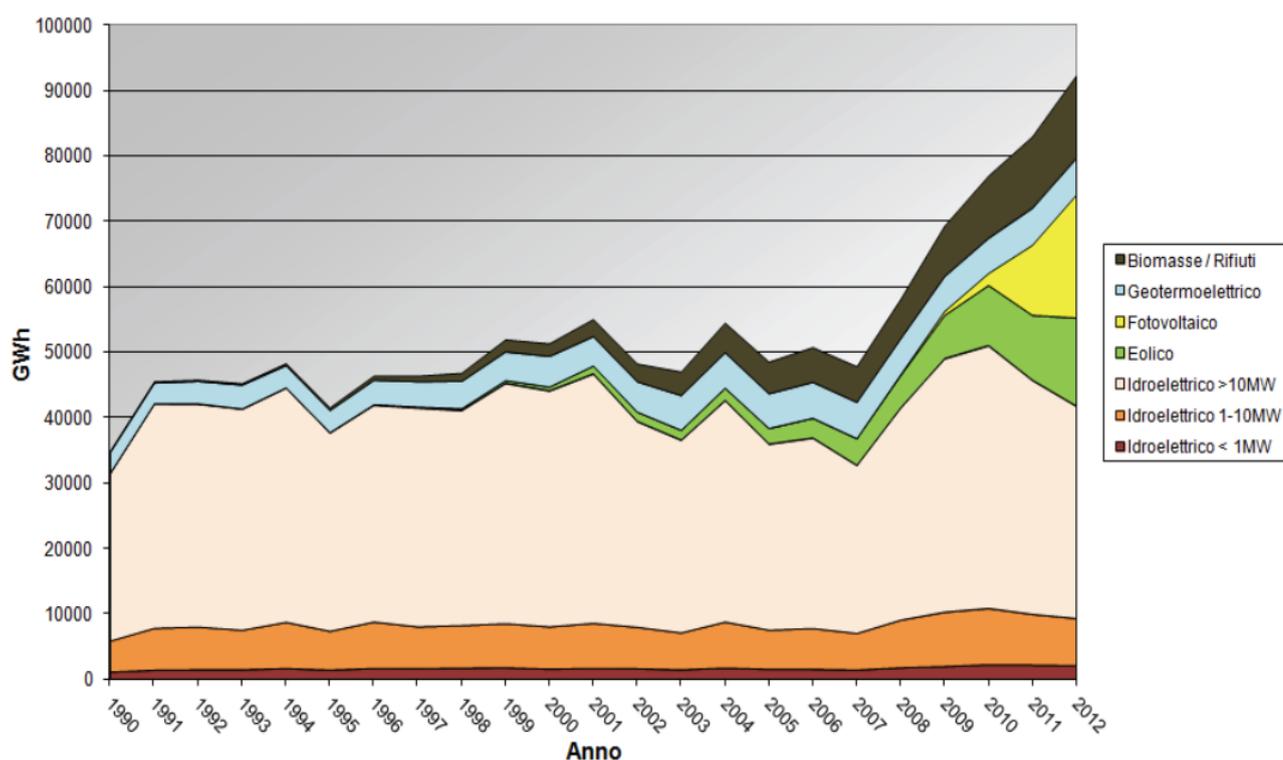


Figura 7 - Riepilogo produzione Energia da Fonti Rinnovabili in Italia [Terna, 2013]

Le fonti rinnovabili utilizzate oggi, come descrive il grafico sopra, sono:

- principalmente idroelettrico, infatti in Italia è stata la prima forma di rinnovabile a essere sfruttata anche se negli anni invece di aumentare si è stabilizzata e attualmente sta diminuendo il suo impiego,

- segue per quantità di energia in GWh prodotta il fotovoltaico: è una tecnologia che ha conosciuto un rapidissimo sviluppo solo recentemente, si osservi dal grafico in figura 7 che prima del 2009 questa fonte era praticamente assente. Il motivo è da ricercare nella linea politica con cui si è deciso di adottare forti forme di incentivazione economica per la loro installazione. Questo ha permesso al fotovoltaico di diventare in poco più di cinque anni una tecnologia estremamente diffusa e comune.

Parallelamente al fotovoltaico ha trovato una repentina crescita e sviluppo anche il solare termico. Il fatto secondo cui la loro diffusione sia il risultato basato non tanto sulla innovazione tecnologica, quanto strettamente dipendente da un vero e proprio “drogaggio” di incentivazione trova conferma dall’ultimissimo trend. Quest’ultimo vede attualmente una brusca riduzione della rapida crescita: oggi si installa il fotovoltaico solo nel caso reale in cui la produzione di energia elettrica risulti essere conveniente per il soddisfare il proprio fabbisogno e non più come prima che bastavano gli incentivi e la vendita in rete per aver un tempo di ritorno dell’investimento attorno alla decina di anni a prescindere dal reale autoconsumo energetico.

- Il geotermico è una fonte ben nota fin da subito, negli anni si è conservata aumentando in termini di qualità ma del punto di vista puramente quantitativo, inteso come ammontare di energia prodotta è rimasta pressoché costante.
- Diverso è il caso per l’energia eolica: anche questa tipologia di fonte ha conosciuto una forte innovazione tecnologica, ad oggi si dispone di molti modelli di pala eolica che meglio si adattano alle caratteristiche anemometriche del sito di ubicazione. Il problema italiano riguardante l’eolico è proprio la carenza di siti idonei all’installazioni di impianti di taglia considerevole: per il suo ottimale funzionamento la turbina presente nella navicella della pala necessita di presenza di vento costante e con una certa intensità uniforme durante tutto l’anno e postazioni sul territorio italiano che rispettano questi requisiti sono davvero pochi.
- La fonte che ora sembra la più promettente per gli anni a venire è costituita dall’extrapolazione di energia dalla biomassa oltre che dai rifiuti. In nero sul grafico in figura 7, si nota come lo spessore che quantifica l’utilizzo al fine energetico della biomassa sia in costante crescita. Questa crescita la si deve sicuramente agli incentivi che riconoscono la biomassa come una fonte di natura rinnovabile, ma anche al fatto che questa tecnologia permette in tal casi di ottenere una valorizzazione a partire da qualcosa che in maniera intrinseca è uno scarto il cui smaltimento risulta essere complesso e antieconomico. Se davvero le pubbliche amministrazioni e gli organi politici di maggior rappresentanza

riusciranno a comprendere quanto di nobile ci sia nello sfruttamento della biomassa allora essa potrà rappresentare una valida soluzione al problema energetico.

Si tratta infatti di valorizzare qualcosa che ostacola gli alvi fluviali (una delle principali cause del dissesto idrogeologico) e che stagionalmente cresce a cui occorre prestare manutenzione continua trasformandosi da un costo ad una risorsa.

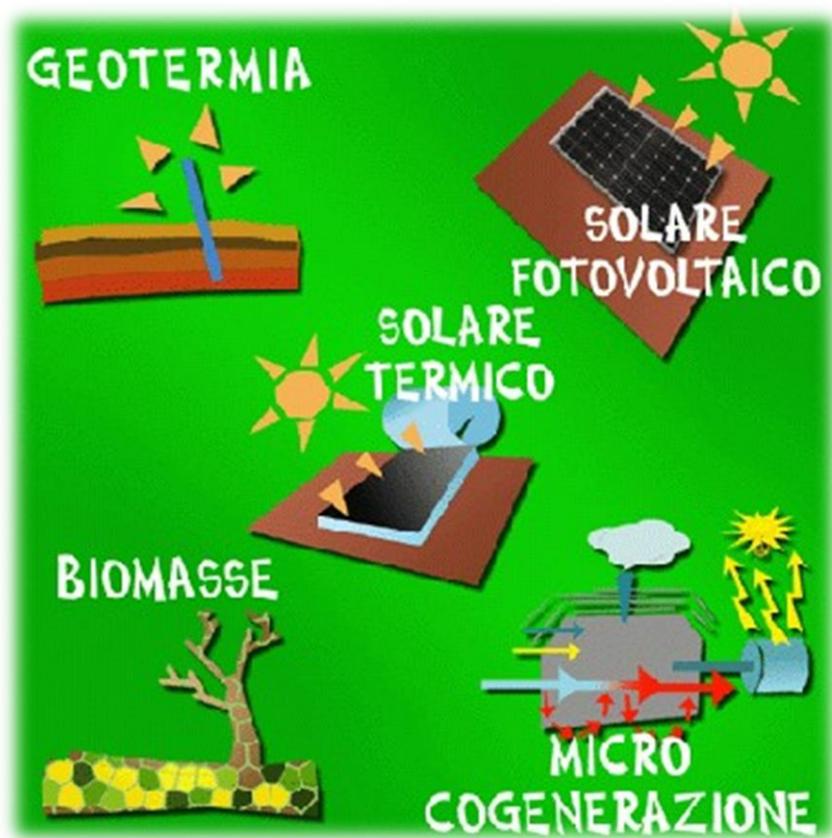
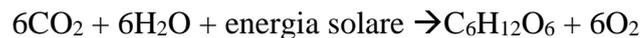


Figura 8 - Alcune tipologie di fonti rinnovabili [Fonti rinnovabili, 2012]

## 1.2 Definizione biomassa

La parola biomassa presenta diverse definizioni a seconda dell'approccio utilizzato:

- Approccio biologico: si identificano tutte le sostanze organiche prodotte direttamente o indirettamente attraverso la fotosintesi e che non hanno subito trasformazioni dovute a processi geologici (combustibili fossili e derivati). Rappresentano la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare, prodotto dalla vegetazione attraverso la fotosintesi clorofilliana, che trasforma il carbonio inorganico, contenuto nell'atmosfera sotto forma di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), in carbonio organico, che attraverso l'energia del sole si lega ad altri elementi (principalmente idrogeno ed ossigeno) a formare molecole organiche a struttura semplice come il glucosio, (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>O<sub>6</sub>) e altri monosaccaridi o strutture via via più complesse come l'emicellulosa, cellulosa e lignina. Questi costituiscono dei veri e propri "mattoni energetici" fondamentali per la vita degli animali (alimenti) e degli uomini (alimenti, materie prime, fonti energetiche).



Si differenziano in biomassa secca ed umida, la prima è costituita da materiali e residui di origine agricola e forestale (siepi, arbusti, alberi da frutta), prodotti secondari e scarti dell'industria (agro-alimentare, segherie, mobilifici) e la componente biodegradabile dei rifiuti urbani; la seconda comprende fanghi di depurazione, reflui di origine zootecnica, residui dei raccolti agricoli ed erba.

- Approccio normativo: attualmente non esiste in Italia una definizione univoca di biomassa, data l'eterogeneità dei materiali, il campo di utilizzo, la provenienza, ecc.. La definizione di biomassa assume un significato diverso a seconda dell'ambito di applicazione o della normativa di riferimento; ciò può creare difficoltà di attribuzione, dato che le diverse fonti legislative e istituzionali la definiscono in maniera diversa e talvolta contraddittoria. Infatti, proprio la tipologia del materiale combustibile e la sua provenienza sono stati oggetto di dinieghi e ricorsi in merito alle procedure autorizzative degli impianti a biomasse. Il primo approccio alla definizione di biomassa si ha confrontandosi con la procedura autorizzativa dell'impianto, in caso esso sia dedicato alla produzione di energia elettrica. *L'art. 2 del Dlgs. 387/2003* riprende testualmente la *direttiva europea 2001/77/CE* (Normativa, 2003) e stabilisce che :

*"...per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani."*

Recentemente la definizione di biomassa ai sensi del *Dlgs. 387/2003*, è stata ampliata dal *Dlgs. 28/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"*.

All'art.2, lettera "e", la biomassa viene definita quanto segue:

*"... la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprese sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani."*

- Approccio pratico: cerca di dare una migliore distinzione e definizione, che non sia troppo generica, come nel caso dell'approccio biologico o troppo precisa, come nel caso dell'approccio normativo, della biomassa in modo tale da definire in modo pratico le biomasse destinabili a trasformazioni energetiche, classificandole in base al settore di provenienza. In tal senso, si possono suddividere le biomasse di origine:
  - forestale (legna e suoi derivati);
  - agricola derivanti dalle produzioni sia vegetali (sottoprodotti colturali; colture energetiche) sia animali (reflui zootecnici);
  - industriale (scarti o residui agro-alimentari; scarti o residui industriali);
  - urbana (frazione organica rifiuti solidi urbani, FORSU; residui manutenzione del verde pubblico).

Inoltre vengono suddivise a seconda dell'utilizzo finale:

- diretto, nel caso dei biocombustibili;
- indiretto, previa trasformazione in un vettore liquido (biocarburante) o gassoso (biogas).

Queste due vie di sfruttamento energetico si applicano agli innumerevoli materiali che compongono le quattro categorie sopra elencate, in relazione alle caratteristiche chimico-fisiche che essi posseggono originalmente o assumono dopo eventuali trattamenti. Sono, difatti, le proprietà chimiche e fisiche delle biomasse che condizionano la tipologia di processi di conversione per esse attuabili.

### 1.3 Caratteristiche chimico-fisiche

Tutte le biomasse, allo stato naturale o meno, sono costituite da una massa d'acqua (kg) e da una massa anidra (kg). La possibilità di impiegare una biomassa in una conversione energetica piuttosto che in un'altra dipende dalle sue proprietà chimico-fisiche (Ing. Pedrazzi, 2015), in particolare da :

- **Umidità:** l'acqua nella biomassa è contenuta in forma legata, alla struttura molecolare, e libera all'interno delle cellule e dei tessuti vegetali; la quantità è variabile in relazione alle condizioni climatiche, al momento della raccolta e alle modalità di conservazione. Il processo di essiccazione, naturale o artificiale, riduce l'umidità libera mentre lascia inalterata quella di legame. L'umidità (M) rappresenta il contenuto di acqua libera che, variando tra il 4-5 % e il 90-92 %, rappresenta senz'altro il parametro che oltre ad influenzare le caratteristiche chimico-fisiche e il contenuto energetico, maggiormente stabilisce l'attitudine della biomassa alla trasformazione energetica nonché il tipo di filiera verso cui indirizzarla con successo ed efficienza;
- **Densità reale, o massa volumica reale, ( $\rho$ ) [kg/m<sup>3</sup>]** è definita come la massa (m) [kg] contenuta nell'unità di volume (V) [m<sup>3</sup>], essa influenza sia le caratteristiche fisico-meccaniche (dimensioni o granulometria, resistenza alle sollecitazioni), che chimiche (potere calorifico).

Dal punto di vista pratico, riveste importanza la densità sterica ( $\gamma$ ), [kg/m<sup>3</sup><sub>sciolto</sub>] che prende in considerazione anche gli spazi vuoti. L'interesse è direttamente correlato agli aspetti tecnici delle operazioni di stoccaggio e/o di trasporto della biomassa, dato che più spazio occupano le biomasse più alti saranno i costi di gestione. La massa volumica è un parametro estremamente variabile, dipendendo dal contenuto di umidità e dalle modalità di raccolta/confezionamento finale della biomassa. A titolo di esempio, la massa volumica apparente va da valori di 50-70 kg/m<sup>3</sup> per residui di potature sfusi e gli 800-900 kg/m<sup>3</sup> per il pellet.

- **Potere calorifico:** esprime la quantità di calore prodotta dall'unità di massa di un combustibile quando questo brucia completamente, si esprime in kWh/kg o in MJ/kg. Si distingue tra potere calorifico superiore (PCS): quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

La quantità complessiva di calore della combustione è minore se, nel riportare i prodotti di combustione alla temperatura iniziale di combustibile e comburente, il vapore d'acqua, contenuto

nei gas di combustione, non viene condensato e non rilascia il proprio calore di condensazione. Si definisce, invece potere calorifico inferiore (PCI): il potere calorifico superiore diminuito del calore di condensazione del vapore d'acqua formatosi durante la combustione. Il vapore d'acqua non viene condensato nei processi di combustione in caldaia e quindi è al potere inferiore a cui si fa normalmente riferimento. Il potere calorifico inferiore della biomassa ligno-cellulosica diminuisce all'aumentare della sua umidità, non solo perché diminuisce la quantità di sostanza secca effettivamente presente nell'unità di peso considerata, ma anche perché una parte dell'energia liberata nel processo di combustione viene assorbita dall'evaporazione dell'acqua e quindi si rende indisponibile per l'uso termico desiderato.

A titolo d'esempio, la tabella 1, (SABAR, 2010) sotto mostra il potere calorifico inferiore in kWh/kg dei principali combustibili in commercio

Combustibili Tradizionali	PCI [kWh/kg]	Combustibili Rinnovabili	PCI [kWh/kg]
Lignite	2.91	Paglia da grano segale e orzo	4.89
Carbon Fossile	8.60	Vinacce	4.96
Carbone di Legna	8.72	Sansa	5.00
Gas Metano <sup>1</sup>	9.40	Cedui a rotazione breve	5.11
Olio Combustibile	11.40	Gusci di noci, mandole e pinoli	5.13
Gasolio	11.86	Corteccia	5.31
Distillati Leggeri	12.09	Legno	5.28
GPL	12.79	Residui di potatura	5.32

<sup>1</sup>Il PCI del Gas Metano è espresso in kWh/Nm<sup>3</sup>

**Tabella 1 - Poteri calorifici inferiori combustibili tradizionali e rinnovabili [S.A.BA.R., 2010]**

Dai valori mostrati in tabella 1, si evidenzia come le biomasse possiedano una densità di energia minore rispetto ai combustibili fossili tradizionali usati al giorno d'oggi.

Non c'è paragone per il contenuto strettamente energetico infatti le biomasse sono un settore che ha rischiato di restare in disparte se non fossero emersi tutti i problemi climatici legati all'effetto serra. Nel seguente paragrafo si trova la spiegazione del loro promettente utilizzo in quanto fonte rinnovabile in forte sintonia con l'ambiente.

## 1.4 Biomassa: perché utilizzarle?

Il vantaggio principale di questa tecnologia sta nelle emissioni di CO<sub>2</sub>. La combustione delle biomasse viene vista come un processo a emissioni zero: ciò non significa che non venga prodotta anidride carbonica, ma quella che nasce dalle reazioni di combustione va a compensare l'anidride carbonica assorbita dalla pianta stessa durante la sua vita (fig. 9). Quest'ultimo aspetto, però, è un concetto molto criticato e, forse, un po' ingannevole. Esso è valido sicuramente se ci si sofferma alla sola combustione ma cade nel considerare l'intero ciclo di vita della biomassa. Includendo quindi tutte le operazioni che vanno dalla semina alla raccolta, dal trasporto alla trasformazione, l'anidride emessa non bilancia più quella assorbita, ma la supera.

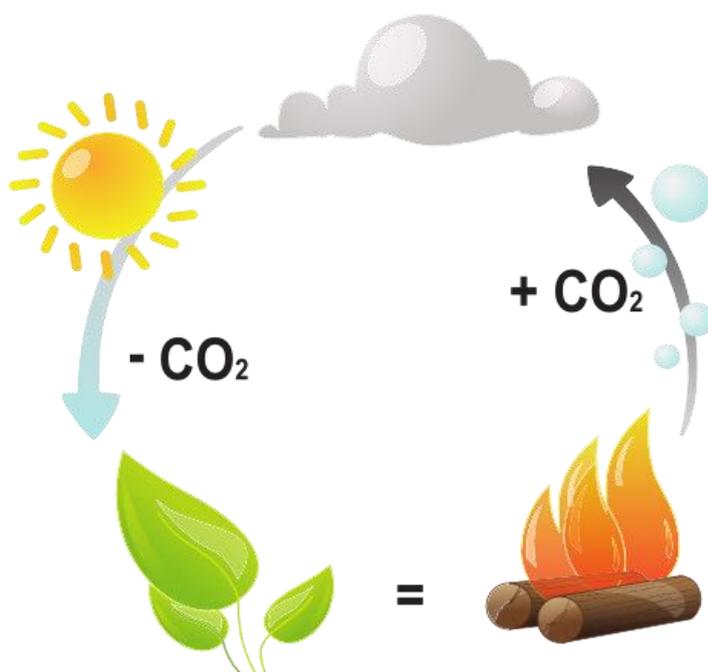


Figura 9 - Ciclo della CO<sub>2</sub> [Rinnovabili, 2010]

Ciò nonostante va fatta chiarezza sulla differenza tra questo tipo di emissioni e quelle legate ai combustibili fossili. Mentre con le biomasse l'anidride carbonica assorbita dalla pianta verrebbe comunque riemessa non appena il vegetale muore attraverso i normali processi di decomposizione; bruciando petrolio, metano o carbone si immettono in atmosfera quantità di carbonio che erano sedimentate nelle profondità del terreno, e perciò che non contribuivano più al ciclo stesso. Sono due procedimenti ben distinti: uno incrementa il carbonio presente nel

ciclo, l'altro invece ne movimentava una quantità già appartenente ad esso. Un'altra caratteristica di questa tecnologia è quella dello stoccaggio di energia. Infatti è possibile accumulare l'energia sotto forma di biomassa pronta all'uso, è un aspetto questo che comporta facilità di gestione e permette di regolare la produzione anche in modo discontinuo. D'altro canto, però, richiede che la biomassa sia in una forma tale che permetta l'accumulo senza degradarsi. Ad esempio nascono proprio a causa di queste esigenze i pellet, i quali garantiscono una certa versatilità sia per il trasporto che per lo stoccaggio.

## 1.5 Tipologie di biomasse

Si individuano principalmente tre grandi famiglie di biomasse:

- Biomasse di origine vegetale;
- Biomasse di origine animale;
- Scarti di lavorazione.

Biomasse di origine vegetale (o agroforestali): sono costituite essenzialmente da una miscela di tre composti organici ad elevato peso molecolare: cellulosa, emicellulosa e lignina; a essi se ne aggiungono altri, strutturalmente più semplici come estrattivi organici (resine, grassi, oli, amido, zuccheri, proteine...) e materiali inorganici (Na, K, Mg, Ca, Cd, Zn, S, N, P, Al...). I principali costituenti elementari che troviamo nelle biomasse vegetali sono il carbonio (C), l'idrogeno (H), l'ossigeno (O), l'azoto (N) e in misura minore altri elementi (metalli pesanti, aL.C.A.lini, aL.C.A.lino-terrosi); a differenza dei combustibili fossili, le biomasse hanno un minor contenuto in carbonio, azoto e zolfo ma un maggior contenuto in ossigeno, idrogeno e ceneri con la combustione. La cellulosa è il costituente più importante in quanto rappresenta il 30-60% del peso delle biomasse ligno-cellulosiche; esso è un polimero lineare con grado di polimerizzazione superiore alle 10 000 unità di glucosio anidro, contenente il 49% di ossigeno. I legami che si instaurano tra le catene di cellulosa, donano caratteristiche strutturali molto importanti tra cui resistenza ed elasticità alle fibre vegetali. L'emicellulosa costituisce il 19-40% in peso delle biomasse ligno-cellulosiche; è un polimero misto relativamente corto e ramificato, formato da zuccheri a 5 e 6 atomi di C. Presenta un maggior contenuto di O rispetto alla cellulosa e ad essa si devono alcune importanti proprietà delle fibre vegetali, quali la capacità di inibirsi in presenza d'acqua, di adesione e la tendenza a cementare e indurirsi. Infine la lignina, che rappresenta il 10-30% della massa vegetale (in funzione della specie), è un polimero tridimensionale complesso costituito principalmente da fenoli e presenta un ridotto contenuto in ossigeno (12-29% in peso). La principale funzione è quella di legare, saldandole tra loro, le fibre vegetali conferendo compattezza e resistenza meccanica al vegetale. La composizione elementare, la quantità e soprattutto il rapporto tra gli elementi chimici, sono molto importanti al fine di verificare il valore della biomassa come combustibile; in particolare, i rapporti H/C e O/C, la quantità di N e di ceneri.

Le tipologie commerciali con cui si può presentare la biomassa di **origine vegetale** sono veramente numerose e articolate, a titolo conoscitivo verranno elencate sotto le principali tipologie:

- Sottoprodotti colturali:
  - pagliosi (paglia di frumento, riso, orzo, stocchi girasole e mais);

- legnosi (residui di potature).
- Colture erbacee dedicate:
  - per granella (granella di mais e orzo);
  - per biomassa ligno-cellulosica (miscato, canna comune, cardo, sorgo da fibra);
  - per biomassa fermentescibile (insilato di mais, sorgo, barbabietola da zucchero);
  - per semi oleosi (colza, girasole, soia).
- Colture arboree dedicate:
  - Short Rotation Forestry (pioppo, salice, robinia);
  - Medium Rotation Forestry.
- Legno e prodotti derivati:
  - legno forestale (abete bianco e rosso, pino silvestre, pioppo, faggio, quercia.. );
  - derivati del legno (pellets, cippato, bricchette).

Inoltre le biomasse possono essere di **origine animale**, rappresentate principalmente da deiezioni, cioè escrementi fisiologici degli animali allevati (bovina, suina, avicola), e dai reflui zootecnici, cioè la miscela di deiezioni, acqua, residui alimentari, residui vari e lettiera. Quest'ultimi sono interessanti per la produzione di biocarburanti (biogas, metano, idrogeno) a elevato potere calorifico, grazie alla degradazione biochimica (fermentazione o digestione anaerobica) che subisce in appositi impianti.

Oppure possono rientrare nelle biomasse derivanti dagli **scarti di lavorazione**: le industrie agro-alimentari e quelle del legno, portano a seguito della lavorazione delle materie prime, alla produzione di residui finali (scarti) che possono essere impiegati convenientemente nella produzione di energia. Queste biomasse residuali, presenti anche in quantità non trascurabili, a differenza dei sottoprodotti colturali, risultano meno disperse sul territorio. Le principali categorie di biomasse che rientrano in questo gruppo sono :

- scarti di lavorazione secchi (gusci di nocciole);
- sanse, lolla e vinacce;
- scarti di lavorazione umidi (bucce e scarti dell'ortofrutta) e rifiuti.

I boschi rappresentano sicuramente la fonte di approvvigionamento più nota e sfruttata per il legno usato a fini energetici; tuttavia esistono altri comparti non trascurabili con elevati tassi di produzione, sia in campagna che in ambito urbano. Dall'ambiente campestre si ottiene legno da: siepi, arboreti, colture specializzate e potature agricole; in quello urbano sono le alberature, i parchi e i giardini pubblici (in figura 10 è mostrato un esempio di potature che verranno conferite in S.A.B.A.R.).



**Figura 10 - Foto di potature albore di verde urbano nel Comune di Novellara [Novellara, 2015]**

L'oggetto del presente elaborato è proprio il legno proveniente da **verde urbano** (figure 10, 11). I centri urbani sono una fonte importante di biomassa legnosa grazie alla presenza di parchi, giardini e alberature. La manutenzione periodica del verde verticale (alberature) in ambiente urbano e lungo la rete stradale statale, provinciale e comunale comporta potature e abbattimenti di molte piante il cui legno è solitamente considerato un rifiuto. Ogni pianta d'alto fusto in filare, con turno di potatura quindicennale, può produrre una quantità media annua di 200-250 kg di legna da ardere. Considerate in primo momento sottoprodotto utilizzabile per la combustione nelle centrali di teleriscaldamento a biomassa (*legge 13 agosto 2010, n.129*), successivamente la situazione è cambiata, infatti attualmente sono considerate come rifiuto non pericoloso (*D.Lgs. 3 dicembre 2010; n.205*) e come tali devono essere gestite secondo il *D.Lgs. 152/06 e s.m.i.*, trasformando quindi questo materiale da fonte di ricavo a costo per le amministrazioni pubbliche.



**Figura 11 - Foto verde urbano conferito presso box di raccolta potature nel Comune di Novellara [Novellara, 2015]**

## 1.6 Cogenerazione e Trigenerazione

Le biomasse hanno quindi un loro contenuto energetico che può essere sfruttato in termini energetici in modi diversi a seconda se si produce l'energia elettrica, l'energia termica oppure entrambe. Nel momento in cui si ha la produzione combinata di energia elettrica e calore si parla di cogenerazione, meglio conosciuta secondo la dizione inglese CHP Combined Heat & Power. Si tratta, attualmente, di una delle tecnologie più efficienti per un uso razionale dell'energia, poiché permette di produrre contemporaneamente le due forme di energia sfruttando in maniera ottimale l'energia primaria contenuta nel combustibile (fig. 12).

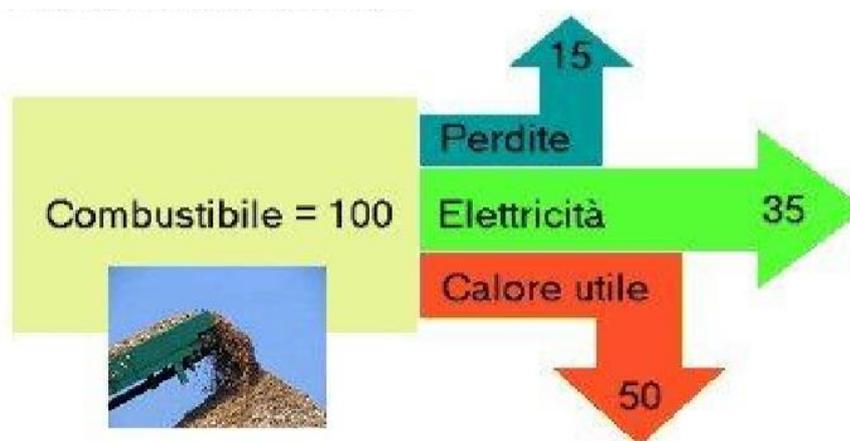


Figura 12 - Schema illustrativo sull'uso razionale dell'energia in un sistema di cogenerazione [GSE, 2013]

Il punto di forza di una caldaia a cogenerazione rispetto ad una tradizionale risiede proprio nell'utilizzare un unico impianto per produrre le due forme di energie contrariamente a quella convenzionale per la quale sono necessari due distinti impianti: centrale elettrica e termica. Può essere usata in grandi impianti industriali o realizzata con impianti di piccola e piccolissima taglia (mini e micro-cogenerazione). La cogenerazione ha conosciuto negli ultimi anni un notevole miglioramento tecnologico che ne ha incrementato l'efficienza: oggi i sistemi più evoluti (basati su motori a combustione interna, turbine e celle a combustibile) sono in grado di trasformare l'energia del combustibile in una produzione energetica finale con rendimenti complessivi anche prossimi al 90%.

Il suo punto debole, oltre che nella maggiore onerosità rispetto alla tipologia convenzionale, è nel riuscire a recuperare immediatamente l'energia termica prodotta, evitando che questa venga dispersa inutilmente in atmosfera, a tal fine è indispensabile un studio molto dettagliato dei consumi in grado di saper cogliere la variabilità giornaliera o quanto meno stagionale degli stessi. La cogenerazione diventa tanto più conveniente quanto più le oscillazioni di consumi nel tempo sono contenute. Infatti

si coniuga bene con soluzioni come il teleriscaldamento: sistema pensato per servire più utenze che se pensate nel loro complesso attenuano sensibilmente i picchi di richiesta termica che altrimenti avrebbero qualora prese singolarmente. Un buon criterio di progettazione prevede di dimensionare il generatore cogenerativo in modo tale che la linea di funzionamento d'impianto sia in grado di coprire la minima domanda di calore, ovvero lo "zoccolo di base" del consumo, provvedendo a neutralizzare i picchi con un secondo impianto di riscaldamento integrativo.

Un particolare campo dei sistemi di cogenerazione è quello della trigenerazione che, oltre ad autoprodotte energia elettrica, consente di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione anche per produrre energia frigorifera, ovvero acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali. Si tratta quindi di una produzione combinata di calore, freddo ed elettricità da cui l'acronimo CHCP (Cogeneration of Heat, Cooling and Power).

Il principio della trigenerazione nasce da un ampliamento del sistema di cogenerazione. Questo nel periodo estivo o qualora sia richiesta energia frigorifera, usa calore per asportare ulteriore calore con un ciclo del tutto simile a quello di un ciclo frigorifero.

Questo sistema può essere molto utile nel settore terziario dei paesi a clima temperato, dove la richiesta di calore è limitata a pochi mesi invernali, mentre esiste un significativo fabbisogno di freddo (condizionamento dell'aria) durante i mesi estivi. La maggior complessità impiantistica, accompagnata da un costo economico maggiore in fase di installazione fanno sì che la trigenerazione non sia una soluzione strettamente conveniente se non nel momento in cui si dispone di carichi uniformi e costanti da neutralizzare. Si pensi, ad esempio, ad un ipermercato dove coesistono, nello stesso momento, rilevanti e costanti esigenze di energia elettrica, energia frigorifera per il condizionamento ed energia termica per il riscaldamento.

Entrando nel merito dell'apparecchiatura, si può stabilire che il suo apparato è costituito da un gruppo di generazione di energia elettrica, uno o più componenti di recupero dell'energia termica di scarto per utilizzarla come calore necessario al riscaldamento ambientale e alla produzione di acqua calda sanitaria ed infine è costituito da uno o più componenti di recupero per l'energia termica di scarto per utilizzarla come calore da cui produrre freddo, o per deumidificare l'aria.

In un sistema di trigenerazione il rendimento globale (85%) aumenta enormemente ottenendo risparmi energetici anche nell'ordine del 60%

Di seguito, in figura 13, è riportato lo schema del processo in cui sono evidenziati i diversi flussi energetici recuperati o persi.



**Figura 13 - Schema illustrativo dei flussi derivanti dalla trigenerazione [GSE, 2013]**

Il funzionamento di un sistema a trigenerazione può avvenire anche con l'utilizzo di biogas, derivante dalla trasformazione anaerobica delle sostanze organiche, costituite da metano, da anidride carbonica, da solforati e da acqua. Oggi è anche possibile installare macchine che utilizzano esclusivamente fonti energetiche rinnovabili: l'energia del sole viene captata da collettori parabolici che la raccolgono e concentrano la radiazione su di un ricevitore all'interno del quale circola un fluido termovettore che viene riscaldato dal sole a circa 300°C .

Ad oggi questo processo non trova molti campi di applicazione, fermo restando il grosso contributo innovativo in esso contenuto.

## 2° Capitolo: La normativa

### 2.1 Dal rifiuto alla materia prima seconda

Nel presente capitolo si tratta l'aspetto normativo con elencate le norme utili e di riferimento per i temi trattati nell'elaborato.

Inizialmente il materiale costituente la biomassa ligno-cellulosica oggetto di studio è un rifiuto, si rende necessario, anche se pur brevemente, ricordare quali sono i principi su cui si fonda l'ampia regolamentazione per la gestione dello smaltimento dei rifiuti come definita dall'innovativo *D.Lgs 3 aprile del 2006 n. 152: "Norme in Materia Ambientale", parte quarta*, meglio noto per la sua forte portata ambientale come "*Codice dell'ambiente*" (Normativa, 2006), e successive modifiche ed integrazioni.

Ha fatto seguito una evoluzione normativa in primis europea poi recepita all'ordinamento italiano, incentrata sul rafforzamento dei principi della responsabilità del produttore e sulla reale attuazione della gerarchia del rifiuto: in primo luogo sulla prevenzione dei rifiuti, seguita dal riutilizzo, dal riciclaggio e dal recupero energetico, infine dallo smaltimento sicuro dei soli rifiuti che non presentano altra possibilità di trattamento (Barbieri, 2014) (fig.14).

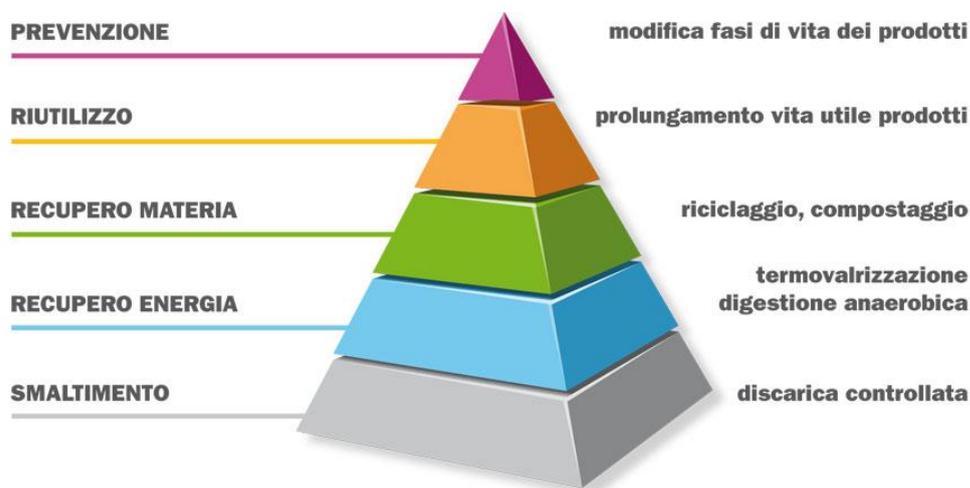


Figura 14 - Piramide gerarchia del rifiuto [Barbieri, 2009]

Si ribadisce che la gestione dei rifiuti è effettuata conformemente ai principi di precauzione, prevenzione, sostenibilità, proporzionalità, responsabilizzazione e cooperazione di tutti i soggetti coinvolti nella produzione, nella distribuzione, nell'utilizzo e nel consumo di beni da cui si originano i rifiuti, nonché del principio in base al quale *chi inquina paga*.

A tale fine la gestione dei rifiuti è effettuata secondo criteri di efficacia, efficienza, economicità, trasparenza, fattibilità tecnica ed economica, nonché nel rispetto delle norme vigenti in materia di partecipazione e di accesso alle informazioni ambientali.



Figura 15 - Operazione di R03 eseguite direttamente presso S.A.BA.R. [S.A.BA.R., 2015]

Una volta raccolta la biomassa è sottoposta a operazioni, normativamente parlando R03 (dove R indica un'operazione di recupero) di selezione (punto 1), triturazione (punto 2) e vagliatura (punto 3) cessa di essere rifiuto ed è definibile come Materia Prima e Seconda (MPS) in conformità ai requisiti definiti *all'art. 181-bis D.Lgs 3 aprile del 2006 n. 152*., secondo cui le materie prime secondarie devono ascrivere al rispetto dei seguenti criteri, requisiti e condizioni:

- I. siano prodotti da un'operazione di riutilizzo, di riciclo o di recupero di rifiuti;
- II. siano individuate la provenienza, la tipologia e le caratteristiche dei rifiuti dai quali si possono produrre;
- III. siano individuate le operazioni di riutilizzo, di riciclo o di recupero che le producono, con particolare riferimento alle modalità ed alle condizioni di esercizio delle stesse;

- IV. siano precisati i criteri di qualità ambientale i requisiti merceologici e le altre condizioni necessarie per l'immissione in commercio, quali norme e standard tecnici richiesti per l'utilizzo, tenendo conto del possibile rischio di danni all'ambiente e alla salute derivanti dall'utilizzo o dal trasporto del materiale, della sostanza o del prodotto secondario;
- V. abbiano un effettivo valore economico di scambio sul mercato. (art. 181-bis, comma 1)

Il successivo *D.Lgs del 3 dicembre 2010 n. 205* che recepisce la *Direttiva quadro 2008/98/CE* emanata dall'Unione Europea in materia di rifiuti e modifica la *parte IV* del "*Codice dell'Ambiente*" afferma che rimangono espressamente escluse dal regime dei rifiuti le Materie prime e seconde come già definite nel *D.Lgs 152/2006*. Quindi il materiale oggetto di studio a seguito delle operazioni di R03 non rientra più nella disciplina dei rifiuti.

## **2.2 Dalla materia prima seconda al combustibile**

Gli impianti di produzione energia da fonti rinnovabili sono soggetti a normative che regolamentano le condizioni affinché biogas/biomasse siano considerati un "combustibile" giuridicamente riconosciuto.

Le biomasse combustibili sono solo quelle che rispettano le condizioni dell'*allegato X alla parte V del Dlgs 152/06*, mentre "è soggetta alla normativa vigente in materia di rifiuti la combustione di materiali e sostanze che non sono conformi *all'allegato X* o che comunque costituiscono rifiuti ai sensi della parte quarta del presente decreto."

Nella *Sezione V*, del presente decreto sono elencate le caratteristiche in termini di tipologia e provenienza delle biomasse combustibili:

- 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 surriscaldata 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."*

All'articolo 1-bis si definisce che *“Salvo il caso in cui i materiali elencati derivino da processi direttamente destinati alla loro produzione (lettera a) o ricadano nelle esclusioni dal campo di applicazione della parte quarta del presente decreto (lettere b, c) la possibilità di utilizzare tali biomasse secondo le disposizioni della presente parte quinta é subordinata alla sussistenza dei requisiti previsti per i SOTTOPRODOTTI dalla parte quarta del DLgs 152/2006 e ss.mm.”*

Il D. Lgs. 152/06 riporta alla parte IV, titolo I, Capo 1, Art 183, paragrafo p, la definizione di sottoprodotto:

*“ .. sottoprodotto: sono sottoprodotti le sostanze ed i materiali dei quali il produttore non intende disfarsi ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), che soddisfino tutti i seguenti criteri, requisiti e condizioni:*

- *siano originati da un processo non direttamente destinato alla loro produzione;*
- *il loro impiego sia certo, sin dalla fase della produzione, integrale e avvenga direttamente nel corso del processo di produzione o di utilizzazione preventivamente individuato e definito;*
- *soddisfino requisiti merceologici e di qualità ambientale idonei a garantire che il loro impiego non dia luogo ad emissioni e ad impatti ambientali qualitativamente e quantitativamente diversi da quelli autorizzati per l'impianto dove sono destinati ad essere utilizzati;*
- *non debbano essere sottoposti a trattamenti preventivi o a trasformazioni preliminari per soddisfare i requisiti merceologici e di qualità ambientale di cui al punto 3), ma posseggano tali requisiti sin dalla fase della produzione;*
- *abbiano un valore economico di mercato..”.*

Concludendo se si dimostra il rispetto di questi 5 requisiti la biomassa è ritenuta a tutti gli effetti normativi un combustibile.

## 2.3 Limiti di emissione

Le biomasse che vengono usate come combustibile, anche dopo depurazione dei fumi prodotti, provocano l'immissione nell'ambiente di quantità non trascurabili di numerosi macro e micro inquinanti (polveri sottili ed ultra sottili, ossidi di azoto, idrocarburi policiclici aromatici, diossine), in quantità proporzionale alla massa di biomasse trattate, con effetti potenzialmente pericolosi per la salute della popolazione esposta.

Pertanto per le biomasse di cui *all'allegato X* in impianti nuovi e in impianti anteriori al 2006 autorizzati a partire dal 12 marzo 2002, si applicano valori limite di emissione del *DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I* riportati in tabella 2 sono riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%. Sono riferiti ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, esclusi i periodi di avviamento, arresto e guasti (ARPA, 2012).

	Potenza termica nominale installata (MW)			
	[1] >0,15 ÷ ≤3	>3 ÷ ≤6	>6 ÷ ≤20	>20
Polveri Totali	100 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>
COT Carbonio Organico Totale	//	//	30 mg/Nm <sup>3</sup>	20 mg/Nm <sup>3</sup> 10 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
Monossido di Carbonio (CO)	350 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>	250 mg/Nm <sup>3</sup> 150 mg/Nm <sup>3</sup> [2]	200 100 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
Ossidi di Azoto (espressi come NO <sub>2</sub> )	500 mg/Nm <sup>3</sup>	500 mg/Nm <sup>3</sup>	400 mg/Nm <sup>3</sup> 300 mg/Nm <sup>3</sup> [2]	400 mg/Nm <sup>3</sup> 200 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
Ossidi di Zolfo (espressi come SO <sub>2</sub> )	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>
[1] 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> . [2] Valori medi giornalieri.				

Tabella 2 - Valori limite delle emissioni di impianti a biomassa [DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I]

La Deliberazione dell'Assemblea Legislativa regionale n. 51 del 26 luglio 2011 stabilisce i criteri generali di localizzazione per l'installazione di impianti di produzione di energia mediante l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili eolica, da biogas, da biomasse e idroelettrica.

Tale atto prevede che "nelle aree di superamento e nelle aree a rischio di superamento degli standard di qualità dell'aria si possono realizzare impianti a biomasse a condizione che sia assicurato un saldo emissivo uguale o inferiore a zero per gli inquinanti PM<sub>10</sub> e NO<sub>2</sub>, tenuto conto di un periodo temporale di riferimento per il raggiungimento dell'obiettivo nonché della possibile compensazione con altre fonti emmissive".

A tal fine, il proponente deve allegare all'istanza autorizzativa un documento che attesti il saldo emissivo dell'impianto, anche attraverso l'impiego di un assetto impiantistico in regime di cogenerazione o trigenerazione e la stipula di accordi che assicurino la realizzazione delle condizioni di compatibilità dello stesso.

Gli accordi possono tra l'altro prevedere l'utilizzo, anche differito nel tempo, dell'energia termica prodotta dall'impianto per diversi usi, secondo quanto concordato con le amministrazioni locali territorialmente competenti." A tal fine la Giunta regionale dell'Emilia Romagna ha deliberato i criteri per l'individuazione del computo emissivo per gli impianti di potenza termica maggiore di 250 kWt (*Del. Giunta Emilia-Romagna 362/2012*), in relazione alla criticità delle diverse aree e alla conseguente individuazione delle condizioni di localizzazione (fig. 17).

Per valutare l'entità degli effetti determinati dalla realizzazione degli impianti stessi e gli effetti delle azioni di integrazione proposte dai soggetti proponenti l'impianto, sono stati predisposti due strumenti di calcolo utilizzabili sia dai soggetti interessati alla realizzazione di impianti a biomassa all'interno del territorio regionale, sia dalle autorità territorialmente competenti.

Nelle aree di superamento e in quelle a rischio di superamento individuate con colori rosso, arancio e gialle nella mappa di Zonizzazione PM<sub>10</sub> /NO<sub>2</sub> (ARPA-EMR, 2011) riportata di seguito (fig. 16), è necessario procedere alla valutazione del saldo emissivo dell'impianto e delle eventuali azioni integrate previste.

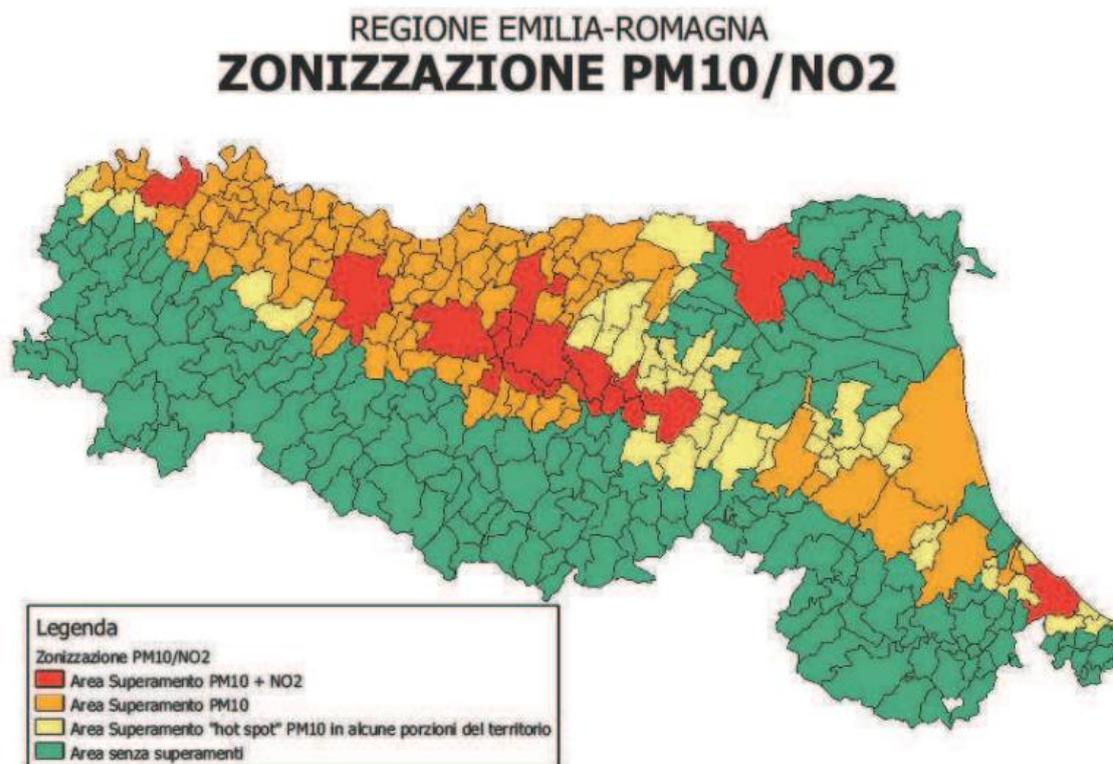


Figura 16 - Mappa di Zonizzazione PM<sub>10</sub> /NO<sub>2</sub> [Delibera A.L. 51 del 26 luglio, 2011]

Per agevolare ed omogeneizzare sul territorio regionale il calcolo delle emissioni e delle azioni di integrazione che possono essere indicate dal proponente è stata realizzata una metodologia semplificata: *Criteri per il computo emissivo dell'impianto e del saldo complessivo considerando le azioni integrate.*

Gli allegati relativi ai Criteri per l'elaborazione del computo emissivo e il Manuale d'uso per il calcolo del computo emissivo relativo alle azioni integrate aiutano l'utente per la corretta compilazione del Modulo per il Calcolo delle emissioni dell'impianto e delle misure d'integrazione che il proponente deve allegare alla domanda. L'utente può accedere per la compilazione del modulo alle informazioni contenute nell'Inventario delle emissioni in atmosfera della Regione Emilia-Romagna.

La normativa vigente richiede una *valutazione del rischio di peggioramento della qualità dell'aria nelle aree in cui sono rispettati gli standard di qualità*, interventi volti a conservare la buona qualità dell'aria nelle aree in cui non sono necessari interventi di risanamento.

A tal fine è stato predisposto uno strumento volontario per una valutazione preliminare del rischio di superamento degli standard di qualità dell'aria previsti dalla normativa vigente (media annua di 40  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  di  $\text{NO}_2$  e  $\text{PM}_{10}$  e 35 giorni anno di superamento del limite giornaliero di 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  di  $\text{PM}_{10}$ ), da applicarsi nelle aree individuate "verdi" nella mappa di Zonizzazione  $\text{PM}_{10}$  / $\text{NO}_2$  allegata alla *DAL 51 del 26 luglio 2011*.

Lo strumento consente attraverso l'inserimento di poche informazioni di effettuare una prima valutazione dell'impatto sulla qualità dell'aria nell'area di realizzazione del nuovo impianto (1  $\text{Km}^2$ ) e nella zona limitrofa (4  $\text{Km}^2$ ).



BOLLETTINO UFFICIALE

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO LA PRESIDENZA DELLA REGIONE - VIALE ALDO MORO 52 - BOLOGNA

Parte seconda - N. 51

Anno 43

12 aprile 2012

N. 62

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 26 MARZO 2012, N. 362

**Attuazione della D.A.L. 51 del 26 luglio 2011 - Approvazione dei criteri per l'elaborazione del computo emissivo per gli impianti di produzione di energia a biomasse**

LA GIUNTA DELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA

(omissis)

delibera:

- 1) di approvare i Criteri per l'elaborazione del computo emissivo per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse con potenza termica nominale superiore a 250 kWt, riportati in Allegato parte integrante alla presente deliberazione;
- 2) di rendere disponibili i suddetti Criteri nonché gli strumenti informativi e metodologici necessari per la loro applicazione attraverso il sito Internet [www.biomasse-emissionizero.emilia-romagna.it](http://www.biomasse-emissionizero.emilia-romagna.it);
- 3) di pubblicare per estratto la presente deliberazione nel Bollettino Ufficiale della Regione Emilia-Romagna.

**Figura 17 -Regione Emilia Romagna [Deliberazione della giunta regionale N. 362,2012]**

La gestione delle ceneri da biomasse è disciplinata dal Decreto Ronchi in cui sono definite “rifiuti speciali non pericolosi” e comprese nella categoria “Rifiuti inorganici provenienti da processi termici”, codice CER 100000. Nel dettaglio, le ceneri pesanti sono identificate con codice CER 100101, mentre quelle leggere riportano codice CER 100103.

Il concetto di “rifiuto speciale non pericoloso” introduce la possibilità di sottoporre tali materiali a procedure semplificate.

Il DM 5/2/98 disciplina le modalità di stoccaggio, trasporto, recupero e smaltimento dei rifiuti non pericolosi. Negli allegati 1, 2 e 3 al decreto, sono definite le norme tecniche generali che individuano i tipi di rifiuti non pericolosi e fissano, per ciascun tipo di rifiuto e per ogni attività e metodo di recupero degli stessi, le condizioni specifiche in base alle quali l'esercizio di tali attività è sottoposto alle procedure semplificate di cui all'art. 33 del 5/2/97 n. 22 e sue successive modifiche e integrazioni.

## 2.4 Il percorso autorizzativo

L'approvazione nel 2010 delle Linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (DM 10/09/2010) previste dall'art. 12 del D.lgs. 387/2003 (Autorizzazione Unica) e nel 2011 del Decreto Legislativo 28 di recepimento della Direttiva europea 2009/28 ha ridefinito l'intero quadro delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili in Italia (Cimellaro, 2013).

Il Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 ("Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"), anche detto "Decreto rinnovabili", ha

introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica, inoltre prevede tre diversi iter procedurali per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili: comunicazione al Comune, l'autorizzazione unica e la procedura unica semplificata.

- **Comunicazione al Comune:** è l'adempimento previsto per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da FER, assimilabili ad attività edilizia libera. Nel Decreto rinnovabili vengono inoltre chiarite le attività di edilizia libera che possono essere effettuate sulla base di una semplice comunicazione. Le regioni possono considerare attività edilizia libera la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW. La comunicazione di inizio lavori deve essere accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato. Non è necessario attendere 30 giorni prima di iniziare i lavori.
- **Autorizzazione Unica (AU):** è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del D.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, al di sopra di prefissate soglie di potenza individuate in tabella 3 (GSE, 2003):



<b>FONTI</b>	<b>SOGLIA PER AUTORIZZAZIONE UNICA</b>
Eolica	60 kW
Solare fotovoltaica	20 kW
Idraulica	100 kW
Biomasse	200 kW
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	250 kW

Tabella 3 - Soglie di potenza per l'applicazione dell'Autorizzazione Unica ex D.Lgs. 387/2003 [GSE, 2003]

L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto e, dove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico. Il Decreto rinnovabili riduce da 180 giorni a 90 giorni i tempi burocratici per la conclusione del procedimento unico. Questo dimezzamento dei tempi non si applica però ai progetti che richiedono la valutazione di impatto ambientale (*D.lgs. 152/2006, art. 26*) e la verifica di assoggettabilità (*D.lgs. 152/2006, art. 20*). La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è delle Regioni o delle Province da esse delegate;

- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS):** è la procedura introdotta in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (**DIA**). La PAS è utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (in tabella 2, oltre le quali si ricorre all'Autorizzazione unica) e per alcune tipologie di impianti di produzione di caldo e freddo da FER.

La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una dettagliata relazione, a firma di un progettista abilitato, e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti anche la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.

Va rinnovata che tra le autorizzazioni è da richiedere al Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, il parere di conformità antincendio per tutte le attività che verranno svolte all'interno del capannone.

## 2.5 Produzione di energia e sistemi di incentivazione

Nel contesto energetico, la *Direttiva 2001/77/CEE*, che fa seguito alla pubblicazione del Libro Bianco sulle energie rinnovabili (1997) definisce un primo obiettivo generale del 12% dei consumi energetici coperti da fonti rinnovabili nel 2010 (a fronte di un livello di produzione di rinnovabili che nel 1997 era pari al 5,4%), promuovendo la produzione e l'uso delle biomasse.

Poi si è passati alla *Direttiva 2003/30/CE* sulla "*promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti*".

Successivamente, con nuovi atti normativi: la *Comunicazione sullo stato delle energie rinnovabili nell' UE* del 2004 e il *Piano d'azione per le biomasse* del 2005 adottati dall'UE, vengono proposti impegni ulteriori per promuovere l'impiego delle biomasse.

Fino ad arrivare, nel dicembre 2008, all'approvazione da parte del Parlamento Europeo *Horizon "20-20-20"* (Europeo, 2020). Con la *Direttiva 2009/28/CE "Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"*, recante modifica e successiva abrogazione delle *Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, vengono definiti tre obiettivi al 2020 prioritari per la sostenibilità energetica:

- 1) l'abbattimento del 20% delle emissioni di gas serra;
- 2) la copertura attraverso le fonti rinnovabili del 20% dei consumi energetici;
- 3) la riduzione del 20% dei consumi energetici previsti per il 2020.

Per l'Italia viene fissata una quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia, da conseguire nel 2020, pari al 17%.

Per raggiungere questi obiettivi, stabiliti a livello comunitario, l'Italia si impegna attraverso l'emanazione di una serie di documenti, che contengono misure e programmi finalizzati a costruire una strategia nazionale concreta per la promozione dell'efficienza energetica, dei servizi energetici, e per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La Comunità Europea, lo Stato e le Regioni, intervengono a sostegno della filiera delle biomasse, attraverso due principali strumenti di intervento:

- piani e programmi: normalmente volti a definire un quadro generico di impieghi tra le parti coinvolte e di misure di sostegno, non sempre con impatti diretti di finanziamento di attività di filiera;
- misure di incentivazione connesse alla trasformazione energetica in impianti industriali o residenziali.

### **2.5.1 Piani e Programmi per le Biomasse**

I principali documenti pianificatori e programmatori nazionali, per il raggiungimento degli obiettivi fissati per l'Italia entro il 2020, sono principalmente:

- il Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN);
- la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN);
- il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE);
- il Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES).

Per la Regione Emilia Romagna si fa inoltre riferimento al Piano energetico regionale e relativo Piano d'Azione per l'Energia.

#### **Il Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN)**

Il PAN venne pubblicato nel giugno del 2010, in recepimento della *Direttiva 2009/28/CE*, esso costituisce un importante punto di partenza per individuare le azioni più adeguate per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in linea con gli obiettivi comunitari. Il PAN, oltre a fornire una sintesi della politica nazionale, su indicazioni della Direttiva, indica il consumo finale di energia previsto per il periodo 2010-2020, e il contributo totale di ogni tecnologia per le energie rinnovabili al conseguimento degli obiettivi vincolanti per il 2020, e la traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da FER nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti. Per quanto riguarda la promozione dell'uso di energia da FER, il PAN, nel settore delle biomasse, fornisce una valutazione della fornitura di biomassa disponibile a livello interno e la necessità di importarla, distinguendo la biomassa derivante: dalla silvicoltura, dall'agricoltura, dalla pesca e da rifiuti. Fornisce anche ulteriori indicazioni circa lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi, tenendo conto della necessità di gestire le risorse della biomassa in maniera sostenibile. Il Piano propone, quindi, il ricorso a un ampio ventaglio di fonti energetiche, dando priorità a quelle rinnovabili, in un'ottica di decentralizzazione della produzione e sviluppo di piccole reti di utenza locale. Quest'ultimo aspetto risulta essere di notevole interesse per la filiera legno energia, soprattutto se si prende in considerazione l'elevata dispersione degli insediamenti abitativi e produttivi localizzati in aree rurali e montane del territorio italiano, il cui fabbisogno energetico potrebbe essere soddisfatto attraverso la valorizzazione della materia prima disponibile in loco.

Nel marzo del 2013 il MISE (Ministero dello Sviluppo Economico) (MISE, 2013) ha approvato la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) che intende rafforzare gli obiettivi di riduzione dei consumi prefissati dal PAN, illustrazione in figura 18.



Figura 18 - Confronto tra gli obiettivi del PAN (2010) e il SEN (2013), valori in Mtep [MISE, 2013]

## La nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il MSE con il *Decreto dell' 8 marzo 2013*, approva un documento dal titolo: *“Strategia Energetica Nazionale: per un’energia più competitiva e sostenibile”*, il quale definisce quattro obiettivi fondamentali per delineare la direzione di sviluppo del settore energetico italiano, le principali scelte strategiche e le priorità, in modo da orientare le decisioni e le scelte per i prossimi anni.

Tali obiettivi sono descritti brevemente in 4 punti:

- 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. Questo obiettivo risulta di gran lunga quello più importante e per la quale sono necessari i maggiori sforzi, data l’attuale situazione che vede il nostro Paese molto in svantaggio a causa della natura strutturale del nostro divario di costo. Per raggiungere questo obiettivo sarà infatti essenziale l’allineamento dei prezzi del gas (elemento critico anche per la riduzione dei prezzi dell’energia elettrica), e in parallelo il contenimento delle diffuse inefficienze nel sistema che determinano prezzi più elevati. Ridurre costi e prezzi dell’energia vuol dire non solo restituire competitività alle imprese sui mercati internazionali e maggiore capacità di spesa ai cittadini, ma anche offrire una prospettiva di esportazione, o di riduzione delle importazioni, al nostro parco di generazione elettrica. In un orizzonte di più lungo periodo (2030-2050), in cui il Paese prevedibilmente sarà pienamente integrato con l’Europa in termini di costi e prezzi

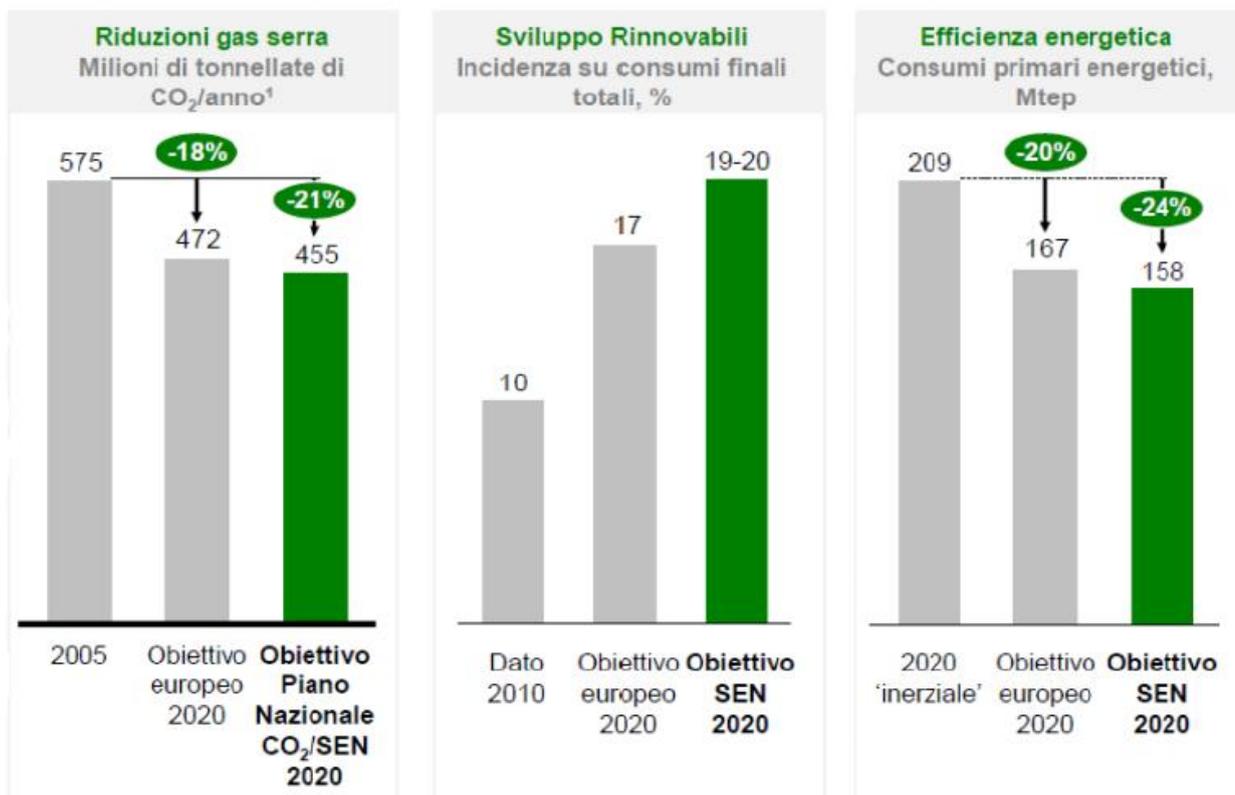
energetici, sarà prioritario assicurare che il percorso di decarbonizzazione venga realizzato in modo da non compromettere la competitività del sistema italiano ed europeo nei confronti delle principali economie mondiali;

- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal *Programma Europeo Horizon 2020*, ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della “Road Map” 2050. Questo obiettivo genererà benessere alle generazioni future, in termini ambientali ma anche di competitività industriale e di funzionamento complessivo della società, ciò dipenderà in larga parte dalle risposte che si saprà dare per prevenire e per adattare il sistema alle sfide imposte del cambiamento climatico;
- continuare a migliorare la nostra sicurezza ed indipendenza di approvvigionamento, soprattutto nel settore del gas, ma anche in quello elettrico. Questo obiettivo si articola, da un lato nella riduzione dei livelli di importazione di combustibili fossili e di elettricità (così da ridurre complessivamente il livello di dipendenza e migliorare la nostra bilancia commerciale), dall’altro nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento (essenziale per minimizzare i rischi, soprattutto nel settore del gas), e nell’ottimizzazione della flessibilità di fornitura per rispondere ai picchi di consumo e a riduzioni impreviste nelle importazioni (ad esempio attraverso gli stoccaggi gas);
- favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. La realizzazione della strategia energetica comporterà infatti importanti investimenti e innovazione tecnologica e rappresenterà quindi un’opportunità di crescita del settore energetico. Considerando anche le notevoli opportunità internazionali che si presenteranno e il nostro punto di partenza privilegiato in diverse aree in cui vantiamo tradizione e competenze, quello della crescita industriale del settore energia rappresenta un obiettivo in sé della strategia energetica, che si propone quindi di favorire le ricadute sulla filiera nazionale degli interventi in tutte le aree d’azione, principalmente i tutti i segmenti dell’economia “verde”.

Il SEN (fig.re 19, 20), inoltre presenta una serie di misure di rafforzamento per gli obiettivi del 2020 tra cui: maggiore sviluppo delle rinnovabili elettriche (fino a 130-140 TWh), maggiore sostegno alle misure di riduzione dei consumi nel settore del riscaldamento, maggiore sviluppo delle biomasse termiche e riduzione dei consumi nei trasporti (anche tramite l’uso di auto elettriche).



Figura 19 - Obiettivi nazionali al 2020 (SEN): incidenza FER sui consumi finali lordi per settore [MISE, 2013]



<sup>1</sup> Le iniziative prioritarie introdotte sono coerenti con quanto in corso di definizione nel Piano nazionale per la riduzione della CO<sub>2</sub> che prevede un livello di emissioni al 2020 pari a 455 Mtons/anno

Figura 20 - Obiettivi SEN per il superamento degli impegni ambientali del 2020 [MISE, 2013]

La *Direttiva 2006/32/CE* (Europeo, 2006) evidenzia il ruolo dell'efficienza energetica come strumento imprescindibile di riduzione dei consumi nell'ambito dei Paesi membri, nel raggiungimento dell'obiettivo -20% al 2020, attraverso un uso efficiente delle risorse. Essa predispose e aggiorna periodicamente il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica.

La Direttiva definisce l'obiettivo indicativo nazionale di risparmio energetico negli usi finali, pari al 9% o più (a discrezione degli Stati membri), da raggiungere entro il 2016. Per l'Italia, il PAEE

2007 prevedeva programmi e misure per il miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici nei diversi settori economici (residenziale, terziario, industria e trasporti) per un obiettivo di risparmio energetico per l'anno 2016 di 126 327 GWh/anno pari al 9,6% dei consumi nazionali. Con il PAEE 2011, si vuole portare avanti le azioni e le iniziative già previste nel 2007, infatti a parte qualche modifica rivolta all'ottimizzazione delle misure di efficienza energetica, dei relativi meccanismi di incentivazione e, in qualche caso, alla revisione della metodologia di calcolo, l'articolazione del PAEE 2011 è stata mantenuta inalterata rispetto a quella del 2007. Tali modifiche si riflettono in una modesta variazione del target finale che da 126 327 GWh/anno è passato a 126 540 GWh/anno.

Le misure di miglioramento dell'efficienza energetica incluse nel presente Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica considerano anche tecnologie basate sulle fonti rinnovabili in grado di ridurre il fabbisogno di energia primaria; per esempio, i meccanismi dei Certificati Bianchi e delle detrazioni fiscali del 65%, destinati ad interventi che adottano tecnologie energetiche efficienti per il risparmio energetico, permettono l'adozione di tecnologie rinnovabili per usi termici quali: collettori solari per la produzione di acqua calda, pompe di calore ad alta efficienza ovvero impianti geotermici a bassa entalpia o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici.

### **Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES)**

Attraverso questo piano, vengono perseguiti gli impegni volontari sottoscritti dalle autorità locali e



regionali per la riduzione delle proprie emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2020, come definito dall'iniziativa dell'Unione europea "Il patto dei sindaci" (Europea, 2008).

Il PAES è uno strumento di pianificazione locale che rappresenta l'impegno di un Comune verso una strategia programmatica e operativa di risparmio energetico e di produzione di energia da fonti rinnovabili. In esso, quindi sono indicate le linee strategiche volte a migliorare l'efficienza energetica e a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili attraverso l'utilizzo di energie rinnovabili. In particolare contiene le misure da attuare per lo sviluppo della produzione di energia termica ed elettrica attraverso impianti a biomassa, impianti a biogas, di cogenerazione.

## Piano Energetico Regione Emilia Romagna

A seguito del trasferimento a livello regionale o locale di determinati funzioni e compiti amministrativi (*Decreto legislativo 112/1998* e *Legge 3/2001* “*Modifiche al Titolo V della Costituzione*”), le Regioni devono adottare il proprio “Piano Energetico Regionale” (Regione, 2013), il quale rappresenta il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare gli interventi in campo energetico nel proprio territorio, indicando gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine. La riforma contempla, infatti, l’energia quale materia di “legislazione concorrente” tra lo Stato, cui spetta la determinazione dei principi fondamentali, e la Regione, cui viene attribuito un nuovo potere legislativo.

Il PER dell’Emilia Romagna, derivata dalla *Legge regionale n. 26/12/2004* (prima in Italia ad affrontare, a livello regionale, la complessità della questione energetica), individua principalmente quattro obiettivi chiave:

- uso efficiente dell’energia (risparmio energetico);
- sviluppo delle fonti rinnovabili;
- riqualificazione del sistema elettrico e nuove tecnologie nell’industria;
- certificazione energetica degli edifici con sviluppo dei servizi di energy management.

La Regione Emilia Romagna con questi obiettivi intende porre particolare attenzione allo sviluppo degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con l’obiettivo principale di raddoppiare il contributo di tali fonti nel sistema di offerta regionale, contribuendo alla riduzione delle emissioni climalteranti (Protocollo di Kyoto), alla dipendenza del nostro sistema economico dall’andamento dei costi dei combustibili fossili e alla valorizzazione delle risorse locali, provenienti dal sistema industriale e da quello agricolo forestale, favorendo un maggior presidio del territorio nelle zone soggette a spopolamento. Il piano d’azione per l’energia contiene nuovi indirizzi di politica energetica regionale collegati ad un insieme di misure e azioni da effettuare nel breve e medio periodo.



In tal senso le linee di intervento individuate nel PAE puntano a:

- ridurre il costo dell’energia per contenere le spese delle famiglie e per migliorare la competitività del sistema delle imprese;
- diminuire le emissioni che inquinano e alterano il clima, rispettando le particolarità del territorio e dell’ambiente entro il quale vengono previsti gli interventi, secondo le linee del protocollo di Kyoto;

- promuovere la crescita competitiva delle industrie legate all'innovazione tecnologica nel settore dell'energia;
- tutelare la salute dei cittadini e curare gli aspetti sociali legati alle politiche energetiche.

Il documento si concentra sulle misure da intraprendere per gestire l'energia in Emilia Romagna, la razionalizzazione e risparmio energetico si traducono in sistemi di produzione e distribuzione energetica ad alta efficienza, ma anche in interventi negli usi finali per la riduzione dei consumi. Inoltre, l'approvvigionamento energetico farà leva su fonti rinnovabili come l'idroelettrica, le biomasse, il solare termico, il solare fotovoltaico, il geotermico e l'eolico. In tal senso gli interventi previsti nel PAE puntano alla diffusione di sistemi a pompe di calore, alla produzione centralizzata di energia ad alta efficienza.

### 2.5.2 Incentivazione per le biomasse

Se non si impiega il calore di processo, la sola produzione di energia elettrica da biomasse non è economicamente sostenibile se non attraverso il riconoscimento di incentivi pubblici. Invece per quanto riguardano gli impianti per la generazione di energia termica, che generalmente utilizzano biomassa disponibile a scala locale, la redditività dell'investimento è spesso soddisfacente anche in assenza di un meccanismo di incentivazione specifico. Il sistema di incentivazione italiano sulle FER incentiva la sola produzione di energia elettrica, escludendo la produzione termica, nonostante essa risulti più efficiente in termini di consumo di risorse, infatti da 2,5 kg di legna si ottengono 1 kW elettrico e 4 kW termici. Questa situazione ha causato lo spostamento delle biomasse legnose verso il mercato delle centrali elettriche, sottraendole alle centrali termiche. Secondo il parere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas (AEEG), nell'allegato A *Delibera 182/2012/I/FER*, i costi di sistema per la produzione di 1 TEP/annuo corrispondono a:

- |                                       |         |
|---------------------------------------|---------|
| • Energia elettrica da FER            | 930 €   |
| • Energia elettrica da fotovoltaico   | 3 500 € |
| • Energia termica da FER              | 350 €   |
| • Interventi di efficienza energetica | 100 €   |

Da ciò possiamo capire che un kWh risparmiato o prodotto da FER termica è meno remunerato rispetto a un kWh elettrico FER. A titolo d'esempio possiamo vedere nella figura sotto (fig. 21) l'attuale situazione italiana delle centrali elettriche ed termiche, alimentate a biomasse, e le rispettive efficienze.



Figura 21 - Confronto tra impianti a produzione esclusiva di energia elettrica e calore [F.I.P.E.R., 2010]

Come mostra l'immagine, negli impianti termici, a parità di potenza, una tonnellata di biomassa solida sostituisce circa 270 m<sup>3</sup> di Gas Naturale, il 42% in più rispetto alle centrali elettriche, una percentuale considerevole che non deve essere sottovalutata.

Per gli impianti a cogenerazione, ad alto sfruttamento della componente termica, si possono ottenere fattori di sostituzione ancora più elevati (circa 400 m<sup>3</sup> di Gas Naturale). F.I.P.E.R. (Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili), nel settembre del 2012, ha segnalato all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (l'Antitrust) le distorsioni create dalla incentivazione selettiva agli impianti alimentati da biomasse. L'Antitrust, ha confermato la mancanza di concorrenza e ha invitato il Governo a rimodulare gli incentivi. In particolare, nel giugno 2013 con lettera inviata al Ministero dello Sviluppo Economico sottolineava: *"...la concorrenza tra gli impianti utilizzatori di biomassa per acquistare gli input necessari è distorta quando solo alcuni di essi accedono ad incentivi mentre altri no, in quanto gli impianti che accedono agli incentivi possono offrire ...prezzi di acquisto per l'acquisto dell'input biomassa artificialmente più alti di quelli offerti dagli impianti non incentivati, imponendo a questi ultimi di sostenere una spesa più elevata per il proprio approvvigionamento..... traducendosi in uno svantaggio nella concorrenza a valle o (soprattutto nel caso di impianti cogenerativi asserviti ad una rete di teleriscaldamento) in prezzi più elevati per i consumatori. Queste distorsioni appaiono peraltro potenzialmente in contraddizione con gli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili termiche enunciati nella Strategia Energetica Nazionale."*

I **Certificati Verdi (CV)** sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia elettrica prodotta da un impianto qualificato IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal *D. lgs.*

28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile.

I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

Bisogna anche notare che spesso i bilanci degli impianti che producono esclusivamente energia elettrica da biomasse legnose, al di sopra di 1 MW, chiudono in attivo grazie al ricavo derivante dall'incentivazione, altrimenti non possibile. A questo punto risulta lecito chiedersi cosa succederà quando gli incentivi termineranno?

In generale, quindi, gli incentivi a cui possono usufruire gli impianti di produzione di energia da biomasse e efficienza energetica, nell'attuale panorama normativo possono essere elencati come segue:

- gli incentivi previsti dal *Decreto del 6 luglio 2012*;
- gli incentivi previsti dal *Decreto del 28 dicembre 2012* ("Conto Termico");
- i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi;
- le agevolazioni fiscali.

### **Gli incentivi previsti dal Decreto del 6 luglio 2012**

Il *Decreto del 6 luglio 2012* (MISE, 2012), emanato dal MISE, stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quelle solare fotovoltaica.

Il Decreto modifica il vecchio sistema di incentivazione, precedentemente regolato dal *Decreto ministeriale del 18 dicembre 2008*, relativo alla Tariffa onnicomprensiva (To) e ai certificati verdi. Le nuove modalità di incentivazione si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, aventi potenza non inferiore a 1

kW, e che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013. L'articolo n. 8, in particolare, detta disposizioni specifiche per gli impianti alimentati da biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili.

Il provvedimento stabilisce, inoltre, che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5.8 miliardi di euro annui.

Inoltre, viene stabilito che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto, quindi l'energia elettrica auto-consumata non ha diritto agli incentivi.



Figura 22 - La biomassa valida alternativa per il futuro [GSE, 2012]

### **Gli incentivi del nuovo “Conto Termico”**

All'interno del *Decreto 28 dicembre 2012* (Decreto “Conto Termico”) del MISE, troviamo gli incentivi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per gli interventi di efficienza energetica su piccoli impianti. Il decreto attua il regime di sostegno previsto dal precedente *Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011* e introduce tra le tipologie di interventi incentivabili anche gli impianti alimentati a biomassa (articolo 4, comma 2, lettera b).

Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari. I soggetti che possono beneficiare di questi incentivi sono: le pubbliche amministrazioni e i soggetti privati (intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario). Il soggetto che ha sostenuto le spese per la realizzazione degli interventi e che perciò beneficerà dell'incentivo si definisce

"Soggetto Responsabile". Esso può operare personalmente o attraverso un soggetto delegato alla presentazione della richiesta d'incentivo e alla gestione dei rapporti contrattuali con il GSE.

Il nuovo Decreto differenzia gli incentivi sulla base della tipologia di intervento effettuato in funzione dell'energia producibile con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili e/o in funzione dell'incremento dell'efficienza energetica dell'edificio.

L'incentivo è sostanzialmente un contributo alle spese sostenute per la realizzazione dell'intervento ed è erogato in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.

Il Decreto stanziava fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 milioni di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle amministrazioni pubbliche, ed una spesa annua cumulata pari a 700 milioni di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati. Le misure di incentivazione sono sottoposte ad aggiornamento periodico.

### **I Certificati Bianchi – Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) rappresentano un meccanismo di incentivazione del risparmio energetico negli usi finali dell'energia. Il meccanismo non si rivolge direttamente a tutti i consumatori finali ma soltanto a specifici operatori e soggetti professionali.

I TEE, anche noti con il nome di Certificati Bianchi, si ottengono tramite verifica e certificazione da parte del GSE attraverso i risparmi energetici conseguiti da un determinato progetto. Il GSE a seguito della certificazione dei risparmi energetici da parte del GSE, emette i TEE relativi al progetto e ne gestisce l'eventuale negoziazione tramite un mercato dedicato, il Mercato dei TEE. Con l'approvazione del *Decreto del 28 dicembre 2012* (*"Determinazione degli obiettivi*



*quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi* ") da parte del MISE, vengono definiti nuovi obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico (crescenti nel tempo) per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per il periodo 2013-2016, inoltre vengono introdotte anche nuove categorie di soggetti ammessi ai meccanismi di certificazione.

Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica si fonda sull'obbligo posto in capo alle aziende distributrici di gas e/o di energia elettrica con più di 50 000 clienti finali, di conseguire un obiettivo annuo prestabilito di risparmio energetico. Il risparmio energetico è misurato in tep, che corrisponde

all'energia sviluppata dalla combustione di una tonnellata di petrolio. Un TEE corrisponde al risparmio di 1 tep.

A seconda del tipo di energia primaria risparmiata (energia elettrica, gas, altri combustibili) le Linee guida contenute nella *Delibera AEEG n° EEN 9/11 del 27 ottobre 2011* distinguono cinque tipologie di Titoli di Efficienza Energetica:

- tipo I: attraverso azioni per la riduzione dei consumi di energia elettrica;
- tipo II: attraverso azioni per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III: attraverso interventi di riduzione di altri combustibili solidi, liquidi e altri combustibili gassosi;
- tipo IV: attraverso interventi di riduzione dei consumi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti;
- tipo V: attraverso interventi di riduzione dei consumi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.

### **Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico**

Il recente *Decreto Legge n° 63 del 4 giugno 2013*, (Governo, 2013) che contiene le disposizioni per il recepimento della *Direttiva dell'Unione europea n° 2010/31/UE* relativa alla prestazione energetica nell'edilizia, ha innalzato dal 55% al 65% la detrazione di imposta per le spese per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici, da ripartire in dieci rate annuali di pari importo, entro un limite massimo di detrazione che varia secondo gli interventi effettuati.

Di conseguenza, rientrano nell'agevolazione fiscale anche le spese sostenute per l'installazione di un generatore di calore a biomassa o di uno scambiatore per allacciarsi ad una rete di teleriscaldamento. I beneficiari possono essere enti pubblici e privati, persone fisiche, società di persone, società di capitali, associazioni tra professionisti.

Concludendo, l'attuale quadro normativo italiano sui piani di incentivazione delle fonti rinnovabili, si presenta complesso e molto incerto nelle sue applicazioni nel tempo, a prova di ciò il governo aveva già messo in discussione il SEN ancor prima dell'inizio del periodo 2014-2020, periodo di attuazione del piano. Ciò crea indecisioni tra gli investitori di questo settore, che dati i forti investimenti iniziali, sono in attesa di linee chiare per elaborare business plan sostenibili e avviare i



progetti sul territorio. A partire dal 1999 con il “Decreto Bersani” (D.L. 79/99, come aggiornato dalla legge 239/04 e dal d.lgs. 387/03), che obbliga ogni produttore di energia elettrica a produrre almeno una percentuale del 2% da FER, comincia ad emergere sempre di più l’utilizzo di fonti rinnovabili che a causa di una serie di fattori come l’aumento del prezzo dei combustibili fossili ed la nascita di un mercato europeo del carbonio (2005), indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi prefissati della riduzione dei gas serra, stanno lentamente riducendo il vantaggio economico dei combustibili fossili.

Tra le fonti rinnovabili, le biomasse rappresentano il vantaggio di essere prontamente integrabili con le tecnologie e le reti esistenti per i combustibili fossili.

Il settore delle biomasse ha un ruolo strategico nella politica italiana delle energie rinnovabili: secondo il Piano di Azione Nazionale (PAN), le biomasse dovrebbero diventare entro il 2020 le prime fonti rinnovabili in Italia, coprendo il 44 % dei consumi di rinnovabili (20% dell’elettricità, 58% del calore, 84% dei biocarburanti), per un totale di 22,3 Mtep. Fra queste, un ruolo prioritario è quello coperto dai prodotti legnosi.

Inoltre con la nuova Strategia Energetica Nazionale (fig. 23) per un’energia più competitiva e sostenibile, approvata dal MISE con il *Decreto dell’ 8 marzo 2013*, aumentano gli obiettivi da perseguire nei prossimi anni.



**Figura 23 – Strategia Energetica Nazionale (SEN) punta a migliorare il grado di efficientamento energetico negli anni [MISE, 2013]**

### 3° Capitolo: processi di valorizzazione delle biomasse

Come sfruttare le biomasse? Il nodo centrale del problema sta nel convertire l'energia. Viste le numerose tipologie di biomasse per effettuare questo passaggio sono disponibili diversi processi. All'interno di ogni processo sono disponibili diverse tecnologie con le quali realizzare l'impianto e ottenere differenti prestazioni. La scelta di un processo e quindi di una tecnologia piuttosto che un'altra dipende significativamente dalle caratteristiche e proprietà della biomassa in entrata, tra le quali in particolare: l'umidità, il potere calorifico, la densità e il contenuto di cenere.

I tipi di processi (Ing. Allesina, 2015), quando si vuole sfruttare l'energia delle biomasse e convertirla in una forma più pratica, sono due:

- ❖ Processi BIOCHIMICI
- ❖ Processi TERMOCHIMICI

I primi, basano il loro funzionamento su enzimi, funghi o microrganismi che vengono a formarsi nel materiale in determinate condizioni. Sono utilizzati soprattutto per produrre biocombustibili e ammendante ma i loro prodotti possono venir impiegati anche per scopi diversi. Sono inclusi in questo settore:

- digestione anaerobica (biogas);
- fermentazione alcolica (bioetanolo);
- esterificazione degli oli (biodisel).

I processi termochimici, come si può già capire dal nome, basano il loro funzionamento sull'uso del calore. Il calore, infatti, innesca le reazioni necessarie per poter trasformare l'energia chimica in termica. L'energia termica risultante può essere usata per scopi termici o impiegata per generare energia elettrica. Fanno parte di questa categoria:

- combustione diretta;
- gassificazione.

### **3.1 Processi Biochimici**

Si analizzano da subito i processi biochimici, che come detto si basano su microrganismi che nascono all'interno della biomassa in determinate condizioni.

#### **3.1.1 La digestione anaerobica**

La digestione anaerobica è un procedimento di degradazione del materiale organico per mezzo di batteri. Avviene in condizioni di anaerobiosi, ovvero in totale assenza di ossigeno da come risultati due tipologie di sostanze: il biogas e il digestato.

- Il biogas è una miscela gassosa composta soprattutto da metano e anidride carbonica con piccole tracce di altri materiali (anidride solforosa e ammoniaca). Ha un buon potere calorifico dell'ordine dei 20 MJ/Nm<sup>3</sup>, nonché proporzionale alla percentuale di metano in esso contenuto. Dal punto di vista energetico il biogas viene maggiormente impiegato per effettuare la cosiddetta cogenerazione attraverso l'uso di motori a scoppio o microturbine. Il calore prodotto in parte rimane per riscaldare i digestori, quindi garantire una maggior resa di fermentazione riducendo il tempo medio di ritenzione della biomassa. La parte restante la si impiega come fonte di riscaldamento per l'utenza. L'energia che esce da questo processo viene catalogata come energia verde a basso impatto ambientale.
- Il digestato è il sottoprodotto della fermentazione, cioè la parte di biomassa non degradata, costituita prevalentemente da inerti e la frazione acquosa del liquame che non possono essere convertiti dalla massa batterica. Non ha alcun interesse pratico al fine della produzione di energia, costituisce un residuo che può essere utilizzato come fertilizzante per le colture agricole, nei limiti della normativa che regola la presenza di nitrati. Questa pone un limite alla quantità di digestato da poter spandere in funzione dell'estensione dell'area agricola disponibile, che rappresenta indirettamente una forte limitazione sulla produzione di biogas. Ecco che la tendenza attuale predilige l'installazione di impianti a piccola taglia (50-100kW) che si sposa bene con la realtà contadina, volta a produrre solamente energia per autosostenere l'attività: soluzione che sarà più conveniente nel momento in cui cesseranno gli incentivi. Gli impianti di digestione anaerobica sono accompagnati da tanti trattamenti ausiliari che permettono di rendere più pratici i sottoprodotti, sia nell'uso che nel trasporto, come può essere la chiarificazione: separando la frazione liquida dai fanghi oppure densificato con polveri di legno che lo rendono palabile.

Il funzionamento di un digestore anaerobico può essere assimilato alla digestione di un bovino: molto complessa ma completa, in quanto in grado di digerire grosse molecole come la cellulosa, parzialmente l'emicellulosa e solo in minima parte la lignina. All'ingresso del digestore si introducono biomasse di liquami e di colture erbacee stoccate in silos come l'insilato di mais. L'insilamento costituisce una sorta di pretrattamento in cui ha inizio una prima fermentazione, la quale stabilizza il materiale in ingresso. Occorre precisare che l'insilato di mais non può però essere utilizzato nelle zone di produzione del Parmigiano-Reggiano poichè libera resistenti spore, che se ingerite dai bovini compromettono la buona stagionatura della forma di formaggio.

In figura 24 è schematizzato il funzionamento di un tipico impianto a digestione anaerobica alimentato da biomassa animale e vegetale. Tuttavia gli impianti possono essere sostenuti anche solo da effluenti zootecnici o da colture energetiche dedicate.

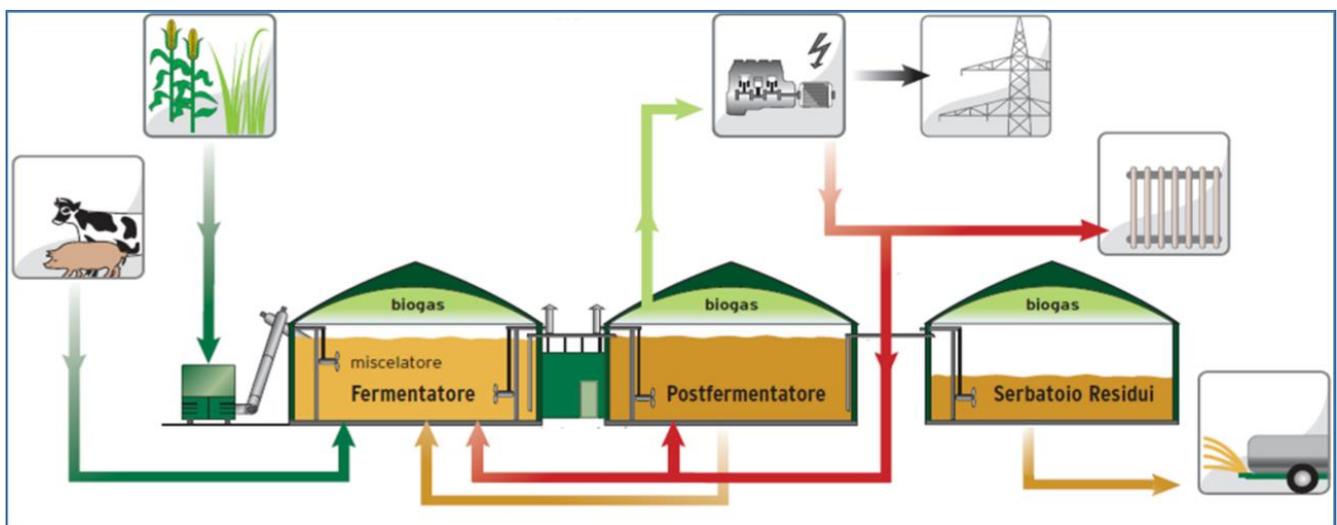


Figura 24 - Schema digestore anaerobico [Allesina, 2016]

Le tipologie di impianto possono essere sintetizzate in:

- impianti semplificati a batch (con copertura a cupola o a copertura gassometrica galleggiante): caratterizzato da un caricamento discontinuo;
- impianti monostadio: caratterizzati da una alimentazione continua;
- flusso a pistone in cui è possibile imporre il tempo di ritenzione.

Recentemente si è guardato a questa tecnologia anche per smaltire la parte organica dei rifiuti solidi urbani. In questo caso il biogas prodotto rimane confinato all'interno del digestore risultando una soluzione compatibile con l'ambiente: avere la digestione nelle discariche a cielo aperto comporterebbe come conseguenza la sua liberazione in atmosfera. A causa dell'elevato contenuto di metano nella miscela gassosa, esso incide notevolmente sull'effetto serra del pianeta. Si ricorda, infatti, come il metano vada a ridurre la cosiddetta "finestra atmosferica", unico sfogo per la

radiazione terrestre. Il tutto dovrebbe avvenire in grandi digestori chiusi che permettono di recuperare il biogas ma che per le quantità in gioco in una discarica sono spesso poco economici.



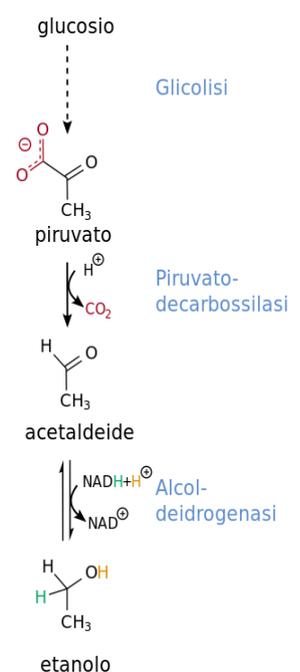
Figura 25 - Digestore anaerobico per la produzione di biogas [Digestore biogas, 2011]

### 3.1.2 La fermentazione alcolica

La fermentazione alcolica è un processo che opera la trasformazione di una qualsiasi materia prima ricca in zuccheri o carboidrati a struttura complessa come amido, cellulosa ed emicellulosa in etanolo (bioetanolo).

Assomiglia molto a quei procedimenti che avvengono nel pane e nella birra. Si parte dalla degradazione del materiale zuccherino attraverso l'idratazione in strutture più semplici (molecole di glucosio), quindi più facilmente attaccabili dai lieviti. I quali sono gli artefici del fenomeno di fermentazione alcolica che vede la produzione di alcool etilico.

Questo viene purificato per mezzo di torri di distillazione, ma non si raggiunge il grado massimo del 100%, al fine di ottimizzare il contenuto alcolico occorre deidratare, cioè sottrarre le molecole di acqua intimamente legate a quelle di etanolo per l'alta affinità tra le due sostanze.



L'etanolo trova il suo principale impiego come biocombustibile additivato con benzina, data la sua elevata miscibilità con essa; tanto che fino ad una percentuale del 10% lo si può introdurre direttamente in un qualsiasi motore a benzina senza che quest'ultimo subisca apprezzabili variazioni. Per motori di ultima generazione la percentuale sale fino al 23,5%, per toccare punte del 85% nei motori flex-fuel. In questi è necessario un avanzato sistema di controllo per il riconoscimento della tipologia del combustibile immesso anche se può essere causa un aumento di consumo e possibili difficoltà di avviamento a freddo.

### 3.1.3 L'esterificazione degli oli

L'esterificazione degli oli non è altro che una reazione chimica che coinvolge un estere e un alcool, chiamata transesterificazione. La biomassa è costituita da oli vegetali vergini (colza, soia, senape, olio di palma e alghe), oli vegetali di scarto e grassi animali.

La biomassa viene selezionata con elettrovagli, macinata, riscaldata per poi essere sottoposta ad una estrazione meccanica (spremitura). Segue un lavaggio chimico con solvente organico (ciclo esano) ed infine la purificazione dell'olio grezzo.

L'olio così ottenuto viene transesterificato, dopo essere stato miscelato con eccesso di metanolo ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) e catalizzatore basico ( $\text{NaOH}$ ). A seguito di lavaggi chimici si estraggono dalla miscela i saponi, che costituiscono le impurezze, ottenendo come componente principale Biodiesel (circa il 90%) e come sottoprodotto la glicerina (10%).

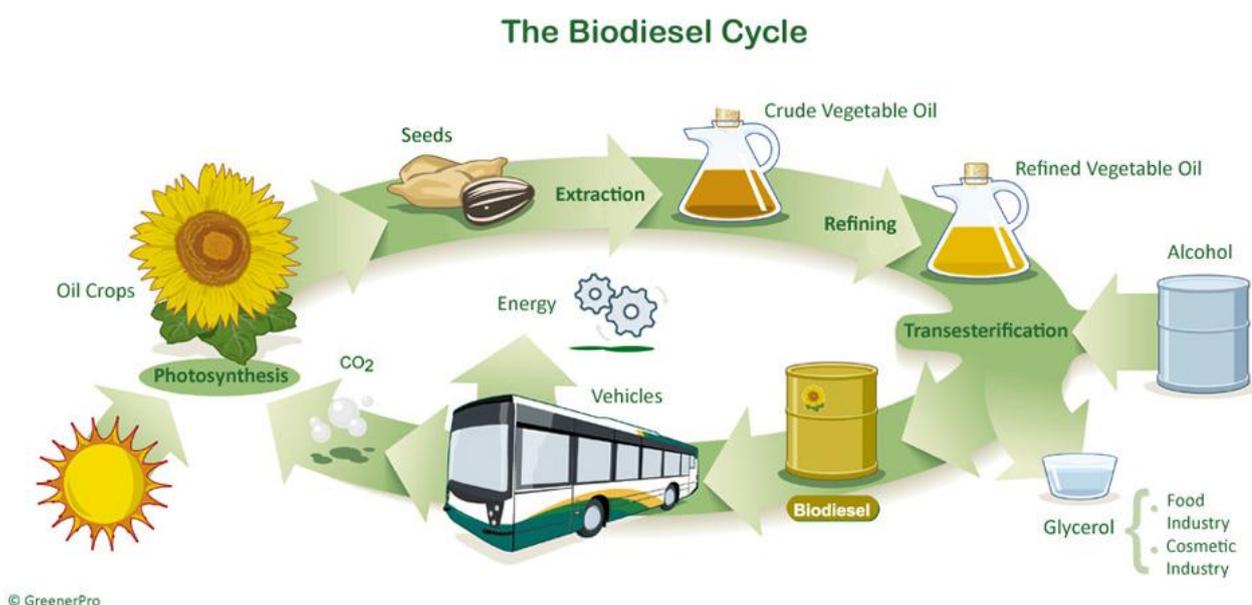


Figura 26 - Ciclo per la produzione del biodiesel [Ciclo biodiesel, 2008]

Il biodiesel è impiegato come biocombustibile. La glicerina, prodotta dal processo, rappresenta un ostacolo al momento della combustione poiché tende a ostruire i condotti al motore, pertanto deve essere sottratta dalla miscela. Oggi appare promettente la produzione di Biodiesel da alghe: queste se sottoposte a stress nutritivi mostrano un'alta produttività di olio.

L'impiego del biodiesel è conveniente perché si può iniettare direttamente nei motori Diesel senza apportare sensibili modifiche, a partire dal fatto che può essere ottenuto da materiali di scarto. Tra questi possibili materiali di scarto vi è anche il quotidiano olio alimentare. Questo se opportunamente recuperato e pretrattato viene impiegato come materia prima nella reazione di transesterificazione fornendo gli esteri, presenti nelle proprie catene di acidi grassi, in grado di reagire con lo ione metossido, anione derivante dall'alcool metilico in ambiente basico, da cui si ottiene biodiesel.

Al di là del suo nobile recupero è ancora più importante evitare un errato smaltimento dell'olio. Si pensi che un solo litro d'olio versato in uno specchio d'acqua, forma un film superficiale inquinante grande come un campo da calcio, capace di contaminare un milione di litri d'acqua. Se viene, invece, disperso nel suolo provoca gravi problemi all'ecosistema vivente, entrando nella catena alimentare e quindi nell'alimentazione umana attraverso le piante e gli animali.

Se lo si getta nel lavandino o nei sanitari, nel tempo l'olio danneggia gravemente le tubature della rete fognaria e gli impianti di depurazione.

A tal proposito in primis l'Unione Europea e a seguito tutti gli stati membri dovrebbero incentivare le filiere di raccolta per prevenire ed eliminare qualsiasi comportamento sbagliato sullo smaltimento di questo materiale. In Italia a seguito del *D.lgs 22/97 art. 47*, è stato costituito il C.O.N.O.E, Consorzio Obbligatorio Nazionale di raccolta e trattamento Oli e grassi vegetali e animali Esausti che svolge la funzione di controllo e monitoraggio di tali materiali identificati con codice CER 200125.

A tal fine la stessa S.A.BA.R, partecipata pubblica oggetto di analisi del presente elaborato, promuove la campagna di raccolta olio vegetale fornendo ad ogni utenza un particolare contenitore, riportato in figura 27, munito di filtro. L'olio in questo modo viene depurato dalle sostanze organiche che si trovano in sospensione nella miscela risultando essere di maggiore qualità.



Figura 27 - Contenitore per la raccolta dell'olio alimentare esausto [S.A.BA.R., 2015]

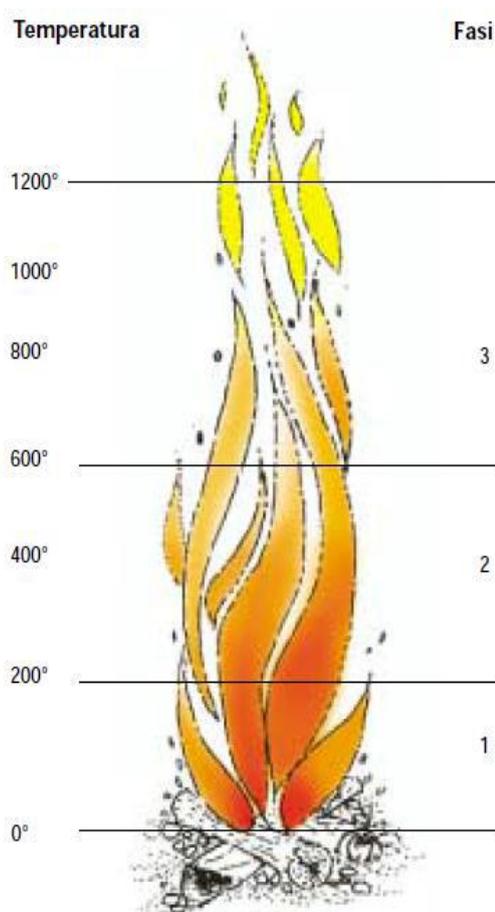
## 3.2 Processi termochimici

La termoconversione è la trasformazione dell'energia chimica contenuta nella biomassa in energia termica. I processi sono:

- combustione diretta;
- gassificazione.

### 3.2.1 Combustione diretta

La combustione diretta è sicuramente il processo più conosciuto e semplice. La combustione, infatti, è il fenomeno chimico che avviene per ossidazione degli atomi di carbonio e di idrogeno presenti nella sostanza organica. Durante tale reazione, nei comuni combustibili (legno, carbone, petrolio ecc...) l'ossigeno dell'aria si unisce con l'idrogeno formando acqua e con il carbonio formando anidride carbonica, monossido di carbonio, fumi e ceneri.



1. inizio pirolisi ed essiccazione  
 2. decomposizione lignina e cellulosa: termine pirolisi, autocombustione  
 3. vera e propria combustione

**Fasi** Dal punto di vista chimico la combustione può essere rappresentata partendo:



Il fenomeno, una volta innescato, si sviluppa violentemente con simultanea produzione di luce e calore. Il processo di combustione del legno è molto complesso e generalmente per semplificarlo lo si divide in tre fasi come riassunto nella figura a sinistra.

La prima fase (temperatura sino a 200°C), richiede energia dall'esterno affinché possa procedere. Essa consiste nell'essiccazione del legno per evaporazione dell'acqua in esso contenuta, nonché l'inizio della pirolisi, cioè della scissione della cellulosa e della lignina per effetto del calore; si producono acqua, alcoli, aldeidi, chetoni ed altre sostanze che bruciano a bassa temperatura.

Segue la seconda fase (temperatura tra 200- 600°C), in cui si ha la completa decomposizione del legno per mezzo della pirolisi.

La terza fase prende avvio sopra i 600°C ed è quella in cui si ha la vera e propria combustione: in

presenza di abbondante ossigeno, il carbone (molto poroso), l'ossido di carbonio e i gas prodotti nella seconda fase bruciano completamente con produzione di CO<sub>2</sub>, calore e luce. In questa fase si raggiungono le massime temperature della combustione legnosa, pari a circa 1200°C. Grazie all'immissione forzata di ossigeno, è possibile far innalzare la temperatura a 700-900°C, favorendo una miglior combustione, grazie alla quale si può ottenere migliori rendimenti e riduzioni delle emissioni. Sia i vapori organici che l'ossido di carbonio bruciano lentamente e con difficoltà. Quando questi si disperdono in una massa fredda o lambiscono una parete fredda la combustione non si mantiene e si ha un fumo acido e tossico.

Le emissioni dovute alla combustione sono tanto più deleterie per l'atmosfera quanto più i combustibili contengono zolfo, azoto, cloro e producono cenere.

Durante la combustione si formano ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), che vengono emessi sotto forma gassosa (non rimangono depositati nelle ceneri). Il contenuto di zolfo è molto minore nei combustibili legnosi, rispetto a quelli fossili; la maggior parte dello zolfo rimane nelle ceneri (40-90%), mentre la restante parte forma biossido di zolfo volatile. Il contenuto di cloro è piuttosto basso e anche in questo caso finisce per lo più nelle ceneri. Il cloro può formare HCl che provoca effetti corrosivi importanti nelle parti metalliche della caldaia e della canna fumaria.

Tanto meno efficiente è la combustione, tanto maggiore è la quantità di inquinanti prodotta: la mancanza di adeguate condizioni causa la combustione incompleta del legno e quindi un aumento delle emissioni nocive.

La combustione incompleta è causata principalmente dalle seguenti condizioni negative:

- inadeguata mescolanza tra aria e combustibile nella camera di combustione;
- tempi di permanenza troppo corti;
- temperatura di combustione troppo bassa;
- una carenza complessiva di ossigeno disponibile.

La qualità della combustione è legata a tre fattori fondamentali riassunti nella cosiddetta "regola delle 3T": Tempo, Temperatura e Turbolenza fortemente connessi tra loro.

È importante un adeguato tempo di permanenza del combustibile sul focolare, dei fumi caldi nella seconda zona di combustione e negli scambiatori, in figura 28 è riportato un tipico schema di funzionamento di una centrale a combustione (Nigris, 2003).

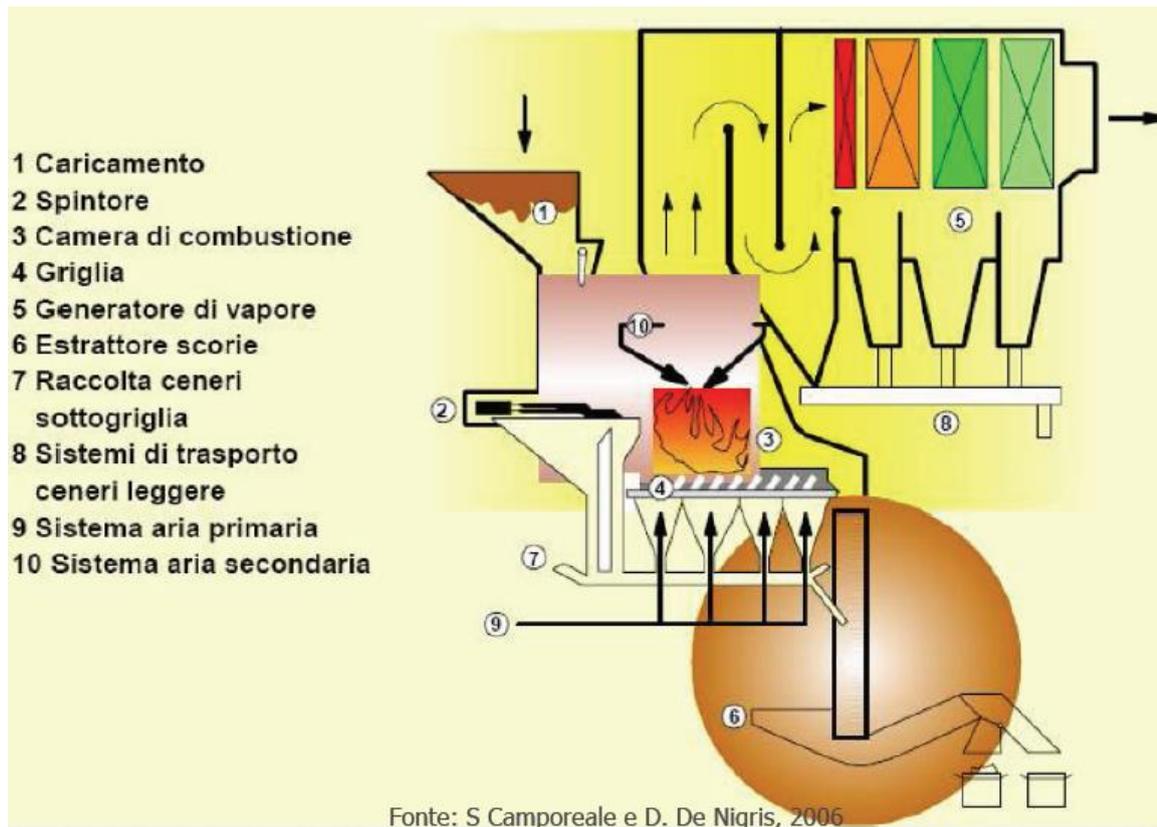


Figura 28 - Schema di funzionamento centrale a combustione [Camporeale e D. De Nigris, 2006]

La temperatura deve raggiungere livelli sufficientemente elevati per consentire di completare le varie fasi della combustione specie quella di ossidazione dei gas. Infine è fondamentale un sufficiente apporto d'aria nelle varie zone e fasi della combustione attraverso gli apporti di aria primaria, secondaria ed eventualmente terziaria.

La combustione è completa, almeno teoricamente, quando tutte le parti del combustibile hanno reagito con l'ossigeno. Diversamente, se non viene apportata aria a sufficienza, parte dell'energia contenuta nel combustibile rimane nei co-prodotti della combustione ad esempio come ossido di carbonio (CO) dando appunto origine alla combustione incompleta.

Le più moderne apparecchiature termiche presenti sul mercato sono progettate in modo da ottenere una combustione della legna quasi perfetta. Di conseguenza la composizione dei fumi emessi è simile a quella che si ottiene dalla combustione del gas naturale.

Sul letto di combustione restano le ceneri che possono essere riutilizzate per produrre: conglomerati cementizi, compost e fertilizzanti. Quest'ultimo impiego è interessante grazie al contenuto nelle ceneri di elementi utili per la nutrizione delle piante (calcio, potassio, fosforo), ma per essere utilizzate come tali devono essere sottoposte a test che accertino che il contenuto di metalli pesanti non superi i limiti stabiliti dalla normativa. Se le ceneri si fondono si formano sostanze liquide molto dense che possono ostruire le tubazioni delle macchine. La miglior valorizzazione della biomassa

combusta si ottiene con caldaie a cogenerazione che hanno generalmente buoni rendimenti dalla loro parte, si parla di valori superiori al 80% perché si sommano i contributi sia dell'energia elettrica che termica prodotta.

La combustione può avvenire:

- in un letto fluido:
  - circolante;
  - bollente;
- su un letto fisso:
  - griglia fissa;
  - griglia mobile (inclinata, orizzontale, viaggiante, rotante).

### Combustore a Letto Fluido

La combustione a letto fluido, tecnologicamente parlando, è la tecnica più recente per quanto riguarda i combustibili solidi. Applicata all'inizio per il carbone, si è estesa a diversi tipi di materiali tranne che ai metalli, anche piccole quantità di quest'ultimi compromettono la fluidificazione comportando la formazione di hot spot che causano la vetrificazione dello stesso inerte. Il materiale deve essere in pezzatura di piccola dimensione, un tipico esempio è la segatura (fig. 29) e anche i fanghi da depurazione.



Figura 29 - Esempio di combustore a letto fluido alimentato da segatura [Camporeale e D. De Nigris, 2009]



Il principio di funzionamento è quello di iniettare dal basso un forte getto d'aria attraverso un letto di sabbia che funge da "volano termico" mantenendo costantemente la temperatura tra 800-1000°C.

Il letto di sabbia si solleva e sottopone le particelle a continua agitazione. Si inserisce il materiale combustibile in modo da creare un sistema unico tra sabbia e biomassa, che viene mantenuto in sospensione e in continuo rimescolamento. Il tutto assume caratteristiche simili a un fluido, da cui deriva, il nome "letto fluido". Finché non si arriva ad avere un equilibrio, il tutto viene sostenuto da una griglia. La presente tecnologia ha i seguenti pregi:

- limita l'uso dell'aria in eccesso e lavora a temperature non eccessivamente alte riducendo in questo modo le emissioni di NO<sub>x</sub>;
- raggiunge rendimenti di combustione elevati (prossimi al 90%);
- basse emissioni di anidride carbonica e di idrocarburi incombusti.

Questi tipi di impianti sono generalmente costituiti da una sezione di alimentazione del combustibile e del materiale inerte oltre che da un reattore a letto fluido dalla cui base viene iniettata l'aria primaria e lateralmente l'aria secondaria che agevola la fluidificazione.

Nel reattore è possibile aggiungere caL.C.A.re (CaCO<sub>3</sub>), che per calcinazione a elevate temperature, produce calce viva in grado di abbattere i gas acidi eventualmente prodotti dalla combustione; grazie a questo sistema l'impianto di trattamento dei fumi è limitato al solo uso di filtri a maniche.

A seconda poi delle caratteristiche assunte dal letto fluido esistono due principali tipologie:

- BFBC (Bubbling Fluid Bed Combustion) letto fluido bollente;
- CFBC (Circulating Fluid Bed Combustion) letto fluido ricircolato.

Il letto fluido bollente è contraddistinto da una velocità di aria relativamente bassa (1-3 m/s) e la quantità di particelle trascinate via dai fumi è contenuta. Il risultato è un letto che è chiaramente definito del quale è possibile individuare le dimensioni.

Al contrario, quando si ha a che fare con un letto fluido ricircolato, l'aria assume velocità più elevate (4-10 m/s) da cui si hanno numerosi corpuscoli trasportati dai fumi. Il tutto porta ad avere un letto che non ha una forma definita ma spazia all'interno della caldaia, occupando dimensioni nettamente superiori rispetto alla tecnologia precedente. Questo secondo metodo, viste le diverse particelle movimentate, necessita di filtrare i fumi in modo tale da recuperare e reinserire il materiale solido che tenta di fuoriuscire attraverso un separatore inerziale (ciclone). Seguono, in figura 32, i due schemi di funzionamento dei combustori (Benassi, 2014).

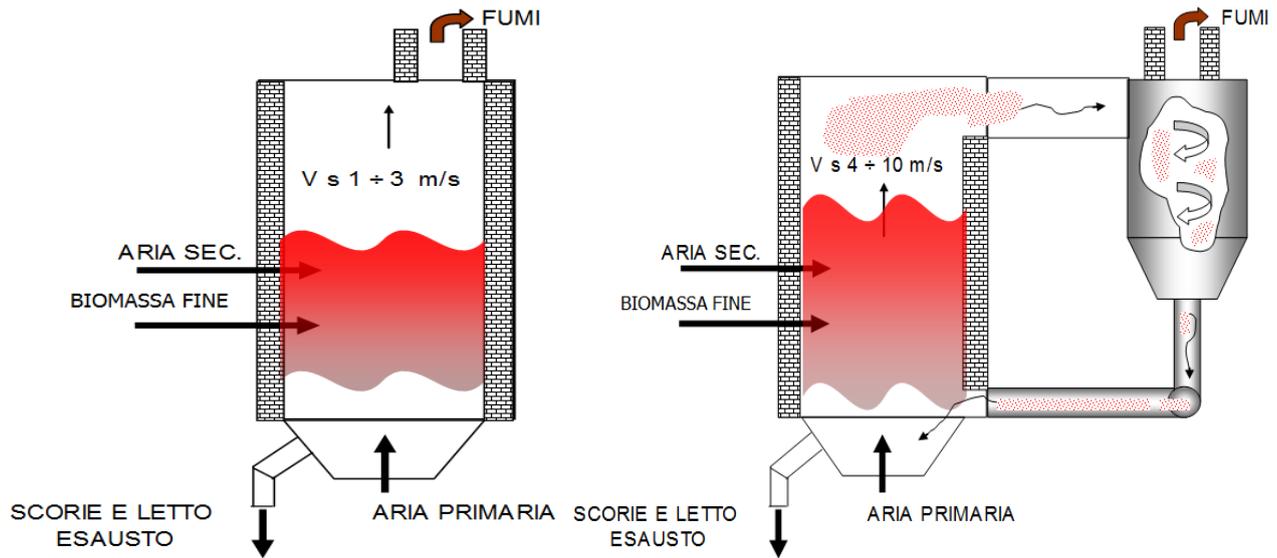
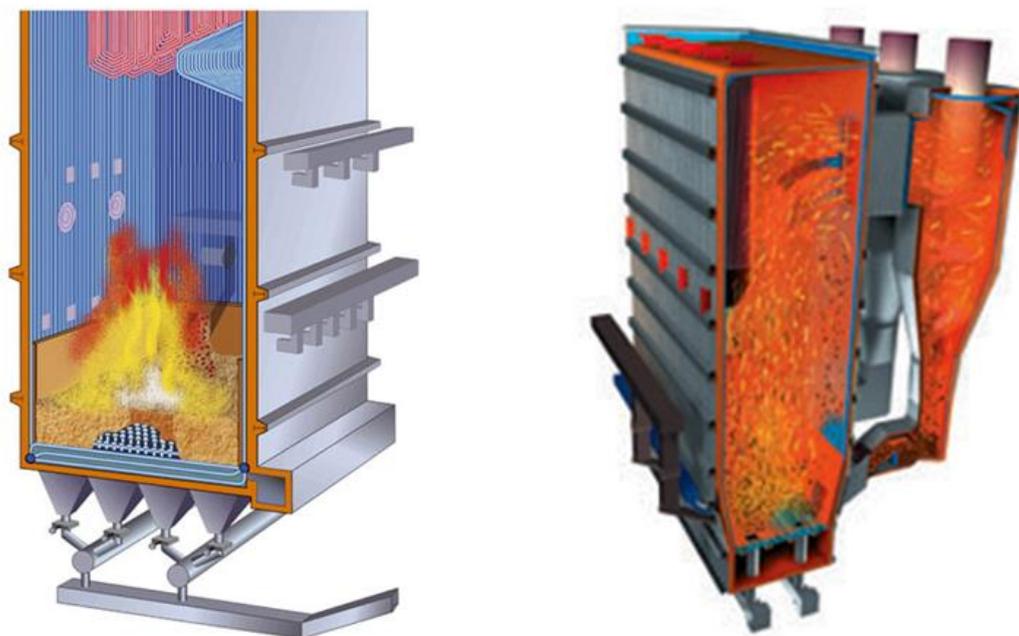


Figura 30 - Schema di funzionamento per un letto a fluido bollente e ricircolante [Benassi, 2014]

I vantaggi del sistema ricircolato sono legati soprattutto alla compattezza, in virtù della maggiore velocità di attraversamento e al fatto scambio termico che si realizza all'esterno della zona di combustione. Tale sistema ha anche il pregio di permettere una certa flessibilità per quelle che possono essere le variazioni di carico, cosa più difficoltosa in un BFBC. D'altra parte occorre ricordare che un letto fluido ricircolato richiede più lavoro per quanto riguarda la progettazione e la messa a punto dell'impianto.



**Letto Bollente**

**Letto Ricircolante**

Figura 31 - Modello tridimensionale per un letto a fluido bollente e ricircolante [Pedrazzi, 2015]

## **Combustore a letto fisso con griglia fissa e mobile**

Il combustore a griglia è il sistema più vecchio ma ancora oggi più usato per la sua semplicità costruttiva, l'elevata affidabilità e soprattutto per la flessibilità nei confronti del biocombustibile che può presentare pezzature e umidità diversificate.

Sono chiamate così perché alla base della camera di combustione vi è una griglia che ha la funzione di supportare e movimentare il combustibile dalla zona di ingresso fino alla zona di uscita delle ceneri. L'aria necessaria per la combustione viene iniettata sia sotto la griglia che da sopra il letto di combustione. In generale l'aria di sottogriglia viene iniettata in quantitativi stechiometrici, in relazione al quantitativo di combustibile presente sul letto.

Quest'ultima svolge congiuntamente tre funzioni:

- costituisce il comburente nel fenomeno ossidativo;
- asporta calore dalla griglia, conservandone le proprietà meccaniche che sarebbero sensibilmente compromesse dalle elevate temperature anche nelle normali condizioni di esercizio: l'usura per sfregamento meccanico aumenta in maniera esponenziale con la temperatura;
- assieme all'aria secondaria garantisce la turbolenza necessaria per ottimizzare la combustione.

L'aria di sopragriglia, detta anche aria secondaria, serve invece a permettere il completamento della combustione e a limitare la temperatura in caldaia. Il letto di combustione è abbastanza spesso, nell'ordine di qualche decina di centimetri, in modo da mantenere caratteristiche di combustione medie costanti anche in caso di disomogeneità della composizione del combustibile e per proteggere la griglia dalle alte temperature di fiamma.

In corrispondenza della prima parte della griglia, vicino all'alimentazione, si ha in genere l'essiccamento della biomassa, con diminuzione dell'umidità contenuta. Nella successiva porzione della griglia si verificano fenomeni di pirolisi e di combustione. Affinché sia garantito il completamento della combustione, il tempo di residenza del combustibile sulla griglia deve essere di circa 30-60 minuti. Nell'ultima porzione della griglia si svolge la finitura della combustione e ciò che giunge alla fine della griglia è prevalentemente materiale non combustibile (ceneri o inerti).

Le due tipologie di caldaie a griglia presenti sul mercato sono le cosiddette caldaie a griglia fissa e a griglia mobile a seconda se i loro elementi costitutivi, detti barrotti, hanno possibilità di movimento o meno.

Le prime sono generalmente di media e piccola potenza: esse possono essere alimentate solo tramite cippato secco e caratterizzato da una pezzatura piccola e omogenea. Il contenuto idrico dei chips non

può superare il 30-35%, in presenza di cippato umido esse possono andare incontro a malfunzionamenti più o meno significativi, in particolare intasamenti ed ostruzioni degli orifizi per l'aria comburente che possono comportare seri danni fino allo spegnimento. Il loro impiego è preferibile in campo civile piuttosto che industriale; come rendimenti si è sull'80%. Un esempio di griglia fissa è riportato in figura 32, (Uniconfort, 2015)

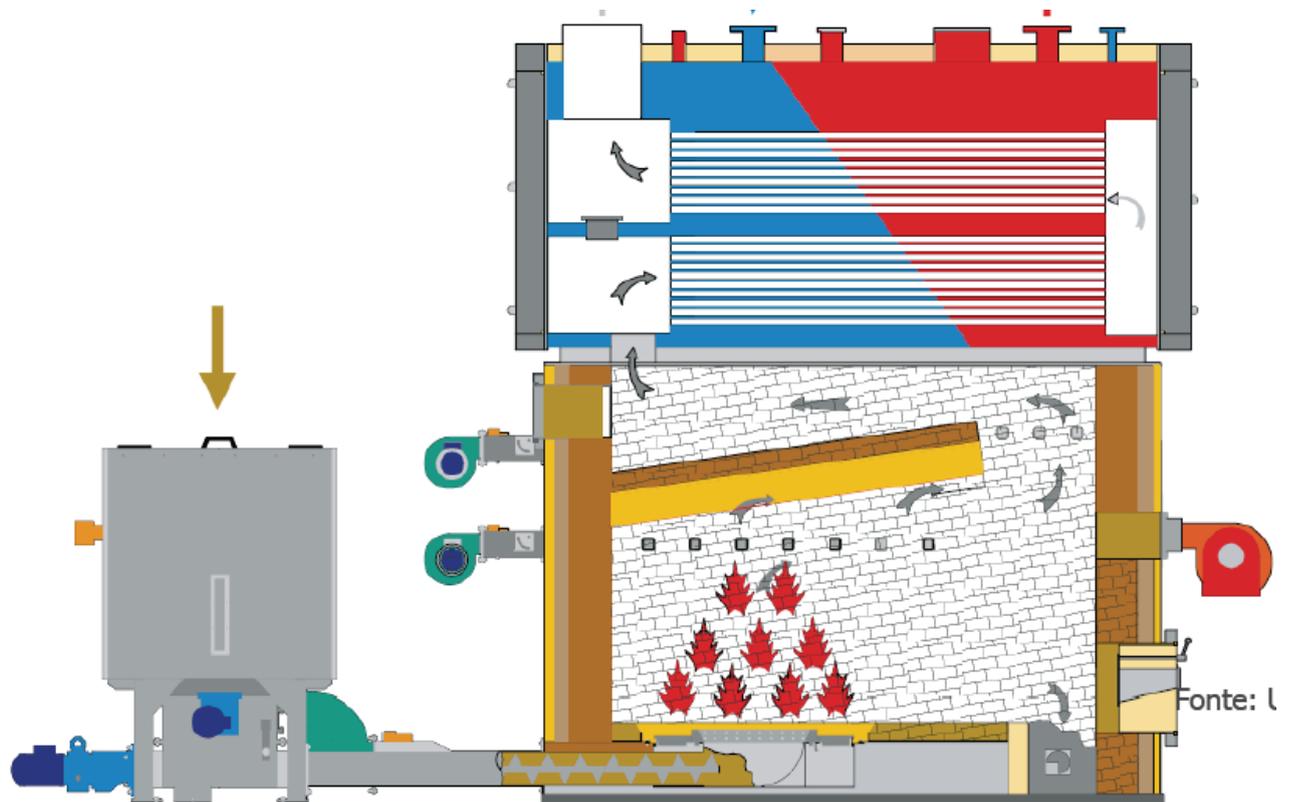


Figura 32 - Schema d'impianto a griglia fissa [Uniconfort, 2008]

Le seconde, invece, cercano di superare i limiti di quelle fisse: sono contraddistinte da grandi potenze e da una maggiore complessità tecnologica e strutturale. Sono in grado di bruciare sia cippato secco sia cippato fresco, molto umido caratterizzato da una pezzatura che può essere anche grossolana e disomogenea. Grazie alla possibilità di muovere la griglia è possibile bruciare combustibili di qualità inferiore in termini di un maggior contenuto di ceneri e di umidità. Consentono quindi la combustione di cippato vario, come quello di ramaglie e verde urbano, ed ottenere un maggiore rendimento sulle grosse taglie. Risulta anche più facile estrarre le ceneri in modo automatizzato, abbassando così sia i costi di manutenzione sia quelli del combustibile. Un esempio di griglia mobile è riportato in figura 33, (Uniconfort, 2015).

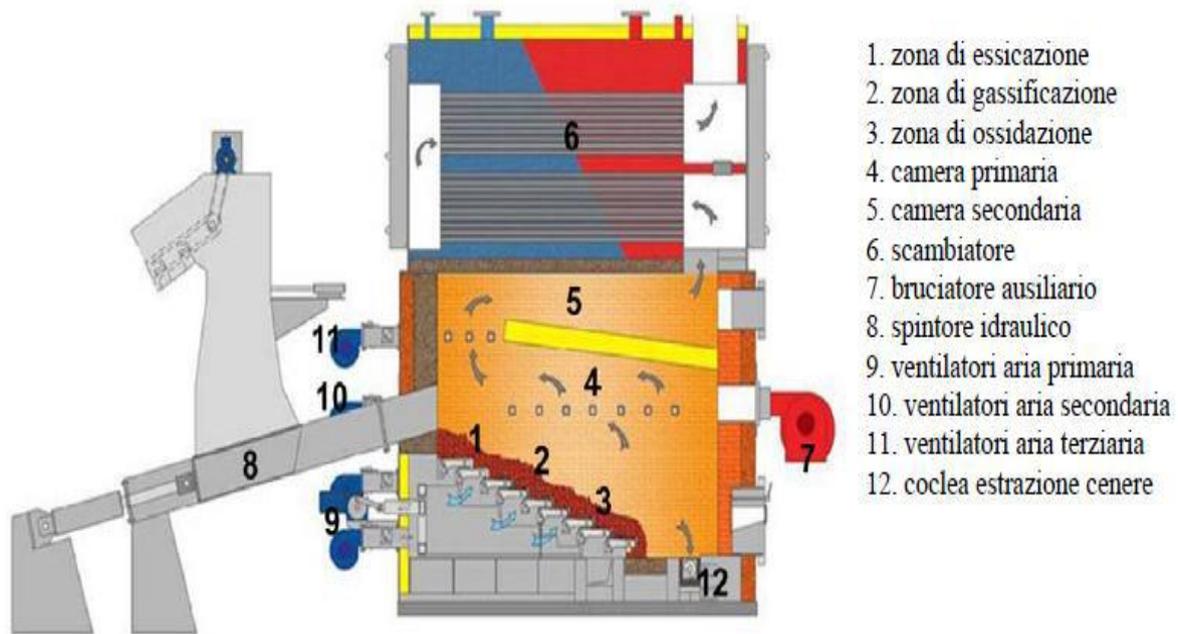


Figura 33 - Schema d'impianto a griglia mobile [Uniconfort, 2008]

Confrontando i prezzi, a causa della maggiore complessità, quello della caldaia a griglia mobile è sicuramente più elevato. Va detto, però, che la griglia mobile comporta più economia nell'utilizzo dell'impianto.

Un problema legato a questa tecnologia è il fatto che temperature eccessivamente elevate possono far perdere alle griglie le loro caratteristiche meccaniche. Per questo motivo si sono studiati diversi sistemi di raffreddamento: per quelle fisse si inietta un getto d'aria da sotto in modo da abbassare la temperatura sulla griglia, per quelle mobili, in aggiunta al raffrescamento apportato dall'aria primaria, si fa passare dell'acqua (fig.34) all'interno della struttura cava delle parti meccaniche.

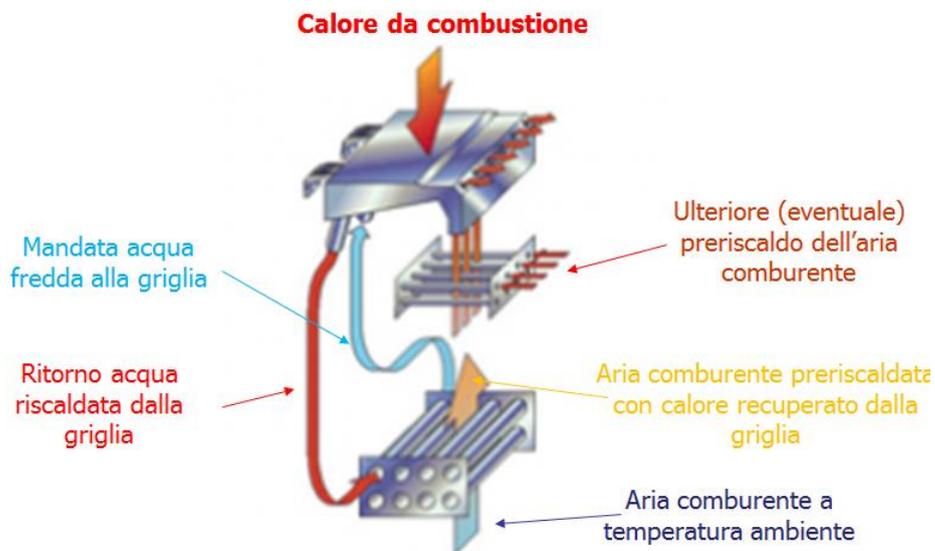


Figura 34 - Barrotto di griglia mobile raffreddato ad aria e acqua [Benassi, 2014]

A seconda della movimentazione del biocombustibile all'interno della camera di combustione la griglia mobile si distingue in quattro categorie di modalità costruttive: inclinata, orizzontale, viaggiante e ruotante.

La griglia inclinata (fig. 35) in cui il combustibile si muove verso la parte bassa della griglia, grazie alla gravità e ai movimenti periodici delle sezioni che compongono la griglia, alla cui base è situato un sistema di estrazione automatica a coclea o a nastro delle ceneri. L'avanzamento del biocombustibile è possibile per mezzo di schiere fisse e mobili, ecco che la biomassa combusta e non vengono miscelate in maniera omogenea, ottenendo così un'adeguata distribuzione di aria primaria sul letto di combustione che evita l'insorgere di stress termici per la formazione di hot spot sulla griglia. Il suo impiego è vantaggioso perché:

- permette di regolare la sua velocità a seconda delle condizioni di combustione: a fronte di un'elevata frazione di materiale incombusto rallenta la velocità di avanzamento;
- è adatta a combustibili molto diversi, anche con un tenore di umidità elevata.

La regolazione è però complessa: una frequenza di movimento troppo alta porta ad un'elevata concentrazione di materiale non bruciato o ad un'insufficiente copertura della griglia, strato essenziale per evitare l'ingresso diretto di aria primaria in camera di combustione che provocherebbe una brusca diminuzione della temperatura. Per il controllo della frequenza e dello spessore del letto di combustione spesso si utilizzano sensori ad infrarossi o altri dispositivi di rilevazione.

La griglia orizzontale, (fig. 36) in cui la biomassa è introdotta nella camera di combustione tramite movimento relativo tra barrotti che sono in grado di garantire un'ottima miscelazione del materiale. Trova scarso impiego a causa della complessità meccanica del movimento che la rende poco appetibile rispetto a quella inclinata.

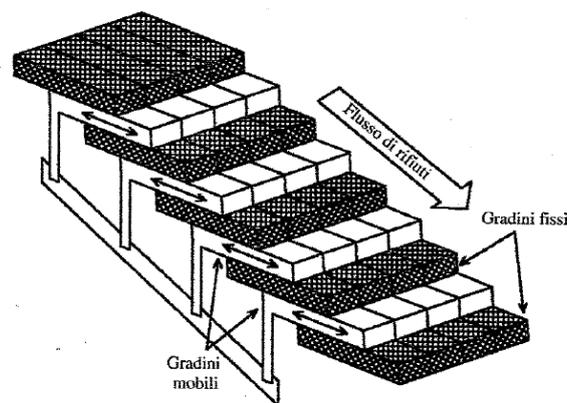


Figura 35 - Griglia inclinata a barrotti mobili (chiari) fissi (campiti) [Benassi, 2014]

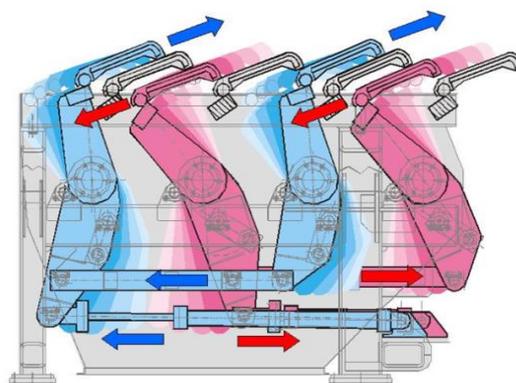


Figura 36 - Griglia orizzontale [Benassi,

La griglia viaggiante, (fig. 37) essa è incernierata ad un sistema di rulli, la cui velocità è regolabile per ottenere una combustione completa. Il raffreddamento avviene durante la fase di ritorno in cui la griglia è esposta al flusso di aria primaria. Riesce a garantire un'uniformità durante la combustione: il letto è stabile e pieno di braci che assicurano basse emissioni di particolato al camino. La griglia può essere in breve tempo sostituita e facilmente sottoposta a manutenzione.

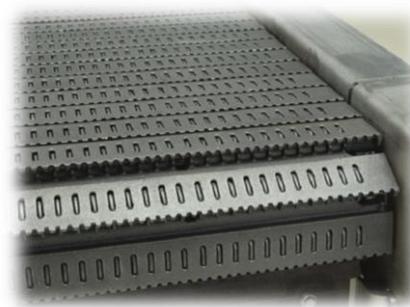


Figura 37 - Griglia viaggiante [Carpenteria Colombo, 2013]

Tuttavia la combustione richiede tempi più lunghi e necessita di un quantitativo di aria primaria maggiore per raggiungere la completa ossidazione rispetto ad una griglia inclinata.

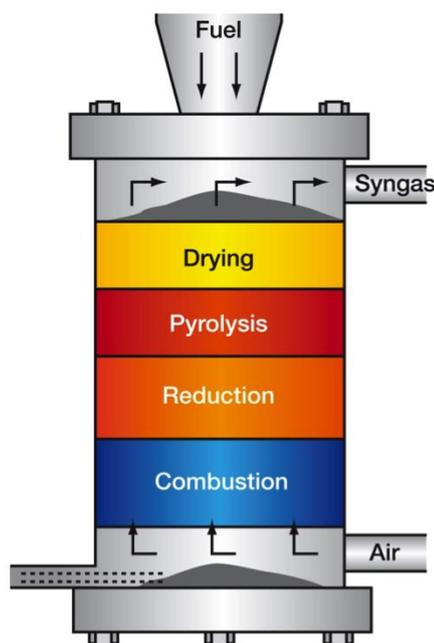
La griglia rotante (fig. 38) è costituita da un cilindro di acciaio rivestito di materiale refrattario che, ruotando attorno al proprio asse, leggermente inclinato, facilita l'avanzamento del biocombustibile. Il carico è inserito in continuo nella parte superiore del tamburo e può essere in equi o contro-corrente rispetto al flusso dei fumi di combustione. Lo scambio termico avviene per conduzione attraverso le pareti del combustore, all'interno del cilindro sono disposti alternativamente dei setti, sollevatori e alette che incrementano l'azione di miscelazione del biocombustibile e la turbolenza. L'aria primaria entra nella parte di griglia coperta dal combustibile mentre l'aria secondaria è iniettata tangenzialmente nella sezione cilindrica ad elevata velocità. Questa sistema assicura un'ottima miscelazione tra gas combustibili e aria con un'efficiente separazione delle ceneri volatili. È adatta per biomasse eterogenee con diverse percentuali di umidità e/o con basso punto di fusione delle ceneri. Neccesità, però, di arresti periodici per la rimozione di grossi agglomerati di cenere posti al centro della griglia, spesso questa operazione è effettuata meccanicamente grazie a raschiatori.



Figura 38 - Tamburo rotante [Carpenteria Colombo, 2013]

### 3.2.2 Gassificazione

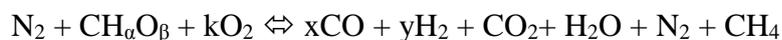
La gassificazione è una parziale ossidazione di una sostanza solida o liquida ad elevate



temperature variabili fra i 900-1400°C, con l'obiettivo finale di produrre combustibile gassoso. Secondo la norma UNI 9254: "la gassificazione è un processo di conversione termochimica di un combustibile solido in gas combustibile. Il reattore nel quale ciò avviene è detto gassificatore (figura a sinistra), in esso si introduce il combustibile nel quale viene effettuata successivamente la conversione in gas mediante l'azione termica, dovuta ad incompleta ossidazione con aria o eventualmente vapore".

Il combustibile utilizzato è solitamente carbone o biomassa ligno-cellulosica. Qualsiasi scarto agro-forestale contenente una buona quantità di lignina, cellulosa ed emicellulosa è potenzialmente gassificabile.

La reazione in generale può essere schematizzata, indicando la biomassa con  $CH_{\alpha}O_{\beta}$ :



L'agente ossidante può essere l'aria, l'ossigeno, il vapore acqueo o una miscela di questi (aria con vapore d'acqua, ossigeno con vapore d'acqua o solo vapore). La scelta al solito si basa sulla qualità del gas desiderata, sulle complicazioni impiantistiche nonché sulle richieste energetiche. Infatti le reazioni tra il combustibile di partenza (principalmente composto da carbonio) e l'ossidante (generalmente ossigeno) sono influenzate dal rapporto stechiometrico tra carbonio e ossigeno:

- se l'ossigeno è in difetto si ha gassificazione, con elevata produzione di CO e bassa di CO<sub>2</sub>;
- se l'ossigeno è in eccesso si ha combustione, con elevata produzione di CO<sub>2</sub> e bassa di CO.

Inoltre le reazioni di gassificazione sono influenzate dalla temperatura: all'aumentare della temperatura aumenta la percentuale di CO a spese della CO<sub>2</sub>. A temperature superiori a 1200 °C si ha praticamente solo CO.

In generale i gassificatori richiedono:

- contenuto di ceneri inferiore al 5%;
- umidità inferiore al 30%;
- assenza di materiali fondenti alle temperature di esercizio.

Nel caso in cui venga introdotta biomassa, essa deve essere opportunamente pretrattata: tramite cippatura viene regolata la pezzatura, mentre il grado di umidità viene regolato sfruttando il calore proveniente dal reattore di gassificazione.

Il combustibile finale ottenuto è una miscela di gas costituita principalmente da monossido di carbonio e idrogeno. Sono presenti anche azoto (se la gassificazione avviene in aria), anidride carbonica, vapor d'acqua, metano e char (prodotto "solido" carbonioso composto principalmente da carbonio, contenente residui a più alto peso molecolare) e tar (frazione "liquida oleosa" contenente vapore acqueo e composti, in forma di vapore, a basso-medio peso molecolare) non reagiti. Tale miscela viene chiamata gas di sintesi o syngas.

La gassificazione (fig. 39) è un processo che separa in più fasi ciò che avviene in un'unica fase: prima estraggo il gas poi la sua combustione avviene in un secondo momento. Necessità della presenza di carbone incandescente per garantire di raggiungere elevate temperature richieste (Ing. Allesina, 2015).

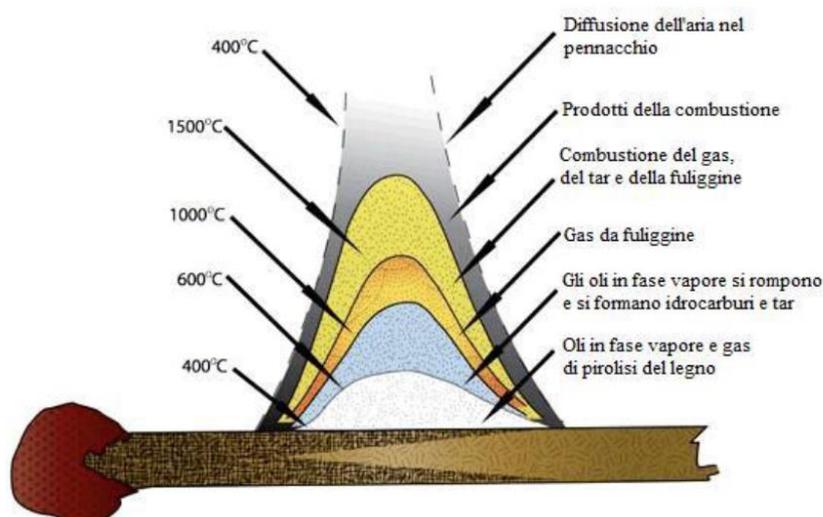


Figura 39 - Le diverse temperature nei processi che compongono la gassificazione [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il processo più semplice di gassificazione consiste nell'usare aria come agente ossidante e bruciare parzialmente la biomassa nel reattore (a letto fisso o fluido). In questo caso il gas prodotto ha un basso potere calorifico (4-6 MJ/Nm<sup>3</sup>) ed un alto contenuto in azoto.

Un gas con un basso contenuto di azoto e un alto potere calorifico (12-30 MJ/Nm<sup>3</sup>) può essere ottenuto impiegando ossigeno puro al posto dell'aria, mentre con il vapore si ottiene un gas con potere calorifico tra 10-18 MJ/Nm<sup>3</sup>.

In tabella 4 sono riportate le composizioni tipiche del gas ottenuto dalla gassificazione del legno con vari agenti gassificanti; da notare l'elevata percentuale di azoto che si ha utilizzando come gassificante l'aria (Ing. Pedrazzi, 2015).

Sostanza	Aria	Ossigeno	Vapore
CO	12-15	30-37	32-41
CO <sub>2</sub>	14-17	25-29	17-19
H <sub>2</sub>	9-10	30-34	24-26
CH <sub>4</sub>	2-4	4-6	12.4
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.2-1	0.7	2.5
N <sub>2</sub>	56-59	10	2.5
<b>Resa del gas (Nm<sup>3</sup>/Kg legno secco)</b>	2.3-3	1.3-1.45	-

Tabella 4 - Composizioni tipiche del gas ottenuto dalla gassificazione del legno [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il meccanismo di gassificazione, sintetizzato nella figura 40, prevede un flusso di energia in ingresso derivante dall'ossidante (ossigeno, vapore d'acqua e aria), dal combustibile e da una fonte energetica esterna, quest'ultima spesso coincide con una frazione di calore prodotto dallo stesso processo che viene utilizzato per autoconsumo. La principale fonte di calore è la combustione, per mezzo di questa energia termica disponibile è possibile realizzare tutte le successive fasi di gassificazione: l'essiccamento, la pirolisi e la riduzione. Nella fase di combustione, infatti, una parte delle sostanze carboniose prodotte nella pirolisi e parte della biomassa fresca sono bruciate insieme con aria in leggero difetto rispetto alla condizione stechiometrica, con l'unico scopo di fornire il calore necessario alle reazioni endotermiche di gassificazione

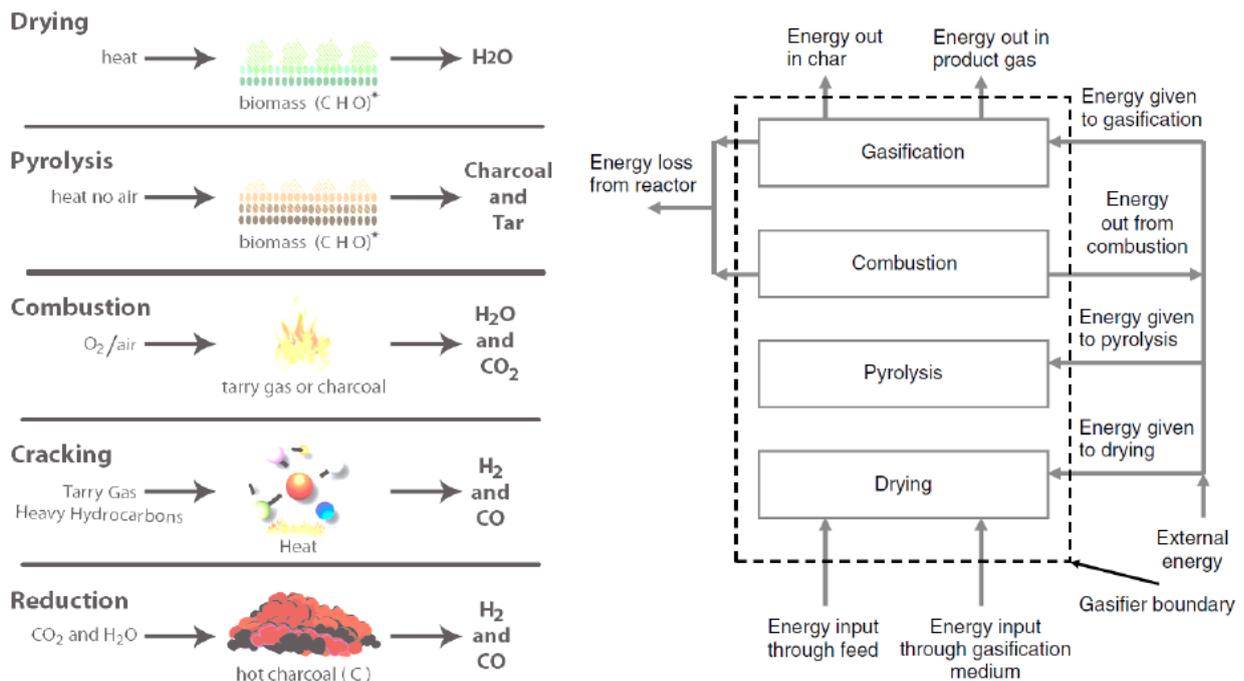


Figura 40 - Meccanismo della gassificazione [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il legno fresco ha un'umidità che varia tra il 30-60%. Quindi necessita di un processo di essiccazione prima di entrare nel reattore vero e proprio. Per quanto riguarda il contenuto idrico interno nella struttura delle cellule non è possibile fare molto, è necessario quindi lavorare sul contenuto idrico superficiale. Grazie a un ciclo di pre-essiccazione si ottiene questo obiettivo. Per ottenere un gas con un ragionevole potere calorifico la biomassa deve innanzitutto avere a priori una concentrazione di umidità bassa, tra il 10 e il 20%.

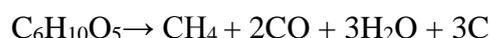
Il processo continua all'interno del reattore di gassificazione, dove si sfrutta direttamente il calore prodotto nella zona calda a valle del reattore per asciugare la biomassa. Una volta raggiunti i 100°C, l'acqua con legami deboli presente nella biomassa viene eliminata completamente. Il processo viene fatto proseguire fino a circa 200°C, dove durante questa fase iniziano a volatilizzare gli estrattivi con basso peso molecolare.

Nella seconda fase è quella di pirolisi. Si tratta di un processo di conversione termochimica, in cui avviene la decomposizione del solido in:

- char, agglomerato solido di natura piuttosto complessa costituito principalmente da carbonio;
- olio di pirolisi, liquido contenente idrocarburi e catrami detti tar;
- gas aventi caratteristiche combustibili.

La pirolisi avviene utilizzando calore per raggiungere temperature comprese nel range 200-700°C in presenza di quantità estremamente limitate d'aria. Per avere un valore di riferimento si opera con un Equivalence Ratio < 0.2 (indica il rapporto fra l'ossigeno impiegato e l'ossigeno necessario per avere una completa combustione).

La reazione di pirolisi della cellulosa è:



A condizionare la natura del prodotto finale sono quindi la temperatura di pirolisi e la velocità del riscaldamento, come mostra la figura 41.

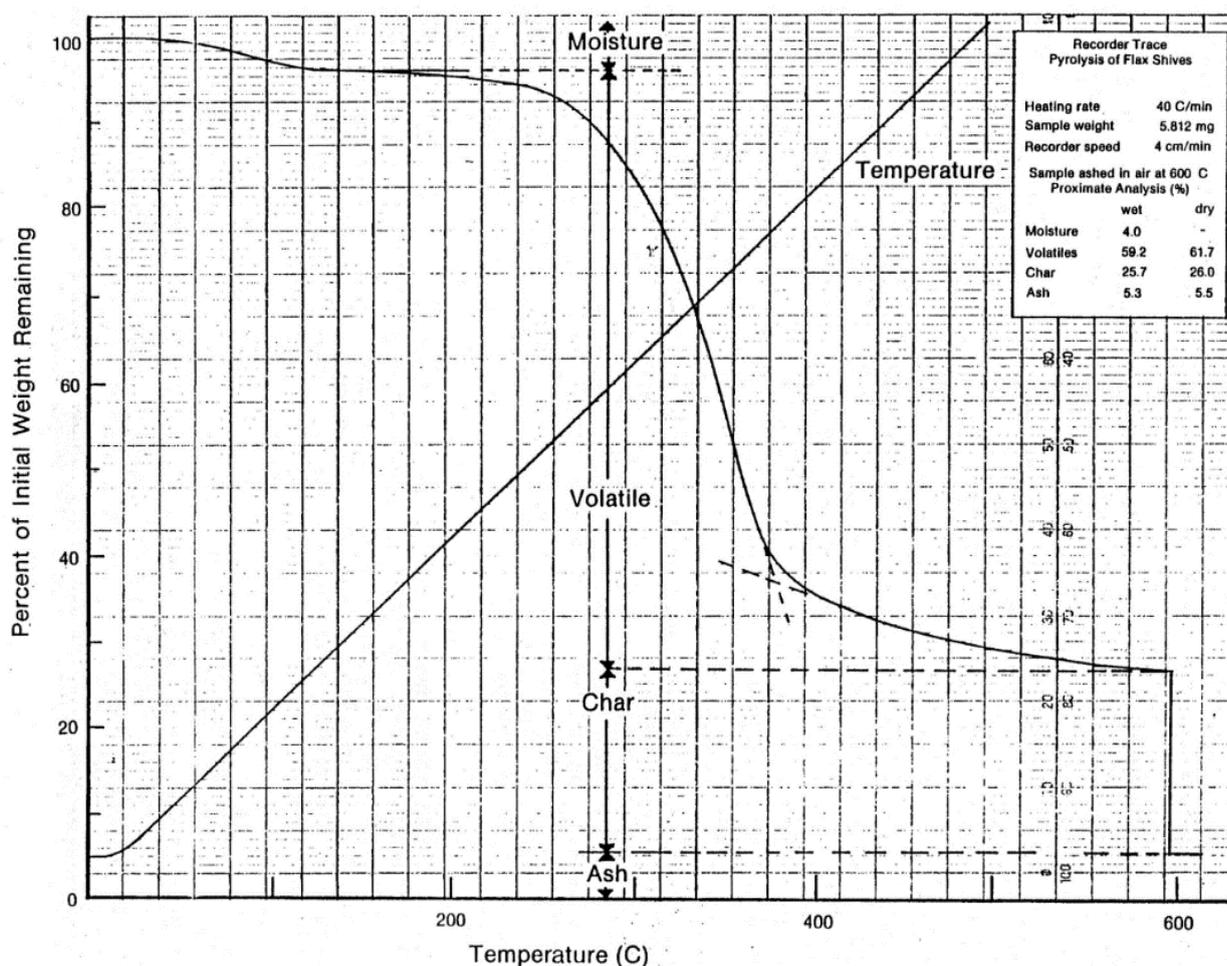


Figura 41 - Andamento della percentuale solida e volatile [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Come si osserva dal grafico riportato in figura 41, inizialmente per temperature attorno ai 100°C si registra la perdita di acqua, fino a temperature attorno ai 600°C si liberano i composti volati dopo di che ciò che rimane è il char e le ceneri. Al fine di massimizzare la produzione di gas (CO, H<sub>2</sub>), si deve utilizzare una bassa velocità di riscaldamento (< 0,01-2°C/s) una temperatura finale alta (700-900°C) e un tempo di residenza del gas lungo. Questo processo nel reattore si sviluppa in due fasi principali, come schematizzato in figura 42:

- fase primaria o di carbonizzazione, in cui la biomassa diviene carbonella, gas primario e olio pirolitico;
- fase secondaria o di cracking, in cui avviene la scomposizione dell'olio pirolitico in carbonella secondaria e gas secondario.

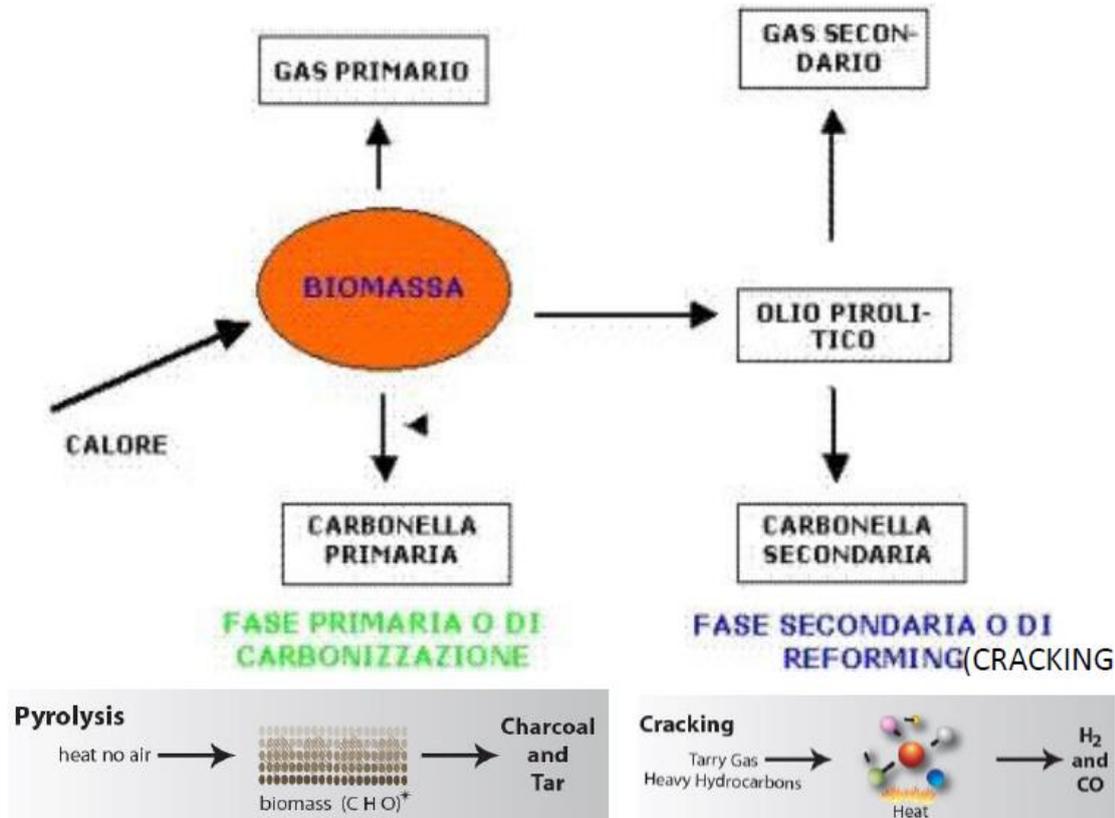


Figura 42 - Fasi della pirolisi [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Procedendo col meccanismo di gassificazione segue la terza fase di combustione, o meglio di una parziale combustione dei prodotti di pirolisi, ma anche una parte della biomassa fresca, dalla quale si libera oltre l’anidride carbonica e acqua che entrano nella composizione del syngas, anche il calore necessario a sostenere tutte le reazioni endotermiche nel gassificatore. Per la descrizione completa del fenomeno di combustione si rimanda al precedente paragrafo 3.2.1: “La combustione diretta”.

Segue l’ultima fase di riduzione. Spesso, infatti, con il termine gassificazione si intende solo quest’ultima fase in quanto è la più importante del processo termochimico, comprende le reazioni chimiche tra gli idrocarburi presenti nel carburante, il vapore, l’anidride carbonica e l’idrogeno nel reattore.

Le reazioni incluse nella gassificazione tra il char da biomassa e i diversi agenti gassificanti (aria, ossigeno e vapore) sono molte. Nel seguito ne vengono esposte alcune riguardanti il carbonio, il diossido di carbonio, l’idrogeno, il vapore e il metano:

- riduzione con biossido di carbonio (Boudouard)



- Riduzione con acqua (Water-gas)



- Riduzione con idrogeno (Methanation)



- Shift del vapore



Queste reazioni illustrano in che modo gli agenti gassificanti come il diossido di carbonio e il vapore reagiscono col carbonio solido per convertirlo in gas dal peso molecolare più basso come il monossido di carbonio e l'idrogeno.



Le reazioni, sia esotermiche che endotermiche, che hanno luogo generalmente in una zona denominata letto di riduzione in cui è presente carbonio solido incandescente che reagisce con i prodotti della pirolisi e dell'ossidazione parziale.

Si passano ora in rassegna le diverse tecnologie di gassificazione che si differenziano principalmente per il modo con cui la biomassa viene messa a contatto con l'agente gassificante; è pertanto possibile distinguere i reattori:

- a letto fisso (updraft, UG, o downdraft, DG)
- a letto fluido (BFB, Bubbling Fluidized Bed, CFB, Circulating Fluidized Bed).
- a letto trascinato (EBG Entrained Bed Gasifier)
- a ciclone (CG Cyclonic Gasifier)

Il 75% dei gassificatori esistenti in commercio è di tipo downdraft, il 20% a letto fluido (BFB e CFB), il 2,5% updraft e il 2,5% degli altri due tipi.

Le tabelle 5 e 6 mostrano le principali caratteristiche del syngas prodotto da diverse tipologie di reattori.

Gassificatore	Agente ossidante	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	Idrocarburi pesanti	Ceneri
B.F.B.	aria	9	14	20	7	50	media	bassa
C.F.B.	ossigeno	57	26,3	12,3	1,7	2,7	media	bassa
D.G.	aria	11	24	9	3	53	bassa	buona
U.G.	aria	17	21	13	1	48	buona	media
U.G.	ossigeno	32	48	15	2	3	buona	buona

Tabella 5 - Caratteristiche del gas di sintesi [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Gassificatore	Agente ossidante	Portata di biomassa	PCS	Temperatura del gas	Efficienza
		t/h	MJ/Nm <sup>3</sup>	°C	%
D.G.	aria	0,1-0,7	4,5-6	400-1000	70-90
U.G.	aria	0,2-10	4,5-6	100-400	60-80
B.F.B.	aria	0,3-15	4-6	500-900	70-80
C.F.B.	aria	2-3	5-6,5	700-1100	75-85

Tabella 6 – Caratteristiche e rendimenti dei diversi reattori [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Tra i parametri analizzati per ogni gassificatore si trova il rendimento di gassificazione. Esso è definito come l'energia contenuta nel gas prodotto rispetto all'energia teorica contenuta nella biomassa di partenza. Indicando con:

V<sub>g</sub>: portata volumetrica del gas prodotto [Nm<sup>3</sup>/h]

m<sub>bio</sub>: portata massica di biomassa [kg/h]

HHV<sub>g</sub>: potere calorifico superiore del gas [MJ/Nm<sup>3</sup>]

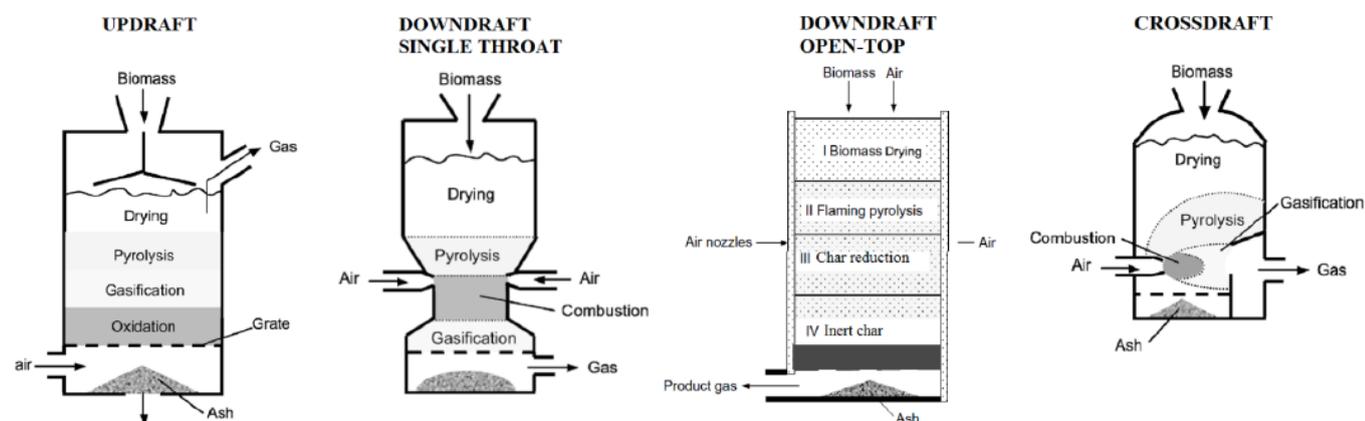
HHV<sub>bio</sub>: potere calorifico superiore della biomassa [MJ/kg]

$$\eta_G = \frac{HHV_g \cdot V_g}{HHV_{bio} \cdot m_{bio}}$$

## Gassificatori a letto fisso

Sono costituiti tipicamente da una griglia posta nella parte bassa che sostiene la biomassa e consente contemporaneamente lo scarico delle ceneri. La biomassa in fase di alimentazione deve avere una granulometria uniforme con un basso contenuto di particelle fini, in modo da evitare intasamenti del letto e garantire il passaggio dei gas attraverso la griglia.

A seconda della direzione assunta dal flusso d'aria all'interno del reattore, i gassificatori a letto fisso si possono ulteriormente dividere in gassificatori updraft e downdraft, di cui sono riportate in figura 43 le principali tipologie e caratteristiche costruttive.



Parameter	Downdraft	Updraft	Crossdraft	Open top
Fuel moisture [% wt]	12 (max 25)	43 (max 60)	10-20	7-15
Fuel ash content [% db]	0.5 (max 6)	1.4 (max 25)	0.5-1.0	1-2 (max 20)
Fuel size [mm]	20-100	5-100	5-20	1-5
Gas exit temperature [°C]	700	200-400	1250	250-500
Tar [g/Nm <sup>3</sup> ]	0.015-0.5	30-150	0.01-0.1	2-10

Figura 43 - Tipologie di reattori a letto fisso con le relative caratteristiche [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il gassificatore a letto fisso updraft prevede l'ingresso della biomassa dall'alto e quello dell'agente gassificante dal basso che risale verso l'alto nel reattore per questo anche definito gassificatore controcorrente. In figura 44 si possono distinguere le diverse fasi:

1. la biomassa viene essiccata ad opera del gas di sintesi caldi ascendenti;
2. il combustibile solido è pirolizzato, producendo char che continua il suo moto verso la parte bassa del reattore per essere gassificato;
3. il gas di sintesi ascendente trascina con se verso l'alto i vapori di pirolisi. Il catrame (tar) contenuto nei vapori può essere condensato entrando in contatto con il combustibile solido discendente oppure essere trascinato verso l'alto con il gas di sintesi conferendo così al syngas un contenuto alto di tar;

4. nella parte bassa del reattore (zona di gassificazione) il comburente ascendente ossida parzialmente il char solido da pirolisi ed i prodotti del cracking. Se si vuole aumentare il contenuto di idrogeno del gas di sintesi può anche essere iniettato vapore.

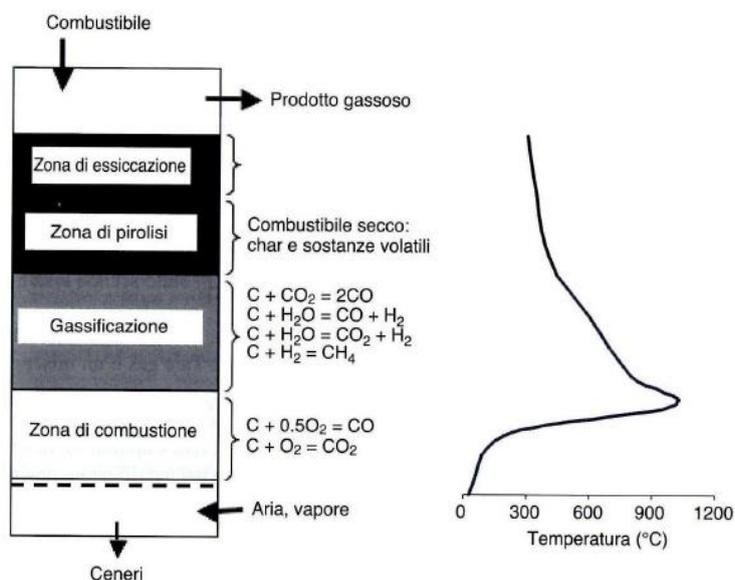


Figura 44 - Schema di gassificatore a letto fisso controcorrente [Downdraft, 2010]

I vantaggi e gli svantaggi principali del gassificatore sono riassunte in tabella 7 (Ing. Allesina, 2015)

Vantaggi	Svantaggi
Versatilità e semplicità	Alti contenuti di TARS nel Syngas
Possibilità di gassificare biomasse molto umide (oltre 30%)	Alti contenuti di idrocarburi pesanti
Struttura robusta	Sistema di lavaggio complicato e costoso
Bassa temperatura del Syngas in uscita	
Ampia gamma di potenze (1,1 ÷ 12 MW termici)	
Buona efficienza in virtù del calore sensibile del gas recuperato	

Tabella 7 – Vantaggi e svantaggi reattore updraft [Allesina, 2015]

Nonostante l'alta efficienza termica (75-80%), visto che il calore sensibile del gas di sintesi è direttamente recuperato per l'essiccazione e la pirolisi della biomassa prima che questa entri nella zona di gassificazione a causa dell'elevato contenuto di ceneri sinterizzate e di catrame all'interno del gas prodotto fa preferire a questi gassificatori quelli downdraft.

Nel gassificatore downdraft (fig. 45) l'agente gassificante, scende dall'alto verso il basso del reattore insieme alla biomassa, per questo anche detto gassificatore equicorrente.

Le fasi che si possono individuare in questo tipo di reattore sono le seguenti:

1. essiccazione: la biomassa viene riscaldata provocando l'evaporazione dell'acqua;
2. pirolisi: la biomassa è convertita in char, tar e oli pirolitici;
3. ossidazione parziale: i prodotti del processo di ossidazione sono CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O;
4. riduzione, dove il calore prodotto dai processi di ossidazione è trasformato in energia chimica dai prodotti di gassificazione, dando H<sub>2</sub> e CO.

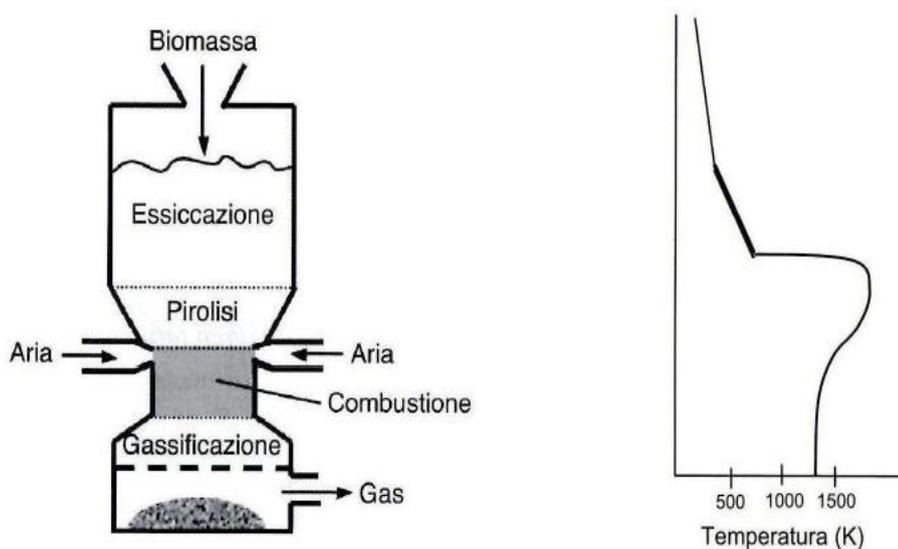


Figura 45 - Schema di un gassificatore downdraft con reattore a gola [Imbert, 2011]

I gassificatori di questo tipo presentano però i seguenti vantaggi e svantaggi riassunti in tabella 8, (Ing.Pedrazzi, 2015):

Vantaggi	Svantaggi
Versatilità e semplicità	Alta temperatura del gas di sintesi in uscita
Gas di sintesi pulito con totale assenza di idrocarburi e basso contenuto di TARS	Possibilità di processare biomasse con basso grado di
Struttura robusta,	Sistemi con potenza termica massima di 1 MW
Ideale per sistemi cogenerativi di bassa potenza	Pezzatura del combustibile ridotta (l'±30 cm)
Buona efficienza	

Tabella 8 – Vantaggi e svantaggi reattore downdraft [Allesina, 2015]

La presenza della gola causa intasamenti, imponendo requisiti più severi per la granulometria della biomassa immessa. Un ulteriore svantaggio è legato all'umidità della biomassa in ingresso che deve essere relativamente bassa (minore del 30%), considerato che l'essiccazione del materiale in entrata è meno efficace, dovuta a un minore scambio termico interno tra gas e biomassa.

Presentano però il grosso vantaggio di ottenere in uscita dal reattore un gas con un basso contenuto di tar. Per questo motivo risulta essere più facilmente impiegabile rispetto al updraft.

### **Gassificatori a letto fluido**

Questa tipologia di gassificatori hanno recentemente trovato applicazione anche con i biocombustibili di fine granulometria, garantendo un'ottima miscelazione con l'agente gassificante. Sono del tutto analoghi a quelli visti per la combustione, in questi però avviene la gassificazione indiretta (detta anche Allothermal): si usa un vettore termico, solitamente sabbia, per trasferire calore dal bruciatore alla camera di gassificazione.

Uno dei principali vantaggi di questa tecnologia, rispetto al letto fisso, è l'uniformità della temperatura all'interno del reattore attraverso l'uso di un materiale inerte fluidizzante molto fine (sabbia silicea, allumina, ossidi refrattari) che migliora sensibilmente gli scambi termici fungendo da volano termico.

La perdita di fluidizzazione del letto dovuta alla sinterizzazione del materiale siliceo è uno dei problemi più comunemente incontrati in questi gassificatori.

A tal proposito questi reattori sono estremamente sensibili alla presenza di metalli nella biomassa in quanto costituiscono eventuali hot spot in cui si raggiungono elevate temperature che sono la causa della vetrificazione del letto.

Le perdite di char trascinato via insieme alle ceneri possono essere talvolta significative sconsigliando in genere l'utilizzo di questi reattori per piccole taglie.

Il contenuto di tar nei gas prodotti da tale tecnologia è intermedio tra quello dei downdraft e quello degli updraft a letto fisso.

Esistono sostanzialmente due tipologie di gassificatori a letto fluido (fig. 46): quello a letto circolante (CFB-Circulating Fluidized Bed) e quello a letto bollente (BFB-Bubbling Fluidized Bed).

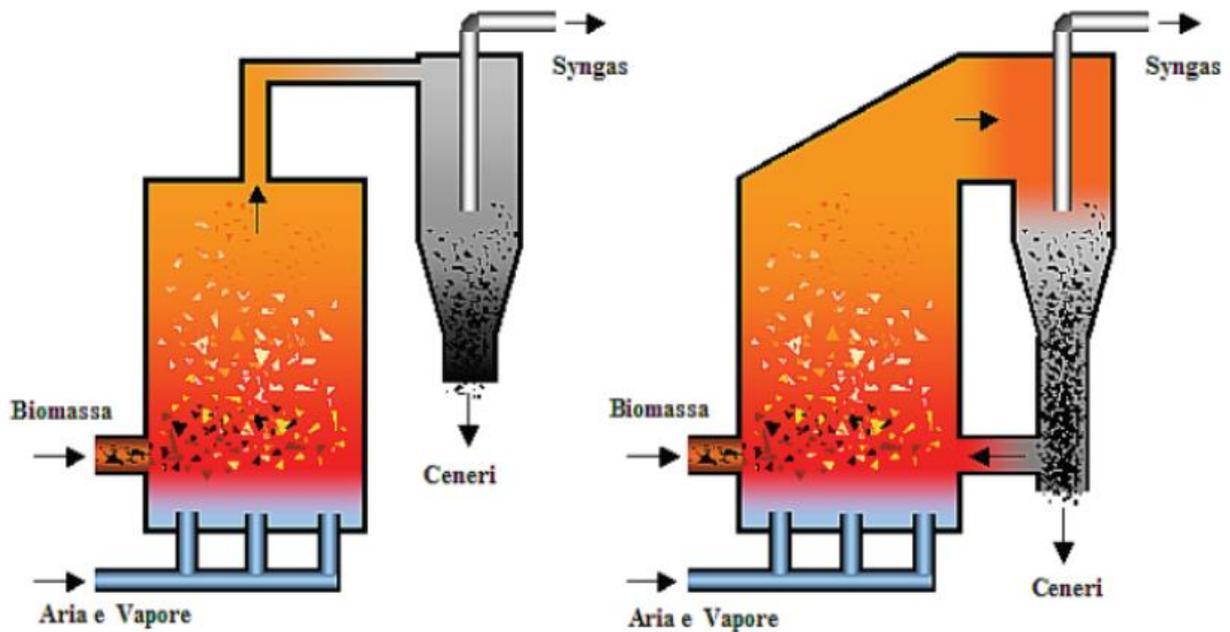


Figura 46 - Reattore a letto circolante (CFB) e a letto bollente (BFB) [Allesina; Pedrazzi, 2015]

La differenza principale fra le due tecnologie è legato alla diversa velocità di fluidificazione accompagnato da un aumento della dimensione verticale del letto.

Per il reattore a letto fluido bollente (Bubbling Fluidized Bed, BFB), rappresentato in figura 47, si possono distinguere le seguenti fasi:

1. l'aria di gassificazione e di fluidificazione del letto di biomassa è introdotta dalla griglia alla base del reattore;
2. la biomassa viene mantenuta sopra la griglia formando un letto galleggiante (1-2 m di altezza, con velocità del gas minime di 1-2 m/s). In questa fase avviene la pirolisi della biomassa, con formazione di residuo carbonizzato e bolle di gas che mantengono ulteriormente agitato il letto;
3. mentre i gas si muovono verso l'alto, i composti a maggior peso molecolare vengono frazionati all'interno del letto.

Rispetto agli altri reattori, in questa configurazione le temperature interne sono più elevate (900-1100°C), quindi il syngas presenta ridotti contenuti di catrami, elevati contenuti di ceneri, elevato contenuto di CH<sub>4</sub> e alto rischio di fusione delle ceneri.

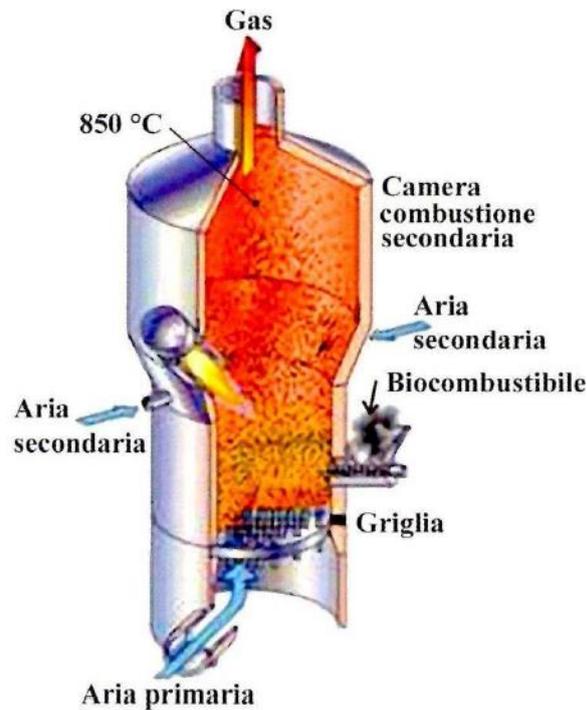


Figura 47 - Gassificatore a letto fluido bollente [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il Letto fluido circolante (Circulating Fluidised Bed, CFB) in aggiunta rispetto al primo presenta all'uscita dal reattore un filtro a ciclone, che separa il gas prodotto dal materiale inerte circolante. È dotato di un dispositivo di re-immissione alla base del gassificatore del materiale inerte "fuggito" col gas, rappresentato in figura 48. In funzione della tipologia di biomassa utilizzata e dell'applicazione finale del gas prodotto, varia la temperatura di esercizio interna al reattore dagli 800°C ai 1000°C.

Le principali fasi che avvengono nel reattore sono:

1. la biomassa inserita nella parte inferiore, quando si trova all'interno del reattore inizia a disidratarsi e a liberare i composti volatili che salgono nella parte superiore del reattore;
2. il residuo carbonizzato invece in parte resta nel letto fluido, mentre in parte viene trascinato con l'inerte verso il filtro a ciclone;
3. una volta avvenuta la separazione tra il gas e la parte solida, quest'ultima viene nuovamente inviata al letto fluido in cui il carbone viene definitivamente ossidato.

I vantaggi principali di questa configurazione sono legati alle elevate temperature operative e alla maggior velocità del processo.

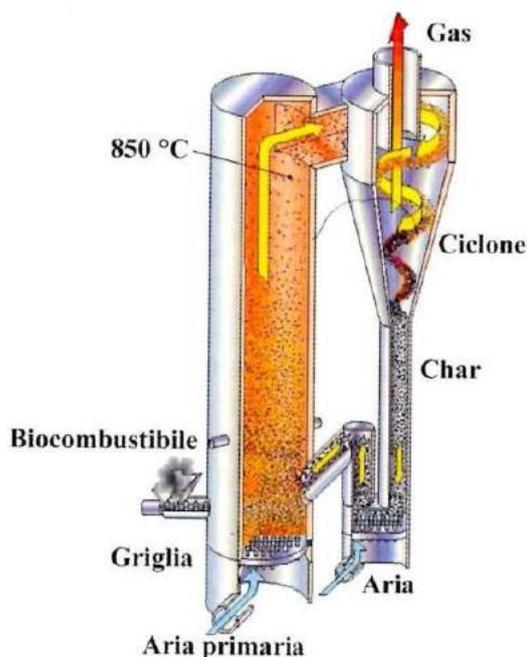


Figura 48 - Gassificatore a letto fluido circolante [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Come visto nei paragrafi precedenti le due tipologie di reattore (letto fisso e fluido) hanno caratteristiche molto differenti. La scelta di utilizzare una tipologia piuttosto che un'altra è funzione del tipo di applicazione e dell'entità dell'investimento. È riportato in tabella 9 un confronto dal punto di vista tecnologico, ambientale ed economico tra le due tecnologie, con il segno (+) sono indicati i vantaggi, mentre con il segno (-) gli svantaggi.

Tipo di reattore	Letto fisso		Letto fluido	
	UG	DG	BFB	CFB
Tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (-)scambio termico cattivo</li> <li>• (-)cattiva distribuzione della temperatura: possibilità di punti caldi</li> <li>• (-)possibile fusione delle ceneri</li> <li>• (-)bassa capacità specifica</li> <li>• (-)lunghi periodi per riscaldamento</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)scambio termico molto buono</li> <li>• (+)ottima distribuzione della temperatura: assenza di punti caldi</li> <li>• (+)buon contatto solido-gas</li> <li>• (+)alta capacità specifica</li> </ul>	
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)facilità di avvio e spegnimento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)riscaldamento molto veloce</li> </ul>
Alimentazione combustibile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)possibilità di usare grosse pezzature</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• (-)necessità di limitare la dimensione massima</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)possibilità di usare materie prime con alto contenuto di ceneri</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)tollerabilità a grosse variazioni nella qualità del combustibile</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (-)necessità di pellet di dimensioni uniformi</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• (+)possibilità di variazioni nella pezzatura</li> </ul>	

Tabella 9 – Confronto tra gassificatori a letto fisso e fluido [Confronto reattori, 2012]

### Gassificatore a letto trascinato (EBG Entrained Bed Gasifier)

I gassificatori a letto trascinato (fig. 49) sono generalmente adatti per grandi potenze, ma sono ancora in via di sviluppo.

In questi la biomassa ridotta in polvere, miscelata generalmente a vapore, viene risucchiata all'interno del reattore dall'agente ossidante in ingresso. Le alte temperature in gioco permettono di avere bassissima produzione di tars e di idrocarburi.

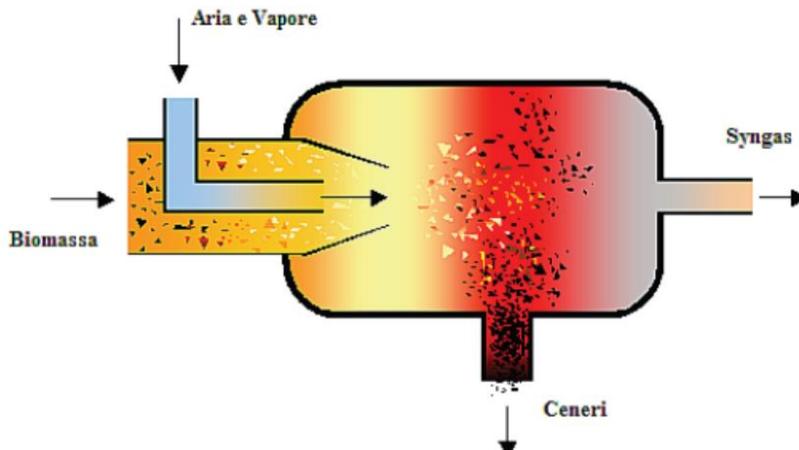


Figura 49 - Gassificatore a letto trascinato (EBG Entrained Bed Gasifier) [Allesina; Pedrazzi, 2015]

### Gassificatore a ciclone (CG Cyclonic Gasifier)

I gassificatori a ciclone (C.G.) sono stati recentemente oggetto di sperimentazione per un utilizzo con biomasse.

Essi sono sostanzialmente dei gassificatori a letto fluido in cui la disposizione particolare dei condotti di alimento dell'agente ossidante provoca una sorta di vortice all'interno della camera di reazione.

Per mezzo di questo vortice interno si ha una migliore separazione della cenere e dei metalli alcalini ed il syngas in uscita non richiede particolari e costosi trattamenti di purificazione.

Per avere un quadro sullo stato dell'arte si riporta in figura 50 le taglie di installazione per ogni reattore e un grafico che attribuisce un giudizio (alto, medio, basso) per ogni reattore in base al progresso tecnologico (in ascissa) e la potenzialità commerciale (in ordinata) (Ing. Pedrazzi, 2015) (Ing. Allesina, 2015).

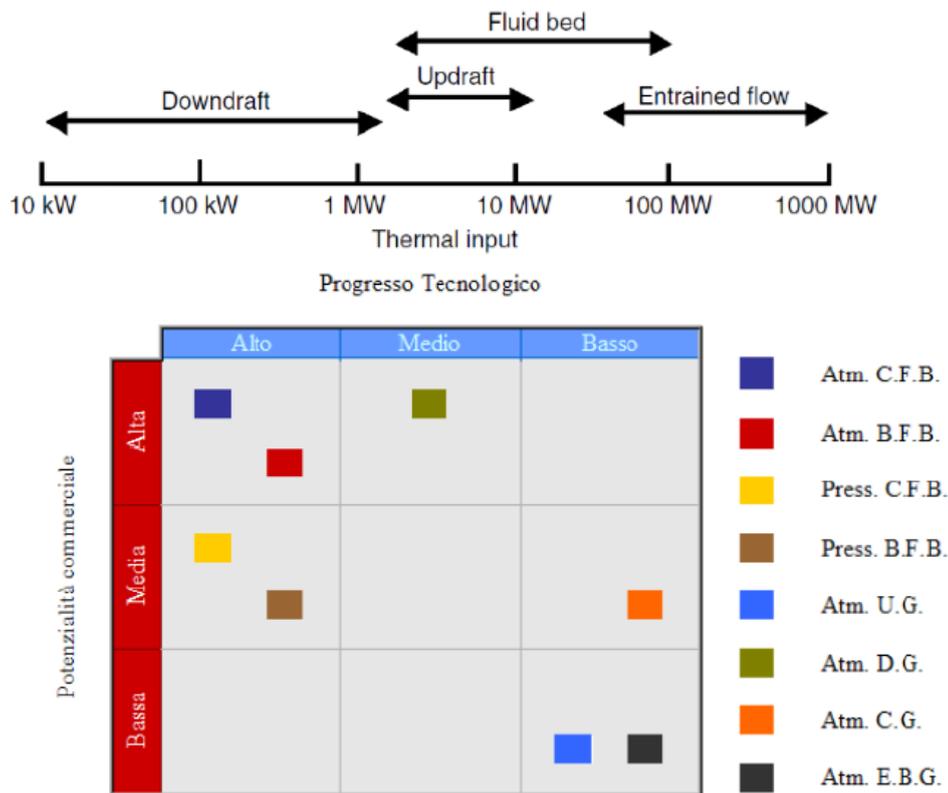


Figura 50 - Taglie di impianto, potenzialità commerciale e tecnologica per ogni reattore [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Il gas combustibile prodotto, il syngas, contiene oltre i gas che lo compongono, anche ceneri in sospensione, tracce di idrocarburi ( $C_2H_6$ ) e vari contaminanti tra i quali spicca il “tar”. Le reazioni di decomposizione del “tar” sono molto lente al di sotto dei  $600^\circ C$ , la completa conversione nello stesso gassificatore può essere ottenuta solo con alte temperature (superiori a  $1000^\circ C$ ). Ecco che in generale il gas combustibile di sintesi prodotto dalla gassificazione è generalmente contaminato da almeno una parte dei seguenti componenti:

- particolati solidi (ceneri e carbonella) che danno origine a problemi di erosione delle parti meccaniche del sistema e se non abbattuti devono essere filtrati a valle della combustione;
- metalli aL.C.A.lini (composti di sodio e potassio), responsabili di corrosioni ad alta temperatura e soprattutto della formazione di scorie nel reattore e sulla grata in quanto riducono la temperatura di fusione della silice. Il tenore a cui gli aL.C.A.li cominciano a sviluppare la loro azione è di 200 ppm;
- tar che causano l’intasamento dei filtri, risultano difficili da bruciare e generano depositi all’interno dei condotti. Il reattore downdraft è quello che in assoluto genera meno tar.

In risposta a tali problematiche connesse alla presenza di queste sostanze nel gas, gli impianti di gassificazione prima di inviare il syngas gas nella sezione del recupero energetico sono muniti di sistemi di pulizia. A tale fine possono essere impiegati:

- cicloni (a secco o ad umido) oppure multicicloni;
- scrubber;
- precipitatori elettrostatici;
- filtri a maniche.

Per il funzionamento di ogni sistema di filtrazione del gas si rimanda al successivo paragrafo 3.2.3 “Linea abbattimento fumi”, in quanto sono gli stessi sistemi utilizzati anche nel processo di combustione. La differenza di impegno nei due casi è però significativa.

Nella gassificazione i sistemi di filtraggio hanno lo scopo di purificare il syngas per poi bruciarlo in motori o turbine a gas, contrariamente nella combustione ricoprono il ruolo di abbattere le sostanze inquinanti presenti nei fumi prima che esse vengano disperse in atmosfera.

Per concludere con la descrizione del processo della gassificazione in figura 51, è riproposto un layout completo per un impianto con indicati tutti i componenti necessari al funzionamento.

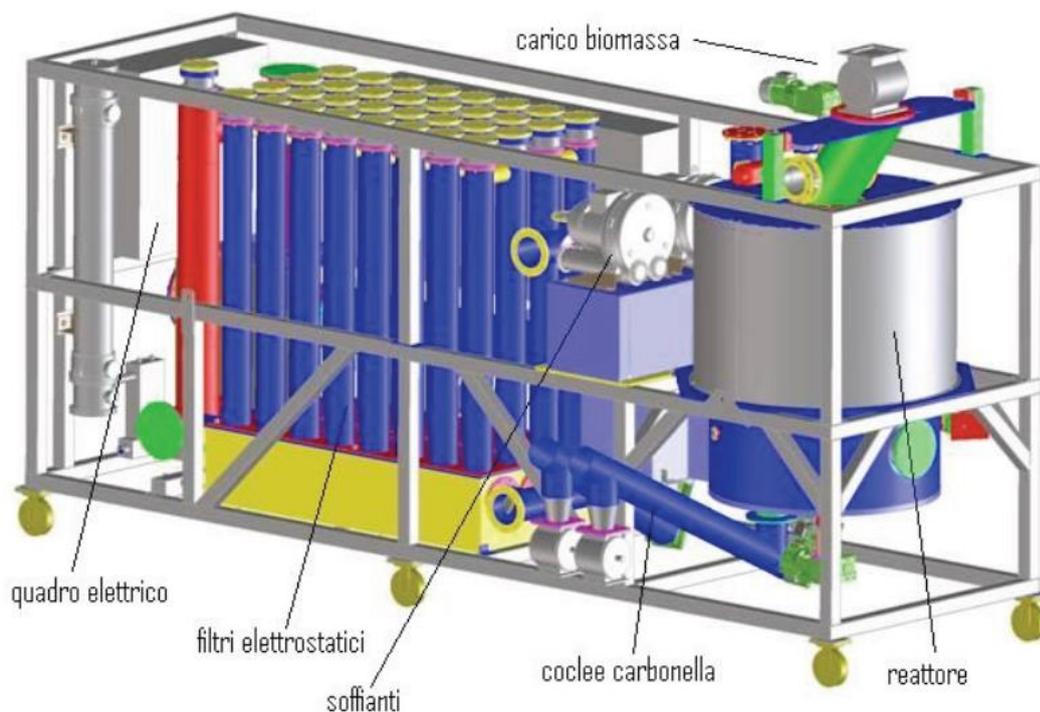


Figura 51 - Impianto di gassificazione completo [Allesina; Pedrazzi, 2015]

### 3.2.3 Linea abbattimento fumi

La combustione incompleta della biomassa comporta una serie di svantaggi, oltre ad una riduzione del rendimento di trasformazione si ha una produzione di composti inquinanti rilasciati in atmosfera, alcuni con serie conseguenze sulla salute umana.

Secondo alcune valutazioni, l'utilizzo di biocombustibili contribuirebbe per l'1-5% alle emissioni totali di CH<sub>4</sub> (metano), per il 6-14% a quelle di CO, per l'8-24% a



Figura 52 - linea d'abbattimento polveri nei fumi [Fumi, 2012]

composti organici non-metanigeni (NMTOC) e per l'1-3 % al global warming. Questi aspetti critici possono essere correlati alla composizione chimica del materiale vegetale; in particolare risulta problematica la presenza di azoto (N), fosforo (P), potassio (K), zolfo (S) nonché di altri elementi presenti in tracce. Le emissioni inquinanti derivanti dalla combustione della biomassa possono quindi dipendere dai seguenti fattori:

1. il biocombustibile, se contiene elementi o composti inquinanti che transitano inalterati nel processo di combustione e/o a seguito della combustione si trasformano in composti inquinanti (es. NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, HCl);
2. l'anomala conduzione del processo di combustione, in casi in cui l'apporto di aria comburente sia insufficiente per la completa demolizione delle molecole organiche fino all'ossidazione completa del carbonio a formare CO<sub>2</sub>. Con livelli troppo bassi di comburente, si generano facilmente composti carboniosi parzialmente ossidati tossici o altamente nocivi come: CO, composti organici volatili non metanigeni (NMVOC), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), diossine e furani (PCDD/F), idrocarburi incombusti (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>).

A tali composti, inoltre si vanno ad aggiungere la formazione di polveri o particolato (PM) e di ossidi di azoto derivanti dall'introduzione di azoto atmosferico (aria comburente) nella camera di combustione in condizioni di elevata temperatura (800-1200°C) e conseguente ossidazione. La formazione degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), sotto forma di NO e NO<sub>2</sub>.

Gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) si formano in presenza di materiali, quali ad esempio la corteccia o la paglia, dove si hanno tenori in zolfo più elevati (> 0.2% sulla sostanza secca) rispetto ad altre componenti (legno). Il gradiente termico che si registra man mano che ci si allontana dalla camera di

combustione, comporta la trasformazione della SO<sub>2</sub> inquinante se emesso in atmosfera. Per quanto riguarda i composti del cloro, la composizione elementare dei biocombustibili presenta sempre una parte ridotta ma variabile di cloro (Cl); nel legno è pressoché nulla, mentre è più elevata (> 0.1% della ss) in alcune biomasse erbacee e altre biomasse non di origine agroforestale. Durante il processo di combustione vengono rilasciati HCl, Cl<sub>2</sub> e cloruri (KCl, NaCl); il successivo raffreddamento dei fumi determina la loro condensazione sulle pareti del dispositivo termico e sulle particelle di cenere volatile con conseguenti problemi di corrosione su alcune componenti metalliche. La presenza iniziale di cloro nella biomassa può essere imputata alla contaminazione da composti chimici come: insetticidi, colle, additivi e vernici. La presenza iniziale di cloro oltre al rilascio di HCl in atmosfera tramite i fumi, influenza la formazione di diossine e furani, composti organici a spiccata azione cancerogena.

La rimanente parte delle emissioni gassose in atmosfera riguarda le polveri, derivanti da alcune componenti della biomassa che si volatilizzano (K, Na, S, Cl, Zn, Pb, Cd, e, in parte minore da elementi refrattari come Ca, Mg e Si), dipendenti quindi dalla composizione chimica del biocombustibile. Le polveri con un diametro maggiore di 5 µm precipitano di norma nei dispositivi a ciclone posti immediatamente dopo l'uscita dalla caldaia, mentre le più minute (< 1 µm) richiedono la presenza di sistemi più sofisticati e costosi di filtraggio. Ogni sistema di filtraggio ha un suo specifico range di funzionamento e abbattimento nella depolverizzazione dell'aria a tal fine segue una breve descrizione dei sistemi più diffusi e conosciuti.

I cicloni (fig. 53), sono usati quando è necessario separare dai fumi le particelle con un diametro superiore a 5 µm e grazie alla loro semplicità e facilità nella manutenzione sono ampiamente usati, ma solo su impianti di piccola taglia dato il ridotto flusso di gas che sono in grado di trattare. L'aria carica di polvere entra in modo tangenziale dalla parte superiore cilindrica. La corrente d'aria segue una traiettoria a spirale che prima va verso il fondo del tronco di cono per poi risalire lungo il centro dello stesso, la polvere soggetta alla forza di gravità precipita verso il basso. L'aria, una volta depurata, esce dal ciclone dalla parte superiore, invece le particelle separate vengono scaricate dal fondo del ciclone (ARPA, 2014).

Il rendimento di un ciclone dipende dal diametro dello stesso e dalle dimensioni delle particelle da separare.

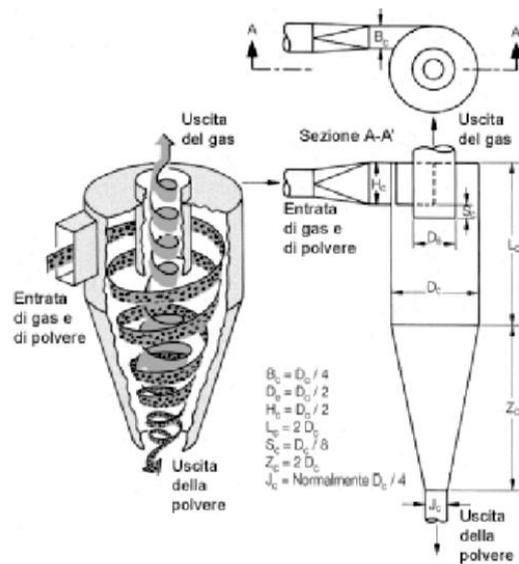


Figura 53 - Schema di elettrofiltro [ARPA, 2014]

Qualora le portate dei gas di scarico dalla camera di combustione, siano ingenti, tali da non essere trattabili dal singolo ciclone, si utilizza un sistema di cicloni messi in parallelo a formare un unico sistema, chiamato multiciclone (fig. 54), con rendimenti e potere di separazione identici al singolo ciclone ma in grado di trattare portate molto più grandi.

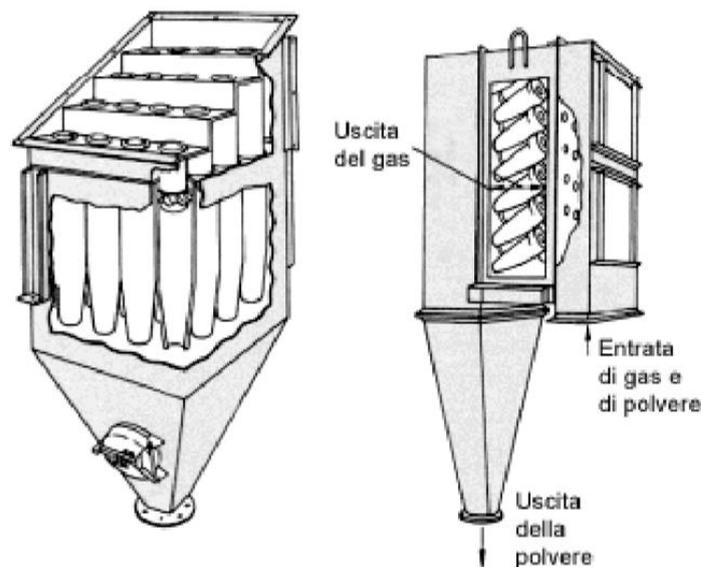


Figura 54 - Schema multiciclone [ARPA, 2014]

I filtri elettrostatici (fig. 55), sono dei sistemi di depurazione che permettono la separazione del flusso di gas esausto in ingresso dalle particelle inquinanti. Le particelle possono essere sia solide che liquide.

Il sistema, schematizzato in fig. 56, attraverso una differenza di potenziale indotta tra degli elettrodi di emissione (+) e piastre di raccolta (-), realizza la separazione delle particelle contaminante dal gas vettore che viene fatto fluire tra gli elettrodi. In uscita si ha quindi un flusso d'aria privo di contaminanti.

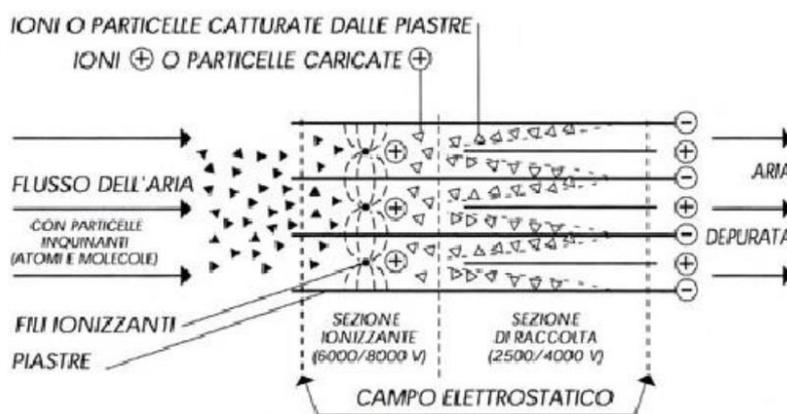


Figura 55 - Schema di funzionamento di un filtro elettrostatico [ARPA, 2014]

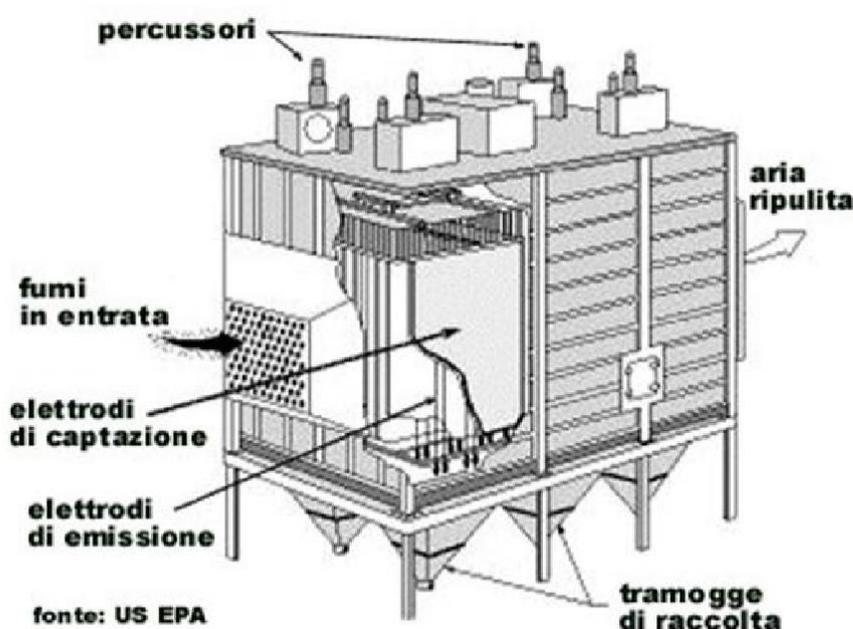


Figura 56 - Schema di elettrofiltro [ARPA, 2014]

I filtri a maniche (fig. 57), sono composti da lunghe serie di cilindri di tessuto naturale o sintetico avente forma di “maniche”, contenute in un blocco di metallo denominato “bag house”. Il principio di funzionamento si basa sull’attraversamento da parte dei gas di un materiale poroso (la manica) e sull’impossibilità del particolato di passare attraverso i pori del tessuto. Il diametro delle maniche varia tra 10-30cm, mentre la loro lunghezza tipica è di circa 10-12m. La pulizia dei filtri a manica può avvenire mediante scuotimento meccanico, mediante getti di aria impulsivi, oppure mediante inversione del flusso di aria.

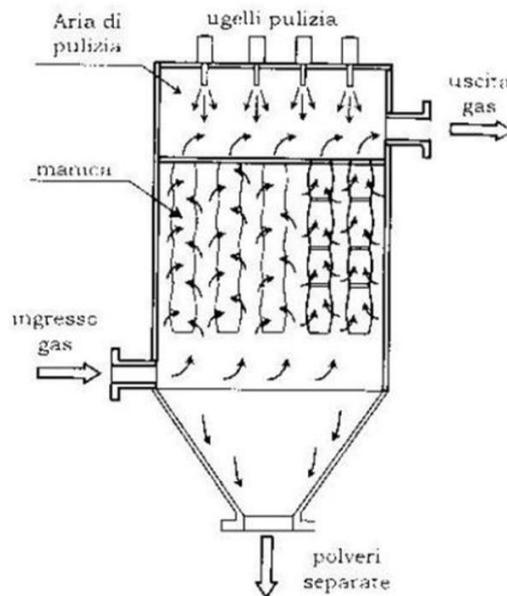


Figura 57 - Schema filtro a maniche [ARPA, 2014]

Tutti gli impianti termici civili alimentati a biomasse, rientranti nell'*Allegato X del DLgs. 152/2006*, devono rispettare i valori limite di emissione riportati nella tabella 2 al *Capitolo 2 "La normativa"*.

Lo scrubber (fig.58) è un'apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di polveri e microinquinanti acidi presenti in una corrente gassosa.

Si tratta di una particolare torre di lavaggio. Il funzionamento dello scrubber è il seguente: i gas vengono introdotti insieme al liquido assorbitore attraverso un tubo di Venturi, che è costituito da un tubo che presenta una strozzatura. In prossimità di tale restringimento si ha una diminuzione della sezione del tubo, e quindi un aumento della velocità di attraversamento; siccome le perdite di carico aumentano all'aumentare della velocità, si hanno delle perdite di carico localizzate, generate dalle turbolenze nel flusso. Tali turbolenze migliorano la miscelazione tra gas e liquido, il quale assorbe in questa fase i componenti da eliminare.

Esistono diverse tipologie costruttive; ad esempio il liquido di lavaggio può essere spruzzato dall'alto tramite un unico ugello oppure a diverse altezze della colonna, come visibile in figura 58.

Spesso alla base si trova un *oil-skimmer*, per la separazione di eventuali idrocarburi condensati dal liquido di lavaggio. Queste apparecchiature trovano ampia applicazione negli impianti di depurazione fumi e negli impianti di gassificazione. Infatti il syngas dopo aver subito una prima depolverazione in un ciclone o multiciclone, subisce una seconda operazione di rapido raffreddamento del gas (*quenching*). L'abbassamento della temperatura permette di congelare lo stato metastabile del CO. Questo raffreddamento avviene in uno scrubber umido dove il gas viene sottoposto a raffreddamento tramite un getto d'acqua spruzzato a notevole pressione.

Il gas in queste condizioni risulta saturo ed è presente una nebbia formata da goccioline di acqua in sospensione. Questo processo permette, oltre di raffreddare il gas, di precipitare anche le polveri non trattenute dal ciclone.

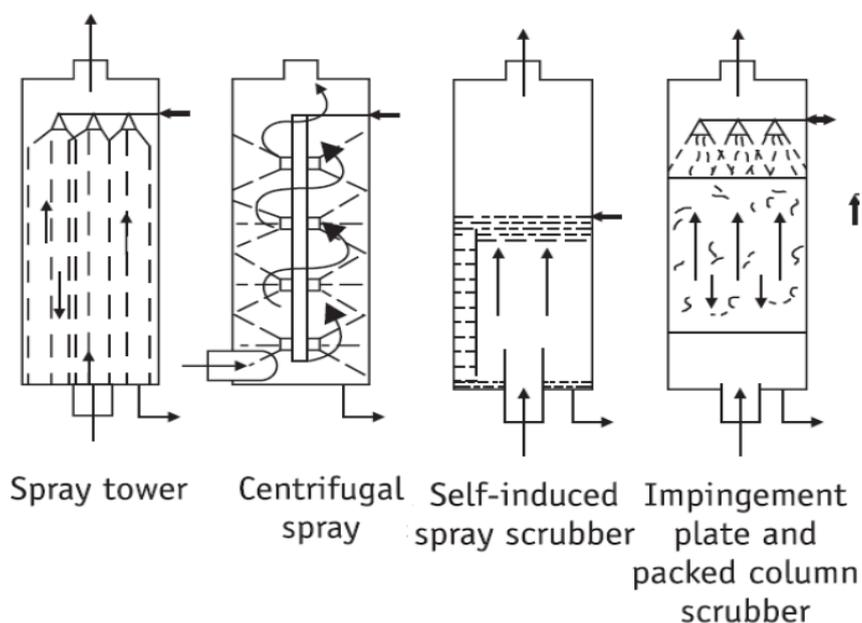


Figura 58 - Principali tipologie di scrubber [Allesina; Pedrazzi, 2015]

Ci sono altre tecnologie di abbattimento specifiche per ogni specie inquinante tra le quali merita annoverare per la:

- riduzione  $\text{NO}_x$ : la Riduzione Catalitica Selettiva (SCR) e la Riduzione Non Catalitica Selettiva (SNCR). Nella prima un agente chimico riducente allo stato liquido o gassoso (generalmente ammoniacca o urea) viene aggiunto ai gas di scarico in presenza di catalizzatore posto a valle dei sistemi di depolverizzazione. Il riducente reagisce con gli  $\text{NO}_x$  all'interno del gas di scarico formando  $\text{H}_2\text{O}$  (vapore acqueo) e  $\text{N}_2$  (gas azoto).

Nella seconda tecnologia il processo è simile ma avviene senza catalizzatore direttamente iniettando il reagente riducente in camera di combustione per mezzo di una lancia. È da preferire questa seconda alternativa rispetto alla prima perché non si incorre nel rischio di avvelenamento del catalizzatore che ne richiede la periodica sostituzione e smaltimento.

- riduzione di  $\text{HCl}$  e  $\text{SO}_x$  a secco, avviene attraverso la miscelazione dei gas esausti con caL.C.A.re o per assorbimento a secco con idrossido di calcio ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ). Soluzione da preferire ai sistemi di abbattimento ad umido in quanto alla fine del processo si evita la formazione di reflui liquidi da inviare a trattamento, ottenendo sali che vengono raccolti nelle polveri.

### 3.2.4 Emissioni solide da combustione: “ceneri pesanti” e “ceneri leggere”

La combustione determina la conversione della componente organica essenzialmente in CO<sub>2</sub> e vapore acqueo, oltre a una quota di altri elementi presenti nelle emissioni gassose, appena trattate, mentre le ceneri costituiscono il principale residuo solido.

Cosa sono le ceneri da biomassa? Si può rispondere molto brevemente che la cenere è quella parte costituente la biomassa che ritroviamo al termine del processo di combustione e che, di conseguenza, non brucia. Le ceneri quindi non sono altro che una miscela di elementi minerali (nella forma ossidata) e componenti organici incombusti.

Nello specifico, il contenuto di ceneri cambia a seconda:

- del contenuto umido nel combustibile;
- della tipologia di pianta e dalle parti della pianta prese in considerazione;
- dei fertilizzanti utilizzati e del deposito di metalli pesanti.

Nella tabella 10 sono stati riportati i diversi contenuti di ceneri che caratterizzano differenti tipologie di legname (Vesterinen, 2003).

Combustibile legnoso	Contenuto di ceneri in peso sulla sostanza secca
	[%]
Legna da ardere in tronchetti	1.2
Cippato da pino (fusto, rami,	0.6
Cippato misto (fusto, rami, aghi,...)	0.5
Cippato da betulla	0.4 - 0.6
Cippato da residui forestali	1.3
Cippato da ceppi di albero	0.5
Segatura, con corteccia	1,1
Segatura, pino, senza corteccia	0.08
Trucioli da pialla	0.4
Corteccia di pino	1.7
Corteccia di abete	2.3 - 2.8
Corteccia di betulla	1.6

Tabella 10 - Contenuto di ceneri per tipo di biomassa legnosa [Vesterinen, 2003]

Una delle distinzioni classiche relativa alle ceneri è legata alla loro massa volumica e alla loro conseguente capacità di accumularsi sul fondo della camera di combustione o di allontanarsi dalla stessa camera sfruttando il flusso dei fumi di combustione.

In altre parole si tende a parlare di ceneri pesanti (bottom ash) per quelle raccolte al di sotto e a valle della griglia della camera di combustione, mentre di ceneri leggere o volatili (fly ash) per le polveri recuperate nella sezione di trattamento fumi e di pulizia della camera di combustione.

Le fly ash hanno massa volumetrica compresa fra gli 0.8-0.9 t/m<sup>3</sup> (sempre inferiori a 1 t/m<sup>3</sup>); con elevata capacità di compattazione (l'angolo di attrito interno è di 45°). Sono caratterizzate da un aspetto polverulento, con una consistenza simile al talco; devono essere movimentate per via



Figura 59 - Silo di raccolta ceneri leggere [Collio, 2011]

pneumatica o meccanica e stoccate in cisterne chiuse essendo volatili. Tendenzialmente i metalli pesanti presenti nella biomassa si concentrano in questa tipologia di cenere, anche se una minor parte si accumula nelle ceneri pesanti.

Le ceneri leggere vengono captate dai sistemi di filtrazione (a maniche, elettrostatici, ecc.) che si trovano a valle e in prossimità dell'uscita al camino dei fumi. La cenere raccolta dalle tramogge viene convogliata verso appositi sili di stoccaggio o container come quello nella figura 59 a sinistra.

La maggior parte delle ceneri presenta una massa volumica tale da non poter essere allontanata con i fumi come avviene per le 'fly ash'. Si parla allora di ceneri

“pesanti” (bottom ash) che vengono prelevate, al di

sotto della camera di combustione tramite sistemi convogliatori come nastri “redler”, (fig.60 a destra).

Le ceneri pesanti hanno una massa volumica di circa 1.3 t/m<sup>3</sup>, hanno l'aspetto di una sabbia granulosa, contengono cenere, sabbia e terra derivanti dalle impurità del combustibile e sono movimentabili tramite cassoni scarrabili.

Queste ceneri, che rappresentano la gran parte del totale come si può notare dalla tabella 11, contengono in genere la maggior parte dei macro nutrienti per le piante (CaO, MgO, K<sub>2</sub>O, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, Na<sub>2</sub>O) (Oberberger, 2000).



Figura 60 - Trasportatore "redler" per ceneri pesanti [Redlet, 2000]

Tipologia/frazione ceneri	Percentuale sul totale delle ceneri [% massa]			
	Corteccia	Legno Cippato	Segatura	Paglia-Cereali
Ceneri pesanti sotto-griglia	65 - 85	60 - 90	20 - 30	80 - 90
Ceneri leggere da ciclone	10 - 25	10 - 30	50 - 70	2 - 5
Ceneri leggere elettrofiltro	2 - 10	2 - 10	10 - 20	5 - 15

Tabella 11 – Ripartizione ceneri leggere/pesanti per tipologie di biomassa [Obernberger, 2000]

Le ceneri sia per quantità che per qualità costituiscono una voce sostanziale sia in termini operativi (problemi di conduzione), sia economici (costi di recupero e smaltimento).

Relativamente ai problemi di conduzione, l'aspetto più importante riguarda i fenomeni di fusione delle ceneri a seguito di temperature elevate, dove può depositarsi e formare delle ostruzioni e quindi compromettere l'efficienza della caldaia. L'agglomerazione delle ceneri risulta più marcata quando il biocombustibile presenta elevate concentrazioni di K (elemento bassofondente) insieme a basse concentrazioni di Ca e Mg (elementi marcatamente altofondenti). La combustione di biomasse con elevato contenuto bassofondente è di norma associata a forti criticità in termini sia di quantità, sia di fusibilità delle ceneri: esse si possono depositare sui fasci tubieri, relativamente freddi, degli scambiatori di calore della caldaia, in gergo tecnico "impaccandola" e rendendola in breve tempo inutilizzabile.

Questo aspetto, di fatto, limita tecnicamente l'impiego a fini energetici di alcune biomasse molto ricche di sostanze bassofondenti, (lolla da riso, stocchi di mais o paglie), favorendo invece l'impiego di biomasse forestali o arboree, riducendo di fatto il ventaglio di disponibilità della materia prima, che danno in maniera molto più contenuta questo tipo di problema, come si può anche intuitivamente evincere dalle foto in figura 61.

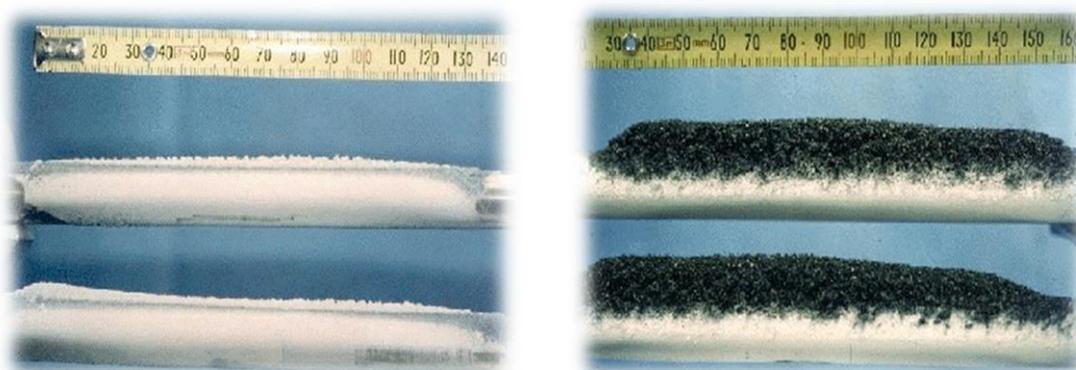


Figura 61 - Ceneri da legno (sinistra) - Ceneri da paglia (destra) [Biocen, 2003]

In questo senso, nel caso di impianti da alimentare con diverse tipologie di biomasse, è

fondamentale operare con il giusto mix tra biomasse erbacee ed arboree che minimizzi il problema. E' evidente, però, che nel caso di alimentazione esclusiva a legno e/o residui forestali il problema tecnico viene notevolmente minimizzato.

Si è entrati in maggior profondità di trattazione sia sotto il profilo qualitativo che quantitativo delle ceneri perché il loro smaltimento può incidere notevolmente nel bilancio economico dell'impianto. Per questo motivo è fondamentale cercare di minimizzare i quantitativi di ceneri da destinare allo smaltimento. Per normativa lo smaltimento è in discariche per rifiuti non pericolosi; tal volta può verificarsi il caso in cui il contenuto degli Idrocarburi Policiclici Aromatici analizzato nel campione di cenere è elevato allora l'intera partita deve essere smaltita in discariche per rifiuti pericolosi tramutandosi in un'ulteriore aggravio economico di smaltimento a carico dell'impianto.

L'aspetto ambientale relativo alla gestione delle ceneri riguarda la qualità di queste in termini di contenuto di metalli pesanti (cadmio, piombo, mercurio). Questi elementi possono ritrovarsi nel terreno come risultanza di fattori di pressione ambientale naturale o antropica (trasporti, processi termici) ed essere assorbiti dalla pianta durante la sua naturale crescita. In questo caso le ceneri, derivanti dall'utilizzo energetico da biomasse, andrebbero prima analizzate e caratterizzate per decidere se restituirle al terreno (nel caso risultino esenti da contaminazioni) oppure smaltirle per altra via.

Nonostante oggi la soluzione principale adottata dalla maggior parte delle centrali a biomassa è sotterrare questi sottoprodotti della filiera ligno-cellulosica, le ceneri possono essere recuperate. Ad esempio si sono riscontrate alcune esperienze di utilizzo per riempimenti stradali (ad es. nel Crotonese) e un modesto utilizzo nella produzione di fertilizzanti (ad es. nell'area della provincia di Torino). Inoltre merita essere menzionato il progetto, se pur datato, "BIOCEN" portato avanti dalla Regione Lombardia (RegioneLombardia, 2003), con il quale si vuole cercare di proporre una possibile "chiusura" del ciclo biomassa-ceneri, prevedendo il reintegro delle ceneri, che dimostrano di possedere i requisiti chimici necessari, direttamente su suolo agricolo o forestale.

In questo modo si realizzerebbe l'implementazione a livello Regionale/Nazionale di una filiera strutturata in cui i vari attori del settore biomassa (produttori/fornitori biomassa, produttori energia e ceneri), interagiscano e si integrino con appositi accordi di programma quali strumenti di concertazione e cooperazione dei soggetti pubblici e privati coinvolti, così come fortemente sollecitato dalla Commissione Europea nell'ambito del *Quinto e Sesto Programma di Azione*, per meglio corrispondere alle necessità di una più efficace azione in campo ambientale-energetico (schema riportato in figura 62).

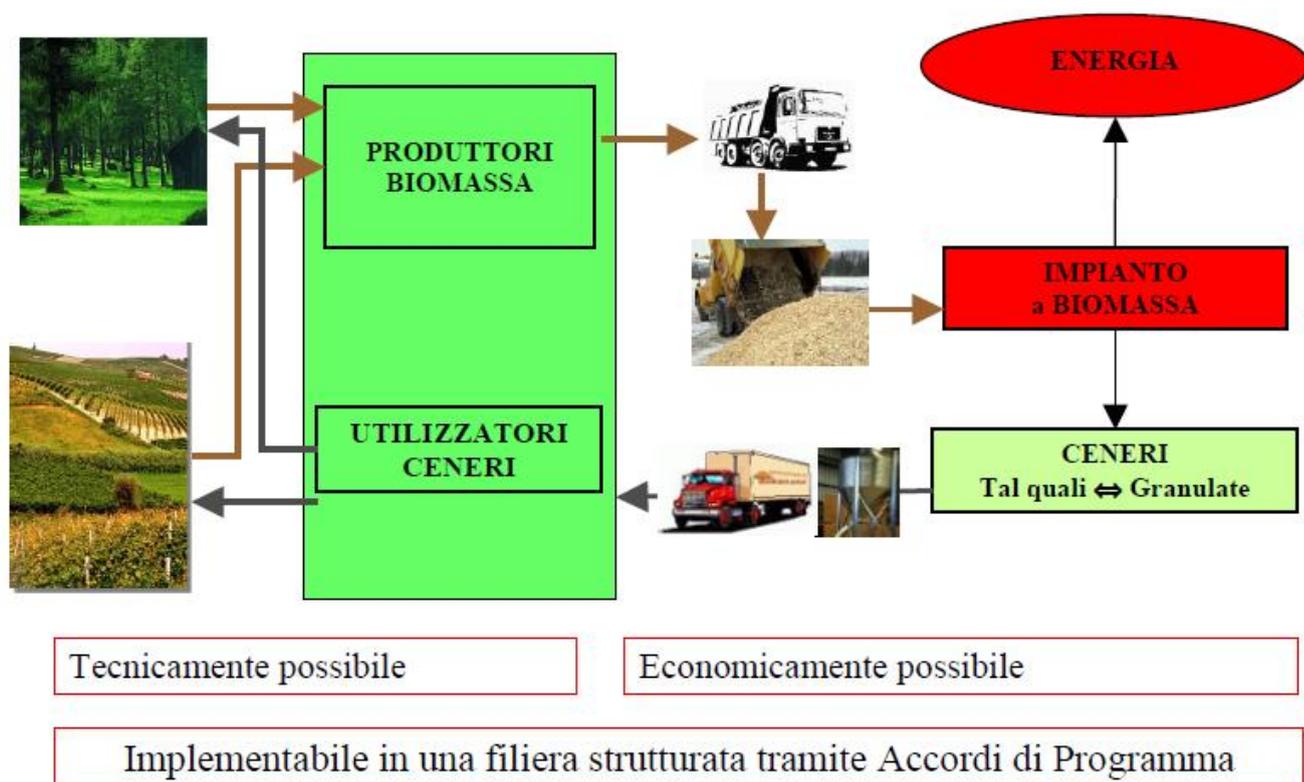


Figura 62 - Schema riassuntivo della filiera di riutilizzo delle ceneri [Biocen, 2003]

In particolare i risultati ottenuti dal progetto BIOCEN analizzando campioni di ceneri prelevati da più centrali, funzionanti anche con diverse tecnologie e tipologie di biomassa, sinteticamente affermano che:

- non sono stati riscontrati fenomeni di arricchimento in metalli pesanti nel passaggio dalla biomassa alle ceneri, a causa di eventuali rilasci di componenti dell'impianto;
- il suolo italiano, da un punto di vista chimico, fisico e microbiologico è in grado di ricevere elevate quantità di cenere (5 t/ha) senza subire conseguenze negative. Anzi, in alcuni casi l'apporto di cenere contribuisce a migliorarne alcune caratteristiche (corregge il pH e migliora la struttura).

Ecco che da un punto di vista strettamente agronomico è consigliabile spandere fino a 1 t/ha di cenere, con tale quantità si apporta la giusta dose di elementi nutritivi e si riesce a valorizzare la cenere prodotta annualmente da un impianto di medie-grandi dimensioni nei soli territori limitrofi all'impianto stesso.

La dose indicata è stata definita tenendo conto sia del contenuto di elementi nutritivi delle ceneri sia del loro contenuto in metalli pesanti. I risultati conclusivi dell'analisi di differenti filiere di spandimento delle ceneri è riportato in tabella 12.

Filiera	Condizione di convenienza economica (in caso di spandimento di 1 t/ha)
Prato stabile	Vantaggioso
Frutteto	Competitivo
Vigneto	Competitivo
Bosco	Non Competitivo
Piste da sci	Non Competitivo

Tabella 12 - Risultati analisi di sostenibilità economica delle filiere [Biocen, 2003]

Da questa si evidenzia come alcune soluzioni siano *vantaggiose* rispetto all'attuale situazione (i costi sono nettamente inferiori a quelli del conferimento in discarica), altre sembrano essere *competitive* in termini di sostenibilità economica (i costi sono quindi simili a quelli del conferimento in discarica), altre invece sono nettamente *non competitive*, anche se molto interessanti da un punto di vista tecnico/agronomico.

Il problema legato alla fattibilità di realizzazione di questo recupero di ceneri è dovuto alla carenza nella normativa: non esiste una normativa che attualmente regoli dettagliatamente queste nozioni.

In conclusione, e nel concreto, la valorizzazione agronomica delle ceneri da biomassa è un sistema efficiente e sostenibile che può essere immediatamente applicabile qualora si riescano a superare le barriere tecniche e normative.



Figura 63 - Progetto BIO-CEN per la valorizzazione delle ceneri di combustione [Regione Lombardia, 2003]

## **4° Capitolo: Applicazioni per recuperare contenuto energetico**

### **4.1 Le stufe a legna, pellet e cippato**

La biomassa costituisce uno stoccaggio di energia che viene liberata nel momento della termovalorizzazione. Il suo problema rispetto a tutti gli altri combustibili solidi è la bassa densità energetica che ha il cippato sfuso a tal proposito può essere conveniente 'densificarlo', ovvero aumentare il contenuto energetico su unità di volume. L'interesse di questo trattamento è direttamente correlato agli aspetti tecnici delle operazioni di stoccaggio e/o di trasporto della biomassa, dato che più spazio occupano le biomasse più alti saranno i costi di gestione. Basti pensare che la massa volumica sterica del materiale ligno-cellulosico varia da valori di 50-70 kg/m<sup>3</sup> per residui di potature sfusi, ai 200-300 kg/m<sup>3</sup> per un cumulo di cippato mentre col pellet si riescono a raggiungere valori di 800-900 kg/m<sup>3</sup>.

Il pellet, in linea di principio è ottenibile da qualsiasi matrice legnosa fatto salvo che la qualità del materiale ottenuto sia conforme ai requisiti per poter essere convenientemente impiegato come combustibile: un elevato contenuto di ceneri rende il pellet poco appetibile poiché intasa in breve tempo il crogiolo di raccolta ceneri e ha minor resa energetica.

Per questi motivi il pellet deriva principalmente da segatura e può essere di diversa qualità a seconda del contenuto in cenere e dalla fusibilità delle stesse. Il pellet è ottenuto per estrusione della biomassa ligno-cellulosica, tecnica che prevede di inserire il cippato tra due cilindri di diverso diametro ruotanti in senso opposto.

La segatura di legno è costretta a passare attraverso piccoli fori e per semplice attrito, si raggiungono alte temperature alle quali la lignina plasticizza.

Il materiale rimane per alcuni secondi in uno stato prossimo alla fusione che garantisce la sterilizzazione del prodotto, in quanto vengono uccisi germi e batteri, responsabili di cattivi odori e processi fermentativi. Il materiale così ottenuto gode, oltre che di una elevata densità energetica, di una buona stabilità alla degradazione e decomposizione.

Segue in figura 64 lo schema che illustra le diverse fasi che permettono a dei trucioli di diventare dei pellet.

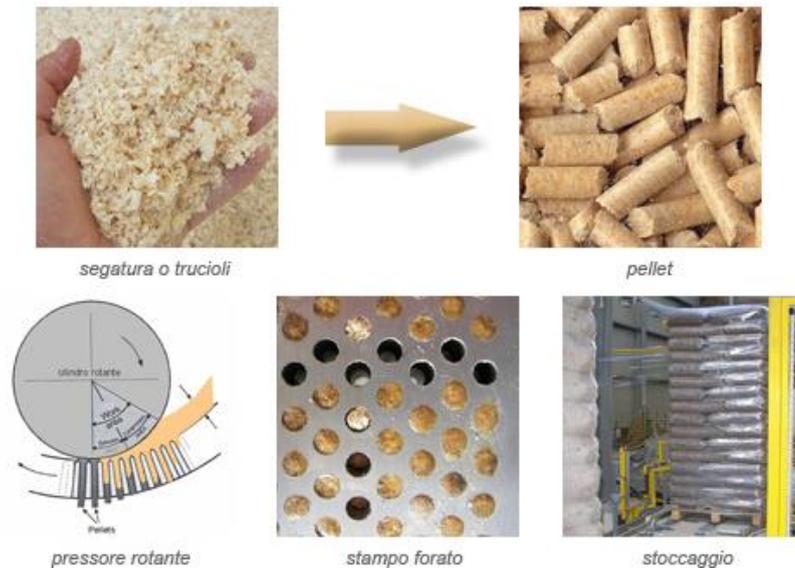


Figura 64 - Processo di produzione del pellet [Filiera Pellet, 2008]

Un processo analogo alla pellettizzazione è il bricchettaggio da cui si ottengono le bricchette: estrusi di materiali eterogenei, estremamente compatti. Si tratta di un prodotto inerte, stoccabile all'aperto in massima sicurezza che non produce rilasci di alcun tipo. Elimina perciò i maleodori, i rilasci di percolati, i rilasci di biogas e non risulta essere appetibile da animali, è stabile per tempo illimitato.

Il bricchettaggio è una versione di pellettizzazione di un ordine superiore poiché ha ancora più alta densità energetica che si aggira tra 1100-1400 kg/m<sup>3</sup> (da cui la specifica di High Density), però più dispendioso il che lo rende di scarso interesse come produzione di combustibile alternativo, ma estremamente apprezzabile al fine dell'inertizzazione della biomassa.

In quest'ultimo caso lo scarto deprivato della presenza di eventuali ingombranti viene: tritato, macinato, deferrizzato, inertizzato, essiccato (per portare il prodotto al 10-12 % di umidità) ed infine efficacemente pressato per mezzo di cilindri. Nella figura 65 è mostrata una tipica macchina bricchettatrice.



Figura 65 - Impianto di bricchettatura [Filiera Pellet, 2008]

Le **stufe a legna** (fig. 66) rappresentano un'ottima soluzione alternativa, nell'ambito del riscaldamento a biomassa, rispetto al tradizionale riscaldamento a gas o gasolio. Ideali soprattutto in quelle zone rurali, di collina o di montagna dove l'abbondanza della legna non rappresenta un problema per l'approvvigionamento.

Hanno visto uno sviluppo teso a migliorarne il rendimento. Oggi ci sono stufe a legna con un rendimento superiore al 90% che permette di valutare positivamente questo sistema come sistema di riscaldamento principale grazie anche alle potenze termiche comprese tra i 20 e i 60 kW.



Figura 66 - Stufe a legna [Green Style, 2011]

Le **stufe a combustione a fiamma inversa** (fig. 67), permettono un consumo graduale della legna a vantaggio di una lunga autonomia. Fumi e gas, anziché uscire direttamente dal camino, sono forzati a passare attraverso il bruciatore incandescente, dove, incendiandosi, sviluppano ulteriore calore che viene sfruttato, riducendo al minimo i residui di combustione a vantaggio di un elevato rendimento. Vi sono modelli di stufe con ventilatore premente posto nella parte anteriore. L'aria comburente viene spinta in camera e la combustione è pressurizzata. All'apertura della porta di carico, il fumo viene deviato e, per effetto del tiraggio naturale, aspirato direttamente dalla canna fumaria. Nei modelli dotati di ventilatore in aspirazione, l'aria comburente viene aspirata e la combustione avviene in depressione. All'apertura della porta di carico, l'aspiratore entra in funzione e convoglia, forzatamente, il fumo alla canna fumaria. Il quadro elettronico di controllo della stufa può essere configurato per la gestione di boiler, puffer, solare termico.

La legna ha una resa termica importante, che viene ottimizzata al massimo nelle attuali stufe, prodotte con criteri d'avanguardia e che richiedono una minima manutenzione per il funzionamento. L'impatto ambientale è nullo, perché l'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera corrisponde circa a quella assorbita dall'albero, durante la sua crescita. Buona parte della legna proviene dai boschi e questo implica una cura del territorio costante e professionale con la conseguente crescita

dell'economia nazionale e del lavoro, che rende l'approvvigionamento della legna indipendente dalle forniture estere.



Figura 67 - Le stufe a combustione a fiamma inversa [Brillo Italia, 2011]

Le **stufe a cippato** (fig. 68) sono, in genere, con caricamento e gestione completamente automatizzata e utilizzano un combustibile economico come il cippato, un macinato di legno (cioè legno sminuzzato) che occupa circa tre volte lo spazio occupato dal pellet o dai bricchetti. La combustione del cippato avviene su bruciatori a griglia alimentati in continuo da meccanismi a vite senza fine. Nelle stufe più evolute il flusso del cippato e la combustione sono regolati in continuo con sistemi di tipo elettronico in base alle richieste di energia, alla temperatura voluta del fluido e alla percentuale di ossigeno presente nei fumi. In alcuni modelli esiste la funzione “mantenimento delle braci”. Serve, nelle pause di funzionamento, a mantenere in caldaia una piccola quantità di braci per poter consentire il rapido riavvio dell'impianto. Va considerato che per lo stoccaggio del cippato è richiesto un apposito locale accessibile ai mezzi di trasporto.

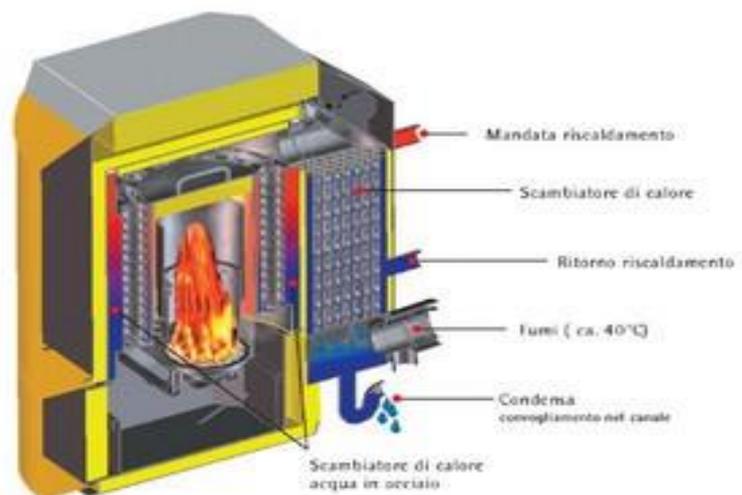


Figura 68 - Le stufe a cippato [Hargassnger, 2010]

Le **stufe a pellets** (fig. 69) ideali per il riscaldamento moderno, come le stufe a legna, sono ecocompatibili e rispettose dell'ambiente. Offrono il vantaggio non indifferente di utilizzare un combustibile prodotto industrialmente e per tale motivo standardizzato. L'umidità, sempre inferiore al 10%, la massa volumica di 650 kg per metro cubo, la provenienza della materia prima sempre da materiale vergine e senza corteccia, la minore quantità di ceneri residue e la possibilità di una gestione completamente automatizzata fanno preferire questo genere di prodotto.

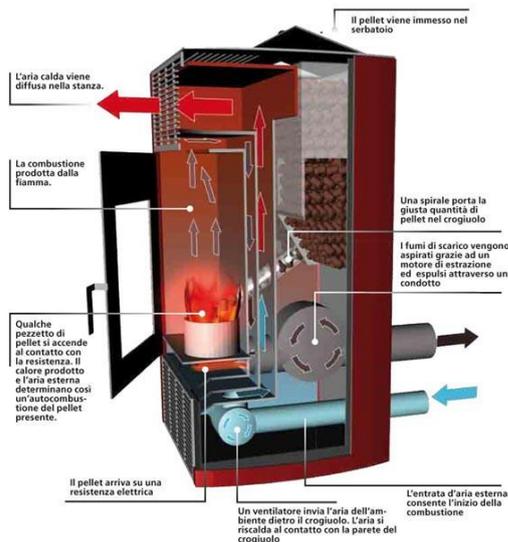


Figura 69 - Le stufe a pellets [Hargassnger, 2010]

Sono poi apparse di recente le prime **stufe a pellet a condensazione** che permettono un ulteriore risparmio del 15% di combustibile rispetto ad una caldaia a pellet tradizionale.

Infatti, nella stufe a condensazione, prima di essere espulsi, i gas residui della combustione attraversano uno scambiatore di calore, all'interno del quale il vapore acqueo condensa, cedendo parte del calore latente di condensazione all'acqua del circuito primario. Le caldaie a condensazione esprimono il massimo delle prestazioni quando vengono utilizzate con impianti di riscaldamento a bassa temperatura (30-50°C).



Figura 70 - Le stufe ad accumulazione (vista esterna) [Dibaio, 2014]



Figura 71 - Le stufe ad accumulazione (vista interna) [Artistica Marmi, 2014]

Le **stufe ad accumulo**, (fig.re 70 e 71) sfruttano i principi della stufa in ceramica o maiolica, accumulano cioè il calore per poi trasmetterlo lentamente e costantemente nell'ambiente per molte ore. Hanno una camera di combustione, quasi sempre in refrattario o in ghisa, dove viene prodotto il calore dalla combustione della legna. Il calore viene trasmesso alle pareti le quali hanno una notevole massa che consente di accumulare una grande quantità di calore che viene poi restituita lentamente all'ambiente circostante. A tale proposito è fondamentale la capacità termica dei materiali, vale a dire la capacità di trattenere il calore all'interno delle proprie molecole senza trasmetterlo immediatamente all'ambiente circostante. Un materiale con un'elevata capacità termica provoca inerzia termica, cioè la sua capacità di opporsi al passaggio del flusso di calore e di assorbirne una quota, senza rilasciarlo in maniera immediata e contribuendo al contenimento delle oscillazioni della temperatura interna.

Questa proprietà permette ai sistemi ad accumulo di conservare il calore per un lungo periodo, rilasciandolo lentamente. Il calore che viene così ceduto è percepito come caldo gradevole grazie proprio alla sua elevata percentuale di radiazione. La stufa tradizionale, in ceramica o maiolica, è composta da una camera di combustione, in mattoni refrattari, alla quale sono collegati i giri di fumo. Il refrattario viene riscaldato dalla combustione della legna grazie anche ai gas caldi che scorrono attraverso i condotti fumari ed il calore viene quindi ceduto al materiale refrattario. Il materiale refrattario accumula il calore e lo irradia lentamente nell'ambiente circostante. Con una combustione di circa 1 ora e grazie alla chiusura ermetica della camera di combustione, la stufa in ceramica può riscaldare un locale per oltre 20 ore.

## 4.2 Ciclo Rankine

Per sfruttare l'energia termica liberata dalla combustione in caldaia si utilizzano cicli termodinamici, in particolare il più frequente è il ben noto Ciclo Rankine. In figura 72 è riportato il suo schema di funzionamento che coincide con quello di un tipico impianto a vapore.

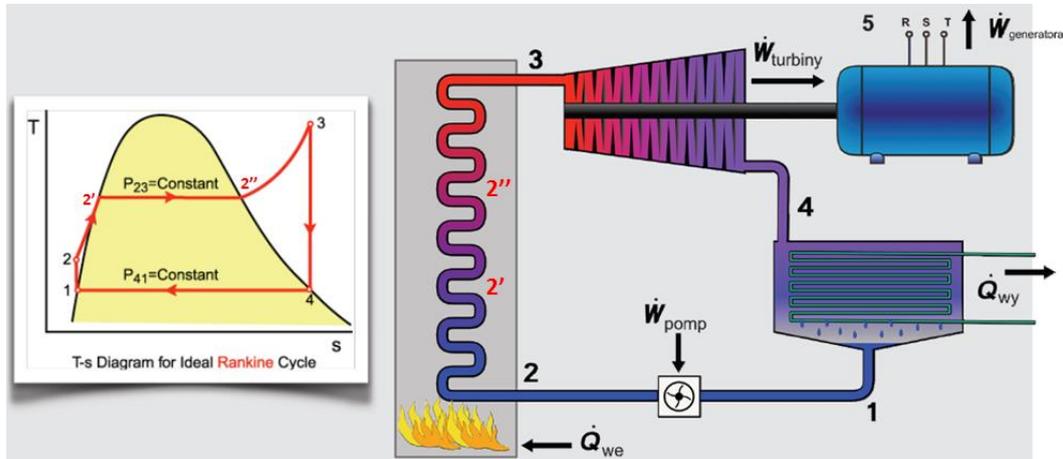


Figura 72 - Schema ciclo Rankine e lay-out impiantistico [Enipower, 2009]

Il fluido generalmente usato in impianti di questo tipo è l'acqua: dato che il ciclo usa il vapore d'acqua in quasi tutte le sue fasi, si parla di impianto a vapore.

Il punto di partenza del ciclo è il fluido in condizioni di liquido saturo, tale fluido viene prelevato dal condensatore, alla temperatura  $T_1$  ed alla pressione  $p_1$  di saturazione relativa a tale temperatura (*stato 1*). Il fluido passa nella pompa, nella quale, spendendo una certa quantità di lavoro, esso viene compresso, in modo adiabatico reversibile (*trasformazione 1-2*), fino alla pressione  $p_2$ : tale compressione ha l'effetto di produrre liquido non più saturo (*stato 2*). Il liquido viene poi portato nella caldaia, nella quale subisce tre trasformazioni successive:

1. economizzatore: viene pre-riscaldato, a pressione costante, fino alla temperatura  $T_2$ ,
2. evaporatore: provvede alla vaporizzazione del liquido (*trasformazione 2'-2''*),
3. surriscaldatore: il vapore saturo viene surriscaldato fino alla temperatura  $T_3$  (*stato 3*).

Il vapore ottenuto viene quindi inviato alla turbina, all'interno della quale espande fino alla pressione  $p_4$  (*stato 4*): questa è la fase in cui viene prodotta energia meccanica, la quale viene generalmente convertita in energia elettrica da un apposito generatore. Si può inoltre ritenere che l'espansione sia adiabatica reversibile: questo perché la velocità del processo di espansione è decisamente maggiore della velocità con cui avvengono i processi di scambio termico.

Dallo stato 4, che generalmente corrisponde a condizioni di vapore saturo umido con valore del titolo molto prossimo all'unità (cioè la miscela contiene quasi essenzialmente vapore), l'acqua torna nel condensatore (il calore viene sottratto al vapore per trasformarlo in acqua liquida) dove, tramite

una sottrazione di calore a pressione costante, torna nello stato iniziale per poi riprendere nuovamente il ciclo.

La sottrazione di calore avviene mediante una sorgente a temperatura più bassa rispetto a quella del vapore: tale sorgente è generalmente costituita dall'ambiente esterno, che può essere l'aria oppure l'acqua. Tipico è, per esempio, il caso delle vecchie locomotive a vapore, in cui è l'ambiente esterno a comportarsi da condensatore. C'è però da fare una osservazione in proposito: infatti, la presenza dell'ambiente esterno nel ciclo dovrebbe indicare che il ciclo è aperto, mentre invece noi facciamo l'ipotesi che il ciclo sia comunque chiuso.

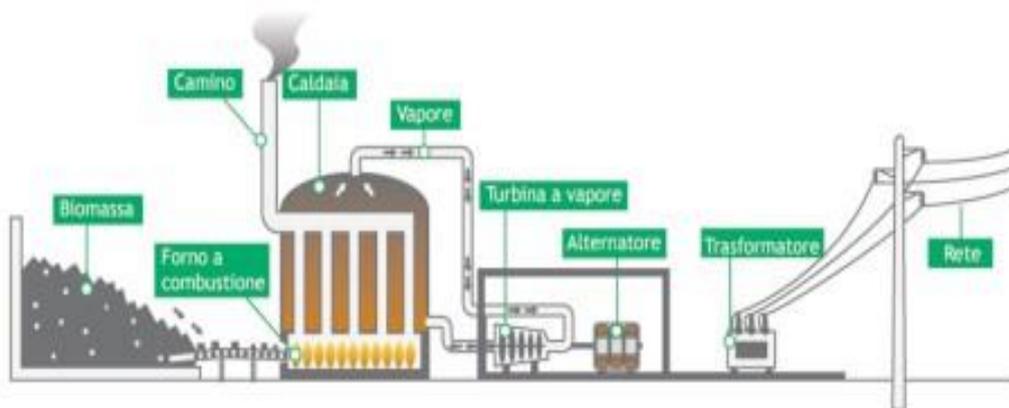


Figura 73 – Schema d'impianto caldaia a vapore [Enipower, 2009]

In un impianto a vapore alimentato a biomassa legnosa le fasi sono le stesse del ciclo Rankine, cambia solamente il tipo di combustibile che alimenta la caldaia. Tali sistemi possono funzionare in regime cogenerativo: il vapore in uscita dalla turbina ha una temperatura ancora piuttosto elevata e quindi può essere recuperato e inviato ad uno scambiatore dove cede calore al fluido termovettore. In questo modo si ha da una parte la produzione di energia elettrica e dall'altra il recupero del calore per soddisfare le richieste di energia termica delle utenze allacciate alla rete.

È indicata in quelle realtà dove c'è una forte richiesta di energia termica sotto forma di vapore. Infatti comporta rendimenti elettrici attorno al 15% accompagnati da rendimenti termici del 60-70%. Vengono usate soprattutto per il teleriscaldamento e hanno il pregio di poter usare qualsiasi tipo di combustibile in quanto la macchina motrice non è direttamente coinvolta con i prodotti della combustione. Ciò è molto conveniente perché non pone vincoli sulle dimensioni, sulla tipologia o sulla provenienza della biomassa. In linea generale, per ottenere alte efficienze elettriche è necessario alimentare la turbina con vapore ad alta pressione, ma il funzionamento in tali punti richiede macchinari altamente resistenti e quindi costi elevati soprattutto nel caso di turbine di piccola potenza. I sistemi termoelettrici a vapore sono infatti soggetti a significativi effetti di scala per quanto riguarda i costi di impianto, e questo limita le applicazioni a taglie di potenza tipicamente non inferiori a 3 MW<sub>e</sub>. In particolare in impianti di piccola e media taglia, a causa di

limitazioni legate principalmente ai costi elevati, si utilizzano turbine a singolo stadio o con pochi stadi che permettono di elaborare salti di entalpia e pressione piuttosto modesti, con conseguenti bassi rendimenti elettrici.

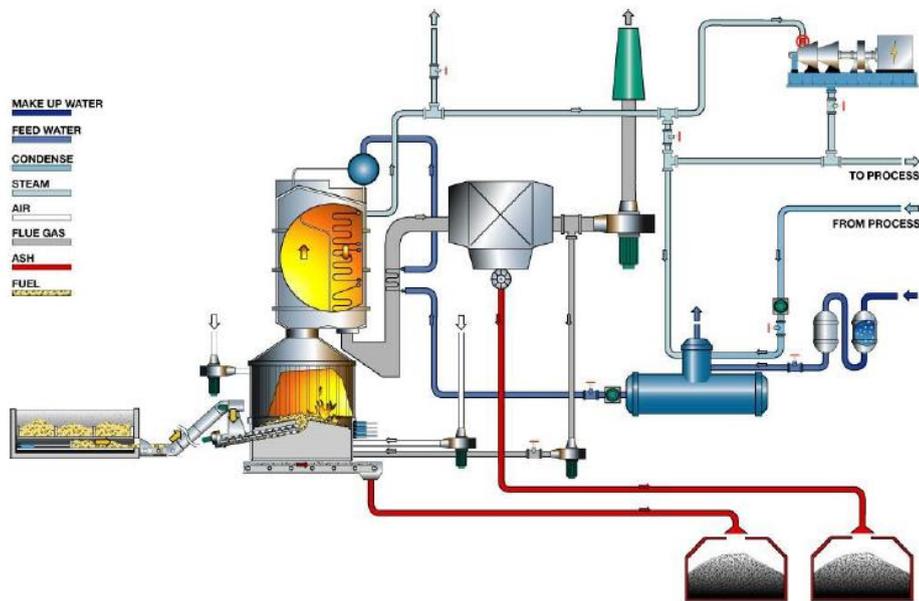


Figura 74 - Impianto a biomassa a combustione diretta (2,6 MWe e 21 MWt, vapore per processo a 4 bar) [Pcfarina, 2011]

Impianti di taglia superiore utilizzano turbine a vapore a più stadi che permettono di elaborare elevati salti di entalpia e pressione con alti rendimenti elettrici, anche superiori al 30% quando lavorano in assetto non cogenerativo. Le turbine a vapore presentano una scarsa flessibilità e, nella pratica, vengono progettate in base alle richieste di energia. In tutti i casi ci sono molti fattori da valutare per una corretta stima del rendimento. Tra questi, ad esempio, ci si riferisce al carico di lavoro dell'impianto, nominale o ridotto, le temperature raggiunte e le pressioni interne alle macchine, parametri che, oltre sulle performance, incidono anche sui costi.

Si ricorda che questi tipi di impianto possono essere accoppiati anche a valle di gassificatori per permettere la combustione diretta del gas (syngas) così come prodotto, oppure dopo trattamenti non particolarmente spinti, in caldaia. I rendimenti nettamente superiori ottenibili utilizzando syngas con tecnologie alternative, come i motori a combustione interna, hanno portato all'abbandono di tale scelta impiantistica. Tecnologie più innovative adottano cicli combinati, che utilizzano una turbina a gas e un ciclo a vapore alimentato dai gas di scarico del turbogas. Per alimentare questo tipo d'impianto con biomasse, le stesse vengono gassificate e depurate: i gas così prodotti alimentano la camera di combustione della turbina a gas. Il rendimento elettrico può raggiungere il 40%. La biomassa, inoltre, può essere convertita in energia elettrica anche in centrali tradizionali alimentate con combustibile fossile, sostituendo una frazione di questo con biomassa ("co-combustione").

### 4.3 Organic Rankine Cycle (ORC)

Il ciclo Rankine a fluido organico (ORC) è simile a quello utilizzato da una tradizionale turbina a vapore, eccetto per il fluido di lavoro che, in questo caso, è un fluido organico con elevata massa molecolare. Mentre il ciclo Rankine a vapore è efficiente in realizzazioni di grande taglia ( $> 5 \text{ MW}_e$ ), nelle centrali di piccole dimensioni (peraltro piuttosto rare quando l'impianto è progettato per produrre prevalentemente energia elettrica) esso presenta un decadimento estremamente marcato delle prestazioni. In queste applicazioni si predilige quindi la tecnologia più recente ed innovativa rappresentata dall'ORC, che risulta particolarmente adatto ad impianti con taglie tra 0.3 e 1.5  $\text{MW}_e$ . Tuttavia esistono alcuni casi di impianti con potenza nominale di 3  $\text{MW}_e$  realizzati con due sistemi ORC in parallelo.

Gli impianti ORC (Turboden, 2015) sono sistemi che permettono la produzione contemporanea di energia elettrica e termica messa a disposizione sotto forma di acqua alla temperatura di 60-90°C.

Nel ciclo ideale, l'espansione è isoentropica mentre i processi di condensazione ed evaporazione sono isobari. Nel ciclo reale, la presenza delle irreversibilità abbassa l'efficienza del ciclo. Queste irreversibilità principalmente si manifestano:

- durante l'espansione: solo una parte dell'energia recuperabile dalla differenza di pressione è trasformata in lavoro utile. L'altra parte è convertita in calore ed è perduta. L'efficienza dell'espansore è definita dal confronto con un'espansione isoentropica.
- negli scambiatori di calore: il moto turbolento del fluido di lavoro che da un lato assicura un buono scambio termico dall'altra causa delle cadute di pressione e quindi un basso ammontare di potenza recuperabile dal ciclo.

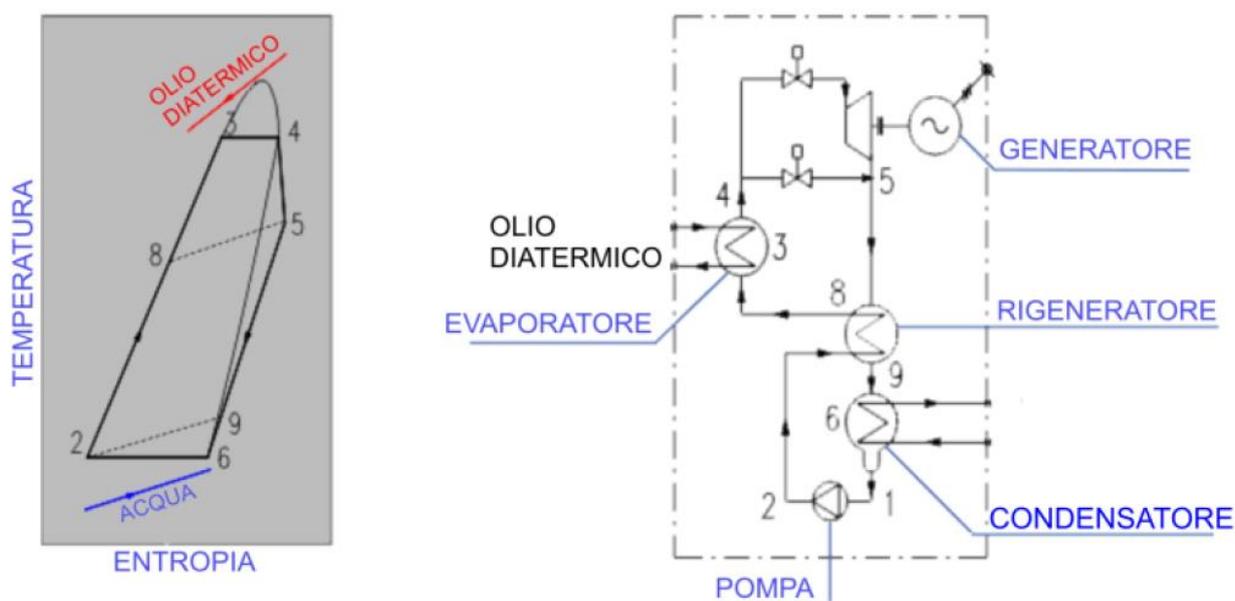


Figura 75 - Processo termodinamico e componenti dell'impianto ORC [Turboden, 2015]

Il componente chiave in questo sistema di cogenerazione che utilizza biomassa è il turbogeneratore ORC, che permette di generare elettricità con una buona resa ed efficienza dall'olio diatermico ad una temperatura di 300°C. Il turbogeneratore usa l'olio diatermico ad alta temperatura per preriscaldare e vaporizzare un fluido organico (olio a base di silicone) nell'evaporatore (8 → 3 → 4).

L'olio diatermico utilizzato come fluido intermedio per la cessione del calore offre numerosi vantaggi, tra cui bassa pressione nella caldaia, elevata inerzia termica e quindi stabilità nei cambiamenti di carico, regolazione e controllo semplici e sicuri. Inoltre, mediando la trasmissione del calore, evita che la fiamma in caldaia entri in contatto diretto con il fluido organico, prevenendone possibili surriscaldamenti evitandone una sua possibile degradazione. Il vapore del fluido organico aziona la turbina (4 → 5), che è direttamente accoppiata al generatore elettrico attraverso un giunto elastico.

Il vapore esausto attraversa il rigeneratore (5 → 9) dove rilascia calore al liquido organico (2 → 8). Il vapore è allora condensato nel condensatore da un flusso d'acqua (9 → 6 → 1).

Il liquido del fluido organico è finalmente pompato (1 → 2) al rigeneratore e quindi all'evaporatore completando la sequenza delle operazioni nel circuito ad anello chiuso. L'utilizzo del rigeneratore non è strettamente necessario, ma permette un aumento del rendimento dell'impianto.

Possibili applicazioni, per l'ORC sono:

- impianti di produzione energetica a biomassa;
- recupero di calore perduto da processi industriali;
- recupero da motori a combustione interna;
- impianti geotermici;
- solare termico.

Essendo la biomassa una risorsa disponibile in tutto il mondo, essa può essere utilizzata per la produzione di elettricità su impianti di taglia media e piccola. Il problema degli elevati costi d'investimento degli apparati come le caldaie a vapore, nel classico ciclo Rankine a vapore, sono superate dalle basse pressioni di lavoro negli impianti di potenza ORC. Inoltre il processo ORC necessita di piccole quantità di combustibile in ingresso e questo facilita la diffusione d'impianti di questo tipo. La selezione del fluido di lavoro è d'importanza chiave nei cicli Rankine a bassa temperatura. Grazie alla bassa temperatura le inefficienze di trasferimento del calore sono molto basse. Quest'ultime dipendono fortemente dalle caratteristiche termodinamiche del fluido e dalle sue condizioni operative. Al fine di recuperare il più possibile calore, il fluido deve avere una temperatura di ebollizione più bassa dell'acqua. Refrigeranti e idrocarburi sono i due componenti più comunemente usati. Caratteristiche ottimali del fluido di lavoro sono:

- mancato surriscaldamento: poiché lo scopo dell'ORC è recuperare calore da basse temperature, un approccio a surriscaldamento come il tradizionale ciclo Rankine non risulta appropriato;
- basso punto di congelamento, alta stabilità della temperatura: a differenza dell'acqua, i fluidi organici abitualmente soffrono di deterioramento e decomposizione chimica a elevate temperature. La temperatura della sorgente calda è pertanto limitata dalla stabilità chimica del fluido di lavoro. Il punto di congelamento deve certamente essere inferiore al più basso valore di temperatura presente nel ciclo;
- elevata densità e calore di vaporizzazione: un fluido con un'elevata densità ed elevato calore latente assorbe più energia dalla sorgente nell'evaporatore e perciò riduce la portata richiesta, la taglia dell'impianto e i consumi della pompa;
- permette di ridurre la velocità di rotazione della turbina e una connessione diretta al generatore.
- basso impatto ambientale: in termini di potenziale riscaldamento globale e in caso di una fuoriuscita accidentale del fluido di lavoro;
- sicurezza: il fluido è non corrosivo e non tossico;
- basso costo e buona disponibilità.

Altra caratteristica peculiare dei fluidi impiegati nei cicli ORC è quella di essere "fluidi secchi" cioè caratterizzati da una pendenza positiva della curva del vapore saturo (fig. 75).

Questo permette di avere un vapore surriscaldato a fine espansione anche partendo dalla curva del vapore saturo, con il vantaggio di assenza di condensa in turbina e la conseguente preservazione delle parti a contatto con il fluido dalla erosione. La scelta del fluido organico da impiegare, per ottimizzare il rendimento del ciclo termodinamico, è effettuata in funzione della temperatura della sorgente termica a disposizione. Per lo stesso motivo, la turbina è generalmente progettata con riguardo al fluido elaborato.

Il vettore energetico utilizzato per la vaporizzazione del fluido organico è in genere olio diatermico (olio minerale, o sintetico per temperature oltre i 300°C), mentre per la condensazione è utilizzata acqua. L'utilizzo di olio diatermico consente inoltre di evitare l'impiego di caldaie ad alta pressione.

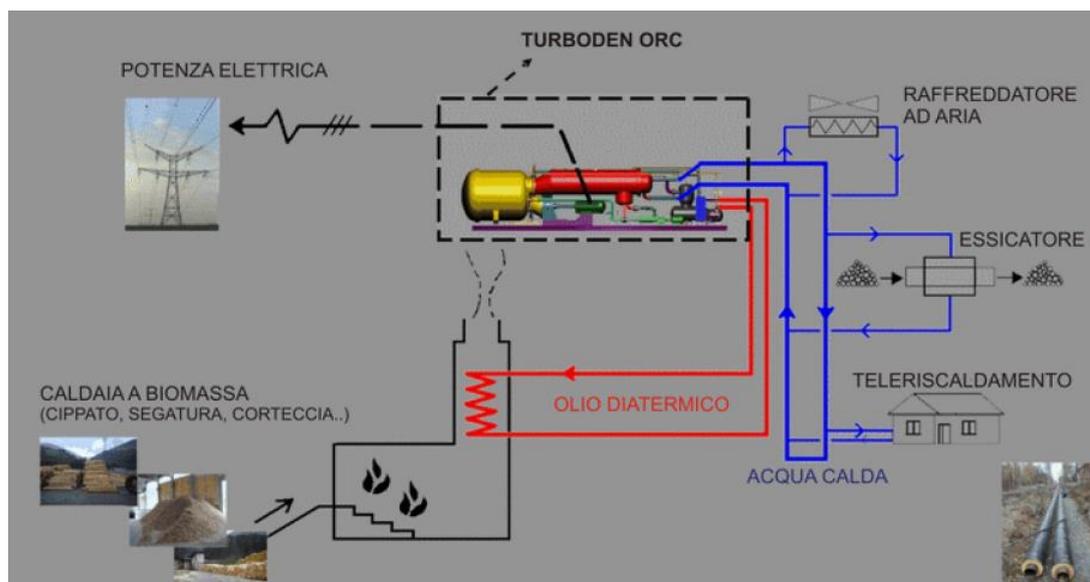


Figura 76 - Centrale a biomassa con potenza elettrica variabile nella fascia tra i 400-2500 kW [Turboden, 2015]

Con riferimento alla figura 76 un impianto di cogenerazione a biomasse con sistema ORC ed olio diatermico, è costituito dai componenti sotto elencati.

- **Vasca di stoccaggio della materia prima.** Deve essere grande abbastanza da poter garantire una certa autonomia di funzionamento. Inoltre deve essere costruita in cemento armato per isolare al meglio la biomassa e preservarla dal rischio di attacco da parte di microrganismi patogeni, oltre che ridurre al minimo il rischio di incendi.
- **Sistema di alimentazione della biomassa.** All'interno della vasca viene installato un sistema di estrazione idraulico a spintore che viene comandato direttamente dal quadro della caldaia in funzione delle sue necessità. Il materiale cade poi su un nastro trasportatore per essere convogliato direttamente all'interno del forno a griglia tramite un pistone idraulico.
- **Camera di combustione.** Essa può essere a griglia (fissa o mobile) oltre che a letto fluido. In genere si preferisce quella a griglia mobile per questioni legate al rendimento della combustione e alla pulizia della camera, che nel caso della griglia fissa risulta, per ovvi motivi individuati al paragrafo 3.2.1: "La combustione diretta".
- **Caldaia.** Nella parte alta della camera di combustione sono installati una serie di pannelli radianti costituiti da tanti piccoli tubicini avvolti spirale singola, costituenti lo scambiatore di calore tra i gas incandescenti di risulta dalla combustione e l'olio diatermico. Gli spazi tra una spirale e l'altra devono essere opportunamente progettati perché, se troppo stretti, possono diventare sede di accumulo delle polveri fini della combustione e limitare la superficie di scambio con conseguente riduzione dell'efficienza dello scambio stesso. La loro

forma, inoltre, è tale da consentire il passaggio dell'olio ad una velocità piuttosto sostenuta e tale da prevenire la formazione di zone surriscaldate e quindi il verificarsi dei ben noti fenomeni di cracking, con conseguente alterazione delle caratteristiche del fluido, compreso un accorciamento della sua durata (life time).

- **Sistema di circolazione dell'olio diatermico.** Tale sistema, a mezzo dell'olio diatermico, provvede al trasferimento del calore dalla caldaia al turbogeneratore ORC. In genere la circolazione dell'olio all'interno della caldaia (con velocità costante) è affidata a due pompe, di cui una in stand-by, che entra automaticamente in funzione nel caso in cui la prima non dovesse funzionare bene. Nel caso in cui dovesse verificarsi un blocco della rete elettrica, un sistema chiamato UPS (Uninterruptable Power System) provvede a fornire energia elettrica alle pompe. Al posto dell'UPS le pompe possono essere alimentate da un motore a combustione interna, ad esempio a diesel.
- **By-pass diretto di riscaldamento.** E' un sistema che consente il trasferimento dell'energia termica direttamente dal circuito dell'olio diatermico al circuito dell'acqua calda, quando non può essere prodotta energia elettrica. Ciò si verifica, ad esempio, nelle fasi di avviamento del generatore o nel caso in cui il generatore deve essere tenuto fuori servizio per una qualche ragione.
- **Il generatore ORC.** Spesso si parla di turbogeneratore ORC (fig.77). E' il componente chiave del sistema, che sfrutta l'energia termica a bassa temperatura (circa 300°C, in entrata) dell'olio diatermico per vaporizzare il fluido organico operante presente al suo interno e produrre energia elettrica con buona efficienza ed affidabilità. Si ricorda che l'energia termica non trasformata in energia meccanica dalla turbina, viene "scaricata" all'acqua attraverso un condensatore.

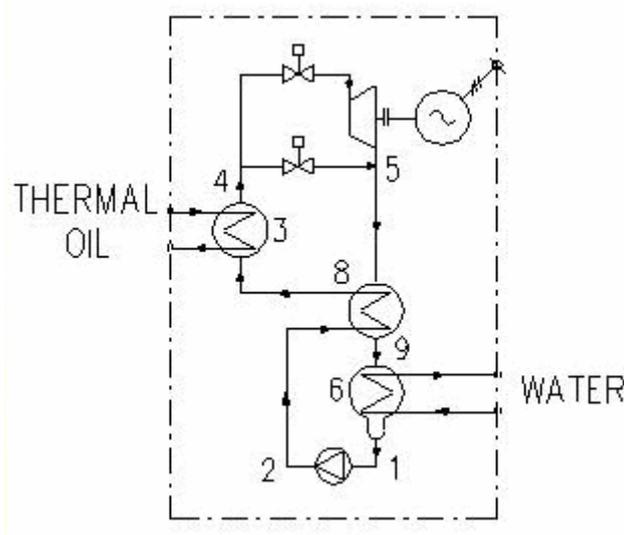


Figura 77 - Turbogeneratore ORC [Turboden, 2015]

Il passaggio di calore dall'olio diatermico al fluido operante avviene a livello di un secondo scambiatore di calore, che questa volta prende il nome di vaporizzatore, perché il fluido operante passa allo stato di vapore.

La funzione del rigeneratore è dunque quella di abbassare sensibilmente la temperatura del fluido vaporizzato, prima del suo passaggio attraverso il condensatore, in modo da conseguire due obiettivi:

- Fare in modo che il fluido riscaldi l'acqua ad una temperatura non troppo alta (max 90 °C) e adatta per essere impiegata nel riscaldamento di un distretto del calore;
- Fare in modo che il fluido operante, in uscita dal condensatore recuperi un po' di calore in modo tale che esso arrivi al vaporizzatore già preriscaldato. Ciò al fine di incrementare l'efficienza del ciclo termodinamico ed in generale di tutto il sistema.

Sempre ai fini del raggiungimento del massimo rendimento possibile si può utilizzare un **preriscaldatore** è installato nel caso in cui non è necessario, o non conveniente, riscaldare l'acqua più di quanto non faccia il condensatore (ad esempio nel caso in cui abbiamo bisogno di acqua a temperatura più bassa di 90°C). La sua funzione è quella di preriscaldare l'aria all'interno della camera di combustione, sempre al fine di incrementare al massimo il rendimento della caldaia. Tale sistema va molto bene in caso di biomassa molto umida e per ridurre il rischio di far innalzare troppo la temperatura al livello della griglia, per il cui raffreddamento può essere usato anche un sistema ad acqua fredda.

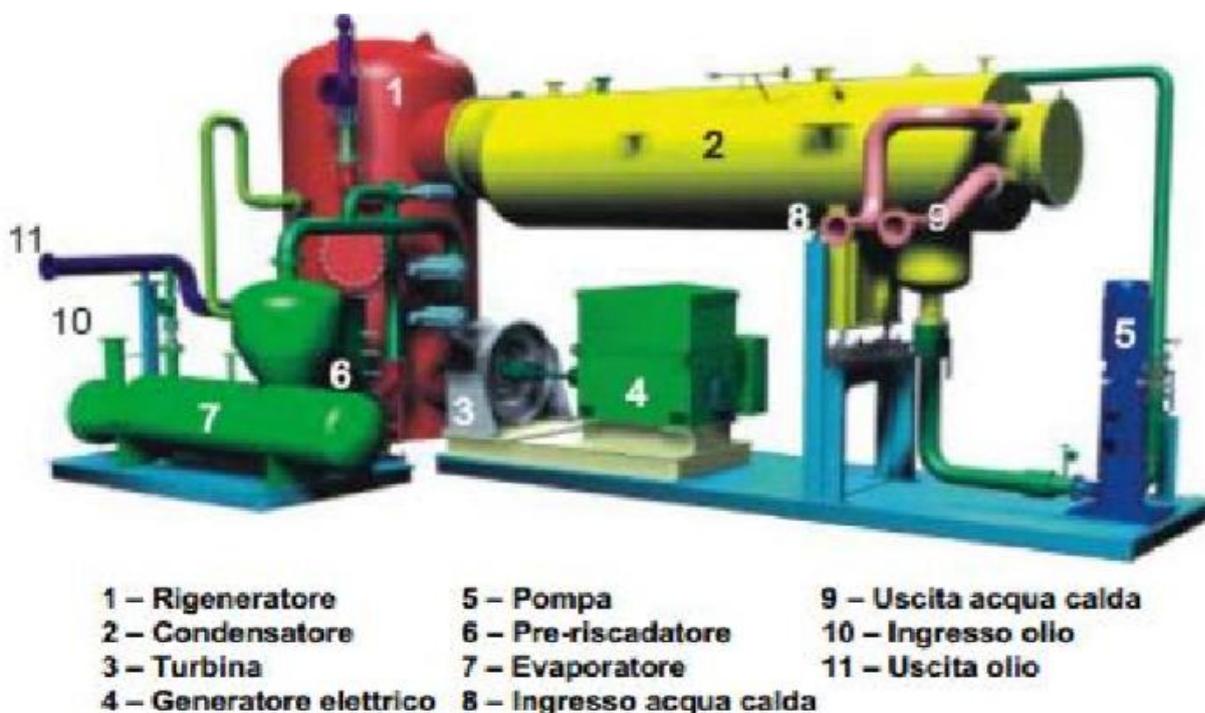


Figura 78 - Schema impianto ORC e illustrazione [Turboden, 2015]

## 4.4 Motore a combustione interna

I motori a combustione interna sono macchine termiche che generano energia meccanica attraverso la combustione della miscela aria-combustibile in un cilindro. L'energia liberata dalla combustione viene utilizzata per imprimere ad un pistone un moto alterno, convertito da un meccanismo biella-manovella nel moto rotatorio di un albero motore.

Si usa dividere i motori a combustione interna in due grandi categorie, in funzione del tipo di accensione:

- Accensione comandata a Scintilla (fig. 79) (McGraw-Hill, 2011) AS (spark ignition)
- Accensione per Compressione (fig. 80) (McGraw-Hill, 2011) AC (compression ignition).

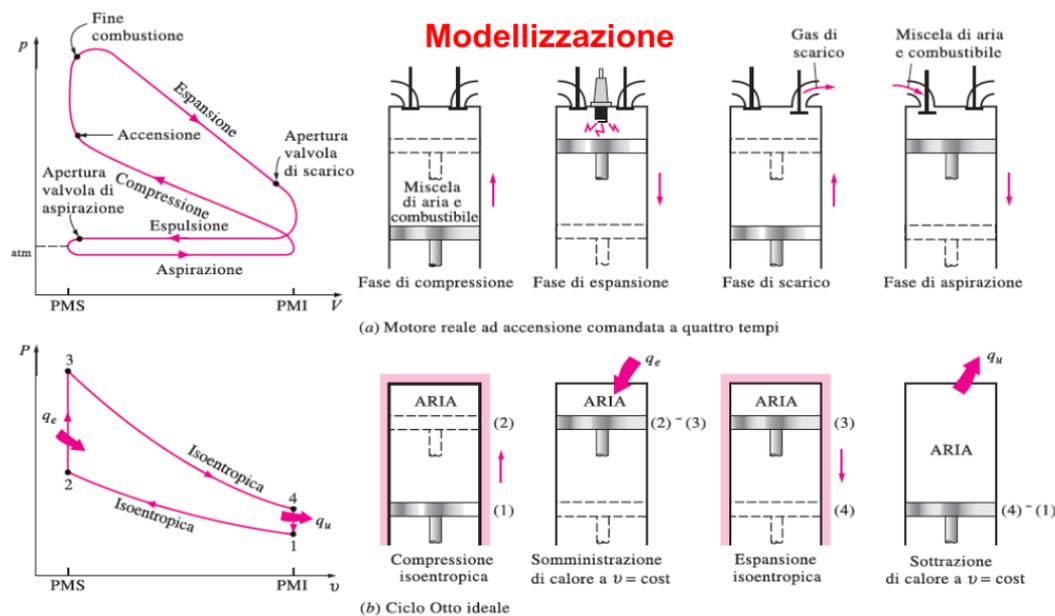


Figura 79 - In alto (a) ciclo benzina; in basso (b) schema ideale del ciclo [McGraw Hill, 2011]

A ciascuna delle due categorie si associa un ciclo termodinamico ideale:

- il ciclo Otto (combustione a volume costante),
- il ciclo Diesel (combustione a pressione costante).

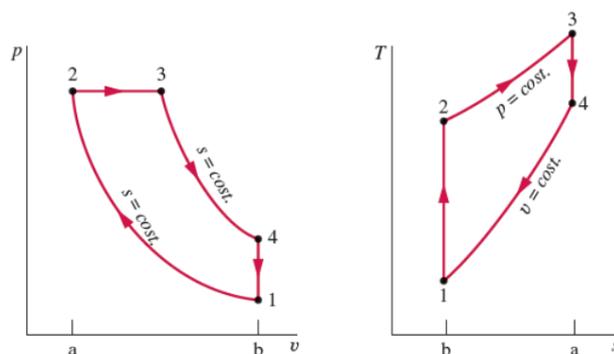


Figura 80 - Ciclo Diesel [McGraw Hill, 2011]

Tipicamente tuttavia il ciclo reale si discosta notevolmente da queste rappresentazioni ideali.

I motori vengono anche classificati in base al ciclo operativo, cioè alla successione delle fasi che il fluido attivo compie nel cilindro e ripete con legge periodica. Un motore si dice a due tempi quando il ciclo si compie con due corse del pistone, in altre parole ad ogni giro dell'albero a gomiti. Un motore è a quattro tempi quando il ciclo si compie con quattro corse del pistone, cioè ogni due giri dell'albero motore.

Un'altra suddivisione riguarda l'utilizzo dell'aria di combustione: nei motori "aspirati" l'aria viene immessa nel cilindro a condizione ambiente; nei motori sovralimentati si utilizza l'energia dei gas di scarico per pilotare un turbocompressore (Cantore, 2008) (fig.81), che comprime l'aria di combustione prima del pistone.

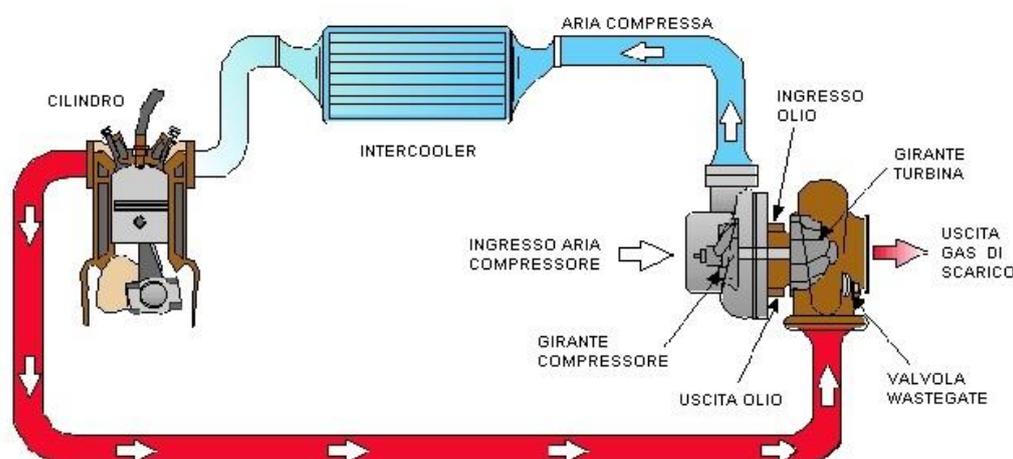


Figura 81 - Schema funzionamento motore sovralimentato [Cantore, 2012]

Con la sovralimentazione si possono ottenere prestazioni superiori a quelle dello stesso motore aspirato, l'aria compressa dei motori sovralimentati permette infatti una maggior potenza se pur aumentando il consumo.

Per i motori Diesel si utilizzano combustibili liquidi come gasolio, petrolio e nafta, mentre i motori Otto possono utilizzare diversi combustibili liquidi e gassosi come benzina, metanolo, etanolo, propano, gas naturale, idrogeno. La differenza sostanziale tra i combustibili utilizzati dai due tipi di motori, sta nel comportamento all'accensione: per i Diesel si richiede potere detonante, cioè la capacità di accendersi per compressione, mentre per gli Otto serve potere antidetonante, cioè la capacità di non accendersi fino a quando non scocca la scintilla. Le taglie dei motori vanno da alcune decine di kW ad alcune decine di MW; è possibile realizzare impianti fino a 100 MW utilizzando più unità in parallelo.

In base alla velocità di rotazione, che diminuisce al crescere della taglia, si definiscono:

- motori a bassa velocità 50-700 giri/min con taglia 2-66 MW;

- motori a media velocità 700-2000 giri/min con taglia 400-3000 kW;
- motori ad alta velocità sopra i 2000 giri/min con taglia 10-500 kW.

I motori a combustione interna per la generazione elettrica hanno una buona capacità di inseguimento del carico e di avviamento e arresto. La scelta tra il benzina e il Diesel dipende da diversi fattori. Generalmente si utilizzano motori Diesel quando:

- sono richiesti bassi costi di installazione;
- servono sistemi compatti con elevata potenza;
- il gas non è disponibile o è troppo costoso.

Mentre i motori a Otto (a gas) quando:

- si hanno restrizioni sulle emissioni gassose;
- i costi di manutenzione sono più importanti dei costi di installazione;
- un fornitore affidabile di gas è disponibile.

I motori Diesel sono più efficienti dei motori a gas naturale, principalmente per il loro più elevato rapporto di compressione.

Il controllo delle emissioni è importante nell'esercizio di un motore a combustione interna. I principali inquinanti emessi dai motori sono CO, NO<sub>x</sub> e idrocarburi incombusti (HC), con peculiari differenze tra i Diesel (prevalenti NO<sub>x</sub> e CO, ma anche SO<sub>x</sub>) e gli Otto (HC e CO). Tra le misure efficaci nella riduzione delle emissioni vi è un adeguato controllo dell'eccesso di aria, spesso implementato da sistemi elettronici di iniezione del carburante, come si mostra in figura 82. Altra misura diretta è un sistema di trattamento catalitico dei gas esausti.

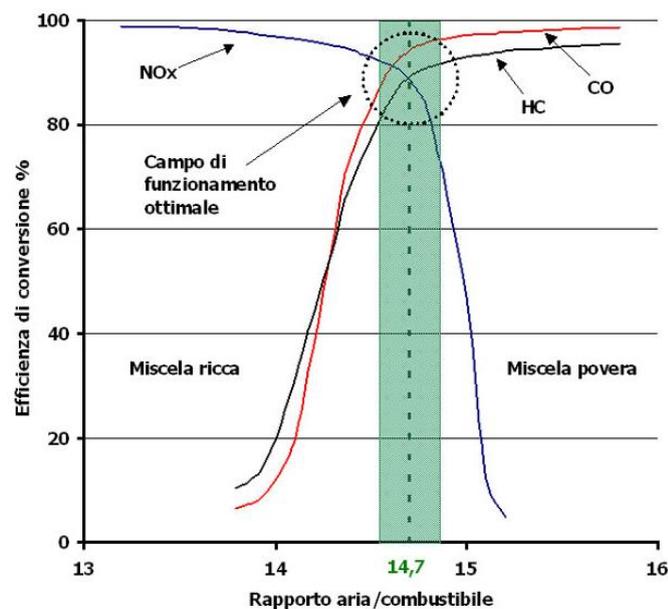


Figura 82 - Andamento degli inquinanti combustione dei motori [Cantore, 2012]

Tipicamente un impianto di generazione elettrica e termica basato sui motori a combustione interna è composto dalle seguenti parti principali:

- un sistema di accumulo ed eventuale trattamento del combustibile;
- un motore a combustione interna;
- un sistema di controllo delle emissioni inquinanti;
- un sistema di recupero del calore (cogenerazione) o di dissipazione dello stesso (radiatori);
- un generatore e i suoi sistemi elettrici ausiliari.

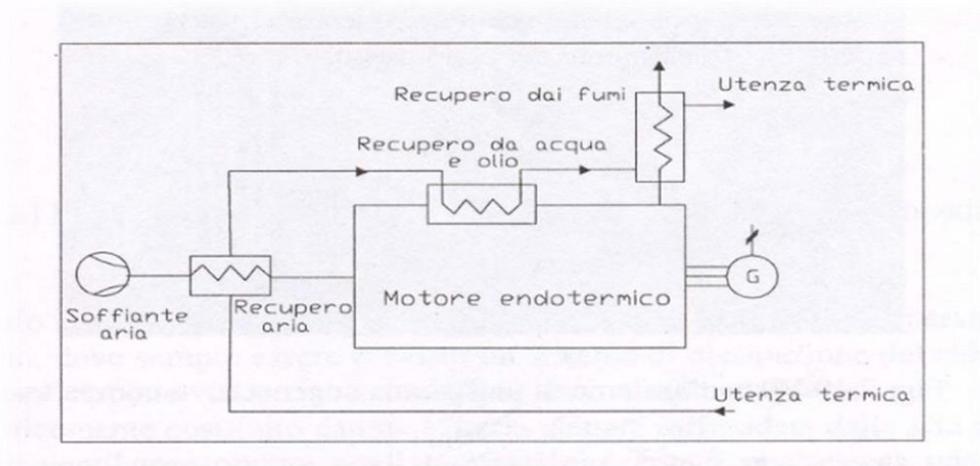


Figura 83 - Schema cogenerativo [Cantore, 2012]

I motori a combustione interna consentono di avere dei rendimenti elettrici tra il 24-37% per i generatori a gas e tra il 27-41% per i generatori diesel. Generalmente i rendimenti maggiori si ottengono dai motori di taglia più elevata.

Il motore rende disponibile calore a livelli termici differenziati. E' possibile recuperare, ad un livello di 85–90°C, dal raffreddamento del motore e dell'olio lubrificante normalmente una quota pari a circa il 30% dell'energia termica fornita al motore.

Si ha poi il raffreddamento dei gas di scarico che all'uscita del motore hanno una temperatura di 400-500°C questi possono essere tranquillamente raffreddati fino a circa 200°C per produrre ad esempio vapore a 8 bar (180°C) oppure si può incrementare il recupero producendo acqua calda ad una temperatura più bassa con un raffreddamento dei fumi fino ad una temperatura (circa 150-180°C) superiore a quella di condensa. Per raffreddamenti superiori occorre prevedere scambiatori e condotti dei fumi in grado di resistere alla corrosione degli acidi che si possono sviluppare nella condensazione. In tal caso occorre inoltre evitare il rischio di un possibile accumulo di incombusti che possono dare pericolo di scoppio. Di norma il recupero termico dai fumi è compreso tra il 20-30% dell'energia termica totale fornita al motore.

L'impianto di cogenerazione (fig. 84) può essere disponibile già completamente assemblato direttamente dal costruttore in una forma compatta che richiede solo i collegamenti idraulici ed elettrici fondamentali.



Figura 84- Esempio di un gruppo elettrogeno [INGECO, 2013]

Sotto il profilo degli investimenti può risultare meno costoso utilizzare motori di piccola taglia realizzati in grande serie magari di derivazione automobilistica, piuttosto che un unico motore di elevata potenza, ma di mercato ridotto. Ci sono poi esigenze di affidabilità e manutenzione, di facilità di regolazione ai carichi parziali che suggeriscono l'aumento del numero dei motori.

I costi d'investimento dei motori a combustione interna variano con il tipo di applicazione.

Le problematiche principali dei motori a combustione interna sono:

- bassa efficienza dei sistemi di recupero del calore dai gas esausti;
- complessità dei motori che ne diminuisce l'affidabilità ne aumenta i costi di manutenzione: vita dei cuscinetti, il logoramento delle valvole, la vita delle candele e degli iniettori di combustibile;
- emissioni: i trattamenti con catalizzatori possono essere costosi mentre il controllo di combustione può dare maggiori problemi di affidabilità dei componenti, che sono sottoposti a sollecitazioni più elevate, dovute ad esempio ad una più elevata pressione d'iniezione del combustibile;
- rumorosità: i gruppi endotermici richiedono interventi di insonorizzazione sia per quanto riguarda il motore, che va normalmente posto in una cabina afona munita però delle

opportune prese d'aria di ventilazione, sia per i condotti di scarico che vanno muniti di silenziatori;

- vibrazioni dell'impianto: deve essere risolto anche il problema del controllo delle vibrazioni prodotte dai motori mediante l'impiego di adeguati supporti elastici. Questi interventi risultano facilitati dalla scelta di un locale con caratteristiche idonee per l'installazione del sistema cogenerativo da prevedere possibilmente già nella fase di progettazione architettonica dell'edificio.

I motori a combustione interna hanno il vantaggio di poter essere accoppiati ai principali processi di produzione di energia da biomasse in quanto possono essere alimentati da:

- il bioetanolo da fermentazione alcolica;
- il biodiesel da transesterificazione;
- il biogas da fermentazione anaerobica;
- il syngas da processi di gassificazione.

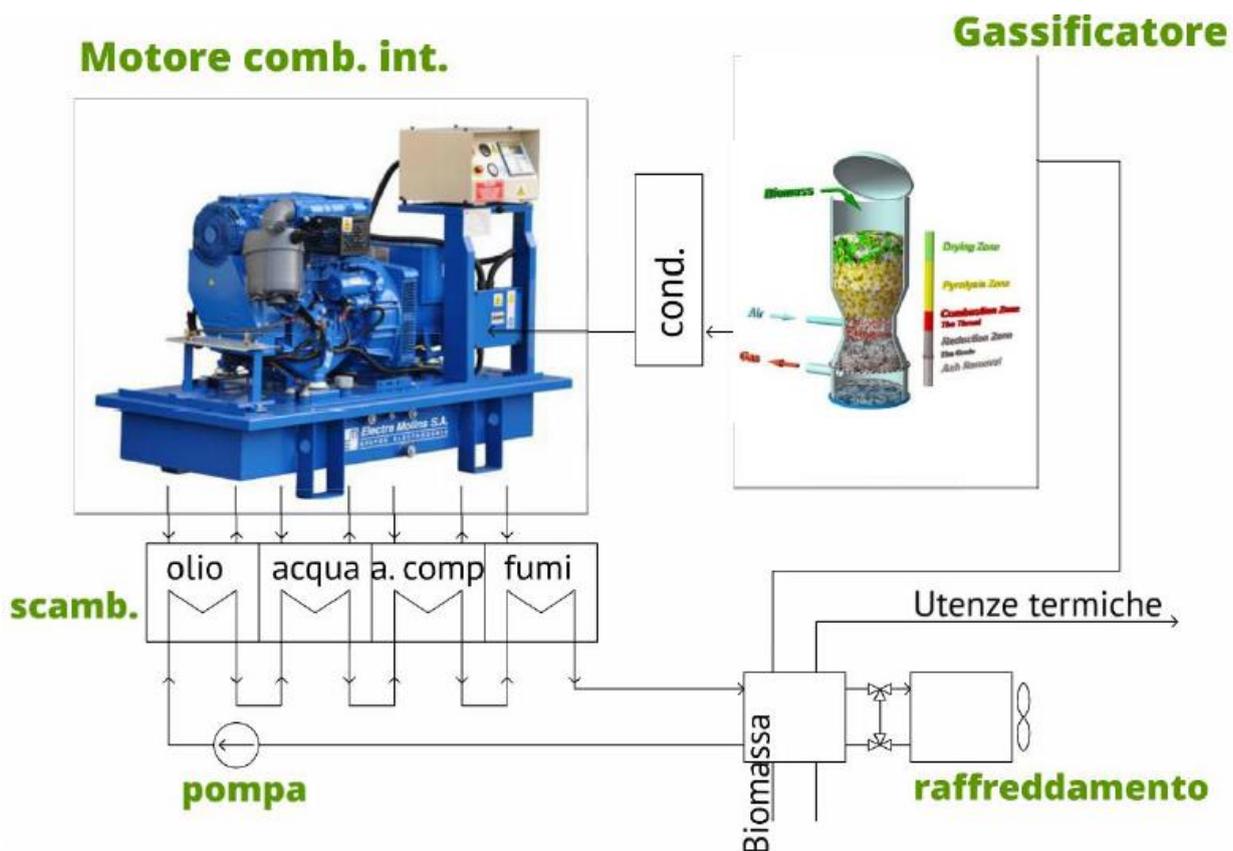


Figura 85 - Esempio di schema di motore accoppiato con gassificazione [Pedrazzi, 2015]

## 4.5 Motore Stirling

Il motore Stirling è l'esempio più noto di motore alternativo a combustione esterna ed è stato inventato da Robert Stirling nel 1816, all'epoca in cui vi era aperta competizione fra l'aria calda ed il vapore per l'azionamento di macchinari industriali. La produzione di calore per l'azionamento del moto, può, quindi, avvenire sia attraverso la combustione di legna, cippato, pellet, sia attraverso la combustione di biogas o syngas.

Il motore Stirling (RSE, 2001) funziona con un ciclo chiuso di espansione/compressione guidato dalla differenza di temperatura esistente tra una sorgente calda ed un punto freddo.

Prima di proseguire sugli aspetti applicativi dei motori è bene illustrare come un motore Stirling possa implementare il ciclo. Nelle illustrazioni ci si rifarà allo schema a due pistoni (fig. 86): uno si muove nel cilindro dove il fluido viene raffreddato, mentre l'altro si muove nel cilindro di riscaldamento.

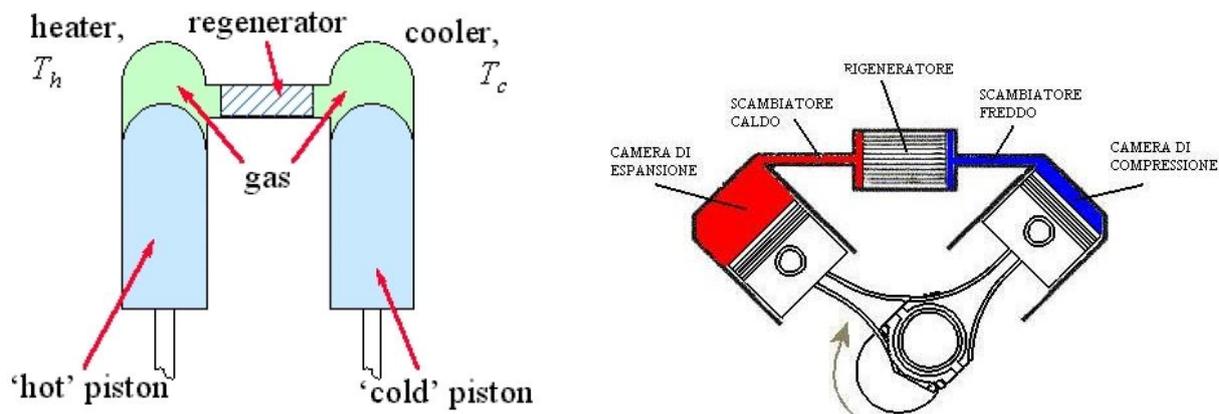


Figura 86 - Schema del motore Stirling di tipo alfa [RSE, 2001]

I due cilindri sono in comunicazione, tramite un condotto che ospita un rigeneratore, di principio una matrice metallica in grado di:

- assorbire calore quando il fluido caldo fluisce dal cilindro caldo a quello freddo;
- restituirlo quando il fluido (che è sigillato, quindi non viene sostituito) compie il percorso inverso.

Questa architettura è definita di tipo "alfa", mentre esistono anche realizzazioni ad un solo pistone di lavoro; restando al tipo alfa, i pistoni sono collegati ad un albero a manovella, ed il pistone freddo segue il pistone caldo a 90 gradi di ritardo (idealmente). Si faccia dunque riferimento alle figure 87, 88, 89, 90: le quattro trasformazioni del ciclo non sono separate nettamente come

compare nel grafico p,v, così come la cinematica dei due pistoni appare in modo semplificato. Le posizioni dei pistoni rappresentate si riferiscono alla fine di ciascuna trasformazione affiancata. Seguono le fasi del ciclo:

*1-2 Compressione isoterma:* il pistone freddo muove in posizione intermedia comprimendo il gas, ed il lavoro di compressione viene evacuato come pari quantità di calore, mantenendo la temperatura  $T_c$  costante. Il pistone caldo è al punto morto superiore.

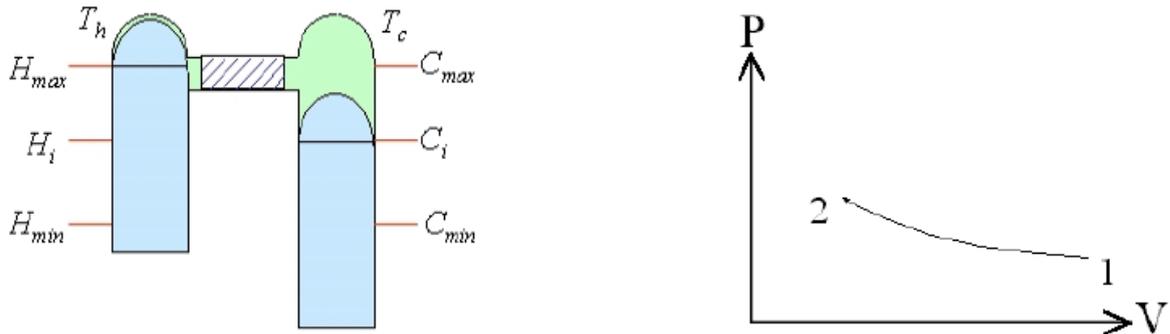


Figura 87 - Compressione isoterma [RSE, 2001]

*2-3 Riscaldamento isocoro:* il pistone freddo muove al suo punto morto superiore, e mentre il pistone caldo scende fino alla posizione intermedia il gas si trasferisce, fluendo attraverso il rigeneratore che restituisce il calore assorbito nel ciclo precedente, teoricamente fino alla temperatura superiore  $T_h$ . Il volume complessivo si mantiene costante.

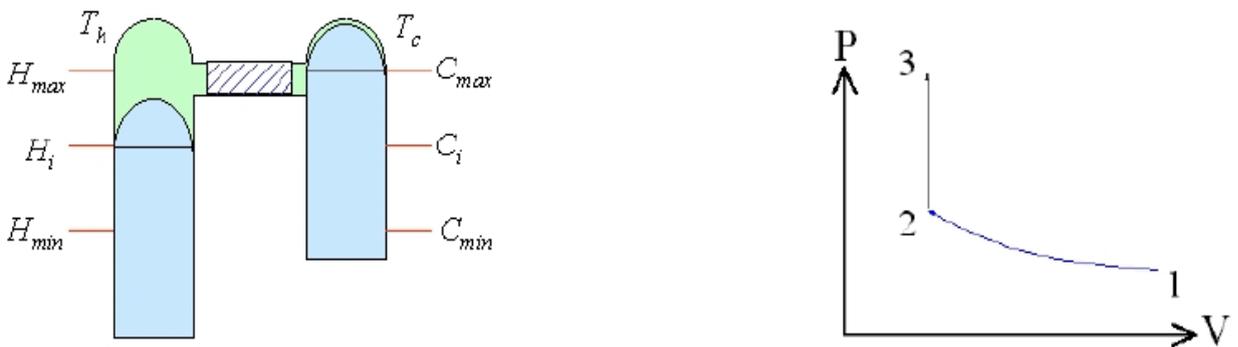


Figura 88 - Riscaldamento isocoro [RSE, 2001]

*3-4 Espansione isoterma:* il gas viene riscaldato e si espande, trasformando in lavoro tutta l'energia termica, cioè mantenendo la sua temperatura  $T_h$  costante. Il lavoro positivo del ciclo viene ottenuto tutto in questa fase, e il lavoro utile si ottiene sottraendo al lavoro di espansione isoterma il lavoro speso nella fase di compressione.

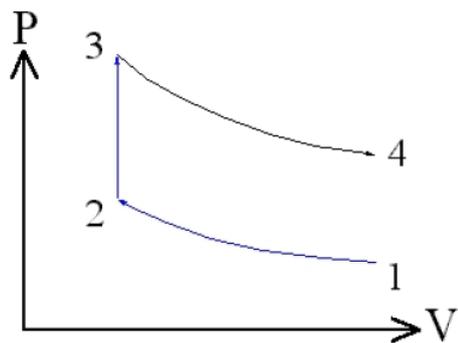
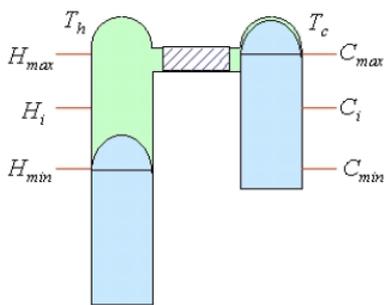


Figura 89 - Espansione isoterma [RSE, 2001]

*Raffreddamento isocoro:* il pistone caldo risalendo spinge il gas attraverso il rigeneratore, che riassume il calore ceduto nella seconda fase. Questa trasformazione è complessivamente a volume costante e conclude il ciclo di lavoro

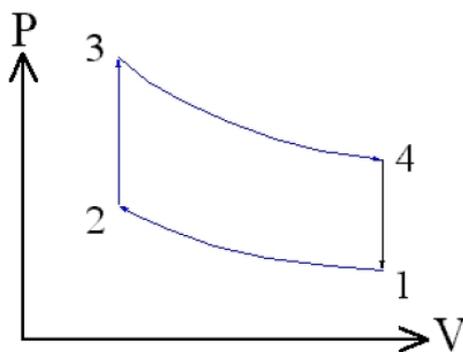
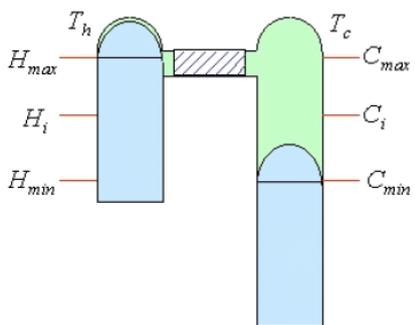


Figura 90 - Raffreddamento isocoro [RSE, 2001]

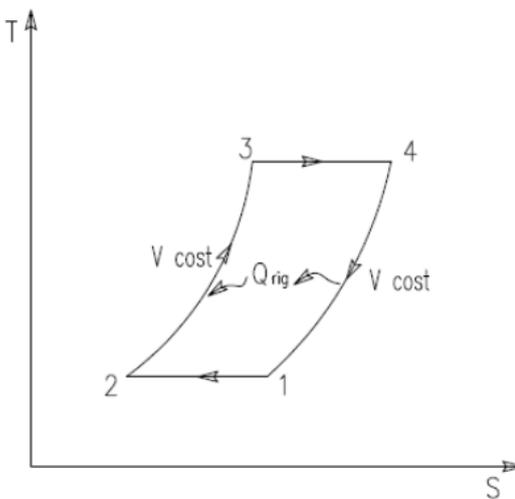
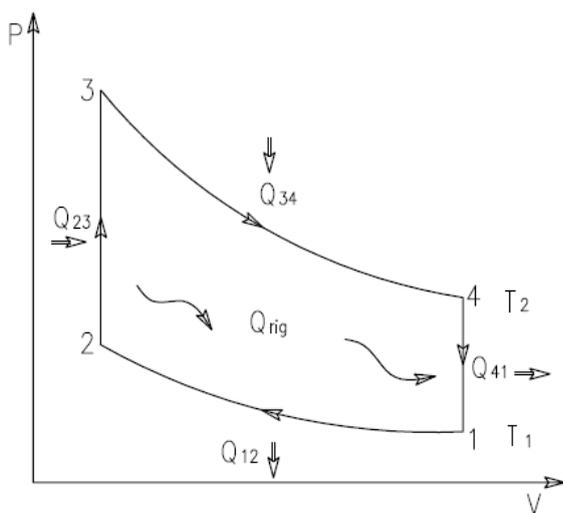


Figura 91 - Ciclo completo Stirling [RSE, 2001]

Il ciclo chiuso (fig. 91) normalmente utilizza come fluido di lavoro termodinamico un gas inerte quale l'aria, che però è stata sostituita nelle versioni moderne dei motori Stirling da elio oppure azoto che permettono di raggiungere efficienze maggiori.

La combustione esterna implica che le parti maggiormente riscaldate dal calore non sono a contatto con le parti scorrevoli o rotanti (cuscinetti, pistoni) e di conseguenza le sollecitazioni di tali parti e le quantità impiegate di lubrificante sono ridotte e quindi lo è anche la manutenzione, riducendo notevolmente le vibrazioni ed il rumore, tipici di un motore a combustione interna.

Altra particolarità del motore Stirling è quella di funzionare senza fare ricorso a valvole. Le sole parti in movimento sono il pistone ed il dislocatore (a contatto con la sorgente calda) che agiscono collegati ad un albero motore con una coppia di gomiti sfasati fra loro. Proprio grazie alla struttura molto semplice la vita utile media è compresa fra 40 000-60 000 h di funzionamento.

Il flusso di calore dalla sorgente termica al fluido di lavoro interno non è istantaneo e ciò comporta un avviamento del motore lento; anche le modifiche che al processo di trasferimento del calore sono lente e di conseguenza il motore Stirling non è adatto al funzionamento con avviamenti rapidi e con significative variazioni del regime di moto. Per questo è inadatto ad applicazioni nel campo della trazione di veicoli, ma non per la generazione elettrica.

Un'altra possibilità di incrementare la potenza erogata è quella di aumentare la pressione del fluido di lavoro aumentandone la quantità in circolo. Tuttavia va considerato che l'utilizzo di componenti pressurizzati richiede un adeguato progetto strutturale e tecnologico del motore che deve essere più robusto e più pesante. Anche l'impiego di gas con idonee caratteristiche per un efficiente scambio termico, primo fra tutti l'elio, rappresenta un limite economico nella convenienza all'utilizzo di questa tecnologia. La combustione esterna è migliore dal punto di vista degli incombusti ma non è immune da produzione di  $\text{NO}_x$  in seguito alle alte temperature di fiamma. Per quanto riguarda il controllo, vari sistemi di parzializzazione sono stati sperimentati, e si è notato che lo Stirling, dal punto di vista dell'efficienza, ha una flessibilità confrontabile con quella del Diesel.

Il motore Stirling è ormai da tempo oggetto di studi e ricerche che hanno portato alla realizzazione di numerosi prototipi per applicazioni di nicchia, fra le principali delle quali si possono sicuramente citare quelle nel campo della microgenerazione di energia elettrica, recentemente anche in campi solari a concentrazione di tipo parabolico (fig. 92).



Figura 92 - CPG-460 Multifaceted Concentrator, modello concepito per sistemi Stirling da 7.5kWe [RSE, 2001]

#### 4.6 Turbine a gas: EFGT

Ormai da decenni, nell'ambito della generazione termoelettrica, la turbina a gas è oggetto di grande interesse per svariate ragioni quali: compattezza, semplicità della macchina, affidabilità e rapidità nella costruzione.

Ciò nonostante, uno dei limiti più riconosciuti della tecnologia è certamente la necessità di usare combustibili puliti e pregiati, generalmente gas naturale. Le tecnologie che permettono ad oggi di utilizzare anche combustibili "sporchi" e poco pregiati per alimentare le turbine a gas sono infatti ancora in fase di sviluppo. Tra le numerose attività di ricerca, molte sono concentrate sull'uso della biomassa che, tra le fonti rinnovabili, ha certamente il pregio di essere una risorsa programmabile. Tra le tecnologie più innovative molti studi si stanno concentrando sulle EFGT (Externally Fired Gas Turbine).

Numerosi lavori e gli studi svolti fino ad oggi (ENEA, 2012) mostrano come sia tecnicamente possibile realizzare impianti, operanti secondo un ciclo Joule Brayton, unicamente alimentati a biomassa.

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

processo di combustione non coinvolga il fluido di lavoro che espande in turbina, ma avvenga in un combustore posto a valle della turbina stessa. Pertanto il riscaldamento del fluido di lavoro del ciclo, semplicemente aria compressa, è effettuato in uno scambiatore di calore come mostrato nella figura seguente (lo schema della figura 93 tiene in considerazione anche un recupero termico dei gas di scarico in assetto cogenerativo).

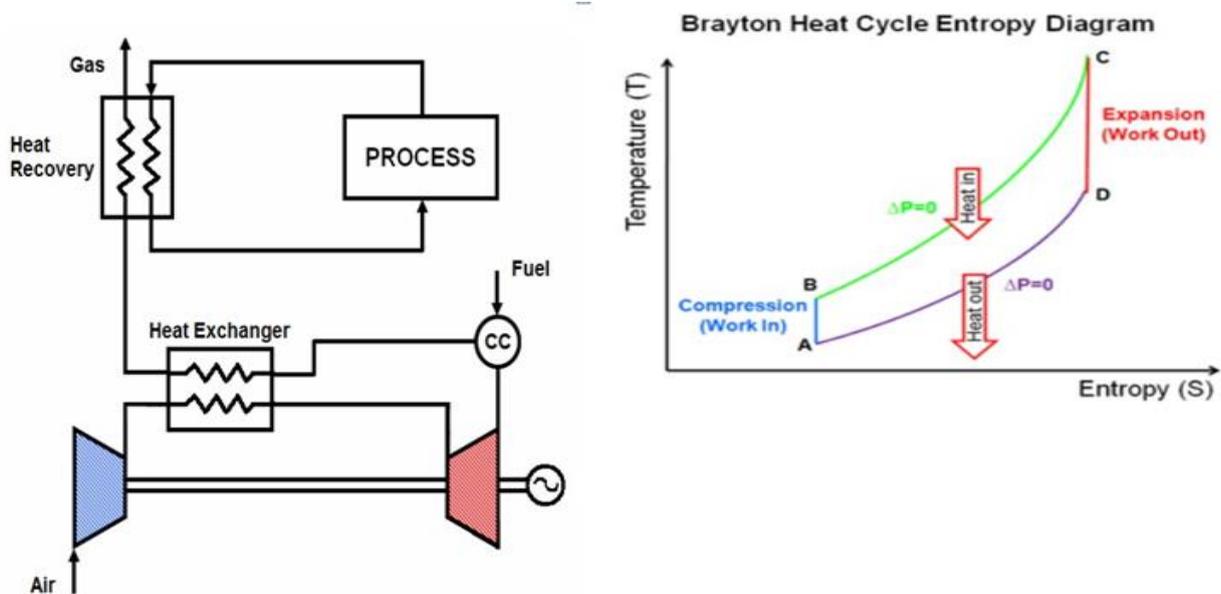


Figura 93- Schema di funzionamento e ciclo dell'EFGT [ENEA, 2012]

Lo schema rappresentato è simile a quello di una tradizionale microturbina a gas, ma il combustore viene spostato a valle della turbina e al suo posto viene introdotto uno scambiatore di calore. Questo tipo di configurazione è stato a lungo studiato e sviluppato con lo scopo di eliminare uno dei più grandi limiti di funzionamento delle turbine, ossia la necessità di alimentare questi impianti con combustibili puliti, per evitare problemi importanti come l'erosione delle pale dell'espansore e il danneggiamento della macchina ad opera di agenti corrosivi. Grazie alla combustione esterna è permesso l'utilizzo di ogni tipo di combustibile poiché i fumi della combustione non devono attraversare le pale della turbina.

Gli impianti più promettenti per lo sfruttamento di questa tecnologia sono risultati essere le turbine di piccola taglia alimentate in parte a gas naturale e in parte a biomassa. Un ulteriore vantaggio è riscontrabile nel fatto che la combustione esterna avviene nella maggior parte dei casi a pressione ambiente, diversamente dai casi in cui la combustione è interna, e questo comporta particolari vantaggi per i combustibili solidi. Inoltre la camera di combustione viene posta a valle della turbina con lo scopo di sfruttare il calore presente nell'aria successivamente al processo di espansione. All'uscita dallo scambiatore di calore i gas combusti hanno temperature tali (200°C-250°C) da consentire un ulteriore intervento per migliorare le prestazioni del ciclo: adottare un

assetto cogenerativo ed effettuare un ulteriore recupero termico che non si limiti solo al riscaldamento dell'aria compressa. Per tale operazione ci sono diverse alternative: cedere il calore ad un utente finale oppure sfruttarlo completamente nell'impianto per il trattamento del combustibile.

Tuttavia non sempre, in prossimità di un impianto di sfruttamento della biomassa, è presente un'utenza termica (industriale o civile) che abbia caratteristiche opportune (in termini di potenza termica richiesta, profilo temporale della domanda, temperatura del fluido termovettore necessaria, distanza dal sito) per sfruttare opportunamente la potenza termica smaltita dal ciclo. Sicuramente interessante potrebbe risultare l'integrazione con un ciclo a recupero a bassa entalpia (ORC) così da realizzare un ciclo combinato, incrementare la potenza elettrica prodotta e ridurre la potenza termica disponibile per il recupero (destinandola ad usi interni all'impianto). Questa alternativa, sicuramente valida dal punto di vista energetico (quando è disponibile un ORC idoneo), richiede anche una valutazione economica per verificarne l'opportunità.

Da ultimo il calore residuo può essere sfruttato nel processo di gassificazione, qualora l'impianto sia dotato di gassificatore (fig.94) (Ing.Allesina, 2015).

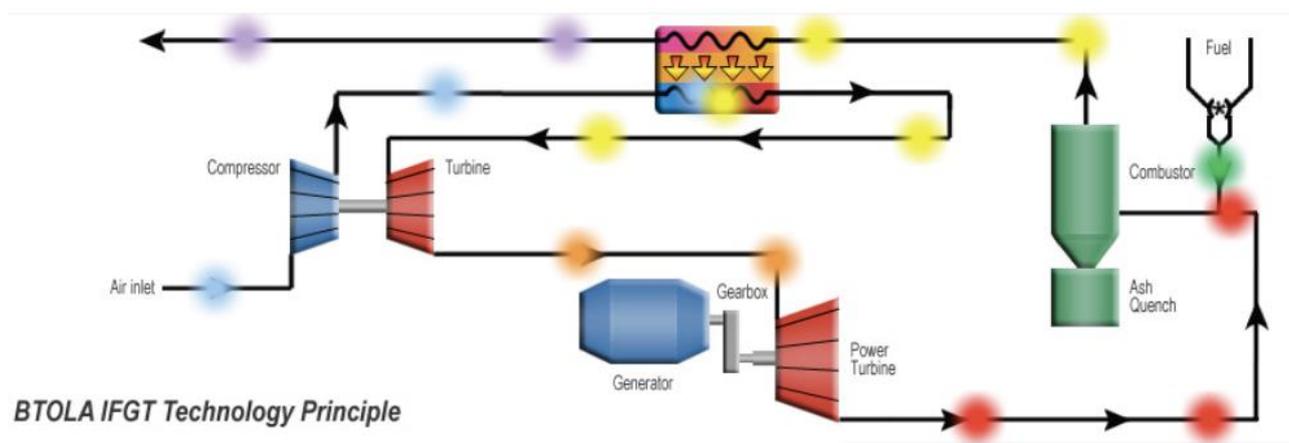


Figura 94 - Impianto EFGT associato ad un gassificatore [BTOLA IFGT, 2012]

L'introduzione di tale componente nell'impianto per lo sfruttamento della biomassa produce notevoli benefici perché permette una più facile movimentazione del combustibile e l'utilizzo di un combustore più semplice e di dimensioni modeste, che tuttavia non è possibile collocare prima dell'ingresso in turbina poiché il gas non possiede un grado di pulizia sufficiente a garantirne l'integrità. Nel caso delle turbine a gas, per avere prestazioni comparabili con gli impianti alimentati a gas naturale, è necessaria una notevole complicazione di impianto che prevede l'uso di un gassificatore in pressione e la presenza di uno scambiatore rigenerativo.

## 4.7 Celle a combustibile

Le celle a combustibile (ENEA, 2013) sono sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (in genere idrogeno) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico, non sono soggette quindi alle limitazioni del ciclo di Carnot e di conseguenza permettono rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali (fig. 95). Si tratta di un'ossidazione del combustibile "avvenuta in assenza di combustibile", infatti, l'idrogeno non è bruciato ma funge solamente da vettore energetico.

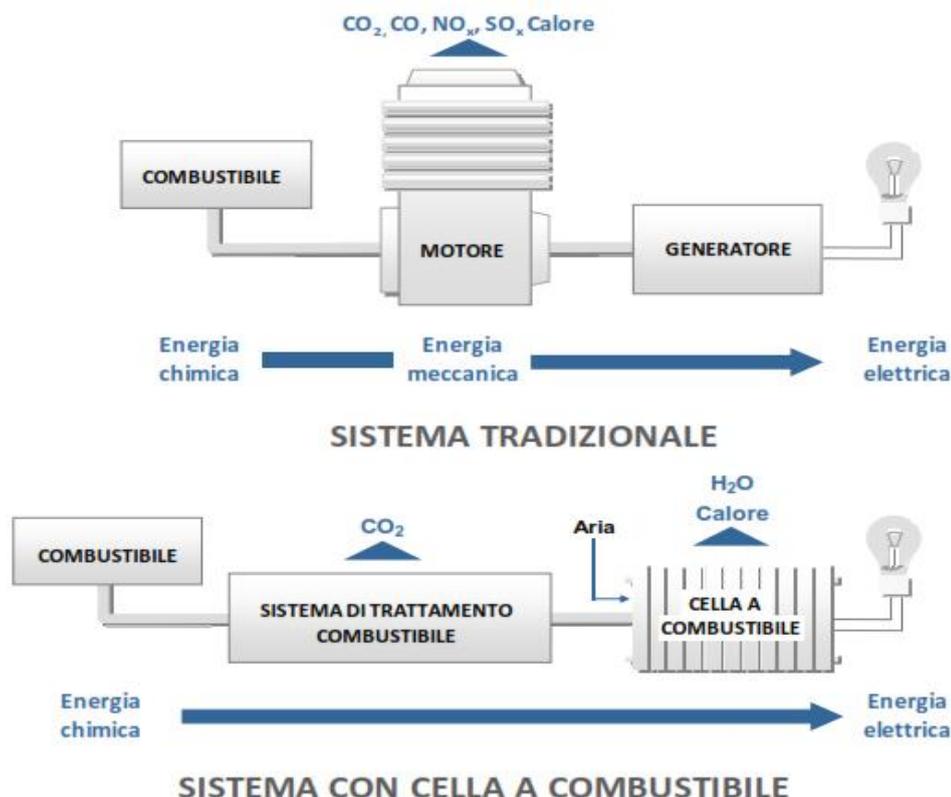


Figura 95 - Confronto schema tradizionale con quelle a cella a combustibile [ENEA, 2013]

Una cella a combustibile funziona in modo analogo ad una batteria, in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico, tuttavia a differenza di quest'ultima consuma sostanze provenienti dall'esterno ed è quindi in grado di operare senza interruzioni, finché al sistema viene fornito combustibile (idrogeno) ed ossidante (ossigeno o aria).

Una cella è composta da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita. Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella che consumano fondamentalmente idrogeno ed ossigeno, con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. L'elettrolita ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella (fig. 96) (Ing.Prof.Tartarini, 2015).

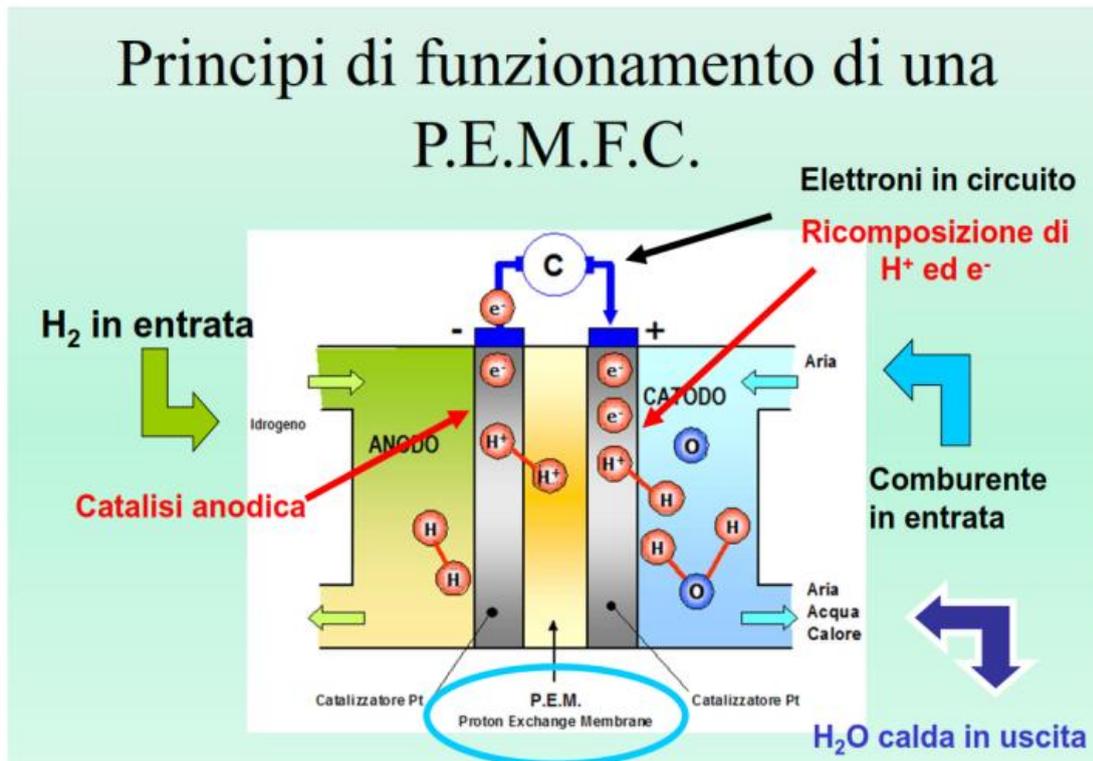


Figura 96 - Principio di funzionamento cella a combustibile [Prof. Ing. Tartarini, 2015]

La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella. Una singola cella produce normalmente una tensione di circa 0.6-0.7V e correnti comprese tra 300-800 mA/cm<sup>2</sup>, quindi per ottenere la potenza ed il voltaggio desiderato più celle sono disposte in serie, a mezzo di piatti bipolari, a formare il cosiddetto "stack". Gli stack a loro volta sono assemblati in moduli, per ottenere generatori della potenza richiesta.

Esistono diverse tecnologie di cella, con diverse caratteristiche e diverso grado di sviluppo. Normalmente le celle vengono classificate sulla base dell'elettrolita utilizzato (celle a L.C.A. line, ad elettrolita polimerico, ad acido fosforico, a carbonati fusi, ad ossidi solidi) o della temperatura di funzionamento (celle a bassa e ad alta temperatura).

L'elettrolita condiziona il campo di temperatura operativo, il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella, la natura dei materiali costruttivi, la composizione dei gas reagenti, le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione e la durata della cella.

In figura 97 sono sintetizzate le principali tipologie di celle.

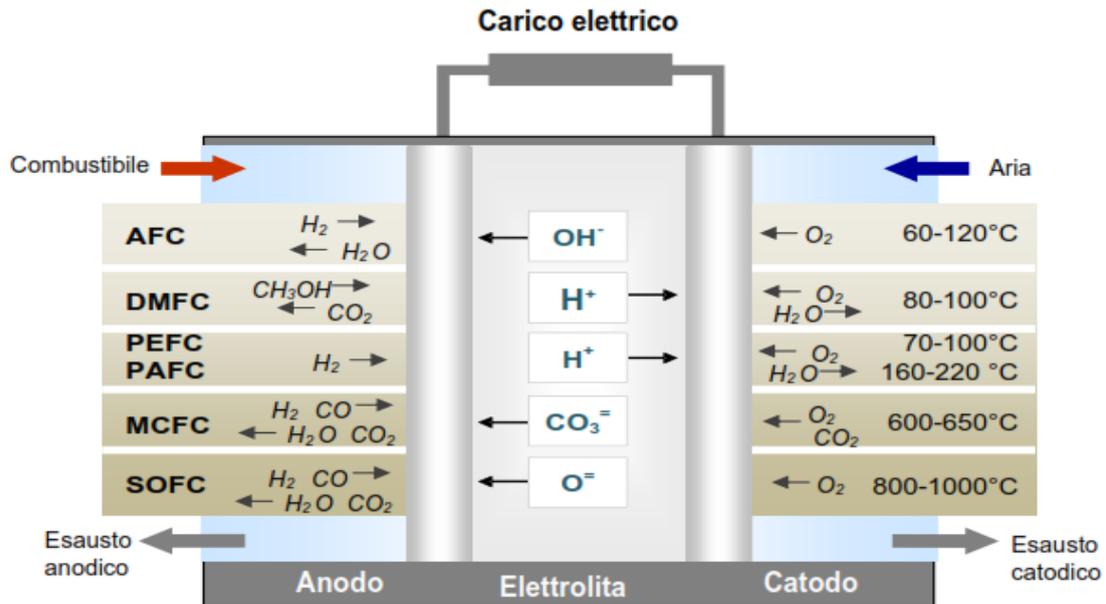


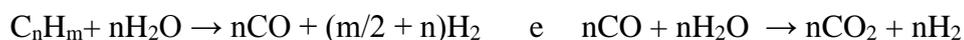
Figura 97 - Tipologie di celle [ENEA, 2013]

- **Celle aL.C.A.line (Alkaline Fuel Cell, AFC)**, usano un elettrolita costituito da idrossido di potassio ed operano a temperature tra 60-120°C. Hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica soprattutto per usi speciali (applicazioni militari e spaziali). Le loro caratteristiche richiedono gas di alimentazione estremamente puri che ne hanno limitato fortemente la diffusione.
- **Celle ad elettrolita polimerico (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)**, usano come elettrolita una membrana polimerica ad elevata conducibilità protonica e funzionano a temperature comprese tra 70-100°C; sono sviluppate soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1-250 kW).
- **Celle ad acido fosforico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)**, operano a temperature prossime ai 200°C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico; rappresentano la tecnologia che sembra essere la più matura per gli usi stazionari.
- **Celle a carbonati fusi (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)**, usano come elettrolita una soluzione di carbonati aL.C.A.lini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650°C) e contenuta in una matrice ceramica porosa; sono adatte soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW.

- **Celle ad ossidi solidi (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)**, funzionano a temperatura elevata (circa 900-1000°C) per assicurare una conducibilità sufficiente all'elettrolita, costituito da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio); come le celle a carbonati, sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche kW ad alcune decine di MW.
- **Celle a metanolo diretto (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC)**, operano a temperature tra 80-100°C e come le PEMFC utilizzano come elettrolita una membrana polimerica. Si stanno sviluppando per applicazioni portatili.

Un impianto con celle a combustibile è costituito da tre sezioni principali (fig. 98):

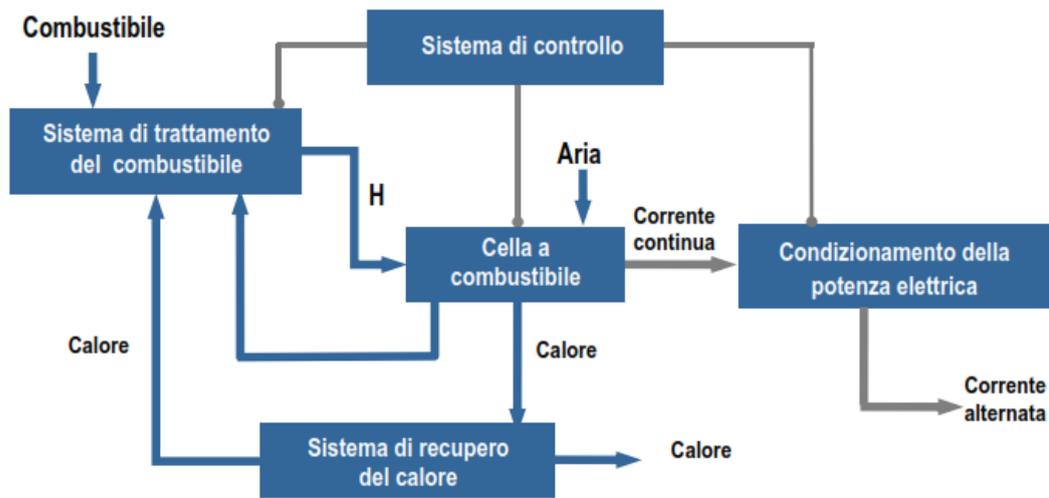
1. **una sezione di trattamento del combustibile** (gas naturale, metanolo, gas prodotti dalla gassificazione di biomasse, biogas), che converte lo stesso in un gas di sintesi contenente idrogeno, purificato secondo le necessità imposte dal tipo di cella. La produzione di idrogeno viene ottenuta con sistemi che utilizzano processi di steam reforming, ossidazione parziale o reforming autotermico. Il processo normalmente impiegato quando si parte da idrocarburi leggeri è quello di reforming catalitico con vapore, seguito da conversione dell'ossido di carbonio, abbiamo:



Nel processo occorre adottare condizioni di reazione che prevengano la formazione di composti indesiderati (es. formazione di carbone) che comprometterebbero l'efficienza del processo stesso. Questo non è necessario se si utilizza idrogeno, se s'impiegano celle ad alta temperatura (MCFC e SOFC) in cui il reforming del combustibile avviene all'interno della cella stessa;

2. **una sezione elettrochimica**, costituita dalle celle che producono energia elettrica per via elettrochimica attraverso una reazione tra l'idrogeno alimentato all'anodo e l'ossigeno alimentato al catodo. La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore;
3. **un sistema di condizionamento della potenza elettrica**, che trasforma l'energia, prodotta sotto forma di corrente elettrica continua, in corrente alternata di opportune caratteristiche.

Completano l'impianto un sistema di recupero del calore, che può essere utilizzato sia all'interno dell'impianto (ad es. per il reattore di conversione del combustibile), che per utenze esterne di cogenerazione e un sistema di controllo che assicura il coordinamento delle diverse sezioni dell'impianto.



Schema di un impianto con celle a combustibile

Figura 98 - Schema di un impianto con celle a combustibile [ENEA, 2013]

Nella figura 99 che segue sono schematizzati i diversi combustibili di natura fossile (a sinistra) e di natura rinnovabile (a destra) da cui ricavare idrogeno utile alla cella per compiere la reazione elettrochimica.

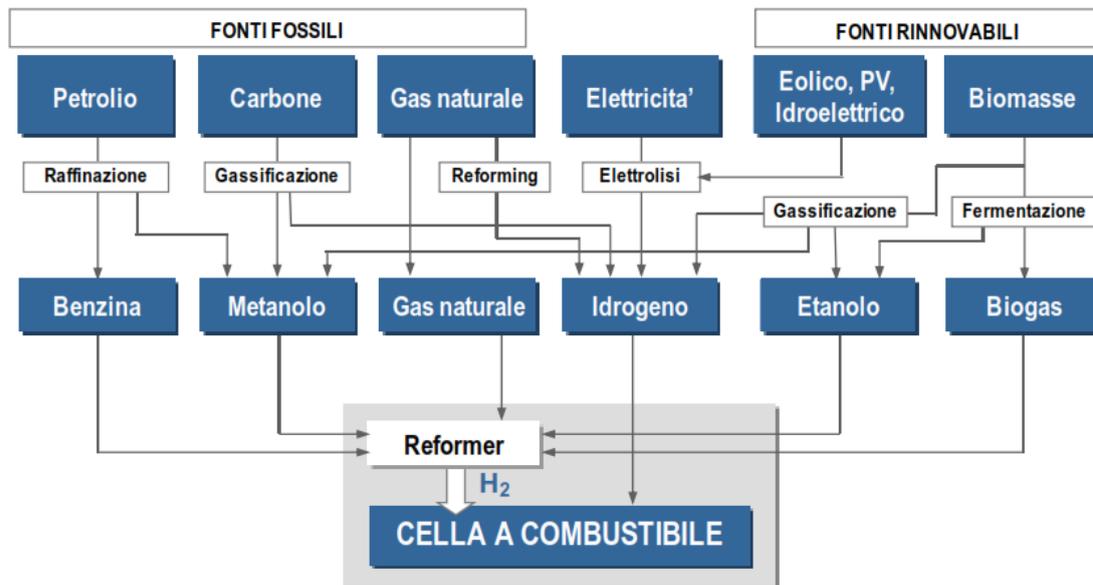


Figura 99 - Combustibili utilizzabili in una cella a combustione [ENEA, 2013]

Le celle a combustibile rivestono un notevole interesse al fine della produzione di energia elettrica, in quanto presentano caratteristiche energetiche ed ambientali tali da renderne potenzialmente vantaggioso l'impiego.

- Rendimento elettrico elevato, con valori che vanno dal 40-48% (riferito al potere calorifico inferiore del combustibile) per gli impianti con celle a bassa temperatura, fino a raggiungere oltre il 60% per quelli con celle ad alta temperatura utilizzate in cicli combinati. Possibilità di

utilizzo di una ampia gamma di combustibili come metano, metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, gassificazione di biomasse).

- Modularità, che permette di accrescere la potenza installata al crescere della domanda di energia elettrica, con notevoli risparmi sul piano economico e con tempi di costruzione che possono risultare notevolmente ridotti.
- Efficienza indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto. Il rendimento delle celle è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto si verifica con gli impianti convenzionali. In pratica una cella può operare tra il 30-100% di carico, senza perdite consistenti di efficienza. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia dell'impianto.
- Ridotto impatto ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche, il che consente di collocare gli impianti anche in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla produzione di energia elettrica distribuita.
- Possibilità di cogenerazione. Il calore cogenerato può essere disponibile a diversa temperatura, in forma di vapore o acqua calda, ed impiegato per usi sanitari e condizionamento di ambienti.

Tutte le diverse tecnologie che si potrebbero impiegare per produrre idrogeno per poi destinarlo alle celle a combustibile richiedono, anche se a livelli diversi un impegno notevole di ricerca e sviluppo.

La trasformazione di biomasse può avvenire per via termochimica o biochimica. La produzione di idrogeno può essere diretta o si può avere il passaggio attraverso prodotti intermedi, solidi o liquidi, che possono essere più facilmente accumulati e trasportati. Tra i processi schematizzati in figura 100 sicuramente il metodo che meglio si sposa ad una cella combustibile è la gassificazione.

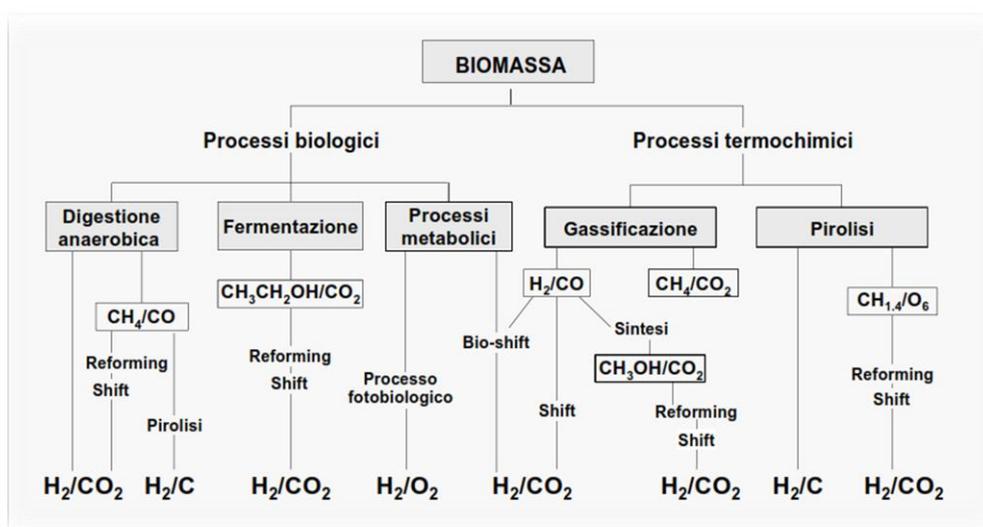


Figura 100 - Produzione di idrogeno dalle biomasse [ENEA, 2013]

Il processo di gassificazione porta alla formazione di un gas, appunto il syngas, costituito principalmente da monossido di carbonio, idrogeno ed idrocarburi leggeri. La proporzione tra i vari componenti varia notevolmente in funzione del tipo di gassificatore e del materiale di partenza (materiali e residui di origine agricola e forestale, prodotti secondari dell'industria agro-alimentare, i reflui di origine zootecnica, rifiuti urbani). Il syngas così prodotto che contiene idrogeno viene inviato a sistemi di celle a combustibile, in particolare le migliori sono quelle di tipo MCFC o SOFC. In figura 101 è mostrato una SOFC alimentata da syngas (Ing. Allesina, 2015).

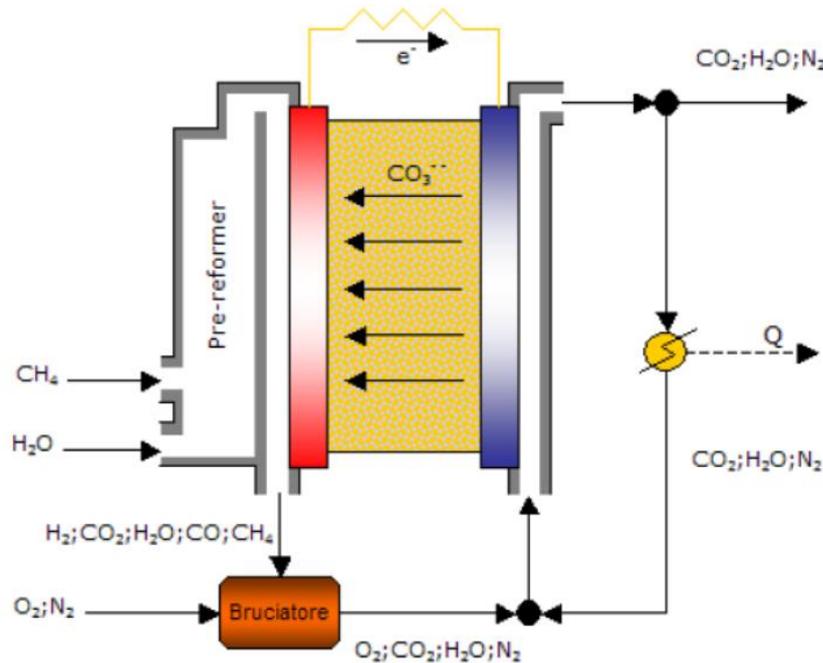


Figura 101 - Sistema integrato gassificazione-cella a combustibile [Allesina; Pedrazzi 2015]

La produzione diretta di idrogeno dalla biomassa è, rispetto ad altre tecnologie di produzione, svantaggiata dal minore contenuto presente nella materia prima (circa il 6% contro il 25% del metano). Bisogna tenere conto però dei vantaggi ambientali derivanti dall'uso della biomasse.

Tra le problematiche principali che ostacolano la diffusione industriale:

- messa in sicurezza dell'impianto;
- elevato grado di pulizia del syngas in entrata alle celle;
- elevato costo dei materiali costituenti le celle;
- difficoltà di immagazzinamento dell'idrogeno in maniera sicura ed efficiente;
- mancanza di un'adatta rete di trasporto e distribuzione del combustibile.

Per tali motivazioni la tecnologia è ancora di tipo sperimentale e non ha ancora raggiunto un grado di maturità, affidabilità e standardizzazione tale da renderla competitiva.

## 5° Capitolo: Studio del caso S.A.BA.R. S.p.A

### 5.1 Descrizione di S.A.BA.R.

S.A.BA.R. (Servizi Ambientali BAssa Reggiana) è una società nata per volontà di otto Comuni della Provincia di Reggio Emilia (Boretto, Brescello, Gualtieri, Guastalla, Luzzara, Novellara, Poviglio, Reggiolo) per gestire la raccolta, il trasporto e la gestione di rifiuti urbani, rifiuti speciali assimilati agli urbani e urbani pericolosi ai fini dello stoccaggio, recupero e smaltimento in discarica.



S.A.BA.R è costituita dall'insieme di due società:

- S.A.BA.R. S.p.A. che riguarda strettamente la gestione dell'impianto in essere,
- S.A.BA.R. Servizi S.r.l. a cui aspetta il coordinamento dei servizi affidati in gestione.

La discarica di Novellara è una discarica di prima categoria per rifiuti non pericolosi, progettata e realizzata impiegando le tecnologie più evolute.

L'attività di smaltimento di rifiuti in discarica è iniziata nel Marzo 1983 e la gestione dell'impianto, fino al Settembre del 1994, è stata sotto la responsabilità del Comune di Novellara.

A partire da quella data la gestione della discarica e della raccolta dei rifiuti è stata affidata alla S.A.BA.R., che ha provveduto a potenziare i servizi di raccolta differenziata, oltre che a convertire la propria attività di semplice "smaltitore" a "recuperatore".

Nel proprio impianto S.A.BA.R. ha costruito e ha in funzione un impianto di selezione della carta, del cartone e delle diverse tipologie di plastiche.

Separatamente il materiale cartaceo e plastico subisce una selezione manuale per poi essere pressato in balle, quindi viene stoccato in attesa di essere trasportato in cartiera o nella filiera che recupera la plastica. Le foto relative all'impianto di S.A.BA.R. riportate nel presente elaborato risalgono all'anno 2015, individuate con la seguente citazione (S.A.BA.R., 2015).



Nella tabella 13 sono riportati i materiali provenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti del comprensorio che sono avviati a recupero dalla piattaforma di S.A.BA.R. S.p.A.

	Balle di carta		Balle di regge in PP e PET		Balle di polistirolo rigido cristallo
	Balle di cartone		Balle di big bag in PE		Balle di BS
	Balle di materiale misto in HDPE		Bobine miste PE e PA		Telo agricolo in PE colorato
	Balle di cassette di misto PP		Manchette in PE		Telo in TNT da agricoltura
	Cassone raccolta tappi in PP e PE		EPS compattato bianco		Mandrini in PVC
	Balle di cassette in PP del consorzio CONIP		EPS compattato colorato		

Tabella 13 - Materiali recuperati in S.A.BA.R. [ S.A.BA.R., 2015]

Entrando più nel dettaglio per quanto riguarda i servizi che attualmente la discarica intercomunale effettua negli otto comuni soci sono:

- la raccolta stradale di prossimità di rifiuti urbani e speciali assimilabili agli urbani;
- la raccolta a domicilio (raccolta Porta a Porta) della frazione merceologica organica e indifferenziata per sei degli otto Comuni;
- gestione delle Stazioni Ecologiche Attrezzate (SEA);
- ritiro dei rifiuti speciali in azienda;
- noleggio contenitori per la raccolta;
- ritiro di ingombranti;
- gestione di due Centri di Riutilizzo di Novellara e Reggiolo;
- raccolta di abiti usati;
- gestione dei servizi cimiteriali;
- pulizia stradale;
- **gestione del verde pubblico** (fig. 102)



Figura 102 - Verde pubblico raccolto da S.A.BA.R. [Novellara, 2015]

Nel presente elaborato l'interesse è unicamente rivolto al materiale proveniente dalla raccolta del verde pubblico, prima di approfondire in dettaglio la tipologia di biomassa trattata si procede ad un inquadramento generale della sede.

## 5.2 Inquadramento di S.A.BA.R.

L'impianto è geograficamente collocato nella bassa pianura reggiana, nel comune di Novellara (Loc. Casaletto), a Nord-Est di Reggio Emilia, a confine col comune di Cadelbosco di Sotto, in figura 103 è riportata la localizzazione della discarica estrapolata direttamente da Google Earth.

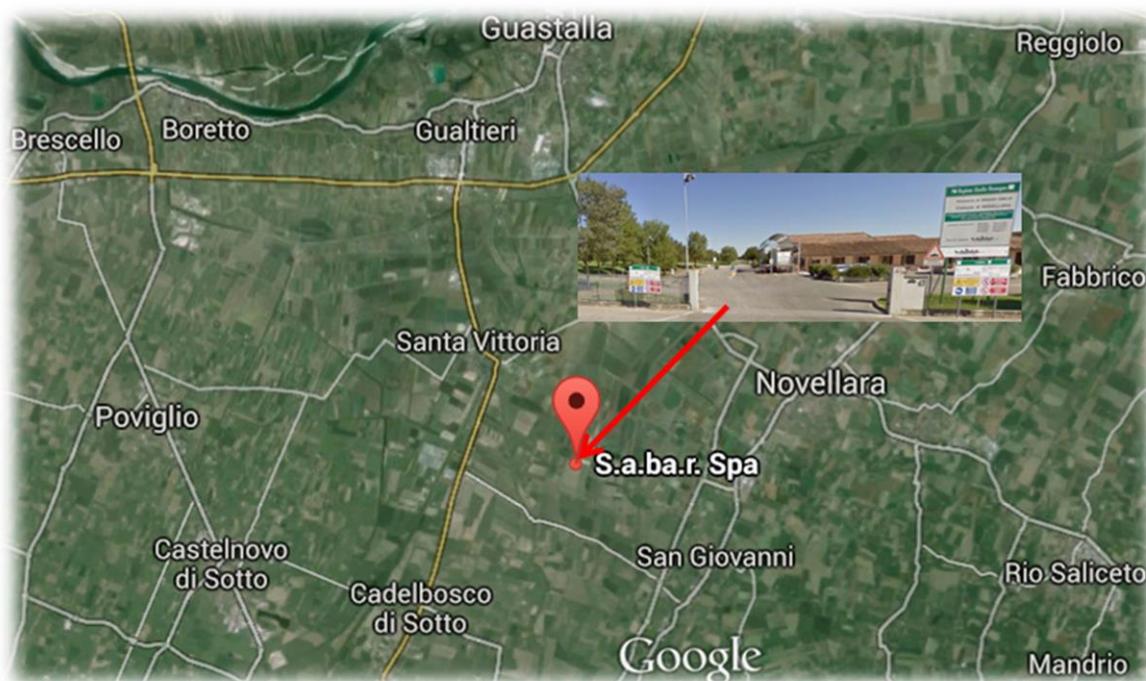


Figura 103 - Localizzazione S.A.BA.R. al confine tra Novellara e Cadelbosco di Sotto [Google Earth, 2015]

E' inserita in una zona ad uso prevalentemente agricolo, occupa attualmente circa 500 000 m<sup>2</sup> ed era in grado, complessivamente, di recepire circa 2.5 milioni di m<sup>3</sup> di rifiuti. Oggi lo spazio di abbancamento rifiuti nella buca è quasi esaurito, con l'ultima e recente modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) relativamente alla quantità annua di rifiuti conferita in discarica al massimo sarà possibile smaltire nel bacino di S.A.BA.R 150 000 t di rifiuti solidi urbani.

Direttamente dal sito della Provincia di Reggio Emilia (Provincia, 2015) è pubblicata la "VIA - Progetto "Modifiche relative all'attività D13" presso la discarica per rifiuti non pericolosi da realizzarsi nel comune di Novellara, Via Levata 64 - Proponente: S.A.BA.R SpA".

La quale ha depositato il progetto che riguarda la modifica dell'attività di trattamento dei rifiuti già autorizzata come D13 "Raggruppamento preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D1 a D12" di cui all'allegato B alla parte quarta del D.Lgs 152/2006, prevedendo un aumento del quantitativo annuo di rifiuti da 75 000 t/anno a 150 000 t/a.

Attualmente il flusso di rifiuti è notevolmente incrementato: tutto il rifiuto prodotto nella Provincia di Reggio Emilia viene trasportato a Novellara, a causa della chiusura della discarica di Poiatica (comune di Carpineti), in quanto S.A.BA.R. rimane l'unica discarica della Provincia.

Questo aumento di flusso di rifiuti non cambia il destino della società perché nel giro al più di un paio d'anni, non sarà più autorizzata ad accogliere rifiuto.

L'attività di smaltimento costituisce la principale fonte di reddito e quindi fondamentale operare una conversione attenta per assicurare il futuro migliore per S.A.BA.R..

La strada intrapresa deve iniziare già oggi in cui la discarica può godere di un consistente utile in entrata e infatti, già da alcuni anni, S.A.BA.R. ha deciso di avviare una trasformazione intrinseca che trasformi l'impianto da semplice "smaltitore" a quello di ambizioso "riciclatore/recuperatore".

La realizzazione dell'impianto di selezione della carta, cartone e plastica proveniente dalla raccolta differenziata dei comuni di gestione è un forte segnale che spinge in questa direzione.

L'altro campo su cui la società punta è la produzione di energia da fonti rinnovabile, la conferma di questa tendenza è visibile negli impianti fotovoltaici che in parte ricoprono il corpo di discarica già definitivamente chiuso e in parte la copertura del capannone di selezione (frazione secca) esposta a sud, come bene è mostrato nella figura aerea di S.A.BA.R del 2014 (fig. 104).



Figura 104 - Planimetria di S.A.BA.R [S.A.BA.R., 2014]

Nello specifico si tratta di tre impianti fotovoltaici rispettivamente:

1. Impianto fotovoltaico da 155 kW<sub>p</sub> realizzato sulla falda esposta a Sud del capannone all'interno del quale avverrà una lavorazione di selezione e pressatura della "frazione secca" dei rifiuti. Il capannone ha come base le dimensioni 40 x 60 m<sup>2</sup> e la falda coperta da pannelli

fotovoltaici è di 1 200 m<sup>2</sup>. L'impianto è stato realizzato a Dicembre 2010 beneficia degli incentivi previsti dal *Decreto 19 Febbraio 2007 - "II Conto Energia"* per l'energia prodotta per impianti completamente integrati (0,422 €/kWh).

2. Impianto fotovoltaico da 1 MW<sub>p</sub>, allacciato alla rete ENEL il 30 Aprile 2011, realizzato su di una superficie di circa 30 000 m<sup>2</sup> ed è stato realizzato sui bacini 9-12 della discarica. La copertura definitiva di questi bacini è avvenuta nel 1994, pertanto il volume di rifiuti sottostante di rifiuti si è già in parte stabilizzato. I bacini, poi, sono stati oggetto di una sistemazione della copertura in Settembre 2010 per consentire l'alloggiamento dei basamenti di sostegno ai moduli fotovoltaici. Beneficia degli incentivi previsti dal *Decreto 19 Febbraio 2007 - "III Conto Energia"* per l'energia prodotta (fig. 105).



Figura 105 - Pannelli installati sui bacini 9-12 della discarica novellarese [S.A.BA.R., 2015]

I 51.84 kW<sub>p</sub> dei 997.92 kW<sub>p</sub> sono ad inseguimento monodirezionale che garantiscono una produzione annuale maggiore rispetto al sistema fisso.

3. Secondo impianto fotovoltaico da 1 MW<sub>p</sub>. Il 30 Dicembre 2011 la S.A.BA.R. S.p.A. ha attivato un terzo, dopo quello sul capannone e quello sui bacini 9-12 della discarica, impianto fotovoltaico da 998 kW<sub>p</sub> ed occupa, come il precedente, una superficie di circa 30 000 m<sup>2</sup> ed è stato realizzato sui bacini 13-16 della discarica di rifiuti urbani e speciali non pericolosi. Beneficia degli incentivi previsti dal *"IV Conto Energia"* per l'energia prodotta. Dei 998 kW<sub>p</sub> circa 13 kW<sub>p</sub> sono installati con inseguimento bidirezionale.

Ciò dimostra come recentemente, la società S.A.BA.R. S.p.A. si stia concentrando maggiormente sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, incrementando la quantità di energia elettrica immessa in rete rispetto a quella che veniva prodotta inizialmente per mezzo della centrale di cogenerazione da 4 MW<sub>e</sub> attraverso un migliore utilizzo del biogas prodotto della fermentazione del rifiuto organico abbancato nel corpo di discarica..

La società S.A.BA.R. S.p.A. ha attualmente installato 4 gruppi della potenza di 1 064 kW elettrici nominali per la cogenerazione di energia elettrica e termica sfruttando il gas proveniente dal corpo della discarica, sono identificati nel lessico di S.A.BA.R come i motori 6,7,8 (fig. 106) installati in un primo momento, incentivati coi Certificati Verdi, e l'ultimo cronologicamente installato è il motore 9 che ricade in una forma di incentivazione a Tariffa omnicomprensiva.



**Figura 106 – Foto della centrale di cogenerazione a biogas da discarica con i motori 6,7,8 [S.A.BA.R., 2015]**

L'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi, sia dalla centrale di cogenerazione a biogas che dei tre impianti fotovoltaici viene ceduta in rete.

Mentre l'energia termica è utilizzata per scaldare 4500 m<sup>2</sup> di serre, dove la "Cooperativa sociale Il Bettolino", cooperativa che conta su operatori svantaggiati provenienti in particolar modo dai comuni della Bassa Reggiana e dal dipartimento di salute mentale di Reggio per la coltivazione del basilico con coltura idroponica adiacente alla centrale. Lo stesso calore è impiegato anche attraverso una rete di teleriscaldamento col quale si riscaldano anche tutti gli ambienti dedicati ad uffici e capannoni di proprietà di S.A.BA.R. S.p.A.



**Figura 107 - Coltivazione idroponica in serra [S.A.BA.R., 2015]**

### 5.3 Descrizione del problema da trattare

Lo scopo del presente elaborato consiste nel definire, dopo aver analizzato singolarmente una per una, la miglior tecnologia di valorizzazione dello scarto verde conferito in S.A.BA.R. La soluzione migliore sarà quella che a partire dalla tipologia di biomassa conferita in discarica permetterà di massimizzarne le sue potenzialità in termini di affidabilità, efficienza e di resa economica.

Al fine di poter davvero rispondere in maniera coerente a questo problema è indispensabile analizzare più nello specifico il contesto in cui opera S.A.BA.R e le associazioni che collaborano con essa.

Dai rifiuti stoccati in discarica, in seguito ai processi di fermentazione anaerobica che si sviluppano all'interno, si ha la produzione di biogas. La composizione e il volume prodotto del biogas dipende dalla qualità, dalla quantità e dalle caratteristiche del rifiuto abbancato in discarica. Sulla base di valutazioni teoriche e di dati sperimentali, di norma, una tonnellata di RSU tal quale, produce da 150-250 m<sup>3</sup> di biogas su un arco di tempo che va dai 5-30 anni.

Una più consapevole raccolta differenziata da parte dei cittadini, che comporta una minore frazione organica all'interno dei rifiuti smaltiti, ha fatto diminuire il volume e, soprattutto la percentuale di metano nel biogas estratto per il funzionamento della centrale di cogenerazione. A tal proposito si riporta nella tabella 14 la qualità e la portata del biogas di S.A.BA.R ai 4 motori cogenerativi SINCRO 1000 (Gruppo GEJenbacher modello JGS 320). Nella tabella 14 sono separati i motori 6-7-8 dal motore 9 perché sono alimentati da due linee distinte captanti il biogas da diversi bacini della discarica.

<b>Biogas attualmente prodotto dalla fermentazione rifiuti</b>				
	CH <sub>4</sub> [%]	CO <sub>2</sub> [%]	O <sub>2</sub> [%]	Portata [m <sup>3</sup> /h]
Motori 6 - 7 - 8	46,0	38,3	0,5	900
Motore 9	51,1	46,0	0,1	400
Biogas medio	47,6	40,7	0,4	1300

Tabella 14 - Composizione e portata del biogas di S.A.BA.R [Dati S.A.BA.R, 2015]

Dai rilevamenti effettuati direttamente dal personale aziendale sul corpo di discarica, si può affermare che il biogas captato ha un contenuto di metano quasi del 50% (47.6% cautelativo) che deve essere tenuto da conto nel momento del calcolo della potenza erogata e una portata media di 1200 m<sup>3</sup>/h, considerando anche il reale funzionamento dei motori che ne vede uno sempre in manutenzione e quando il biogas risulta essere impuro viene bruciato in torcia. La torcia è sempre continuamente alimentata al fine di garantire una temperatura tale per cui se in caso di malfunzionamenti o fermi impianto improvvisi possa essere dissipata tutta l'energia termica attraverso di essa. Sapendo che i motori cogenerativi godono di un rendimento elettrico ( $\eta_e$ )

nominale al 38% e quello termico ( $\eta_t$ ) pari al 46.3%, è possibile calcolare i quantitativi di energia termica ed elettrica prodotti ogni ora dall'impianto. Ricordando, inoltre che il PCI del metano è pari a 9.3 kWh/Nm<sup>3</sup> (CNA\_Energia, 2015). L'impianto di cogenerazione a biogas ha un rendimento totale pari a 84.3% (38% + 46,3%). In particolare si ha una potenza termica attualmente generata:

$$\dot{Q}_t = \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4} \cdot \eta_t = (1200 \cdot 47.6\%)m^3/h \cdot 9.3kWh/m^3 \cdot 46.3\% = 2460 kWt$$

Questo è il calore totale di cui una quota parte viene inviata al teleriscaldamento interno all'azienda e per il riscaldamento invernale, una seconda razione è impiegata per scaldare una cisterna d'acqua utilizzata per il lavaggio quotidiano dei camion e per il lavaggio dei bidoni e cassonetti stradali. A causa di queste utenze e delle dispersioni nella rete il personale S.A.BA.R consiglia di considerare una quota disponibile per le serre pari a 1.8 MW<sub>t</sub>.

Mentre l'energia elettrica prodotta è subito messa in rete il calore viene recuperato come acqua calda a 80°C di raffreddamento dei motori.

Pertanto, prendendo come riferimento la sola energia termica in uscita dai cogeneratori e considerando che la massima temperatura che è possibile immettere in serra è a 80°C, per ottenere una temperatura di 30°C idonea per la crescita del basilico. E' possibile calcolare la potenza termica richiesta dalle serre sapendo che:

- $\dot{m}_{acqua} = 77.5 \text{ m}^3/\text{h} = 77\,500 \text{ kg/h}$
- $cp_{acqua} = 4186 \text{ J/kg} \cdot ^\circ\text{C}$
- $T_i = 80^\circ\text{C}$
- $T_u = 60^\circ\text{C}$

Calcolo:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{acqua} \cdot (cp_{acqua} \cdot \Delta T) = 77500 \text{ kg/h} \cdot [4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C} \cdot (80 - 60)^\circ\text{C}] / 3600 \text{ s/h} = 1.8 \text{ MW}$$

Pertanto è possibile stabilire che è ad oggi, tranne nelle giornate più rigide, il fabbisogno termico richiesto dalle serre e soddisfatto dalla produzione termica dei motori alimentati dal biogas originato dalla fermentazione dei rifiuti. Oggi la produzione di biogas sta diminuendo come si nota in figura 108, (Dichiarazione Ambientale di S.A.BA.R del 2013). Nel seguito, per evitare di scrivere per intero questa fonte si richiama solamente con (S.A.BA.R., 2013).

Nel grafico esso è possibile osservare anche le fluttuazioni in dettaglio, ad esempio il picco che si registra dopo la centesima settimana dall'inizio del 2010 è relativo all'allaccio di nuovi pozzi di captazione, ma il trend annuale (retta in scuro) è comunque quello di continua diminuzione, infatti come già accennato la portata del biogas attualmente è mediamente pari a 1200 m<sup>3</sup>/h.

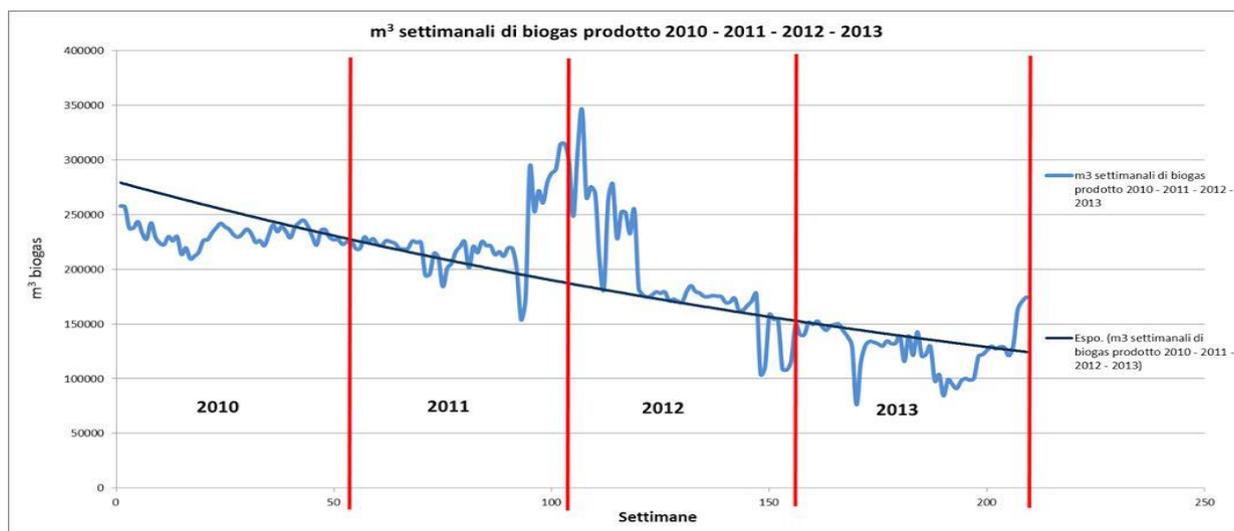


Figura 108 - Grafico andamento del biogas aggiornato con gli ultimi dati [Dichiarazione Ambientale S.A.BA.R., 2013]

Da quando la discarica cesserà definitivamente di ricevere rifiuti la curva di diminuzione del biogas sarà ancora più ripida come dimostra la linea in verde della figura 109. Essa corrisponde alla produzione di biogas teorica stimata per la discarica di S.A.BA.R. S.p.A. Ma come si vede dalla linea rossa che rappresenta l'andamento reale i valori si discostano sensibilmente da quelli previsti già oggi il che induce a non fare completo affidamento a questo tipo di combustibile. Occorre evidenziare che nel ramo di discesa si registra un flesso relativamente all'anno 2016 infatti attualmente il flusso in ingresso del rifiuto è aumentato notevolmente, secondo quanto previsto questo incremento di quantitativo è dovuto alla volontà di completare il bacino entro il tempo prefissato oltre il quale la discarica non sarà più autorizzata ad accogliere rifiuto.

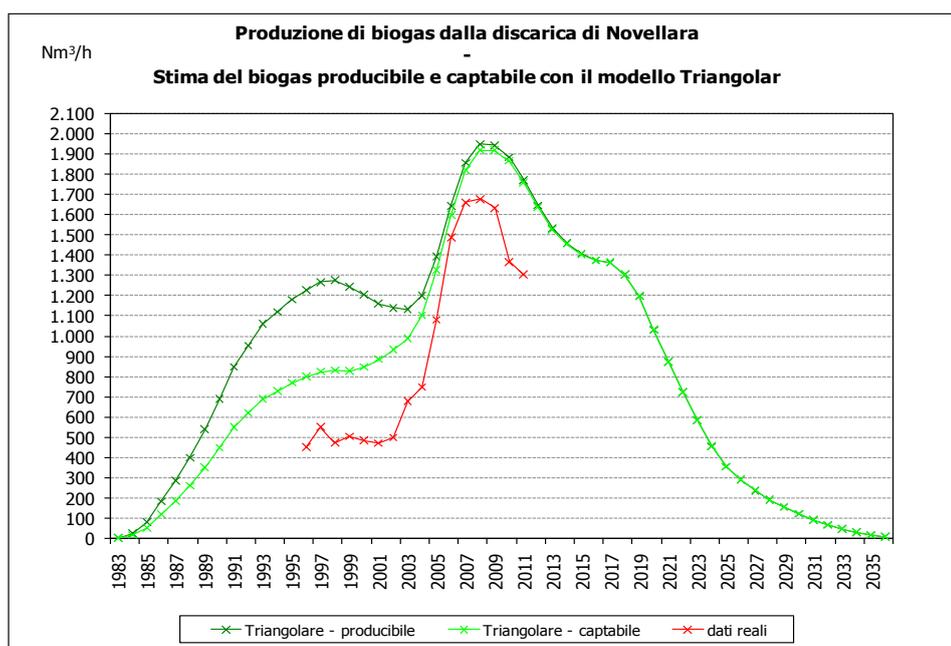


Figura 109 - Curva stimata (in verde scuro la quantità producibile, in verde chiaro quella captabile) e reale (in rosso) della produzione del biogas [S.A.BA.R., 2015]

Nelle due foto sotto riportate (fig. 110) si ripropongono i motori in questione.



Figura 110 - Motori cogenerativi SINCRO 1.000 Gruppo GEJenbacher modello JGS 320 [S.A.BA.R., 2015]

Dunque come si evince dai calcoli e dai grafici, l'attuale energia termica fornita dal biogas non sarà più sufficiente a garantire il calore all'interno dell'area di coltivazione per mantenere la temperatura costante a 30°C, e già oggi seppur molto raramente deve essere integrata da una caldaia a gasolio ausiliaria di cui l'impianto è munito anche per fronteggiare i momenti di emergenza, come il congelamento del biogas all'interno dei condotti di captazione.

Il Bettolino pertanto, per la gestione dell'attuale serra necessita di potenza termica di picco di 1.8 MW<sub>t</sub>. Essa è fornita quasi totalmente dal sole nelle stagioni estive e dai motori cogenerativi quando l'energia solare viene a meno. Se questa potenza è garantita, come tutt'ora avviene, dal cogeneratore a costi molto contenuti, l'attività, che impiega svariati ragazzi diversamente abili, ha anche un ritorno economico. Se invece il calore deve essere garantito con il combustibile fossile, oltre ad essere più impattante sull'ambiente, alza notevolmente i costi, tali da non rendere l'attività remunerativa.

In collaborazione con S.A.BA.R. S.p.A., la "Cooperativa Sociale il Bettolino" sta cercando di mettere a punto un progetto per garantire un futuro all'attuale attività di coltivazione del basilico per garantire, in questo periodo di difficoltà economica, occupazione per ragazzi diversamente abili e non. Con le produzioni di *basilico bio* iniziate nel 2011 sono stati utilizzati tutti gli spazi delle serre a disposizione della cooperativa. Ne consegue che il Bettolino senza ulteriori interventi non potrà, in futuro, continuare a pieno questa attività.



A questo punto si pone necessaria una riflessione che tenga conto anche dell'aspetto sociale conseguente alla scelta imprenditoriale di produrre o meno il "caldo in S.A.BA.R": sapendo che più avanza il tempo più calerà la produzione di biogas e da quel momento si andrà ad esaurire la produzione di energia elettrica e conseguentemente la disponibilità di acqua calda per scaldare le serre.

In questo caso, valutando l'incidenza sempre più elevata dei costi energetici, sarà necessario:

- ridimensionare la produzione di basilico nei 4-5 mesi invernali;
- rivedere il *progetto pesto* con basilico fresco e del progetto "vivi Verde bio Coop";
- pensare di introdurre altre orticole (valeriana, insalatine,...) dove l'incidenza dei costi energetici è inferiore che però, ovviamente, danno luogo ad un margine netto molto inferiore rispetto al basilico.

Da queste prime sommarie considerazioni, è però facile comprendere che sarà necessario ridurre i costi e necessariamente anche ridimensionare la cooperativa.



Figura 111 - Serra a vasche [S.A.BA.R., 2015]

Infine una questione prettamente burocratica da non sottovalutare è la richiesta delle autorizzazioni tanto che si è deciso di adottare come criterio di progetto l'adozione di un impianto con taglia inferiore a 1 MW<sub>e</sub> al fine di snellire l'iter di rilascio autorizzativo per la realizzazione e gestione dell'impianto.



Il quadro autorizzativo per gli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili

EMILIA ROMAGNA - Quadro autorizzazioni					
Tipologia impianto	Potenza installata	Procedimento	Riferimento normativo	Ente competente	Soglie tab. 2 D.Lgs. 387
Solare Fotovoltaico	$P < 20 \text{ kWp}$	COMUNICAZIONE o PAS	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Comune	20 kW
	$20 \text{ kWp} \leq P \leq 50 \text{ MWp}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Provincia	
	$P > 50 \text{ MWp}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Regione	
Eolico	$P < 60 \text{ kW}$	COMUNICAZIONE o PAS	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Comune	60 kW
	$60 \text{ kW} \leq P \leq 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Provincia	
	$P > 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Regione	
Idraulico	$P < 100 \text{ kW}$	COMUNICAZIONE o PAS	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Comune	100 kW
	$100 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Provincia	
	$P > 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Regione	
Biomasse	$P < 200 \text{ kW}$	COMUNICAZIONE o PAS	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Comune	200 kW
	$200 \text{ kW} \leq P \leq 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Provincia	
	$P > 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Regione	
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	$P < 250 \text{ kW}$	COMUNICAZIONE o PAS	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Comune	250 kW
	$250 \text{ kW} \leq P \leq 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Provincia	
	$P > 50 \text{ MW}$	AU	<a href="#">Dlgs 387/2003</a>	Regione	

Tabella 15 - Il quadro autorizzativo per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili [Regione Emilia Romagna, 2015]

La competenza per il rilascio dell’Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni (o alle Provincie se delegate dalla disciplina regionale). Tale titolo autorizzativo non sostituisce la V.I.A. (Valutazione di Impatto Ambientale) previsti per:

- gli impianti idroelettrici con potenza nominale installata superiore a 100 kW;
- gli impianti eolici di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW;
- gli impianti da fonti rinnovabili diversi da quelli di cui al punto a) e al punto b), di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW.

Gli esiti delle procedure di verifica di assoggettabilità o di V.I.A., comprensive, dove previsto, della Valutazione di Incidenza (V.I.) e di tutte le necessarie autorizzazioni in materia ambientale (articolo 26 D.Lgs. 152/2006), sono contenuti in provvedimenti espressi e motivati che confluiscono nella Conferenza dei Servizi. Come si evince al paragrafo 2.5: “Il percorso autorizzativo” per gli impianti a biomassa con potenzialità elettrica inferiore a 1 MW, si può procedere con la sola Autorizzazione Unica alla costruzione e all’esercizio dell’impianto ai sensi del *D.Lgs. 387/2003* senza incorrere in un ulteriore V.I.A. che aumenterebbe significativamente la complessità dell’iter, nonché le tempistiche per il rilascio.

## 5.4 Tipologia e caratteristiche della biomassa di S.A.BA.R.

Le biomasse a cui si fa riferimento nel presente elaborato sono quelle derivanti dallo scarto del verde pubblico cittadino nella porzione di territorio della bassa reggiana, figura 112: in particolare per i comuni di la cui gestione della raccolta rifiuti compete a S.A.BA.R. (in azzurro) e una porzione dei comuni di IREN (in verde) limitrofi all'impianto novellarese.



Figura 112 – Comuni che conferiscono in S.A.ABA.R. [Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2013]

Dalla manutenzione del verde pubblico e dell'utenza privata conseguono potature arboree o di siepi, fogliame, sfalci di giardini e parchi che devono essere smaltiti. Nel dettaglio il rifiuto ligno-cellulosico raccolto da S.A.B.A.R è costituito da:

- sfalci;
- potature;

conferiti da parte dei cittadini presso i centri di raccolta, box stradali (fig. 113) oppure ritirati a domicilio per mezzo di un auto-articolato la dove le quantità di potature è notevole. Per avere un'idea della tipologia del rifiuto oggetto di studio di seguito si mostra una foto scattata ad un box ramaglia ubicato presso il Comune di Novellara.



Figura 113 - Biomassa conferita in un box stradale [Novellara, 2015]

Inoltre, in alcuni comuni gestiti da IREN attualmente si svolge un'ulteriore modalità di raccolta a domicilio del verde domestico, denominata "Giro Verde": ogni utenza è munita di opportuni sacchi in cui conferire esclusivamente sfalci d'erba, foglie e potature sminuzzate. Il materiale derivante da questa raccolta non è smaltito in S.A.B.A.R, quindi non rientra nel materiale analizzato nel presente elaborato. In figura 114 è individuato il sacco dove viene conferito il materiale.



**Figura 114 - Tipologia di materiale raccolto con la modalità "Giro Verde"**

Il materiale verde di S.A.BA.R è quindi una miscela di sfalci e potature.

Gli sfalci sono costituiti essenzialmente da erba da manutenzione di giardini privati e verde pubblico da ramaglie con alta percentuale di fogliame e da una modesta quantità di materiale vegetale prodotto da coltivazioni agricole (prevalentemente paglia). Sono caratterizzati da una elevata quantità di contenuto d'acqua ammontante mediamente al valore del 60-65% nel momento del conferimento. Questo valore è soggetto a una forte oscillazione che dipende dalle condizioni meteorologiche e dal tempo di permanenza nel box ramaglia in cui ha già inizio una prima fase di essiccazione. Gli sfalci rappresentano il 32% del materiale verde raccolto nell'impianto novellarese durante tutto l'arco dell'anno anche se il suo conferimento si concentra nella stagione estiva.

Le potature rappresentano la frazione predominante, pari al 68%, del rifiuto verde. Esse si compongono per la maggior parte da ramaglie di diverse specie arboree di alto e basso fusto proveniente dal comparto privato, pubblico e agricolo. Sono caratterizzate da una consistente percentuale di fogliame che attenua il contenuto energetico, incrementando l'umidità nel materiale. Si ritrova anche la presenza di tronchi di legno vergine (se pur non scortecciato) privato, nella maggior parte, dei casi dell'apparato radicale che contribuisce ad aumentare il potere calorifico del cippato. Mediamente nell'arco annuale il suo valore di umidità si attesta sul 40%, fermo restando l'intrinseca variabilità stagionale.



Figura 115 - Stoccaggio attuale potature in S.A.BA.R [S.A.BA.R, 2015]

Il materiale ligno-cellulosico confluyente oggi nell'impianto deriva da un bacino di utenza composto da:

- un primo flusso derivante dagli otto comuni di gestione diretta S.A.BA.R costituito per circa la metà (49%) da sfalci o materiale comunque destinato al compostaggio e l'altra metà da potature (51%) che viene invece inviato ad una successiva fase di cippatura per la valorizzazione finale in caldaia;
- un secondo flusso derivante dai comuni di competenza IREN più limitrofi all'impianto novellarese (Bagnolo, Cadelbosco di Sopra, Castelnovo di Sotto, Campagnola Emilia, Fabbriico, Rolo, Rio Saliceto e una piccola parte di Correggio) composti unicamente della sola frazione di potature. Occorre evidenziare che l'entità di tonnellate di questo secondo flusso dipende strettamente dagli accordi stipulati anno per anno tra i due gestori di smaltimento: ragione per cui S.A.BA.R ha la possibilità, previa il consenso di IREN, di regolare e gestire i quantitativi di potature in ingresso oltre a quelli raccolti nei propri comuni di gestione.

Per ricavare i quantitativi in ingresso che sono avviati al recupero annualmente dall'impianto novellarese si sono considerati direttamente i flussi dichiarati dall'Osservatorio Provinciale dei Rifiuti gentilmente fornito dalla provincia di Reggio Emilia per l'anno 2013 (Provincia-RE, 2013), riportato nell'ALLEGATO I: "Quantitativi biomassa e analisi cippato". I dati sono schematizzati nella seguente tabella 16, riportando in grigio i flussi di potature originati dagli abitanti dei comuni a gestione di IREN, mentre in azzurro i flussi di sfalci e potature che hanno origine negli otto comuni di gestione S.A.BA.R. In totale le utenze sono riconducibili a 125 530 abitanti che producono circa 20 000 t di rifiuto ligno-cellulosico.

INPUT ANNUALE				
Comune	ab. [n°]	Giardini e parchi IREN e S.A.BA.R [kg]		
IREN	Bagnolo in Piano	9 694	996 300	POTATURE
	Cadelbosco di Sopra	10 600	1 313 820	
	Campagnola Emilia	5 629	930 500	
	Castelnovo di Sotto	8 640	1 477 380	
	Correggio (6%)	1 545	328 416	
	Fabbrico	6 787	709 300	
	Rio Saliceto	6 258	961 480	
	Rolo	4 144	893 280	
S.A.BA.R	Boretto	5 314	1 153 260	SFALCI e POTATURE
	Brescello	5 618	1 281 045	
	Gualtieri	6 591	1 016 060	
	Guastalla	15 132	2 421 670	
	Luzzara	9 372	1 504 010	
	Novellara	13 797	1 752 035	
	Poviglio	7 196	1 413 130	
	Reggiolo	9 213	1 883 940	
<b>Conferimento in S.A.BA.R tot</b>		<b>125 530</b>	<b>20 035 626</b>	

Tabella 16 – Quantitativi materiale verde confluenti in S.A.BA.R [Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2013]

La prima domanda da porsi è la tipologia di materiale con cui si ha a che fare. Richiamando i cenni teorici espressi in merito al capitolo 2: “La normativa”, è possibile affermare che ogni kg di questa biomassa soddisfa i cinque requisiti normativi per cui un materiale possa essere considerato un sottoprodotto. Questa classificazione è fondamentale anche per il proseguo come ad esempio per la stessa forma di incentivazione. Si tratta di materiali in uscita da processi di lavorazione che hanno uno scopo finale diverso e non correlabile alla produzione stessa del sottoprodotto (primo requisito), tutte queste tipologie di materiali hanno una destinazione e/o valorizzazione già definita e certa ed il loro impiego avviene in modo integrale: il loro principale impiego e destinazione è la combustione in impianti autorizzati, oppure l'utilizzo, laddove possibile, come strutturante o ammendante agricolo (secondo requisito). Si può considerare a tutti gli effetti che i materiali possiedono i requisiti merceologici fin dall'inizio della produzione e non originano impatti quantitativamente e qualitativamente diversi (terzo requisito). Il quarto requisito è rispettato in quanto le qualità merceologiche ed ambientali richieste sono caratteristiche intrinseche delle biomasse e quindi non sono necessari trattamenti di nessun tipo, preventivi e/o preliminari atti a soddisfare tali requisiti. E' soddisfatto, anche la quinta richiesta di sottoprodotto, poiché alla biomassa è sempre associabile un valore economico di riferimento.

Da un punto di vista non più normativo ma più strettamente compositivo si tratta, quindi, di un materiale molto diverso ed eterogeneo: il materiale derivante dalle isole ecologiche gode già di una buona selezione fra sfalci e potature, così come anche quello ritirato direttamente presso i privati o aziende che dispongono di grossi quantitativi. Molto più variegato e misto è il materiale proveniente dai box ramaglia in cui sfalci foglie, tronchi e talvolta anche materiale ingombrante non conforme sono ben mescolati (S.A.B.A.R., 2013). In particolare la sua composizione varia notevolmente in funzione della stagione, come descrive la tabella 17 e ancor meglio il grafico (fig 116) sottostanti.

INPUT MENSILE		
Mese	Sfalci [kg]	Potature [kg]
Gennaio	0	1 949 860
Febbraio	0	1 832 561
Marzo	0	1 293 620
Aprile	514 940	500 804
Maggio	1 080 137	256 122
Giugno	836 960	120 456
Luglio	774 580	25 321
Agosto	1 082 330	75 321
Settembre	814 160	675 232
Ottobre	529 980	2 837 920
Novembre	498 460	2 180 083
Dicembre	205 280	1 951 500
<b>TOT<sub>parziale</sub></b>	<b>6 336 827</b>	<b>13 698 800</b>
<b>TOT<sub>input</sub></b>	<b>20 035 627</b>	

Tabella 17 - Input di sfalci e potature mensili [S.A.B.A.R, 2013]

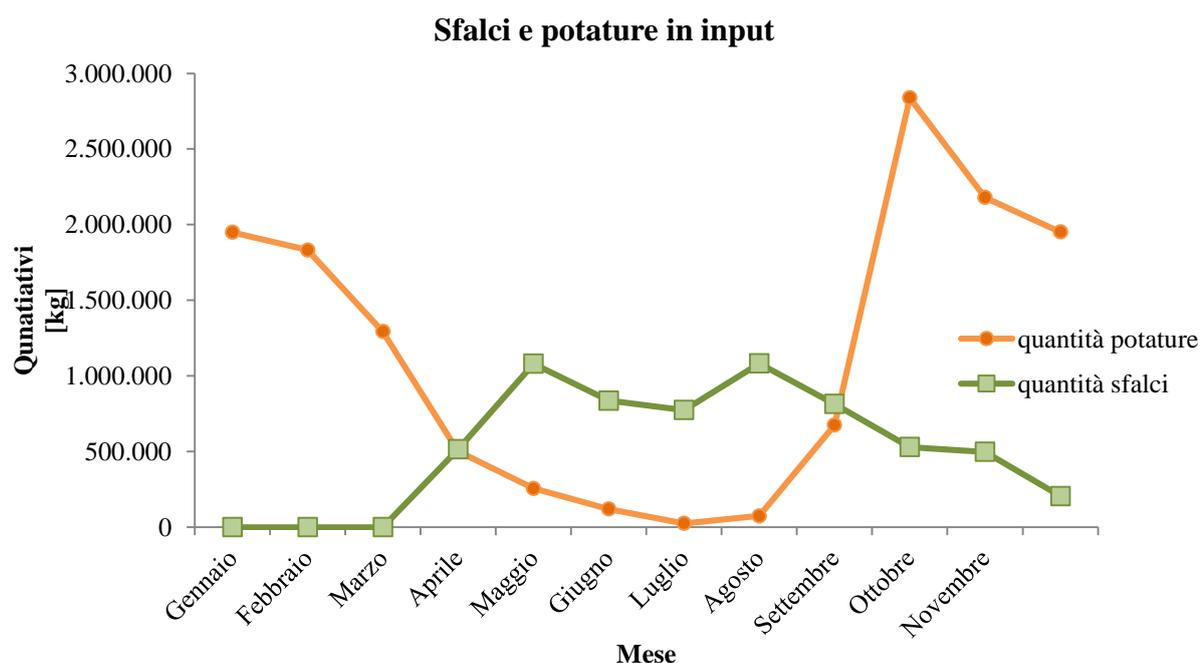


Figura 116 - Grafico sfalci e potature input [S.A.B.A.R, 2013]

Nei mesi centrali, vale a dire da fine aprile ad inizio settembre il quantitativo di potature diminuisce fino a risultare nullo per il mese di luglio, contrariamente il quantitativo di sfalci è consistente per poi abbattersi nei mesi autunnali ed invernali dove prevalgono nettamente i flussi di potature. Il trend delle potature fa registrare un sensibile picco ad ottobre perché è di fatto il periodo in cui si concentra la fase di taglio stagionale di vigneti, frutteti e più in generale specie albore. In inverno entra un materiale essenzialmente legnoso con poco fogliame e relativamente asciutto, nel senso di un contenuto di acqua sensibilmente minore rispetto al corrispettivo materiale in ingresso nella stagione estiva.

Questa marcata contrapposizione stagionale della miscela ligno-cellulosica deve essere tenuta in considerazione per valutare un idoneo trattamento e valorizzazione della biomassa.

Nel rifiuto ligno-cellulosico vergine raccolto sono presenti, se pur con una percentuale pari al 0.5% in peso, ovvero 100 t di materiale non conforme: costituito prevalentemente (circa un 80%) di ingombranti come divani, materassi o più in generale rifiuto che per dimensione non rientra nel classico cassonetto dell'indifferenziato, un 15% di legno trattato derivante da mobili ed infine imballaggi in plastica per il restante 5%. Ogni frazione merceologica viene rispettivamente separata manualmente o con l'utilizzo di una macchina operatrice e integrata nell'opportuno flusso di smaltimento e riciclo.

#### **5.4.1 Scenario attuale**

Attualmente in S.A.BA.R la biomassa prevede di essere differenziata su due linee di flusso. La parte erbacea molto umida, vale a dire la parte di sfalci ben selezionata all'interno dei centri di raccolta, e buona parte del materiale presente nei box ramaglia è direttamente inviata al centro di compostaggio. La parte meno umida, con un maggior contenuto di lignina derivante dai ritiri presso aziende o privati ed in entrata da IREN viene conferita in S.A.BA.R. Sotto è riproposto il diagramma di flusso che ripercorre graficamente il percorso che oggi segue la biomassa, evidenziando i passaggi fondamentali che compie il materiale impiegato, per una descrizione più completa si rimanda alle tabelle che seguono in dettaglio il grafico di figura 117. Per individuare le aree destinate allo stoccaggio e lavorazione del cippato si rimanda all'*ALLEGATO X: Elaborati grafici tavola n° 1 "Planimetria S.A.BA.R scenario attuale"*.

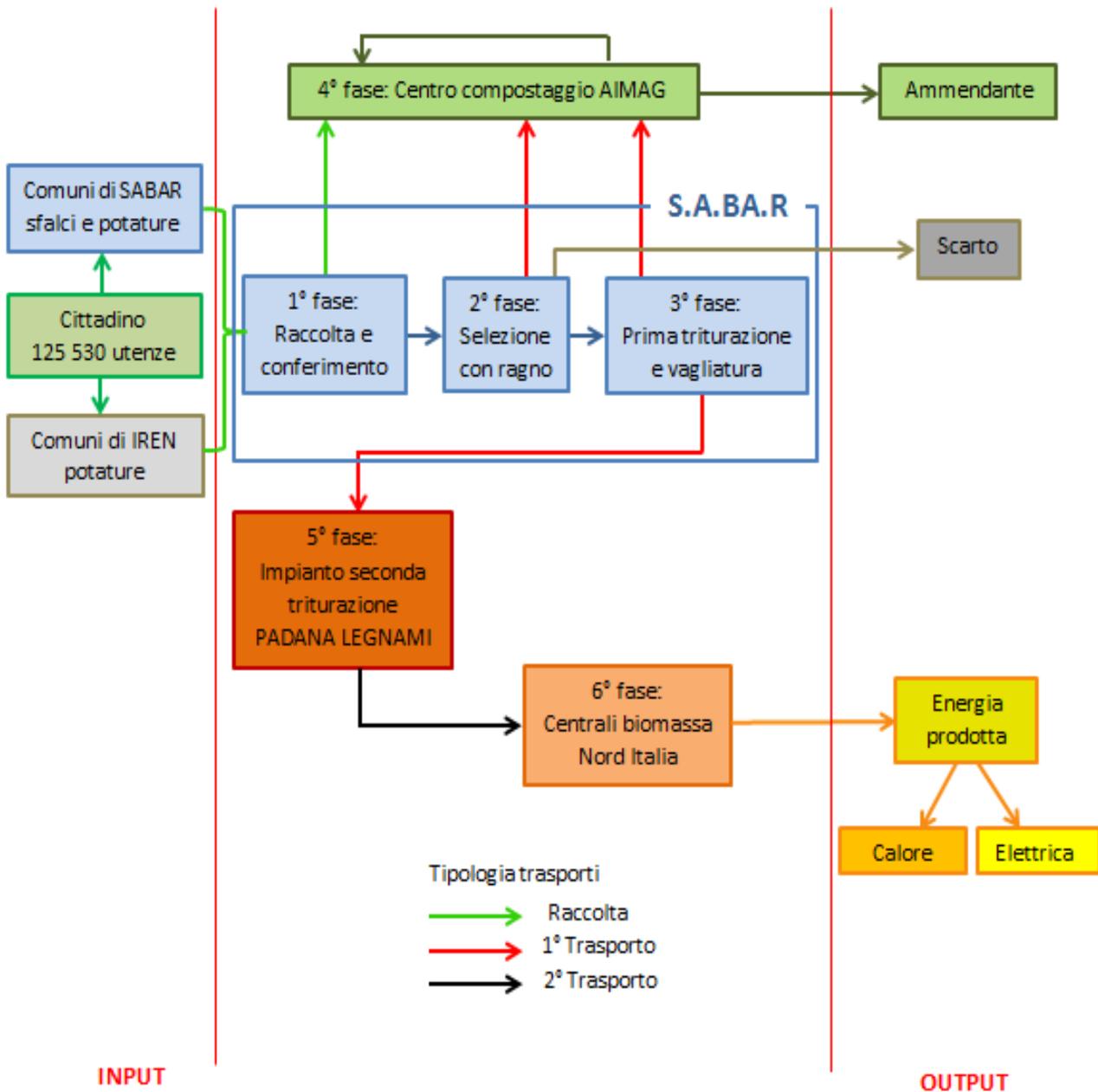


Figura 117 - Diagramma di flusso della biomassa per lo scenario attuale [S.A.BA.R, 2015]

Il tutto ha inizio dal singolo cittadino delle 125.530 utenze sia dei comuni di competenza S.A.BA.R sia la porzione dei comuni con gestore IREN. Da questi sono smaltiti negli appositi luoghi e contenitori da dove vengono poi raccolti per mezzo di autoarticolati muniti di mezzo ragnante. Le frecce che collegano i diversi rettangoli indicano come evolve il flusso, quando questo si sposta da un impianto ad un altro assumendo una diversa colorazione (verde, rossa e nera) al fine di descriverne la tipologia del trasporto.

Riassuntivamente per i comuni di S.A.BA.R, il materiale viene trasportato per la maggior parte nella impianto di Novellara, mentre una minor flusso circa il 9%, costituito principalmente da sfalci erbacei è trasportato al centro di compostaggio AIMAG di Fossoli (Carpi). A questo flusso in

S.A.BA.R si sommano le 7 610 t di sole potatura raccolta sui comuni di IREN, qui il materiale viene da subito selezionato con un mezzo ragnante che separa lo scarto, cioè il materiale non conforme presente nel flusso di input, dal cumulo di sfalci e patate. In seguito, sempre lo stesso macchinario ragnante completa la fase di selezione separando lo sfalcio dalla potatura: lo sfalcio è indirizzato al centro di compostaggio.



**Figura 118 - Operazione di R03 in S.A.BA.R: selezione con ragno(1), triturazione (2) con trituratore a cui è collegato in serie il vagliatore (3) da cui in uscita si distingue: il sopravaglio a destra (4) ed il sottovaglio a sinistra (5) [S.A.BA.R, 2015]**

Per quanto riguarda le potature (con riferimento alla figura 118), pari al 68% del materiale in ingresso, una volta depurate dallo scarto e grossolanamente dagli sfalci sono destinate ad un'operazione di tritura e vagliatura definita normativamente parlando di R 03: la potatura viene caricata (1) nella tramoggia di un trituratore (2) a cui è inserito in linea un vagliatore (3) che separa il materiale in:

- sottovaglio (5): composto da materiale molto fine (< 2 cm), si suppone circa 8.5% (in peso) del materiale vagliato;
- sopravaglio: cippato con dimensioni comprese fra i 20-150mm.

A seguito di queste operazioni il materiale non è più classificato come un rifiuto ma assume l'identità di materia prima e seconda.

Il sottovaglio viene separato dal cippato perché date le piccole dimensioni reca problemi di funzionamento e di efficienza dell'impianto di combustione in cui verrebbe bruciato e quindi viene nuovamente indirizzato assieme alla frazione di sfalcio al centro di compostaggio.

In tabella 18, sono riportate per ogni fase che si realizza internamente a S.A.BA.R le quantità di materiale in gioco, comprensive dei cali naturali di umidità che subisce lo sfalcio e la potatura durante, se pur breve, stoccaggio in attesa della selezione e dell'operazione di trito-vagliatura, tutte le informazioni sono state fornite gentilmente dal personale di S.A.BA.R.

QUANTITATIVI INPUT ANNUALI					
sede		Sfalci		Potature	
	fasi	percentuale [%]	quantità [t]	percentuale [%]	quantità [t]
S.A.BA.R	input	<b>17%</b>	3 487	<b>68%</b>	13 699
	umidità (M)	65.0%	2 266	40.0%	5 480
	scarto	-0.5%	-17	-0.5%	-68
	calo naturale	-3.0%	-104	-1.2%	-164
	selezione		2 692		
	trito-vagliatura		673		13 466

Tabella 18 - Flussi di biomassa in S.A.BA.R nello scenario attuale [S.A.BA.R, 2013]

Al centro di compostaggio, dunque, arrivano due flussi in input:

- lo sfalcio che direttamente viene trasportato senza passare dalla discarica novellarese (14.2% del totale)
- i due flussi derivanti rispettivamente dall'operazione di selezione e triturazione avvenute in S.A.BA.R.

In conclusione si osserva che tutta la quantità di sfalci è quindi interamente avviato a recupero presso il centro di compostaggio a cui è già stata sottratta la quantità di acqua evaporata (calo naturale) derivante dalle operazioni che precedono il conferimento. I dati sono sempre stati forniti dal personale aziendale oltre che dal centro di compostaggio di AIMAG (AIMAG, 2013), di cui però non si riporta il funzionamento ma ci si limita a dire che lo sfalcio assolve la funzione di strutturante nella fermentazione per mezzo della quale la materia organica presente nell'impianto, vale a dire la FORSU (Frazione Organica da Rifiuto Solido Urbano), lo scarto agro industriale oltre che gli stessi sfalci, diventano ammendante compostato misto. In tabella 18 sono riassunti i quantitativi in input all'impianto di compostaggio.

QUANTITATIVI INPUT ANNUALI			
sede		Sfalci	
	fasi	percentuale [%]	quantità [t]
CENTRO COMPOST.	input diretto	<b>14.2%</b>	2 850
	umidità (M)	65.0%	1 853
	scarto	-0.5%	-14
	calo naturale	-3.0%	-85
	input selezionato + vagliato.		3 365
	input tot	<b>30.5%</b>	6 116

Tabella 19 - Flussi di sfalcio conferiti al centro di compostaggio nello scenario attuale [AIMAG, 2013]

Il sopravaglio derivante dall'operazione di R03, è a tutti gli effetti un cippato a norma UNI/TS 11264 ed essendo un "prodotto" gli compete un valore economico, anche se pur molto più basso rispetto a quello di un cippato vergine, viene venduto a cifre forfettarie a un secondo impianto di cippatura. Qui il materiale subisce una seconda fase di triturazione al fine di ottenere scaglie di legno comprese in un range dimensionale più ridotto tra i 20-80 mm. Tali dimensioni assicurano di avere un materiale molto più omogeneo in ingresso alle centrali di combustione quindi un funzionamento e combustione migliore e facilmente prevedibile e quindi controllabile. Anche in questo caso è stato considerato il calo naturale di umidità derivante dallo stoccaggio e triturazione, i dati sono stati forniti dalla ditta Padana Legnami di Poviglio (Reggio Emilia) (Padana-Legnami, 2013) e sono riportati in tabella 20.

QUANTITATIVI INPUT ANNUALI			
sede		Potature	
	fasi	percentuale [%]	quantità [t]
2° IMP. CIPPATURA	input cippato	<b>67.2%</b>	13 466
	umidità (M)	39.0%	5 252
	calo naturale	-1.2%	-162
	2° triturazione		13 304

Tabella 20 - Flussi di potature al secondo impianto di cippatura nello scenario attuale [Padana Legnami]

Il cippato in uscita da questo secondo impianto di cippatura viene inviato a centrali a combustione presenti nel nord Italia. Nello specifico si tratta delle centrali di combustione per biomassa: FRAVT di Collio (BS), STS di Sedrina (BG), TSN di Sellero (BS) infine le ultime due centrali gestite dalla TCVVV di Sondalo (SO) e di Tirano (SO).

Occorre precisare che le destinazioni a cui viene trasportata la biomassa possono subire cambiamenti annuali anche significativi, lo scenario è strettamente dipendente dalla richiesta da parte di ogni singola centrale di questo combustibile. Basandosi sulle informazioni raccolte direttamente

dall'azienda Padana Legnami è stato possibile ricostruire tali destinazioni, segue in tabella 21 una sintetica descrizione delle rispettive centrali (FIPER, 2010).

Centrale	Distanza da Padana Legnami [km]	Caratteristiche della Centrale	Biomassa consumata [t]	$P_{tinstallata}$ [MW <sub>t</sub> ]	$P_{einstallata}$ [MW <sub>e</sub> ]
Collio (BS)	162	turbina a vapore FINCANTIERI	45 000	12,9	2.8
Sedrina (BG)	196	turbina a vapore FINCANTIERI	51 000	12,4	2.8
Sellero (BS)	210	turbina a vapore FINCANTIERI	44 000	12,9	2.6
Sondalo (SO)	262	2 caldaie KOHLBACH GMBH	11 800	2 x 5	0
Tirano (SO)	261	2 caldaia KOHLBACH GMBH 1 caldaia a ORC	34 500	2 x 6 8	0 1.1

Tabella 21 - Elenco delle caratteristiche principali delle centrale dove il cippato è conferito [F.I.P.E.R., 2015]

I cinque impianti sono gestiti da due colossi nel settore delle biomasse legnose in Italia: gli impianti di Collio, Sedrina e Sellero dal gruppo COFELY GDF SUEZ, mentre gli impianti di Sondalo e Tirano sono di proprietà dal gruppo Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica (T.C.V.V.V.) Tali impianti utilizzano, come esplicitato in tabella 21: turbine a vapore FINCANTIERI o caldaie KOHLBACH GMBH (fig. 119).

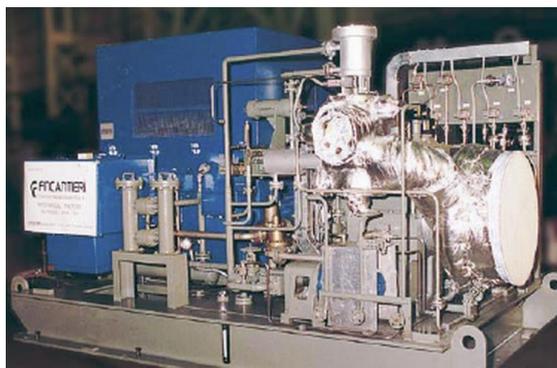


Figura 119 – Le caldaie delle centrali in cui viene inviato il cippato [Cofely Gdf Suez e T.C.V.V.V.]

Al fine di poter determinare l'energia chimica totale nella biomassa utilizzabile si deve moltiplicare tale massa per il rispettivo contenuto energetico inferiore (al fine cautelativo assumiamo il PCI e non il PCS).

Su tale cippato sono condotte analisi con cadenza più o meno annuale al fine di determinarne le caratteristiche fisiche e chimiche fondamentali. S.A.B.A.R ha condotto analisi sul cippato in questione nel 2010, 2013, 2014 e 2015. Sono tutte riportate nell' *ALLEGATO I: "Quantitativi biomassa e analisi cippato"*, e per ognuna è specificato il periodo di campionamento, in questo modo è possibile osservare la fluttuazione composizionale e quindi del contenuto energetico a seconda del periodo stagionale, della percentuale di umidità. Per avere un confronto segue la tabella 22 i PCI di diverse specie di biomasse tra cui quello dei residui legnosi (Piemonte, 2011).

Specie	Potere Calorifico Inferiore - PCI [MJ/kg di s.s.]
Materiali cellulosici <sup>1</sup>	17
Legno in genere	19
Residui legnosi <sup>2</sup>	18
Olio vegetale	37
Residui agro-industriali <sup>3</sup>	18
Pollina	17

Tabella 22 - PCI delle diverse tipologie di biomasse [Regione Piemonte, 2011]

I valori di potere calorifico inferiore sono espressi in kg di sostanza secca. Il potere calorifico inferiore ad una certa umidità (M) si calcola facendo la differenza tra il prodotto del potere calorifico inferiore su sostanza secca (PCI<sub>s.s.</sub>) e la percentuale di sostanza secca ((100-M)/100) ed e il prodotto tra la percentuale di contenuto idrico (M/100) e l'energia, espressa in MJ/kg, che serve a far evaporare l'acqua (r = 2.5 MJ/kg). Perciò il P.C.I.<sub>(%M)</sub> ad un certo contenuto di umidità si calcola come:

$$P.C.I._{(%M)} = \frac{PCI_{s.s} \times (100 - M)}{100} - \frac{r \times M}{100}$$

Se si grafica questa legge per ogni potere calorifico, nel nostro caso il PCI relativo ai residui legnosi (residui di potatura) si ottiene il seguente grafico in figura 120 in cui sono riportati i valori tipici per un cippato fresco (in blu), cippato stagionato (in verde) e pellets (in rosso):.

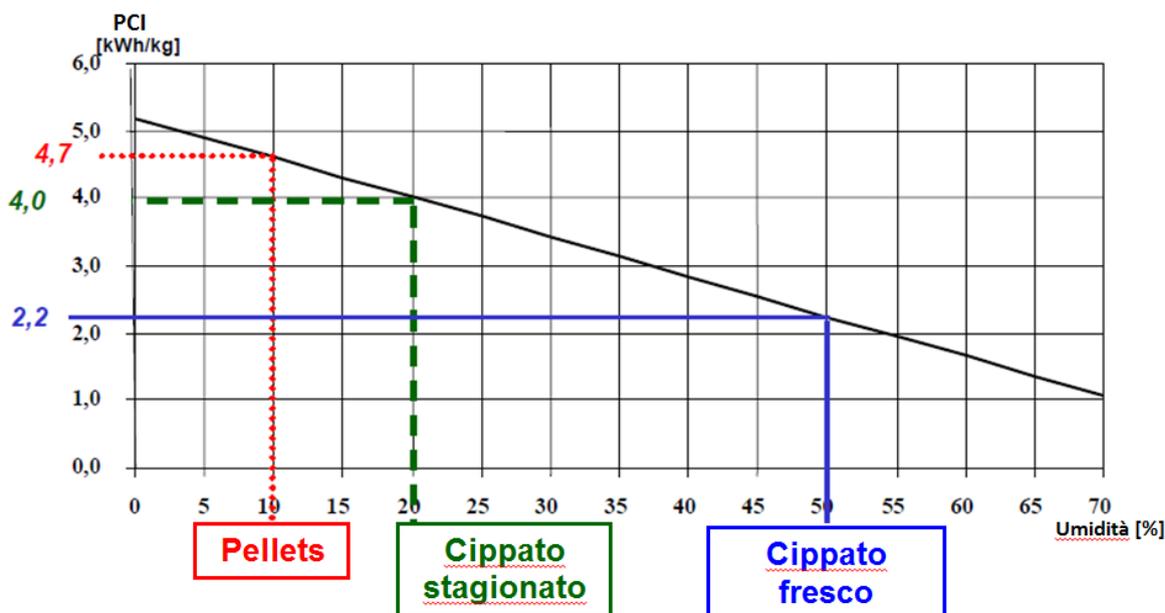


Figura 120 - Grafico PCI per cippato legnoso e umidità [Regione Piemonte, 2011]

<sup>1</sup> Esempi: cardo, miscanto, sorgo, ecc..

<sup>2</sup> Esempio: residui di potatura

<sup>3</sup> Esempi: vinacce, sanse



S.A.B.A.R di fatto suppone un PCI nell'ordine di 2.75 kWh/kg si noti a riguardo le frecce verdi nel grafico di figura 122, il quale conferma il dato dell'azienda.

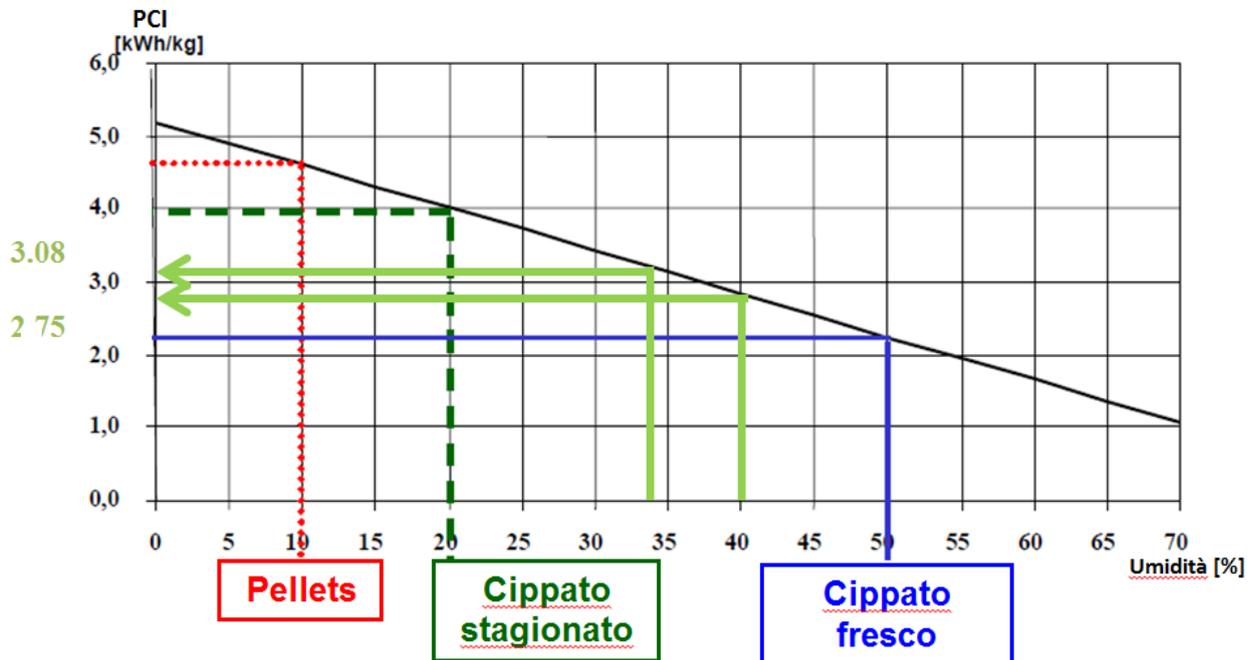


Figura 122 - Grafico con in verde riportato in alto il valore dell'analisi del cippato e sotto il valore considerato nel nostro caso per un umidità di circa il 40% [Regione Piemonte, 2011]

Il valore, inoltre, ritrova ulteriore riscontro nei risultati condotti sul materiale in ingresso alle centrali di che bruciano tale cippato i cui valori spaziavano nel range 2.75-2.81 kWh/kg nel corso del 2014. Avendo a disposizione questo valore è possibile calcolare come mostra la seguente tabella 23 l'energia e potenza chimica fornita dalla biomassa tal quale con un grado di umidità M=38-40% semplicemente come:

$$\text{Energia biomassa} = \text{PCI} * m = 2.75 \frac{\text{MWh}}{\text{t}} 13\,304 \text{ t} = 36\,587 \text{ MWh}$$

$$\text{Potenza biomassa} = \frac{\text{Energia biomassa}}{\text{ore funzionamento}} = \frac{36\,587 \text{ MWh}}{8\,000 \text{ h}} = 4.6 \text{ MW}$$

QUANTITATIVI INPUT ANNUALI		
sede	Potature	
CENTRALE BIOMASSA	input cippato	13 304 t
	umidità (M)	38.0 %
	PCI	2.75 MWh/t
	ore funzionamento	8 000 h
	<b>Energia biomassa</b>	<b>36 587 MWh</b>
	<b>Potenza biomassa</b>	<b>4.6 MW</b>

Tabella 23 - Energia e potenza disponibile dalla biomassa scenario attuale [Cofely Gdf Suez e T.C.V.V.V., 2013]

### 5.4.1 Scenario futuro

Nel presente paragrafo si propone la descrizione di una futura alternativa rispetto alla attuale modalità di gestione del materiale ligno-cellulosico: la miscela verde (sfalci e potature) avrà unica destinazione di valorizzazione internamente a S.A.BA.R. Secondo questo scenario sia gli sfalci che le potature verranno smaltiti e quindi valorizzati all'interno dei confini di S.A.BA.R, realizzando in questo modo la costruzione di un sistema di smaltimento-impiego a corto raggio: il rifiuto prodotto dalle utenze limitrofe verrebbe smaltito e valorizzato localmente.

Il vantaggio derivante da questo nuovo scenario, su cui si baseranno tutte le successive considerazioni e dimensionamenti è legato al mancato costo di smaltimento (compreso del costo del trasporto) degli sfalci presso i centri di compostaggio ed in particolare vedere valorizzato un rifiuto locale, come risorsa in grado di generare nuovi posti di occupazione o di rimpiego personale oggi operante sul fronte di discarica quando esso sarà chiuso. Sotto si riporta il diagramma di flusso (fig. 123) della modalità di gestione futura di S.A.BA.R del rifiuto verde, mentre tutti i quantitativi si trovano riassunti in tabella 24 alla fine del paragrafo.

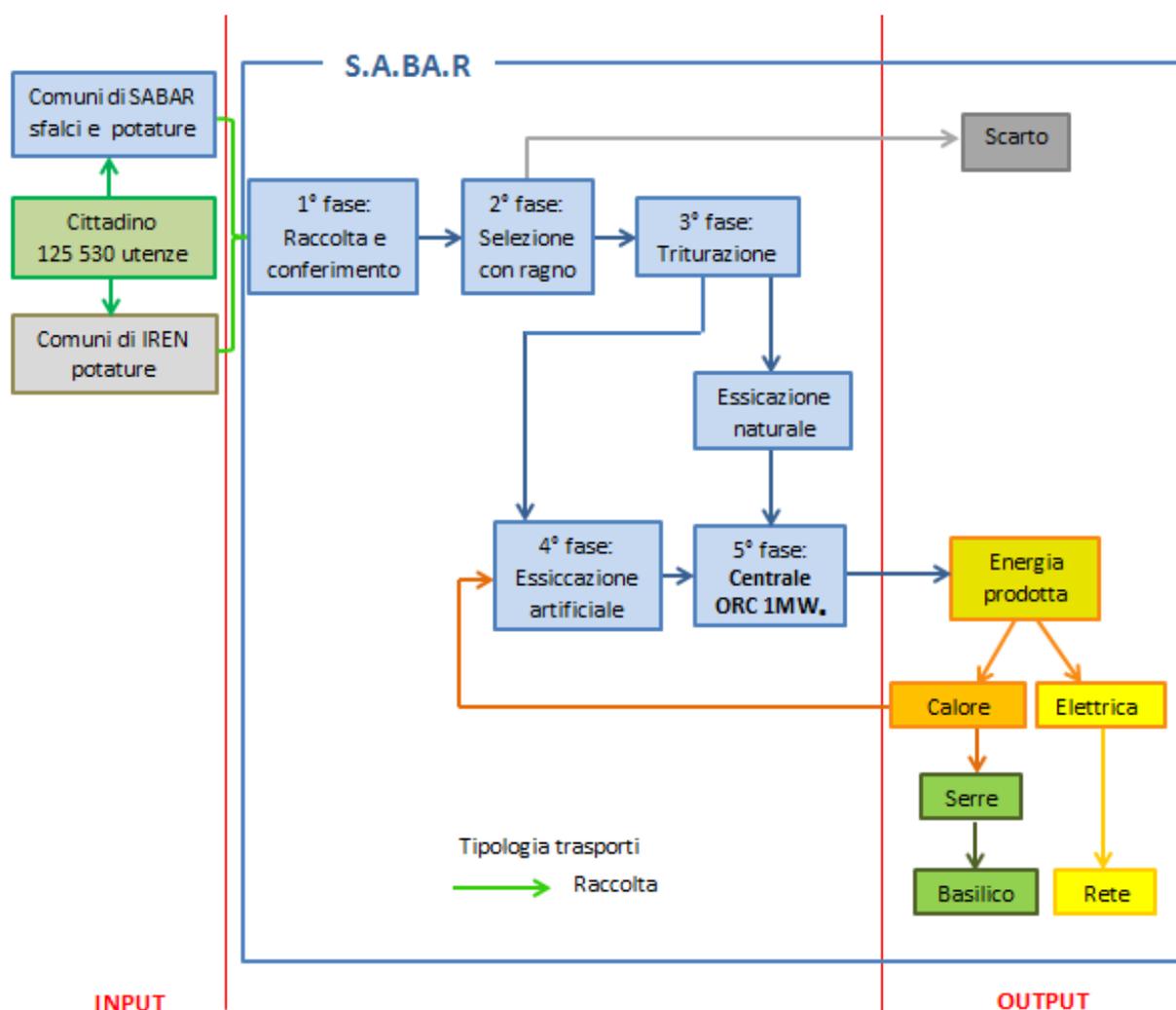


Figura 123 - Diagramma di flusso della biomassa scenario futuro [S.A.BA.R, 2013]

In questo scenario le potature e gli sfalci saranno interamente conferite all'interno della discarica, in essa analogamente a prima si prevede una fase di selezione per mezzo di macchina ragnante che permetta sia di depurare la biomassa conferita dallo scarto che di tenere ben distinti gli sfalci dalle potature. Seguirà la triturazione sia degli sfalci che delle potature non sarà invece necessaria l'operazione di vagliatura perché anche il materiale fine verrà smaltito all'interno dei confini della partecipata novellarese.

In essa si prevede la costruzione di un capannone all'interno del quale si svolgeranno le attività di stoccaggio e lavorazione del materiale utilizzando i mezzi di cui l'azienda è già in possesso. Con S.A.BA.R si è individuata una possibile ubicazione in cui realizzare il capannone all'interno del quale sarà installato l'impianto di valorizzazione della biomassa, ipotizzata con l'attuale piazzola di stoccaggio. L'azienda ha condotto in passato studi ingegneristici per il dimensionamento dell'area di stoccaggio, per questo motivo sono disponibili planimetrie su cui è possibile lavorare e ragionare sugli spazi disponibili per una futura occupazione. A partire dalle planimetrie esistenti è stata sviluppato un sintetico studio funzionale sulla gestione della biomassa qualora si attuasce questa nuova alternativa riportata nell'*ALLEGATO VI: Elaborati grafici tavola n° 2, "Planimetria S.A.BA.R scenario futuro"*. Manca il riferimento all'impianto di valorizzazione che sarà determinato, analizzato e dimensionato nei successivi paragrafi, invece compare sia l'essiccatore che l'ampliamento strutturale delle serre, per i quali il dimensionamento si rimanda *al paragrafo 5.7.3: "Calore in S.A.BA.R serre ed essiccatore"*.

All'impianto che dovrà smaltire la biomassa sarà chiesto di fornire calore alle serre esistenti, poiché il calore sviluppato dalla biomassa sarà consistente si è deciso di valorizzarlo prevedendo un ampliamento di nuove serre oltre che un essiccatore.

Dalla figura 124 estratta dalla *tavola 2* è visibile come l'impianto progettato si integri nel contesto di S.A.BA.R, proponendo alla discarica una possibile logica di gestione dei flussi in entrata e uscita dall'impianto. In particolare con le frecce verdi è indicato il flusso dei mezzi che conferiscono la biomassa, mentre con le frecce di colore marrone il percorso dei mezzi dedicati alla sua lavorazione.

All'interno del capannone si svolgerà l'operazione di cippatura e di movimentazione del materiale. In planimetria sono visibili anche le reti che consentiranno all'impianto di immettere direttamente l'energia elettrica in rete oltre che il sistema di condotte per il trasporto di calore.

Lo stoccaggio della biomassa sarà organizzato in due piazzole distinte. Una dedicata alla biomassa da immettere nell'essiccatore, ovvero gli sfalci e le ramaglie più umide (primaverili ed estive ricche in foglie) che dopo essere state triturate verranno destinate ad una successiva fase di essiccazione artificiale.

Una seconda piazzola in cui stoccare solamente quelle potature con basso contenuto di fogliame (tronchi, rami e arbusti secchi) che possiederanno già una bassa umidità e a loro sarà sufficiente anche la sola essiccazione naturale per raggiungere il tenore di umidità idoneo per la futura valorizzazione.

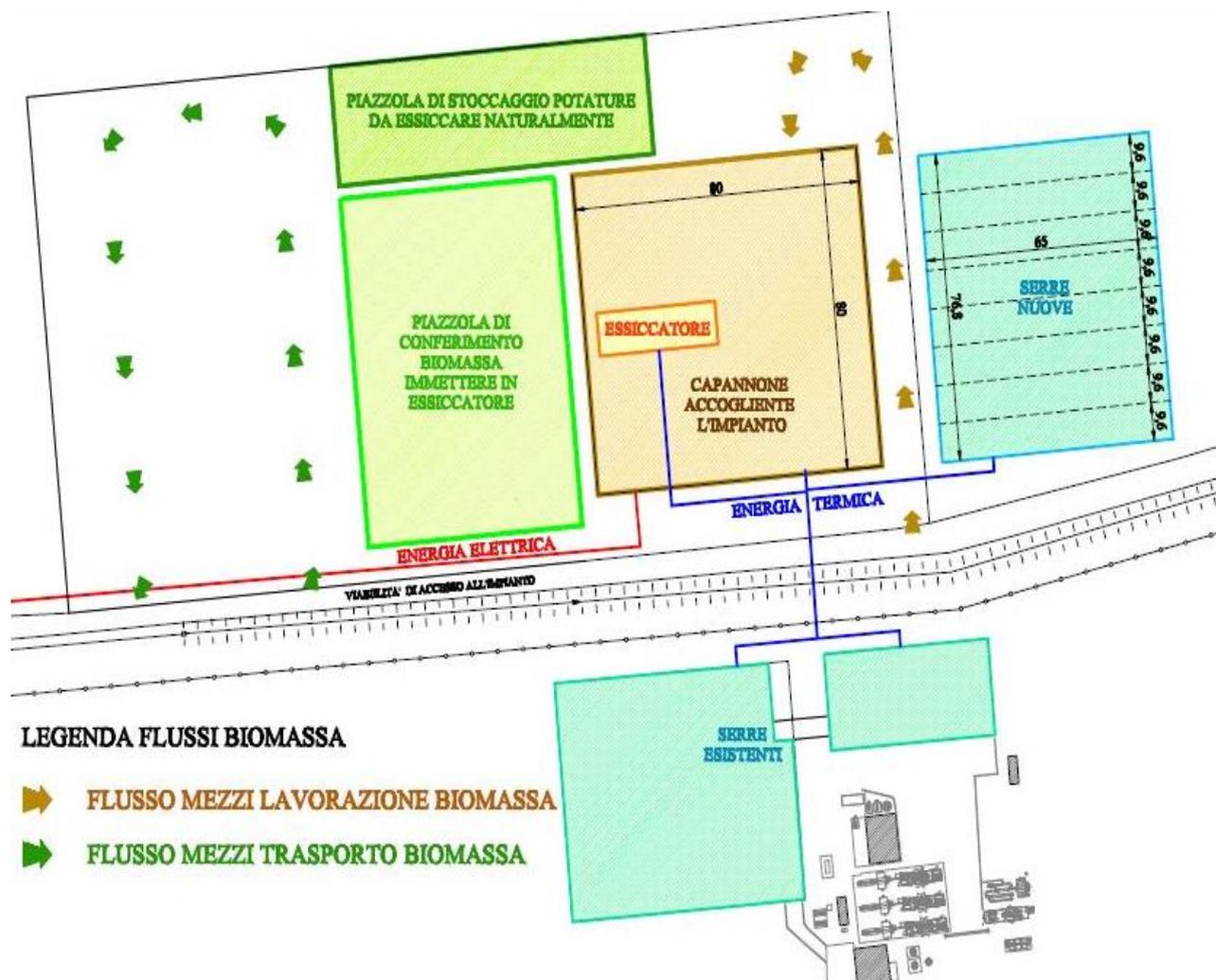


Figura 124 - Planimetria con la predisposizione impiantistica per lo scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013]

Il progetto è quello di tenere distinti i flussi di sfalci e potatura in input all'impianto per il diverso contenuto in umidità, prevedendo un essiccatore in grado di ridurre le eccessive quantità di acqua nel materiale raccolto al fine di stabilizzarlo. Infatti al di sopra di un certo tenore di umidità nel cumulo si realizza già un processo di fermentazione ad opera di batteri che porta alla degradazione del materiale. Maggiore è il contenuto idrico tanto più è intenso il fenomeno di fermentazione. Al fine di scongiurare la degradazione batterica del materiale stoccato si deve scendere sotto la soglia del 35% di umidità (dato confermato dal personale di S.A.BA.R). Poiché si dispone mediamente di sfalci con umidità  $M=65\%$  e potature con  $M=40\%$  si prevede la presenza di un essiccatore in grado di essiccare tutti gli sfalci e i quantitativi di potature più umide, invece alcune ramaglie in entrata, in particolare nei mesi autunnali ed invernali per le quali il contenuto di fogliame è ridotto al minimo, è

sufficiente anche solo un'essiccazione naturale. A tal proposito si è osservato che non conviene cippare immediatamente le potature in ingresso, perché fin quando rimangono stoccate è meglio lasciarle tal quali in quanto la pezzatura maggiore garantisce una porosità del cumulo notevolmente maggiore ed evita la formazione di zone anerobiche ideali per l'innesco di reazioni di fermentazione. In aggiunta l'operazione di triturazione rende disponibile ai batteri una maggior superficie specifica su cui compiere l'azione fermentativa, per tali motivi è previsto uno stoccaggio esterno delle sole potature poco umide che non passeranno per l'essiccatoio ma che comunque raggiungeranno lo stesso tenore di umidità del materiale essiccato grazie all'essiccazione naturale.

Si è previsto di raggiungere un contenuto di umidità finale negli sfalci e potature pari al 32%, valore che assicura di stabilizzare sicuramente il materiale in ingresso. Per raggiungere tale contenuto di umidità si considera inizialmente una perdita indicata in tabella 23 come calo pre-triturazione conseguente allo stoccaggio in attesa di essere tritato ed essiccato. Il calo è diverso rispetto a quello quantificato dal personale di S.A.BA.R e dalla PADANA LEGNAMI a proposito dello scenario attuale che era paria a -3.0 t per gli sfalci e -1.2 t per le potature. In questo scenario i cali naturali sono ridotti sia per gli sfalci che per le potature da inviare all'essiccatore in quanto queste appena entrerebbero verrebbero immediatamente tritate ed essiccate, al contrario per le potature essiccate naturalmente si prevede un calo pari a un 8.0% conseguentemente allo stoccaggio della potatura tal quale sul piazzale dietro al capannone.

Fasi	Percentuale [%]	Quantità [t]	Percentuale [%]	Quantità [t]	Percentuale [%]	Quantità [t]
input	<b>31.6%</b>	6 337	<b>48.4%</b>	9 689	<b>20.0%</b>	4 010
umidità	65.0%	4 119	40.0%	3 876	40.0%	1 604
scarto	-0.5%	-32	-0.5%	-48	-0.5%	-20
calo pre-triturazione	-1.0%	-63	-0.4%	-39	-8.0%	-319
triturazione		4 245		8 872		3 671
essiccatore	-32.0%	-1 997	-7.6%	-730	/	/
biomassa (M=32%)	16 787				t	
composizione	sfalci 25.3%		potature		74.7%	
PCI	2.75		MWh/t			

Tabella 24 - Flussi di biomassa in S.A.BA.R nello scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013]

Alla fine si è ottenuta una quantità totale pari a 16 787 t, occorre sottolineare che questo quantitativo può discostarsi a seconda di quanto effettivamente si essicca, i valori considerati come cali e perdite sono valori cautelativi facilmente sarà possibile essiccare una maggiore quantità questo provoca una diminuzione delle tonnellate ma si avrà a che fare anche con una biomassa con un maggior PCI. In

questo modo sarà comunque garantita la stessa quantità energetica a disposizione ed è su essa che si baseranno tutti i dimensionamenti e quindi la taglia del futuro impianto previsto.

Ciò premesso si è stimato il potere calorifico della nuova miscela essiccata ad un valore di umidità  $M=32\%$  composta per circa un quarto da sfalci cippati essiccati e i tre quarti da cippato di potatura essiccato. Su questa miscela non si hanno a disposizione analisi che attestino precisamente il contenuto del potere calorifico ma sapendo che il PCI di uno sfalcio essiccato non si discosta eccessivamente dal PCI di un legno proprio. La differenza del contenuto energetico è dovuta alla maggior presenza di acqua in uno sfalcio non essiccato. È possibile stimare tale potere calorifico rimanendo in regime cautelativo esattamente come quello del cippato dello scenario attuale pari cioè a 2.75 kWh/kg. Di fatto in quello attuale si ha un cippato con minor presenza di sfalci quindi più bello ma ad un umidità che varia dal 38-40% qui si ha a che fare con un cippato con presenza di sfalcio essiccato al 32% perciò sicuramente si rientra cautelativamente in questo valore di PCI. Ciò che cambierà nel cippato sarà il contenuto di ceneri: se per il cippato precedente è stimato il 7.2% su sostanza secca (analisi 2010 in *ALLEGATO I*), quello futuro si prevede si aggiri attorno al valore di 8.5% .

Ecco che analogamente a quanto visto per lo scenario attuale è possibile ora quantificare l'energia e potenza chimica totale presente nel cumulo della biomassa essiccata come:

$$\text{Energia biomassa} = \text{PCI} * m = 2.75 \frac{\text{MWh}}{\text{t}} 16\,787 \text{ t} = 46\,165 \text{ MWh}$$

$$\text{Potenza biomassa} = \frac{\text{Energia biomassa}}{\text{ore funzionamento}} = \frac{46\,165 \text{ MWh}}{8\,000 \text{ h}} = 5.8 \text{ MW}$$

I calcoli sono riassunti nella tabella 25:

<b>FLUSSI ENERGETICI IMPIANTO ANNUALI</b>	
Biomassa (M=32%)	16 787 t
Ore funzionamento impianto (dato Turboden)	8 000 h
PCI (dato S.A.BA.R)	2.75 MWh/t
<b>Energia biomassa totale disponibile</b>	<b>46 165 MWh</b>
<b>Potenza biomassa totale disponibile</b>	<b>5.8 MW</b>

Tabella 25 - Energia e potenza disponibile dalla biomassa scenario futuro [Elaborato da S.A.BA.R, 2013]

A partire da questa energia disponibile e dalle caratteristiche di biomassa si procede a valutare la migliore tecnologia di valorizzazione da adottare e dimensionare senza trascurare la necessità prioritaria di smaltimento e secondaria di generazione del calore di S.A.BA.R.

## 5.5 Migliore Tecnologia per S.A.B.A.R: impianto ORC

Ma cosa fare se si deve decidere quale tecnologia scegliere o come progettare l'impianto?

Dopo aver descritto le possibili tecnologie associabili alla produzione di energia da biomasse si passa ora a considerarne la fattibilità per il nostro caso specifico. La scelta ricadrà sull'applicazione termodinamicamente e tecnicamente più vantaggiosa. Bisognerà tenere conto dell'approvvigionamento di biomassa disponibile in S.A.B.A.R e degli obiettivi conseguibili.

La finalità principale dell'impianto, conformemente al ruolo che S.A.B.A.R ha svolto fino ad ora, rimane quella di garantire lo smaltimento di un rifiuto quale è la biomassa in questione. Sarà poi un'ulteriore finalità quella di ricercare una valida valorizzazione dello scarto in modo che si trasformi da rifiuto a risorsa. L'impianto servirà a produrre energia elettrica e termica in grado di garantire in modo continuativo il calore per produrre basilico nelle serre confinanti l'impianto durante tutto l'arco dell'anno. Ci si trova di fronte quindi ad una tipologia di combustibile difficile da gestire in quanto è caratterizzato da una elevata eterogeneità dimensionale e composizionale e quindi sarà necessario valutare tra le altre cose l'affidabilità di funzionare in continuo, ovvero garantire le 8000 h di funzionamento annuo, al fine di assolvere al problema principale di smaltimento. Segue lo schema riportato in figura 125 attraverso il quale si passa via via a considerare tutte le alternative per poi giungere alla migliore.

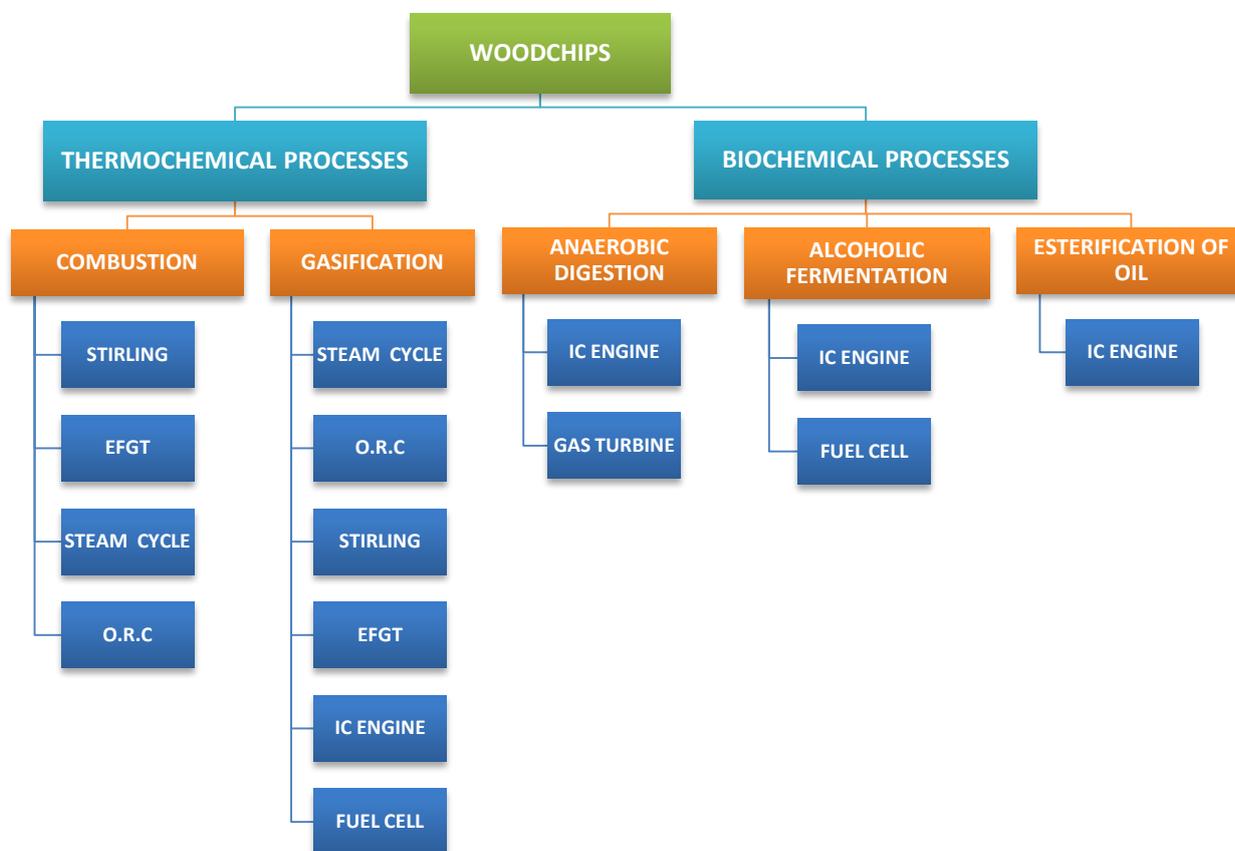


Figura 125 - Schema riassuntivo delle possibili alternative per la valorizzazione della biomassa

Ogni processo di valorizzazione richiede specifiche caratteristiche delle biomasse: ad esempio, è controindicato, se non addirittura proibitivo, ricorrere ad una conversione termochimica per valorizzare un liquame rispetto ad impiegare una conversione biologica. A tal proposito si rimanda allo schema 126 che individua a seconda della tipologia di biomassa dedicata o integrativa la conversione idonea.

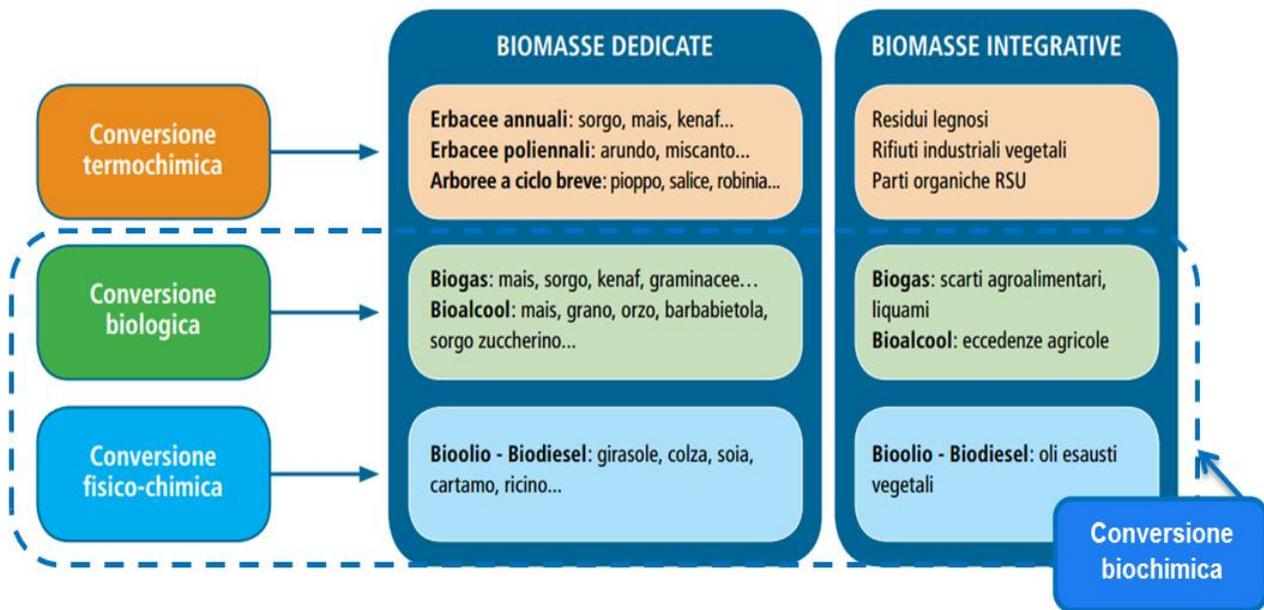


Figura 126 - Le differenti conversioni energetiche presuppongono l'impiego di specifiche biomasse per ottimizzare i rendimenti energetici [EnergyLab, 2015]

Le biomasse utilizzabili possono provenire sia da colture dedicate sia da prodotti integrativi. L'utilizzo di materiale proveniente da una coltura dedicata ha il vantaggio di godere di una migliore uniformità e omogeneità composizionale rispetto ad una biomassa integrativa: una piantagione di pioppeti (biomassa dedicata) assicura un cippato prodotto di solo pioppo senza presenza di erbe o altre tipologie di piante da coltivazioni agricole. Allo stesso tempo l'utilizzo di una biomassa derivante da una coltura dedicata porta con se un problema etico che è stato oggetto di grossi dibattiti e contrapposizioni in merito al fatto che sia più o meno lecito destinare porzioni di terra alla coltivazione di un raccolto finalizzato alla produzione di energia piuttosto che ad alimenti per il consumo umano. Premettendo che una risposta a questo problema dipende strettamente dal contesto territoriale e dalla stessa predisposizione allo sfruttamento agricolo di un suolo, l'impiego di una biomassa integrativa, se pur meno pregiata rispetto a quella dedicata, ha il vantaggio di essere notevolmente meno costosa, e rappresenta una soluzione ottimale da un punto di vista dell'impatto ambientale. Una biomassa integrativa, di fatto, è un sottoprodotto o perfino un rifiuto derivante da una operazione a monte: il materiale oggetto di studio rientra proprio in questa tipologia di biomassa che ben si presta alla conversione termochimica (fig. 126). Per questo motivo i combustibili di

natura biochimica: biodiesel, bioetanolo e biogas sono da escludere poiché non ottenibili dalla biomassa in questione costituita da sfalci e potature come individuato nel *paragrafo precedente 5.4: "Tipologia e caratteristiche della biomassa di S.A.BA.R"*.

Questo ci obbliga ad escludere dall'analisi tutte quelle applicazioni che si basano su tali tipi di processo, quali:

- motori a combustione interna alimentati a biogas;
- turbine a gas alimentate biogas;
- motori a combustione interna alimentati a biodiesel;
- motori combustione interna a bioetanolo;
- celle combustibili a bioetanolo.

L'analisi è pertanto ristretta alle applicazioni associabili a processi termochimici. Occorre quindi valutare se gassificare o direttamente bruciare la biomassa cippata.

### **5.5.1 Gassificare o bruciare direttamente?**

Il gassificatore è l'elemento impiantistico che a partire dalla biomassa allo stato solido produce un gas di sintesi. Esso è usualmente parte integrante dell'intero impianto termoelettrico (non conviene operare un trasporto del gas di sintesi) e in generale garantisce una efficienza di conversione biomassa-gas del 70-80%. Questa tecnologia assicura un rendimento elettrico di impianto dell'ordine del 30% il migliore fra tutte le tecnologie che analizzeremo. Il sistema completo di gassificazione è composto da tre elementi principali:

- sistema di preparazione e di alimentazione della biomassa;
- reattore di gassificazione;
- sistemi di pulizia raffreddamento e mescolamento del gas.

I sistemi più efficienti per sfruttare il syngas prodotto sono: i motori a combustione interna e le turbine a gas (EFGT). I primi hanno un rendimento elettrico pari al 38-41% e un rendimento termico del 50%. I secondi hanno un rendimento elettrico pari al 24% e un rendimento termico del 51%.

La soluzione più innovativa, oggi oggetto di spinta ricerca, prevede la possibilità di sfruttare il syngas (ricco di idrogeno) integrandolo con sistemi di celle a combustibile di tipo MCFC o SOFC. Questa tecnologia è però ancora di tipo sperimentale e non ha ancora raggiunto un grado di maturità, affidabilità e standardizzazione tale da renderla competitiva.

Tra le problematiche principali troviamo:

- messa in sicurezza dell'impianto;
- elevato grado di pulizia del syngas in entrata alle celle;
- elevato costo dei materiali costituenti le celle;
- difficoltà di immagazzinamento dell'idrogeno in maniera sicura ed efficiente;
- mancanza di un'adatta rete di trasporto e distribuzione del combustibile.

Le principali problematiche della gassificazione sono di seguito elencate.

- La tecnologia attualmente non è affidabile al 100%: è complesso riprodurre le diverse fasi che si realizzano nel reattore di gassificazione. Si tratta infatti di processi estremamente sensibili alle variabili in gioco, basta una minima variazione ai parametri di processo (temperature di esercizio, caratteristiche composizionali della biomassa, l'umidità) per causare rilevanti problematiche di funzionamento dell'impianto. Nel caso in esame è fondamentale il requisito della continuità di funzionamento: l'impianto deve funzionare almeno 8000 h/a mentre la gassificazione mediamente non si spinge oltre le 7500h/a, anche a causa della maggior manutenzione richiesta per questa tipologia di impianti.
- Richiede la presenza di personale esperto e specializzato che garantisca il monitoraggio continuo dell'impianto. Ogni fase richiede un personale che abbia una pronta reazione ad eventuali anomalie dell'impianto e sappia intervenire al fine di garantire il giusto dosaggio della biomassa all'interno del reattore.
- La problematica della gestione finale dei residui di gassificazione: il processo porta alla formazione, oltre che a quantitativi di cenere e residui carboniosi superiori rispetto alla combustione diretta, di tar. Esso essendo costituito da composti di idrocarburi aromatici di tipo catramoso, necessita di uno smaltimento mirato in discariche dedicate oppure di ulteriori trattamenti, che risultano svantaggiosi da un punto di vista economico. Un ulteriore aggravio è legato alla presenza di reflui derivanti dal processo di pulizia nello scrubber.
- Il syngas prodotto presenta impurità, residui carboniosi tali da richiedere sistemi di pulizia del gas al fine di non compromettere la funzionalità delle tecnologie ad esso associate: erosione delle turbine, corrosione dei condotti metallici, problemi ai sistemi di filtraggio e depositi indesiderati. Ancora ad oggi non esistono dei sistemi in grado di risolvere il problema in modo ottimale.
- Per il caso S.A.BA.R il rendimento termico non è secondario a quello elettrico. Infatti, è fondamentale garantire il calore alle serre confinanti l'impianto. Per questo motivo assume una valenza maggiore il rendimento di impianto che nel caso nella gassificazione associato

ad un motore a combustione interna ( $\eta_{\text{cog}} = 88\%$ , tecnologia più diffusa ed efficiente) al più raggiunge valori del 66%, infatti:

$$\eta_{\text{imp}} = \eta_{\text{cog}} * \eta_{\text{gas}} = 0,88 * 0,75 = 0,66$$

- Onerosità di impianto dovuti agli elevati costi delle componenti aggiuntive di pre-trattamento della biomassa e post-trattamento del syngas, a questi sono da aggiungere i non trascurabili costi di manutenzione e di tenuta in sicurezza dell'intero sistema impiantistico.
- Richiede la disponibilità di cippato secco (dal 15-20% di contenuto d'acqua per i gassificatori di più largo utilizzo), questo prevede obbligatoriamente operazioni di essiccamento durante l'anno. È quindi fondamentale monitorare in modo corretto le operazioni di essiccamento che saranno tanto più complicate quanto più è diversificata la biomassa in ingresso.
- Inoltre occorre garantire l'uniformità dimensionale e composizionale delle scaglie di cippato al fine di assicurare un maggior controllo dei tempi e delle modalità durante le fasi di pirolisi, combustione e riduzione.

Per i suddetti motivi la gassificazione non si presta al contesto di S.A.BA.R, si passa quindi all'analisi della combustione diretta e delle tecnologie ad essa associabili.

Vengono analizzate nell'ordine:

- motori Stirling,
- turbine a gas EFGT,
- turbine a vapore,
- turbogeneratore ORC,

I processi di co-combustione (cioè il sinergico utilizzo di biomassa con combustibili fossili), quelli derivanti dalla composizioni di diverse tecnologie e la soluzione che prevede la combustione diretta del syngas non sono stati studiati data la loro complessità impiantistica che mal si presta al tipo di impianto in esame e nel contesto nel quale si colloca. Tali soluzioni spesso sono applicabili solo per impianti di grossa taglia.

### 5.5.2 Motori Stirling

Il sistema Stirling rappresenta una possibile alternativa per la valorizzazione della combustione delle biomasse. Al momento tutta la tecnologia Stirling risente dello stadio di sviluppo ancora ad un livello prototipale, con problemi da risolvere a livello di realizzazione pratica e di manutenzione.

Vi sono sporadici esempi di commercializzazione, per applicazioni particolari e con notevoli costi di impianto. Anche ipotizzando un livello di commercializzazione maturo come quello di un Diesel, sembra difficile produrre uno Stirling di pari potenza a meno di un costo doppio; questo soprattutto per via dello scambiatore caldo, dato che servono materiali in grado di sopportare un alto regime termico, come pregiudiziale ad alti rendimenti. Infatti, sebbene lo Stirling sia intrinsecamente più efficiente di un Diesel, in pratica al momento non si va oltre efficienze del 35%, che anche i Diesel possono facilmente ottenere.

Per il trasferimento del calore in maniera efficiente fra la fiamma esterna ed il fluido di lavoro occorrono estese superfici costituite da fasci tubieri o radiatori. Queste estese superfici di scambio appesantiscono il motore e lo rendono voluminoso a parità di energia erogata (fig.127).

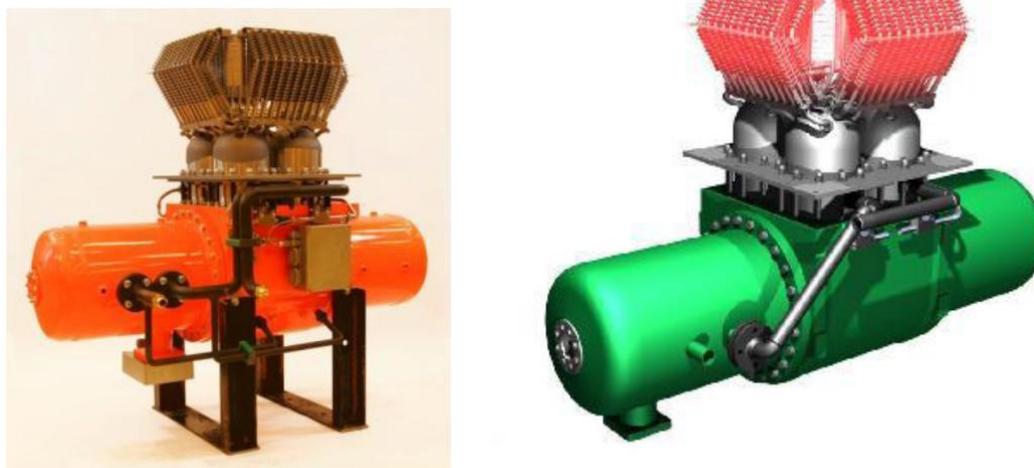


Figura 127 - Centrale di produzione di energia termica ed elettrica con motore Stirling [RSE, 2011]

Lo scambiatore freddo incrementa sensibilmente i costi dello Stirling. Si tratta di un radiatore, che richiede una capacità termica circa doppia di quella di un Diesel di pari potenza. Per lo Stirling economizzare sui costi di produzione rimpicciolendo il radiatore, significa innalzare la temperatura di sorgente fredda, con conseguente impatto negativo sull'efficienza, indipendentemente dalle caratteristiche termomeccaniche dei materiali.

La potenza erogata dal motore è proporzionale al dislivello di temperatura fra sorgente calda e punto freddo con il limite inferiore alla temperatura del punto freddo costituito dalla temperatura ambiente. Pertanto per aumentare la potenza del motore è necessario innalzare la temperatura della sorgente calda. Il problema è ovviamente costituito dalle limitazioni tecniche di resistenza e dai costi dei materiali capaci di resistere ad elevate temperature. Per questo uno dei materiali più idonei per la realizzazione è il titanio, il quale rappresenta uno dei limiti economici nella convenienza all'utilizzo di questa tecnologia.

Le tenute sono un altro aspetto critico degli Stirling, in quanto devono operare su gas altamente pressurizzati e a basso peso molecolare ed evitare il trafileamento del lubrificante in camera.

La sfida tecnologica da vincere per lo sviluppo, sarà dunque l'ottenimento di tenute praticamente non lubrificate e ciononostante di lunga durata e sostituibili da personale relativamente inesperto. Per questi motivi, ed in particolare per lo stato ancora essenzialmente prototipale dello Stirling, questa tecnologia è stata scartata come soluzione per il caso S.A.BA.R.

### 5.5.3 EFGT

Nonostante le notevoli potenzialità degli impianti EFGT: elevata vita utile, bassi costi di manutenzione ed elevata affidabilità si è riscontrata la presenza di alcuni limiti che mal si prestano al caso in esame. Essi sono riconducibili essenzialmente a tali problematiche:

- da un punto di vista realizzativo, un ciclo per taglie di 1 MW non è stato ancora ottimizzato perché richiede l'uso di componenti che resistano alle alte temperature necessarie per il raggiungimento di rendimenti accettabili. Gli impianti che sono stati oggetto di analisi più approfondite e quindi più mature hanno taglie inferiori e quelli con i migliori rendimenti prevedono processi di co-combustione;
- hanno rendimenti elettrici nell'ordine del 12% e rendimenti termici del 60% e rispetto all'ORC, suo principale concorrente, sono più bassi;
- le problematiche inerenti la complessità e i materiali dello scambiatore di calore fumi/aria lo rendono un componente dispendioso con il conseguente elevato costo iniziale dell'impianto, da cui deriva un lungo periodo di ammortamento.

La forte vocazione sperimentale e prototipale della tecnologia è il principale motivo per cui la si è esclusa come soluzione per la presente trattazione. Questo è anche uno dei limiti che né ha rallentato una piena maturità commerciale impedendone una standardizzazione a livello industriale.

Risolti queste limitazioni, rappresenterà senz'altro una valida soluzione come tecnologia di valorizzazione delle biomasse da processi termochimici.

#### 5.5.4 Confronto ciclo vapore - ORC

Rimane ora da analizzare l'ultimo confronto che vede protagonisti il ciclo Rankine a vapore ed il ciclo ORC. Si è deciso di trattarli contemporaneamente dato che si fondano sullo stesso ciclo termodinamico diversificandosi essenzialmente per la tipologia di fluido termovettore impiegato.

Uno dei passaggi fondamentali, da cui dipende il rendimento globale dell'intero processo cogenerativo, è il trasferimento del calore dal punto di produzione ai punti di utilizzo. In genere questo trasferimento si compie con un opportuno fluido di lavoro, scelto tra i diversi fluidi in funzione di ben precisi requisiti, i più importanti dei quali sono:

- possibilità di trasmettere cospicue quantità di calore con portate ridotte, in modo da contenere le dimensioni dell'impianto. In altre parole il fluido deve avere un elevato calore specifico e latente;
- stabilità termica e chimica alle normali condizioni di impiego;
- assenza di tossicità o di emissione di sostanze irritanti, nocive o di odore sgradevole, per un utilizzo in condizioni di sicurezza e di salubrità;
- assenza di azione solvente sui componenti del circuito o di azioni corrosive sui materiali con cui vengono a contatto;
- fluidità alle basse temperature per le fasi di avviamento a freddo e bassa viscosità alle temperature di esercizio, così da ridurre le perdite di carico;
- facile reperibilità in grandi quantità e a costi sufficientemente ridotti.

Il fluido da lavoro per eccellenza è indubbiamente l'acqua, utilizzata nell'industria per lo più in fase di vapore. L'acqua, però, ha una grave limitazione: a temperature superiori ai 200°C la sua tensione di vapore assume valori molto alti il che comporta seri problemi per quanto riguarda la resistenza delle strutture e la sicurezza di esercizio. L'impiego dell'acqua come fluido di lavoro, dunque, implica un presidio continuo da parte di personale qualificato, oltre che di impianti molto complessi e di regolazioni sofisticate con le seguenti problematiche:

- elevato costo d'installazione;
- mancata facilità di conduzione;
- mancata affidabilità di esercizio;
- insorgere di pericoli di avaria.

Per tutte queste ragioni, gli impianti a vapore stanno lasciando il passo ad impianti che sfruttano delle particolari sostanze, dette genericamente *fluidi organici*. Essi sono caratterizzati da peculiari

proprietà intrinseche che li rendono molto più interessanti, da un punto di vista sia tecnico che economico, rispetto all'acqua surriscaldata o al vapore.

Il grande vantaggio offerto dai fluidi organici è da ricercarsi nella bassa tensione di vapore alle alte temperature, che consente di avere a disposizione impianti che funzionano, in fase di vapore, con pressioni nulle o comunque molto limitate.

La scelta di un fluido organico, in sostituzione dell'acqua, comporta una serie di vantaggi anche dal punto di vista strettamente termodinamico del processo di trasformazione, tra cui:

- possibilità di ottenere particolari configurazioni del ciclo termodinamico, irraggiungibili con l'acqua, grazie alla possibilità di sfruttare fluidi con parametri critici diversi dall'acqua;
- possibilità di operare in modo efficiente dal punto di vista termodinamico, in presenza di elevati rapporti tra temperatura in ingresso e temperatura di uscita del fluido, a livello del generatore di corrente elettrica;
- possibilità di avere basse velocità periferiche a livello della turbina e di evitare la condensazione del fluido durante il processo di espansione;
- possibilità di progettare impianti in un ampio spettro di potenze, grazie alla vasta scelta dei fluidi, ognuno con caratteristiche appropriate ad ogni esigenza;
- possibilità di regolare con facilità, fino ad un certo valore, la pressione del fluido all'interno dei vari componenti dell'impianto, indipendentemente dalle temperature in ingresso ed in uscita dal generatore (per esempio si possono associare basse temperature d'esercizio con alta pressione, e viceversa).

L'utilizzo di un fluido organico con elevata massa molecolare anziché acqua garantisce un flusso elevato e più lento, maggiore diametro della turbina, minore usura nel tempo di palette e parti metalliche (fig. 128).

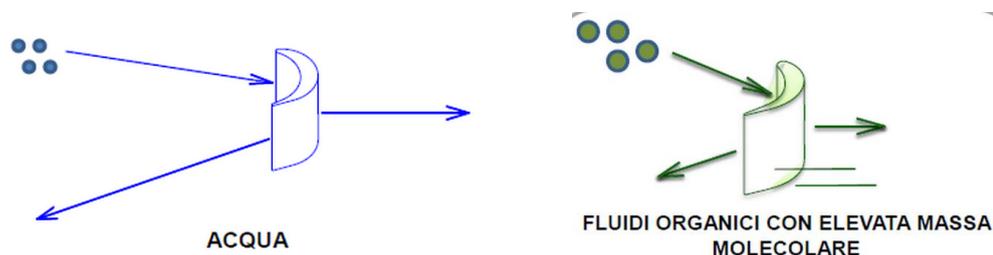
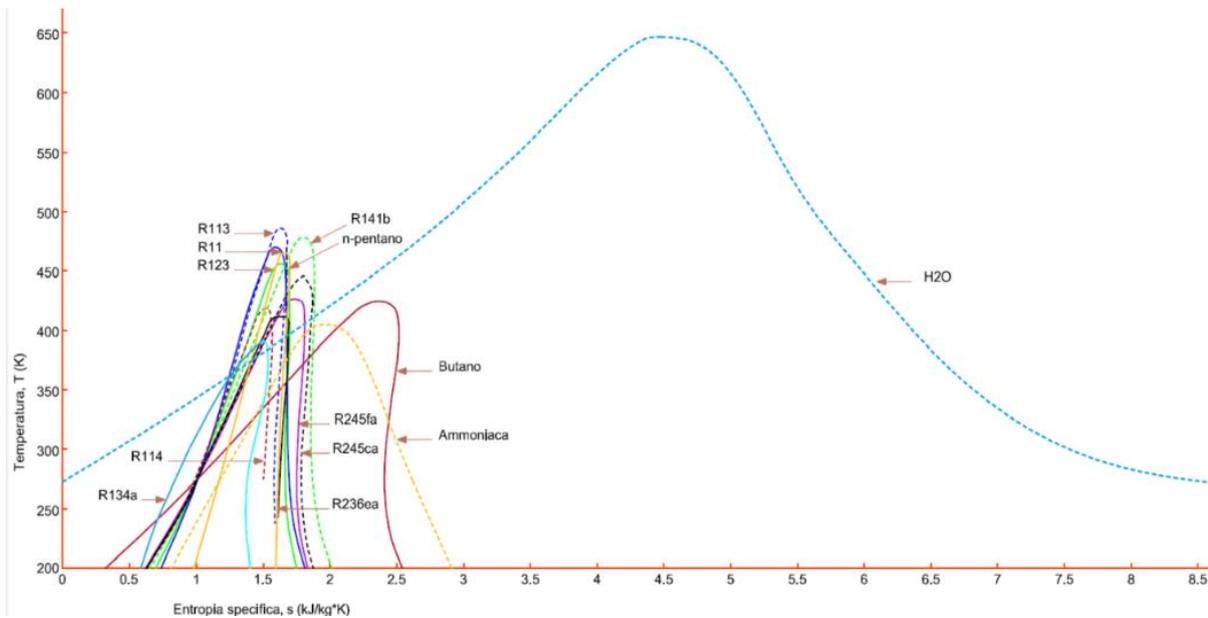


Figura 128 - Turbina sottoposta a goccioline di acqua (a sinistra) e a fluido organico (a destra) [EnergyLab, 2015]

È necessario dunque conoscere tutte le proprietà dei diversi fluidi per ottimizzare l'efficienza termodinamica del ciclo di trasformazione (EnergyLab, 2013) (fig. 129)



**Figura 129 - Grafico T-s che confronta le diverse curve dei fluidi organici rispetto a quella dell'acqua [EnergyLab, 2015]**

Questa scelta si ripercuote sul progetto e sul risultato della maggior parte dei componenti del ciclo.

I vantaggi offerti in questo senso da un impianto ORC rispetto ad un impianto a vapore sono così riassumibili:

- non richiede conduttori patentati o comunque personale tecnico particolarmente qualificato alla conduzione delle caldaie;
- è estremamente semplice, affidabile e sicuro, dal momento che la produzione del vapore non avviene per fiamma diretta;
- gli interventi per manutenzione ordinaria e straordinaria, mancando punti critici, sono ridotti al minimo;
- il sistema ORC è ormai molto conosciuto e la tecnologia ha raggiunto un livello di maturità che ne permette la standardizzazione a livello industriale (fig. 130).



**Figura 130– Impianti installati nel mondo da Turboden [Turboden, 2015]**

Alla luce di quanto affermato finora, dunque, ben si comprendono i motivi per i quali sul mercato gli impianti ad ORC stanno progressivamente soppiantando quelli a vapore.

La tecnologia che permette la produzione di calore ed elettricità in cogenerazione attraverso impianti ORC è attualmente quella più diffusa, ma anche quella migliore presente sul mercato. Si tratta di un sistema economicamente e tecnicamente molto efficiente di produzione combinata di calore ed energia termica in un ampio spettro di potenze, da pochi kW a 1500 kW.

Normalmente, il concetto base che regola il funzionamento e la progettazione di questi impianti è che alla produzione di elettricità segue il recupero termico, che può essere sfruttato per fornire energia termica ai diversi impieghi industriali o civili.

I punti di forza ed efficienza del sistema sono:

- elevatissima affidabilità (> 98%);
- alta efficienza del ciclo;
- altissima efficienza della turbina (85%);
- limitato stress meccanico dei componenti della turbina, grazie ad una bassa velocità periferica, possibilità quindi di avviare il generatore elettrico con estrema facilità e rapidità;
- nessuna erosione della turbina, grazie all'assenza di umidità alle imboccature della stessa: alla fine dell'espansione, grazie alla particolare configurazione della curva del fluido organico (fig. 131), vi è totale assenza di presenza di materiale allo stato liquido contrariamente a quanto accade per un ciclo surriscaldato che impiega l'acqua come fluido termovettore.

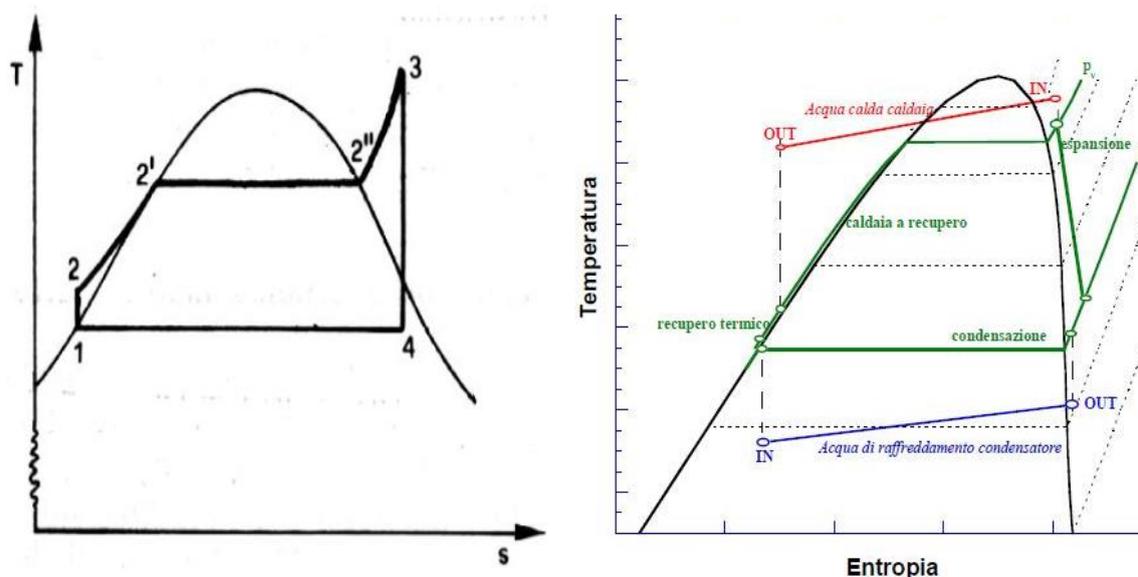


Figura 131 - Cicli termodinamici: a sinistra quello del vapore surriscaldato, mentre a destra il ciclo per un fluido organico impiegato in un turbogeneratore ORC (non sono in scala) [EnergyLab, 2015]

- robustezza dell'impianto;
- lunga durata della macchina grazie alle favorevoli caratteristiche del fluido organico operante il quale, diversamente dal vapore, non risulta erosivo né corrosivo per le condotte, per le valvole, e per la turbina;
- interventi minimi di manutenzione;
- non è necessario un trattamento di pulizia con acqua;
- operazioni di avviamento e di spegnimento dell'impianto molto semplici. Esse in genere sono controllate automaticamente dal sistema, e quindi non è necessaria la presenza di un operatore;
- possibilità di adattamento a tutti i tipi di biomassa, anche a miscele eterogenee come quelle di S.A.BA.R;
- ottime performance a carico parziale: il sistema lavora senza problemi fino ad un carico pari al 10% del carico nominale ed ha ottimi valori di efficienza per carichi parziali, fino al 50% del carico nominale.
- elevata adattabilità a veloci cambi di carico;
- funzionamento silenzioso;
- non richiede la presenza di personale altamente qualificato, se non per le necessarie operazioni di controllo, che comunque non richiedono personale per più di 5h alla settimana. Il funzionamento completamente autonomo dell'impianto, e la possibilità di operare in condizioni di pressione atmosferica, non richiedono la presenza di operatori patentati, a differenza di quanto previsto dalla normativa comunitaria nel caso degli impianti a vapore.

L'efficienza termica totale è mostrata nella figura 132 (Turboden, 2015). Le perdite totali di calore ed elettricità, ammontano al 2-3%, cosicché alla fine il rendimento generale di tutto il sistema è pari al 97-98%, con ovvi vantaggi dal punto di vista economico.

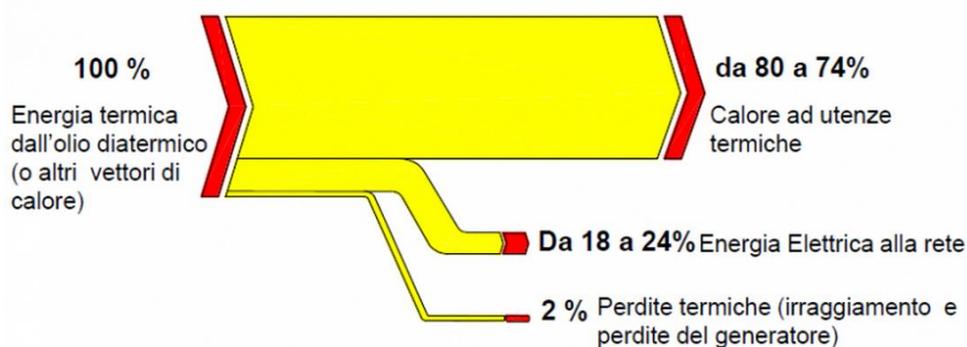


Figura 132 - Flussi energetici in entrata ed in uscita dall'ORC [Turboden, 2015]

Dalle considerazioni appena studiate appare evidente come la tecnologia ORC si sposi benissimo con le finalità, le caratteristiche, la biomassa disponibile ed il contesto di S.A.BA.R.

## 5.6 Dimensionamento e parametri di progetto

In questo paragrafo sono riportati i calcoli e lo schema di impianto utili per il suo dimensionamento. Le informazioni derivano dai dati messi a disposizione da S.A.B.A.R., da parte di Turboden e da Uniconfort. La prima è l'azienda leader in Italia per quanto riguarda la tecnologia ORC, mentre la seconda è altrettanto conosciuta per quanto riguarda le caldaie di combustione delle biomasse. I dati sono stati riportati riassuntivamente nella scheda in *ALLEGATO II: Scheda tecnica riassuntiva impianto*. In figura 133 è riportato lo schema dell'impianto, i principali rendimenti e la stima delle potenze in gioco.

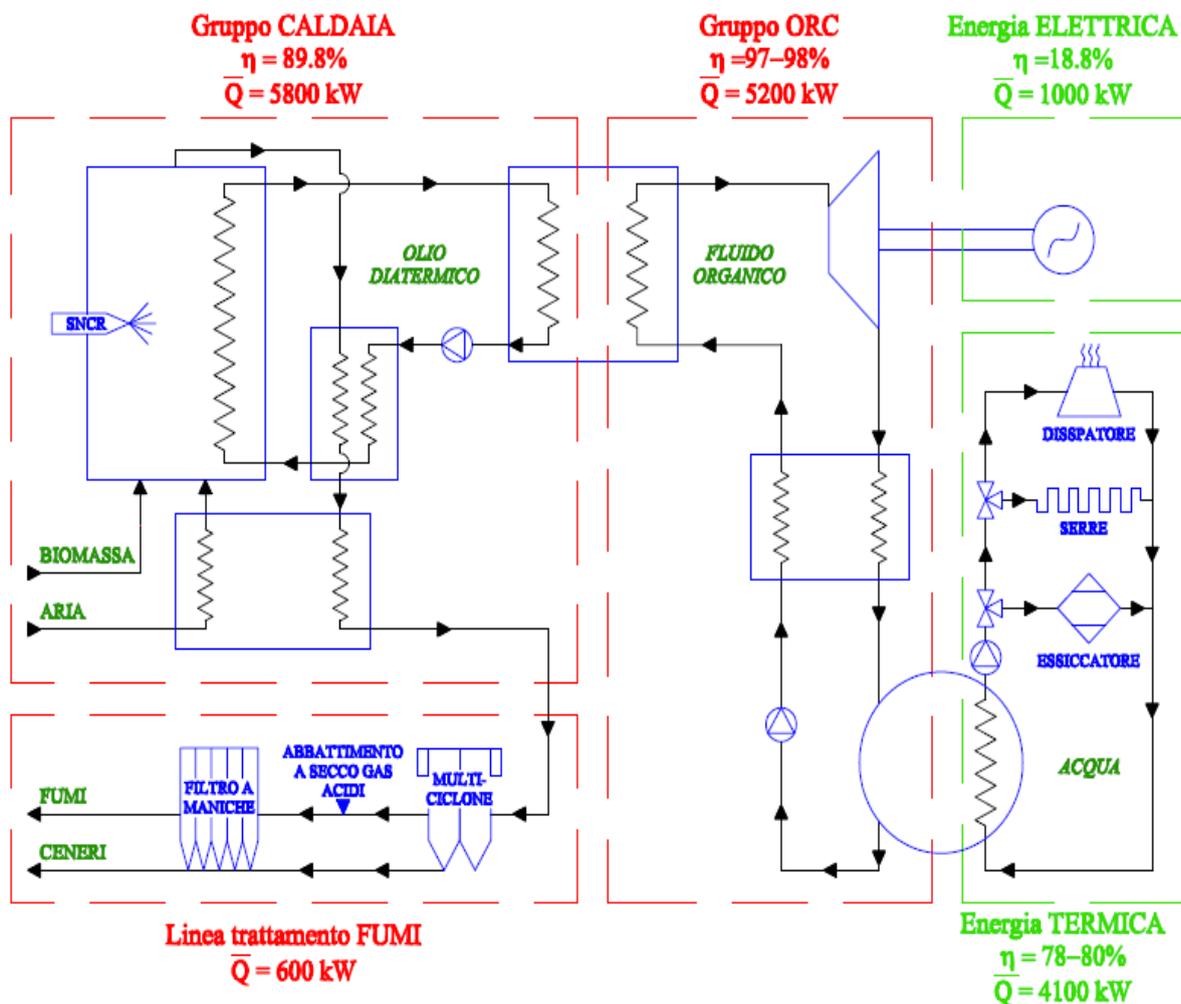


Figura 133 - Schema semplificato del funzionamento dell'impianto

Dallo schema di funzionamento (fig. 133) si evince che il rendimento globale di impianto è pari a:

$$\eta_{\text{impianto}} = \eta_{\text{cal}} * \eta_{\text{ORC}} = 0.89 * 0.98 = 0.88$$

$$\eta_{\text{ORC}} = \eta_e + \eta_{\text{tORC}} = 0.18 + 0.80 = 0.98$$

Tale rendimento è riferito ad una totale sfruttamento del calore alle utenze.

Dalla tabella 26 è possibile valutare i dati relativi ai flussi energetici (termici ed elettrici) annuali a cui si rimanda anche per definire la notazione utilizzata nei calcoli riportati in seguito.

<b>CONTENUTO TERMICO</b>		Energia [MW <sub>h</sub> ]	Potenza [MW <sub>t</sub> ]
Biomassa totale		46 165	5.8
Rendimento termico caldaia ( $\eta_{cal}$ , dato Uniconfort)		89.8%	
Energia termica ingresso ORC		41 457	5.2
Rendimento termico ideale ORC ( $\eta_t$ ORC)		80.0%	
Perdite termica a valle ORC		2.0%	
<b>Potenza termica alle serre/essiccatore</b>		<b>32 502</b>	<b>4.1</b>
<b>PRODUZIONE ELETTRICA</b>		Energia [MW <sub>e</sub> h]	Potenza [kW <sub>e</sub> ]
Produzione elettrica lorda ( $\eta_{el, ORC} = 19,8\%$ )		8 128	1 016.0
Autocosumo elettrico ORC		-384	-48.0
Produzione elettrica netta ( $\eta_e = 18,8\%$ )		7 744	968.0
Autocosumi totali a regime (16% dato S.A.BA.R)		-1 239	-154.9
<b>Elettricità effettiva immessa in rete</b>		<b>6 505</b>	<b>813.1</b>

Tabella 26 - Riassunto dati tecnici impianto [Elaborato da S.A.BA.R., 2013]

L'impianto verrà sfruttato per 8 000 h/anno. Si prevedono alcuni giorni di fermo impianto durante l'anno per effettuare le necessarie operazioni di manutenzione. La biomassa in entrata all'impianto prima di essere bruciata subirà un processo di essiccamento naturale ed artificiale. Questi processi sono già stati descritti e garantiscono un'umidità media della biomassa pari al 32% circa e un PCI di 2.75 MWh/t. Questo valore, che prende in considerazione anche l'eterogeneità della biomassa in ingresso, nasce dalla valutazione dei dati e dalle considerazioni svolte in collaborazione con S.A.BA.R. e consente di procedere con un'analisi cautelativa ma sicuramente veritiera dei risultati sulle potenze ed energie sfruttabili. Dai dati Turboden si ha che la potenza termica da fornire all'impianto ORC attraverso il circuito ad olio diatermico è di circa 5.2 MW<sub>t</sub>. Questa sarà quindi la potenza termica che la caldaia dovrà fornire all'impianto. La caldaia valutata ha un rendimento termico del' 89.8% (dato Uniconfort).

È quindi facile valutare la potenza in entrata necessaria:

Potenza termica ingresso ORC = Potenza termica in ingresso in caldaia\* Rendimento termico caldaia

$$\text{Potenza termica in ingresso in caldaia} = \frac{\dot{Q}_{IORC}}{\text{Rendimento termico caldaia}} = \frac{5\,200 \text{ kW}_t}{0.898} = 5\,800 \text{ kW}_t$$

Dalla tabella è possibile inoltre conoscere i rendimenti elettrici e termici dell'impianto ORC e gli autoconsumi elettrici. Non vanno sottratti gli autoconsumi singolarmente. La loro quota assorbita a regime varia tra 15-16% (dato S.A.BA.R) della potenza disponibile.

Allora:

- Potenza termica totale sfruttabile dalle utenze =  $5.2 \text{ MW}_t * 80.0\% = 4.1 \text{ MW}_t$
- Energia termica alle utenze =  $4.1 \text{ MW}_t * 8\,000 \text{ h/anno} = 41\,597 \text{ MW}_t\text{h}$
- Potenza elettrica immessa in rete =  $1\,016 \text{ kW}_e - 48 \text{ kW}_e - 155 \text{ kW}_e = 813 \text{ kW}_e$
- Energia elettrica immessa in rete =  $813 \text{ kW}_e * 8\,000 \text{ h/anno} = 6.5 \text{ MW}_e\text{h}$

Si ricorda che i dati Turboden sono stati reperiti dalla scheda tecnica (fig.134), riportata di seguito, dell'impianto ORC TD 10 CHP che si sposa perfettamente con l'esigenza di S.A.BA.R..

		TD 10 CHP
<b>INPUT - Olio diatermico</b>		
Temperatura nominale circuito alta temperatura (entrata/uscita)	°C	300/240
Potenza termica circuito alta temperatura	kW	5140
<b>OUTPUT - Acqua calda</b>		
Temperatura dell'acqua calda (entrata/uscita)	°C	60/80
Potenza termica al circuito dell'acqua calda	kW	4081
<b>PRESTAZIONI</b>		
Potenza elettrica lorda	kW	1016
Efficienza elettrica lorda		19,8%
Autoconsumi elettrici	kW	48
Potenza elettrica attiva netta	kW	968
Efficienza elettrica netta		18,8%
Generatore elettrico*		50Hz, 400V 60Hz, 480V
Configurazione impianto		Multiple Skid
Consumo biomassa**	kg/h	2471
Tempi di consegna standard (FCA)		9-11

Figura 134 - Caratteristiche tecniche della turbina a fluido organico [Turboden, 2015]

Si passa ora a valutare il quantitativo annuo di biomassa necessario ad alimentare la caldaia:

$\dot{m}$  = portata massica di biomassa [t/h]

$\bar{Q}_C$  = potenza termica in ingresso alla caldaia [kW] (dato: Turboden)

PCI = potere calorifico inferiore medio della biomassa essiccata (dato: S.A.BA.R) [kWh/kg]

$$\dot{m} = \frac{\bar{Q}_C}{PCI} = \frac{5\,800 \text{ kW}}{2.75 \text{ kWh/kg}} = 2.17 \text{ t/h}$$

Considerando che il funzionamento previsto è di 8000 h/anno, il consumo di biomassa sarà pari a:

$$\text{Tonnellate annue biomassa da bruciare} = \dot{m} * 8\,000 \frac{\text{h}}{\text{anno}} = 16\,787 \text{ t/anno}$$

Questo valore è in linea con i quantitativi annui medi smaltiti da S.A.BA.R. come è possibile verificare nella seguente tabella 27.

QUANTITATIVI INPUT ANNUALI							
sede		Sfalci		Potature essiccatore		Potature essiccate naturalmente	
	Fasi	Percentuale [%]	Quantità [t]	Percentuale [%]	Quantità [t]	Percentuale [%]	Quantità [t]
S.A.BA.R	input	<b>31.6%</b>	6 337	<b>48.4%</b>	9 689	<b>20.0%</b>	4 010
	umidità	65.0%	4 119	40.0%	3 876	40.0%	1 604
	scarto	-0.5%	-32	-0.5%	-48	-0.5%	-20
	calo pre-triturazione	-1.0%	-63	-0.4%	-39	-8.0%	-319
	triturazione		4 245		8 872		3 671
	essiccatore	-32.0%	-1 997	-7.6%	-730	/	/
	biomassa (M=32%)				16 787		t
	composizione		sfalci 25.3%		potature		74.7%
	PCI			2.75		MWh/t	

Tabella 27 - Gestione approvvigionamento futuro della biomassa [Elaborato da S.A.BA.R., 2013]

### 5.6.1 Logica di funzionamento dell'impianto S.A.BA.R

La centrale funzionerà in continuo sette giorni su sette, circa 8000 h all'anno, salvo i fermi impianto dovuti allo svolgimento delle normali attività di manutenzione programmata, stimabili in circa 30 giorni all'anno (dato Turboden), in cui sono previsti eventuali fermi causa malfunzionamenti impiantistici. Di seguito, per step successivi, viene descritta la logica di funzionamento dell'impianto schematizzata in figura 135 in cui si evidenzia il lay-out dell'impianto.

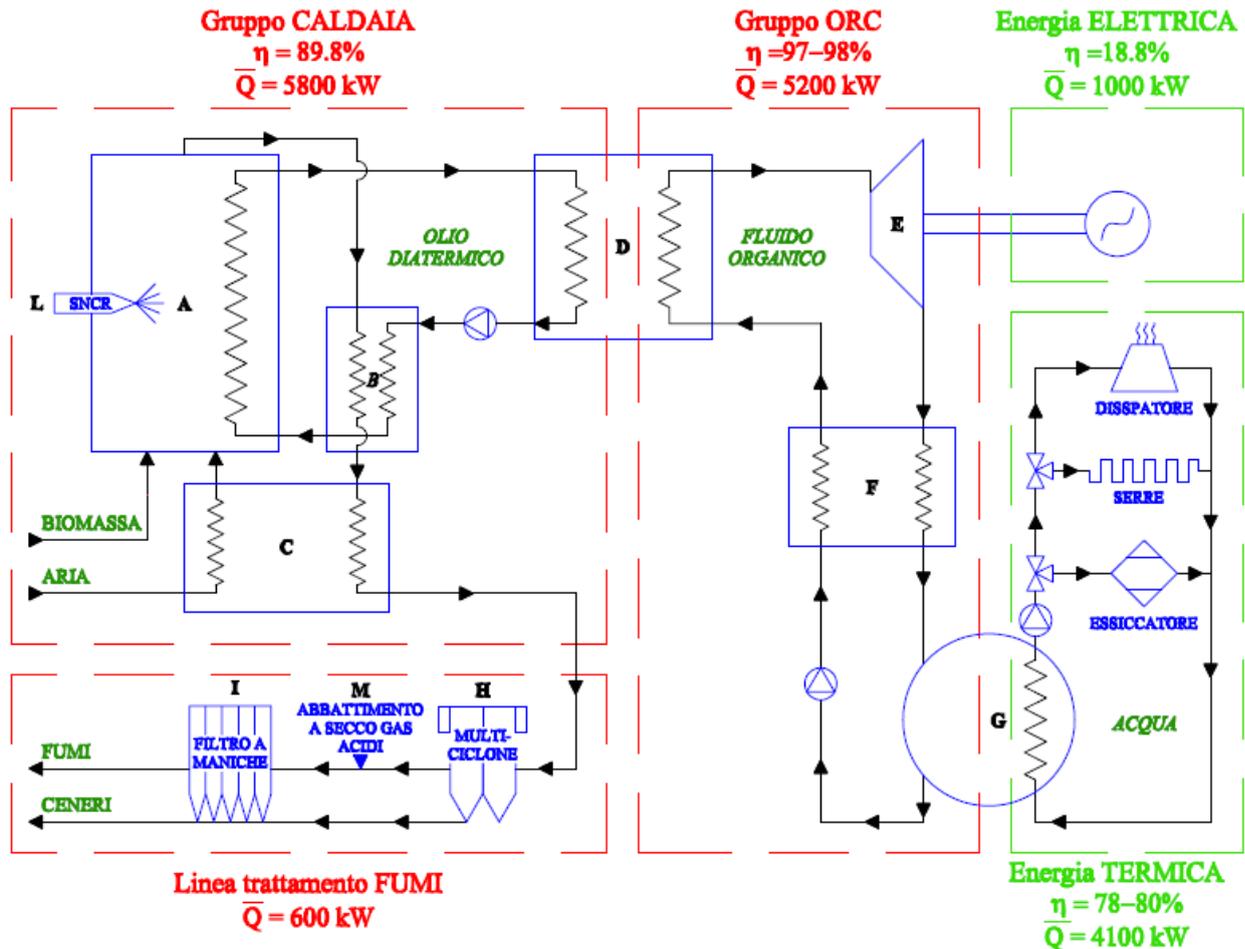


Figura 135 - Layout impianto

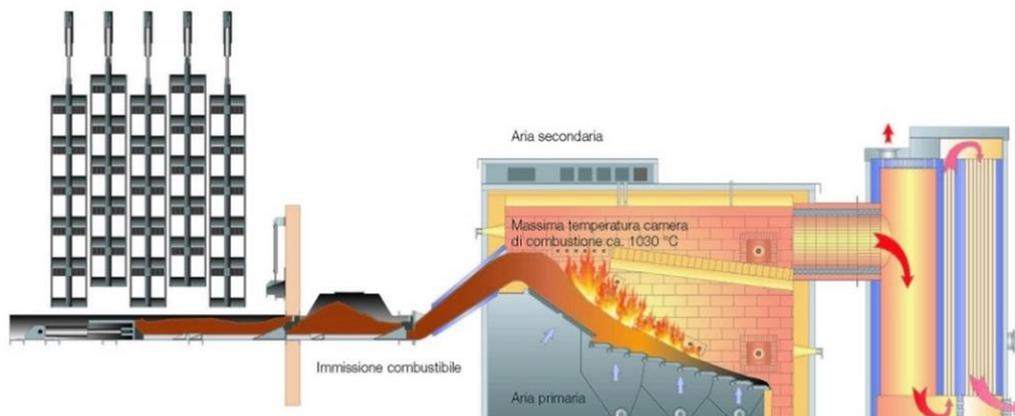
#### Movimentazione e caricamento delle biomasse

Consiste in un sistema di alimentazione automatico, in grado di far funzionare la caldaia in base alla biomassa richiesta.

Il combustibile legnoso verrà scaricato mediante mezzi meccanici all'interno dell'impianto di alimentazione automatica realizzato con una vasca in cemento a pianta rettangolare (fig. 136).

Sul fondo della vasca verrà installato un sistema di estrazione a rastrelli, azionati da un pistone idraulico che imprime un movimento lineare-alternato (avanti-indietro) ai rastrelli. Grazie allo

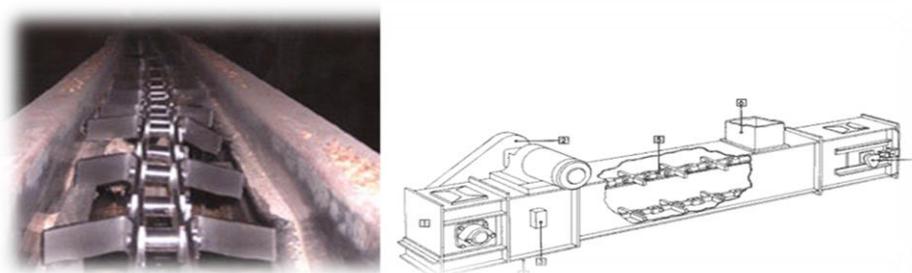
speciale disegno del rastrello attraverso questo movimento il combustibile sarà convogliato verso la zona di scarico anteriore. La programmazione del funzionamento sarà gestita dall'unità centrale collocata nel quadro elettrico della caldaia in relazione alla richiesta di combustibile del sistema. Il sistema a rastrelli è preferibile rispetto a quello a coclea per scongiurare eventuali episodi di intasamento e fermo impianto causati dalla probabilità di incorrere nella presenza di scaglie estremamente fini.



**Figura 136 - Sistema di caricamento a rastrelli, seguito da camera di combustione a griglia mobile raffreddata ad acqua con caldaia lato fumi olio/diatermico [Uniconfort, 2015]**

La ricezione, movimentazione e dosaggio del combustibile dalla vasca di contenimento alla caldaia avverrà tramite trasportatore pesante a doppia catena di trazione (redler) con trascinanti metallici.

Il redler (fig. 137) è completamente isolato (cabinato anti-polvere) nel tratto ascendente ed in centrale termica. E' dotato di corrispettivi sensori all'infrarosso a garanzia di controllo/sicurezza e livelli anti intasamento.



**Figura 137 - Sistema movimentazione redler [Bevini, 2015]**

Dal sistema di trasporto, il combustibile verrà convogliato al sistema di alimentazione in grado di gestire materiali molto disomogenei e quindi a rendere la macchina flessibile ad essere alimentata da pezzi con granulometrie consistenti. Il materiale alimentato viene spinto sulla griglia verso alla bocca della caldaia. Il sistema è completo di dispositivi di sicurezza e di anti-incendio secondo le normative vigenti.

## Caldaia di combustione (A)

La combustione avverrà in una caldaia a biomassa (fig. 138) composta da una camera di combustione con griglia mobile inclinata, raffreddata ad acqua. Questo tipo di caldaia è stata progettata per la combustione di biomasse solide con contenuto di umidità fino al 75% su base secca e con elevato tenore di ceneri (dato Uniconfort). La scelta di una griglia mobile è dettata dalla presenza di materiale di natura erbacea nella miscela di biomassa in ingresso. Questa consente di evitare la formazione di scorie fuse e l'incrostazioni sulla griglia stessa.

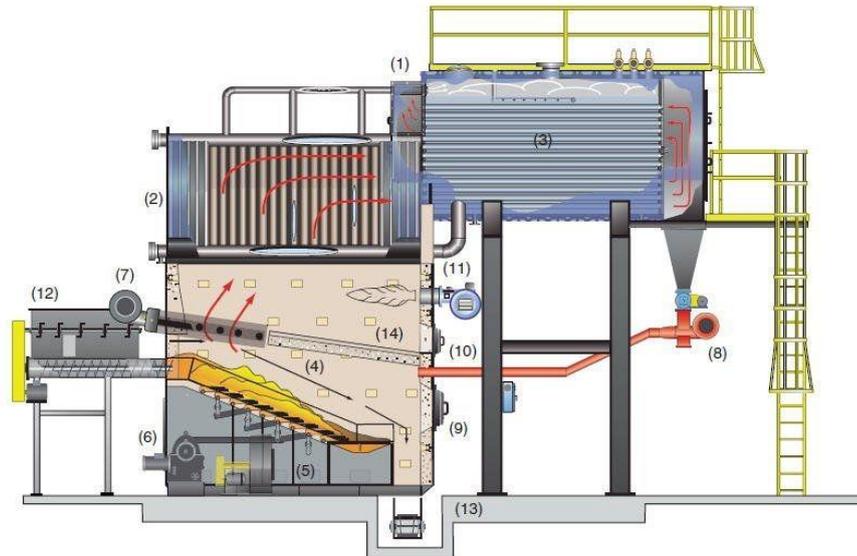


Figura 138 - Caldaia a biomassa simile al caso in esame [Uniconfort, 2015]

La griglia, durante il processo di combustione in fase eterogenea (solido-gas), assolve alle principali funzioni di:

- sostenere, movimentare e favorire l'avanzamento del combustibile al suo interno;
- consentire il passaggio e la distribuzione di una quota parte dell'aria di combustione, grazie ad un'adeguata disposizione degli elementi costituenti la griglia.

La struttura a griglia mobile, raffreddata ad acqua (fig. 139), rappresenta la tecnologia più avanzata per l'uso di combustibili solidi. Tale raffreddamento evita problemi legati alla temperatura di rammollimento e di fusione delle ceneri la quale risulta essere decisamente inferiore per alcune tipologia di biomasse erbacee.

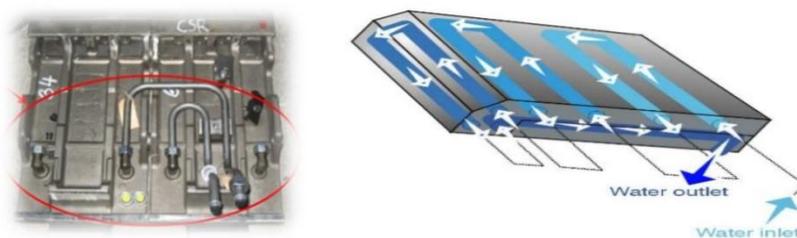


Figura 139 - Barrotto di griglia mobile raffreddata ad acqua [Benassi, 2014]

E' composta con elementi in acciaio legato per avere, allo stesso tempo, elasticità e resistenza ad alte temperature a causa delle forti sollecitazioni termiche e meccaniche. La struttura mobile, grazie alla elevata affidabilità, flessibilità e alla possibilità dell'insufflaggio dell'aria comburente primaria sotto di essa, consente di ottenere un ampio intervallo di potenzialità.

Il processo di insufflaggio forzato di aria di combustione, nella caldaia, porta alla miscelazione di quest'ultima con i gas presenti, in due diverse zone: aria primaria (sotto griglia) aria secondaria (sopra griglia). L'aria primaria sarà preriscaldata tramite economizzatore (C) per migliorare il rendimento della combustione e sarà convogliata sotto la griglia. L'aria secondaria è iniettata a vari livelli della camera di combustione tramite particolari ugelli situati in vari punti. Il particolare costruttivo di questa struttura mobile permette una movimentazione totale ed indipendente delle varie zone. Questo consente una regolazione delle varie fasi: essiccazione del combustibile, pre-riscaldamento, accensione, completamento della combustione e evacuazione ceneri. L'avanzamento della griglia è controllato elettronicamente in modo da garantire una efficace e corretta combustione, stabilendo il tempo di permanenza del combustibile. La camera di combustione è totalmente rivestita di materiale refrattario per garantire una temperatura elevata e costante dei fumi. Il disegno della camera è stato sviluppato per garantire le 3T (alte Temperature, lunghi Tempi di permanenze dei fumi e elevata Turbolenza nell'emissione dell'aria di combustione). Questo garantisce elevati rendimenti e bassissime emissioni.

### **Sezione di recupero del calore**

La velocità dell'olio diatermico è relativamente alta, in modo da evitare il ristagno dello stesso. E' essenziale infatti evitare surriscaldamenti locali nei tubi dell'olio diatermico, in quanto questo altererebbe le caratteristiche dell'olio, causando una riduzione del suo periodo di vita.

La temperatura di scarico dei fumi è sufficientemente alta da permettere l'installazione di uno scambiatore di calore tra gas caldo ed aria (economizzatore) (C). Questo scambiatore di calore aumenta l'efficienza globale della caldaia portandola a valori equivalenti a quelli di una caldaia a biomassa ad acqua surriscaldata (ovvero largamente maggiore all'80%). Il recuperatore fumi/aria, quindi, permette di pre-riscaldare l'aria prima di immetterla in caldaia come aria di combustione. Questo ha un notevole vantaggio in termini di efficienza del sistema in quanto permette sia di asciugare la biomassa umida in camera di combustione sia di innalzare la temperatura dell'aria in caldaia.

I gas caldi generati dalla camera di combustione vengono convogliati attraverso uno scambiatore di calore a serpentine dove riscaldano un circuito ad olio diatermico portandolo ad una temperatura di 320°C. L'efficienza dello scambiatore è garantita da uno speciale sistema di pulizia automatica che

scongiora la formazione di depositi a seguito della biomassa vaporizzata che ne ridurrebbero l'efficienza e aumenterebbero la corrosione. Al fine di incrementare il rendimento complessivo dell'impianto e recuperare al massimo l'energia termica dei fumi, gli stessi, attraverso un recuperatore, vengono convogliati in un economizzatore fumi/olio dove quest'ultimo viene preriscaldato (B). L'efficienza dello scambiatore è garantita da un sistema di pulizia automatica.

### Trasmissione del calore tramite olio diatermico

Il recupero dell'energia termica prodotta dalla combustione avviene attraverso un vettore energetico che si interfaccia al turbogeneratore, attraverso un sistema idraulico, cui all'interno scorre un fluido termovettore (circuito dell'olio diatermico rappresentato in figura 140). L'olio diatermico riscaldato viene condotto al circuito del turbogeneratore ORC. Sul circuito sono installate due pompe (una in stand-by), in modo da assicurare in ogni caso la circolazione di olio attraverso la caldaia. In caso di malfunzionamento della prima pompa, la seconda si attiva automaticamente. Un sistema di by-pass permette il riscaldamento diretto, atto a trasferire l'energia termica dal circuito di olio diatermico al circuito dell'acqua; questo by-pass è utile durante l'avviamento del turbogeneratore o nel caso in cui il turbogeneratore debba essere tenuto fuori servizio per qualsiasi ragione. In caso di malfunzionamento della rete elettrica, un sistema UPS (Uninterruptable Power System) fornisce l'energia elettrica alla pompa. In alternativa può essere installata una pompa a motore (Diesel).

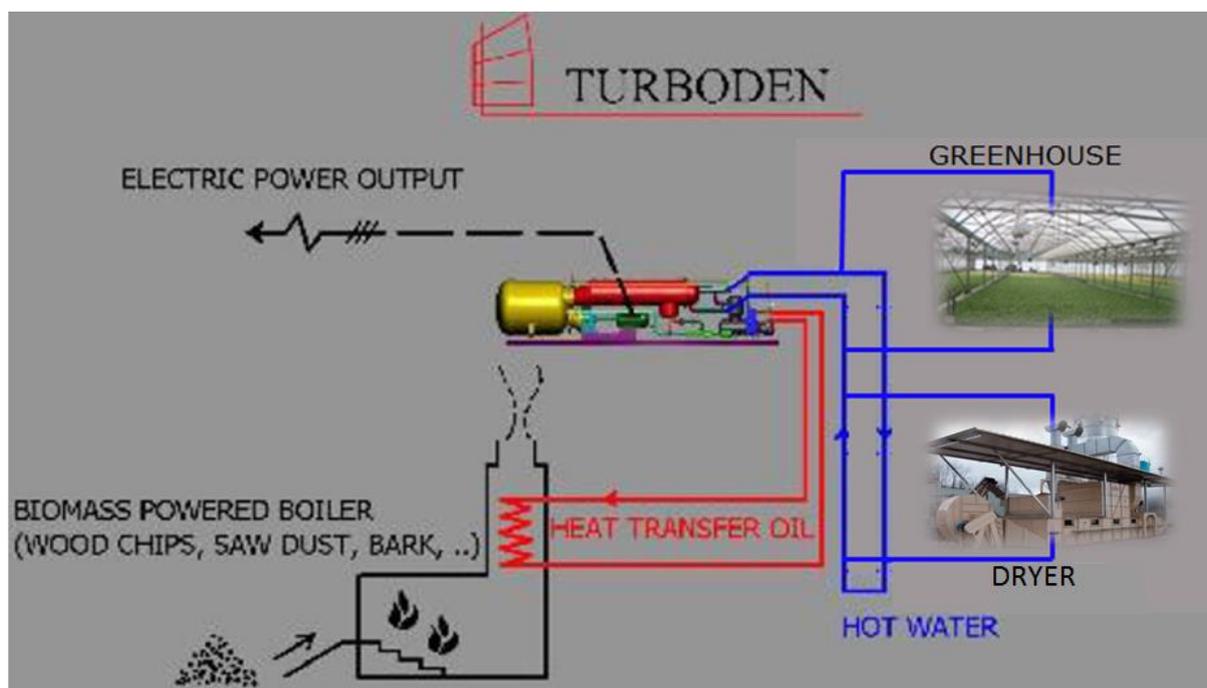


Figura 140 - Sistema caldaia integrato con gruppo ORC, con in rosso il olio diatermico (il fluido organico e interno al gruppo ORC) e in blu l'acqua calda [Turboden, 2015]

## Generazione di energia elettrica con turbogeneratore ORC ad olio diatermico

Elemento chiave di questo sistema di cogenerazione a biomassa è il turbogeneratore ORC (E), che permette la generazione di elettricità con buon rendimento e affidabilità a partire da olio diatermico alla temperatura relativamente bassa di 300°C. Tramite uno scambiatore l'olio cede calore al circuito dell'impianto ORC in cui scorre un fluido di lavoro e ne permette la sua evaporazione (D). Questo impianto si basa su un ciclo chiuso di Rankine, realizzato adottando come fluido di lavoro un fluido organico. Il vapore del fluido organico si espande nella turbina, attraversa un rigeneratore (F) e viene quindi condensato (G) utilizzando un flusso di acqua in uno scambiatore di calore. Il liquido condensato viene pompato nel rigeneratore dove viene preriscaldato dal fluido uscente dalla turbina e poi nell'evaporatore chiudendo il ciclo. L'utilizzo del rigeneratore non è strettamente necessario, ma permette un aumento del rendimento dell'impianto. Il calore di condensazione del turbogeneratore è usato per produrre acqua calda a circa 80-90°C. S.A.B.A.R. sfrutterà questo calore per il riscaldamento delle serre e per i processi di essiccazione. Il calore in eccesso verrà dissipato da opportuno dissipatore.

**Turboden Combined Heat & Power (CHP) Units - Typical Sizes and Performances**

	TURBODEN 6 CHP	TURBODEN 7 CHP	TURBODEN 10 CHP	TURBODEN 14 CHP	TURBODEN 18 CHP	TURBODEN 22 CHP	TURBODEN 30 CHP
<b>INPUT - Thermal Oil</b>							
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°C	302/242	302/242	300/240	300/240	300/240	310/231
Overall thermal power input	kW	3340	3895	5140	6715	9790	17571
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°F	576/468	576/468	572/464	572/464	572/464	590/448
Overall thermal power input	MMBtu/hr	11.4	13.29	17.54	22.91	33.4	59.95
<b>OUTPUT - Hot Water</b>							
Hot water temperature (in/out)	°C	60/80	60/80	60/80	60/80	60/90	65/95
Thermal power to hot water circuit	kW	2664	3117	4081	5313	7834	14499
Hot water temperature (in/out)	°F	140/176	140/176	140/176	140/176	140/194	149/203
Thermal power to hot water circuit	MMBtu/hr	9.09	10.64	13.92	18.13	26.73	49.47
<b>PERFORMANCES</b>							
Gross active electric power	kW	643	739	1016	1339	1863	3143
Gross electric efficiency		19.3%	19.0%	19.8%	19.9%	19.0%	17.9%
Captive power consumption	kW	32	37	48	58	79	197
Net active electric power	kW	611	702	968	1281	1784	2946
Net electric efficiency		18.3%	18.0%	18.8%	19.1%	18.2%	16.8%
Electric generator*		50Hz, 400V	50Hz, 400V	50Hz, 400V 60Hz, 480V	50Hz, 400V	50Hz, 660V 60Hz, 4160V	50Hz, 660V 60Hz, 4160V
Plant size		Single Skid	Single Skid	Multiple Skid	Multiple Skid	Multiple Skid	Multiple Skid
Biomass consumption**	kg/h	1606	1873	2471	3228	4707	8448
Typical delivery time (EXW)	Months	9-11	9-11	9-11	9-11	9-11	11-13

Figura 141 - Scheda tecnica Impianti ORC-CHP [Turboden, 2015]

Turboden ha standardizzato apposti impianti ORC studiati per lo sfruttamento della biomassa in regime cogenerativo, detti appunto CHP (Combined Heat & Power) in figura 141. Tra queste è stato scelto il modulo Turboden 10 CHP in quanto permette di rientrare nella soglia della potenza elettrica incentivata con la modalità omnicomprensiva e che permette lo snellimento delle pratiche autorizzative. Inoltre i valori delle potenze termiche sfruttabili sono ideali ai carichi termici e alle temperature da cedere alle serre.

**Turboden High Efficiency (HRS) Units - Typical Sizes and Performances**

		TURBODEN 2 HRS - 1MW		TURBODEN 12 HRS		TURBODEN 24 HRS		TURBODEN 32 HRS	
		with split*	without split	with split*	without split	with split*	without split	with split*	without split
<b>INPUT - Thermal Oil</b>									
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°C	305/209	305/204	305/210	305/206	310/215	310/212	310/215	310/214
Thermal power input "HT" loop	kW	3817	4043	4425	4817	8850	9634	12015	13075
Nominal temperature "LT" loop (in/out)	°C	209/130	-	210/130	-	215/135	-	215/135	-
Thermal power input "LT" loop	kW	338	-	392	-	784	-	1060	-
Overall thermal power input	kW	4155	4043	4817	4817	9634	9634	13075	13075
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°F	581/408	581/399	581/410	581/403	419/275	-	419/275	-
Thermal power input "HT" loop	MMBtu/hr	13.02	13.08	15.09	16.44	30.17	32.87	40.01	44.61
Nominal temperature "LT" loop (in/out)	°F	408/266	-	410/266	-	419/275	-	419/275	-
Thermal power input "LT" loop	MMBtu/hr	1.15	-	1.34	-	2.68	-	3.62	-
Overall thermal power input	MMBtu/hr	14.18	13.80	16.44	16.44	32.87	32.87	44.61	44.61
<b>OUTPUT - Cooling Water</b>									
Cooling water temperature (in/out)	°C	25/35	25/35	25/35	25/35	24/37	24/37	25/40	25/40
Thermal power to the cooling water circuit	kW	3151	3040	3662	3632	7256	7310	9977	9897
Cooling water temperature (in/out)	°F	77/95	77/95	77/95	77/95	75/99	75/99	77/104	77/104
Thermal power to the cooling water circuit	MMBtu/hr	10.75	10.37	12.5	12.39	24.76	24.94	34.04	33.77
<b>PERFORMANCES</b>									
Gross electric power	kW	1000	1000	1156	1188	2277	2340	3109	3193
Gross electric efficiency		24.1%	24.7%	24.0%	24.7%	23.6%	24.2%	23.8%	24.4%
Captive power consumption	kW	36	36	46	49	94	96	119	125
Net active electric power output	kW	964	964	1110	1139	2183	2244	2990	3067
Net electric efficiency		23.2%	23.8%	23.0%	23.6%	22.7%	23.3%	22.9%	23.5%
Electric generator**		50Hz, 400V 60Hz, 480V	50Hz, 400V 60Hz, 480V	50Hz, 400V 60Hz, 480V	50Hz, 400V 60Hz, 480V	50Hz, 660V 60Hz, 4160V	50Hz, 660V 60Hz, 4160V	50Hz, 6kV 60Hz, 4160V	50Hz, 6kV 60Hz, 4160V
Plant size		Multiple skid	Multiple skid	Multiple skid	Multiple skid				
Biomass consumption***	kg/h	1816	1944	2105	2316	4211	4632	5715	6286
Net solar collector surface****	m <sup>2</sup>	-	10000-13000	-	13000	-	24000	-	33000
Typical delivery time (EXW)	Months	9-11	9-11	9-11	9-11	9-11	9-11	11-13	11-13

Figura 142 - Scheda tecnica Impianti ORC-HRS [Turboden, 2015]

Per completezza si tiene a precisare che Turboden dispone anche di moduli HRS (High Electrical Efficiency). Tali moduli di valorizzazione delle biomasse sono stati pensati da Turboden per massimizzare i rendimenti elettrici a scapito di una minor quota di energia termica per la cogenerazione. Come evidenziato nella scheda tecnica, figura 142 in colore rosso, i range di temperatura a cui l'acqua calda è disponibile sono ben al di sotto degli 80°C necessarie alle serre confinanti all'impianto S.A.B.A.R.

### Controllo delle emissioni: Linea abbattimento fumi

Le emissioni originate dall'impianto di combustione dovranno rispettare i limiti stabiliti dal *D.Lgs. 152/2006, illustrati alla parte V, nell'allegato I parte III, comma 1.1 – Impianti nei quali sono utilizzati combustibili solidi* (fig. 143) Per gli impianti che utilizzano biomasse definite all'allegato X, il decreto impone infatti il rispetto dei seguenti valori di emissione, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso pari all'11%.

	<b>Potenza termica nominale installata (MW)</b>			
	[1] >0,15 ÷ ≤3	>3 ÷ ≤6	>6 ÷ ≤20	>20
polveri totali	100 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>
carbonio organico totale (COT)	-	-	30 mg/Nm <sup>3</sup>	20 mg/Nm <sup>3</sup> 10 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
monossido di carbonio (CO)	350 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>	250 mg/Nm <sup>3</sup> 150 mg/Nm <sup>3</sup> [2]	200 100 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
ossidi di azoto (espressi come NO <sub>2</sub> )	500 mg/Nm <sup>3</sup>	500 mg/Nm <sup>3</sup>	400 mg/Nm <sup>3</sup> 300 mg/Nm <sup>3</sup> [2]	400 mg/Nm <sup>3</sup> 200 mg/Nm <sup>3</sup> [2]
ossidi di zolfo (espressi come SO <sub>2</sub> )	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>

[1] 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 200mg/Nm<sup>3</sup>.

[2] Valori medi giornalieri.

**Figura 143- Limiti di emissione di riferimento [DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I]**

In figura sono evidenziati in rosso i limiti normativi di emissione per il quantitativo di polveri totali, di carbonio organico totale (COT), di monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (espressi come NO<sub>2</sub>) e di zolfo (espressi come SO<sub>2</sub>) per l'impianto in questione (le emissioni si riferiscono ai MW<sub>t</sub> e la potenza termica nominale dell'impianto è pari a 5.8 MW<sub>t</sub>).

Il rispetto dei parametri di emissione sopra riportati è garantito in un primo momento dalla qualità della combustione con particolare riferimento alla temperatura, la turbolenza e ai tempo di permanenza dei fumi. Il progetto prevede l'impiego di un sistema automatico di regolazione della miscela combustibile-comburente. Questo meccanismo consiste nel controllo remoto in continuo, della concentrazione di monossido di carbonio, del tenore di ossigeno e della temperatura nell'effluente gassoso. Attraverso questa tecnica impiantistica è possibile garantire una alta efficienza

di combustione. In virtù della concentrazione finale dei parametri suddetti, il sistema automatico provvederà a modificare i volumi di aria comburente e/o quelli di ingresso del combustibile.

Uno dei vantaggi del sistema ORC è la sua relativa semplicità di gestione, infatti disponendo di questi controlli in remoto è sufficiente la presenza di solo un tecnico che lavori mezza giornata in condizioni ordinarie. In poche parole è volgarmente definito un sistema 'ignorante' perché una volta inserito il combustibile (con tutte le eterogeneità del caso) si autogestisce per bruciarlo nei migliore dei modi.

Nonostante il controllo che permetta di realizzare nei migliori dei modi il fenomeno di ossidazione in modo da garantire una più bassa produzione di inquinanti in uscita, come per ogni impianto di combustione, deve essere munito di un **sistema di filtrazione (H,I)**, di abbattimento degli **NO<sub>x</sub> (L)** e dei **gas acidi (SO<sub>x</sub> e HCl) (M)** visibili in figura 135.

Per quanto riguarda le emissioni di polveri è prevista una linea di filtraggio composta da un multiciclone (**H**) per l'abbattimento delle polveri più pesanti e da un filtro a maniche (**I**) per la captazione di quelle più leggere.

Il multiciclone inerziale per la captazione a bassa velocità di aeriformi residui di combustione ha un'efficienza di funzionamento dell'85%. I gas entrano nel multiciclone ad una velocità 7-8 m/s in un plenum di distribuzione che ospita alla base la batteria di cicloni, attraversano dei profili aerodinamici ed assumono un moto vorticoso discensionale, ad una velocità di 20-25 m/s. In corrispondenza della fine del tubo interno e per effetto del cono che genera un restringimento della sezione il flusso inverte la sua direzione, ad una velocità di 15-16 m/s e per effetto del peso e della forza centrifuga il particolato polveroso più pesante si stacca dall'aria e precipita nel raccogliatore delle ceneri. Le polveri captate cadono in una tramoggia a "V" per il deposito, dove verranno convogliate in apposito contenitore in acciaio inox con agganci rapidi, come quello riportato nella figura a destra.



I gas depolverizzati uscenti da questo primo sistema di filtraggio sono pronti per entrare nel secondo sistema di filtrazione il filtro a maniche (polveri leggere). Si è deciso di adottare un filtro a maniche (fig. 144) piuttosto che un filtro elettrostatico per le seguenti ragioni:

- una più facile gestione del sistema di filtraggio, in quanto le manutenzioni sono più facili da fare e non necessitano di ditte specializzate;

- il filtro a maniche ha efficienze più elevate soprattutto nel campo del particolato  $PM_{10}$  (particelle di dimensioni inferiori a 10 micron);
- il filtro a maniche da la possibilità di evitare assorbimenti energetici richiesti dall'elettrofiltro che vanno a svantaggio dei costi di gestione dell'intero impianto; a livello economico la scelta del filtro elettrostatico rispetto a un filtro a maniche incide notevolmente sul computo finale.

Questo filtro lavora "in depressione". Il fumo polveroso viene aspirato dal ventilatore centrifugo, posto a valle del sistema, il quale crea la necessaria depressione per vincere sia le perdite di carico del circuito, sia quelle provocate dalla resistenza dei filtri, una volta giunti a regime. I fumi arrivano al filtro, nella parte troncoconica inferiore, per mezzo di un canale di distribuzione che permette l'ingresso ad una velocità di 8-10 m/s. Il filtro, grazie alle sue generose dimensioni, costituisce una camera di decantazione nella quale i fumi perdono la maggior parte della loro velocità. L'energia necessaria per sostenere e trasportare il particolato polveroso si riduce ed esso precipita nella tramoggia inferiore per essere convogliato, per mezzo di una coclea, nel cassoncino delle ceneri. I fumi salgono, ad una velocità di 0.4-0.6 m/s, nella parte superiore dove sono disposte verticalmente le maniche filtranti.



Figura 144 - Filtro a maniche [Poppi, 2015]

A quella velocità l'energia di trasportare polveri è molto limitata e solo quelle più sottili arrivano alla superficie esterna della tessuto filtrante costituita da una maglia di 60-100  $\mu m$ . Le polveri rimangono adese alla maglia riducendo durante il funzionamento il diametro dei fori aumentando di fatto l'efficienza di abbattimento di polveri ancora più piccole. Questo causa notevoli perdite di carico ecco che al di sopra di ogni modulo filtrante è presente un sistema che lavora a contropressione con getti d'aria compressa in controcorrente ("reverse pulse jet") per ottemperare alla pulizia della maglia. Questa pulizia

avviene periodicamente senza interrompere il funzionamento del sistema di filtrazione ma isolando la manica filtrante da ripulire rispetto alle altre che continuano a funzionare. Praticamente un getto d'aria proveniente in direzione opposta a quella di normale filtrazione provoca un'onda di pressione che deforma meccanicamente la superficie della manica. L'onda d'urto provoca il distacco della polvere depositatasi sul lato esterno della maglia che precipitano nella tramoggia di base del filtro a manica per essere poi raccolta. Le polveri filtrate e separate dall'aria vengono raccolte in appositi contenitori metallici o veicolate

all'esterno per mezzo di sistemi meccanici quali valvole rotative, coclee o nastri trasportatori.

Gli ossidi di azoto vengono prodotti per ossidazione dell'azoto contenuto nell'aria comburente in condizioni di temperatura e tenore di ossigeno elevati. È fondamentale, quindi, l'adozione di misure preventive che, al fine di ridurre la formazione di NOx in camera di combustione, prevedono:

- distribuzione ottimale dell'aria di combustione (primaria e secondaria), per evitare la formazione di eccessivi gradienti di temperatura;
- parziale ricircolo dei fumi in sostituzione dell'aria di combustione secondaria (10-20%), prelevandoli dopo i trattamenti depurativi.

In particolare per il rispetto dei limiti di emissione, è previsto l'impiego di una riduzione selettiva non catalitica SNCR (Selective No Catalytic Reduction, L) che consente, mediante l'iniezione di una soluzione di urea (che genera ammoniaca) nella camera di combustione, la trasformazione degli NOx in azoto gassoso secondo la formula:

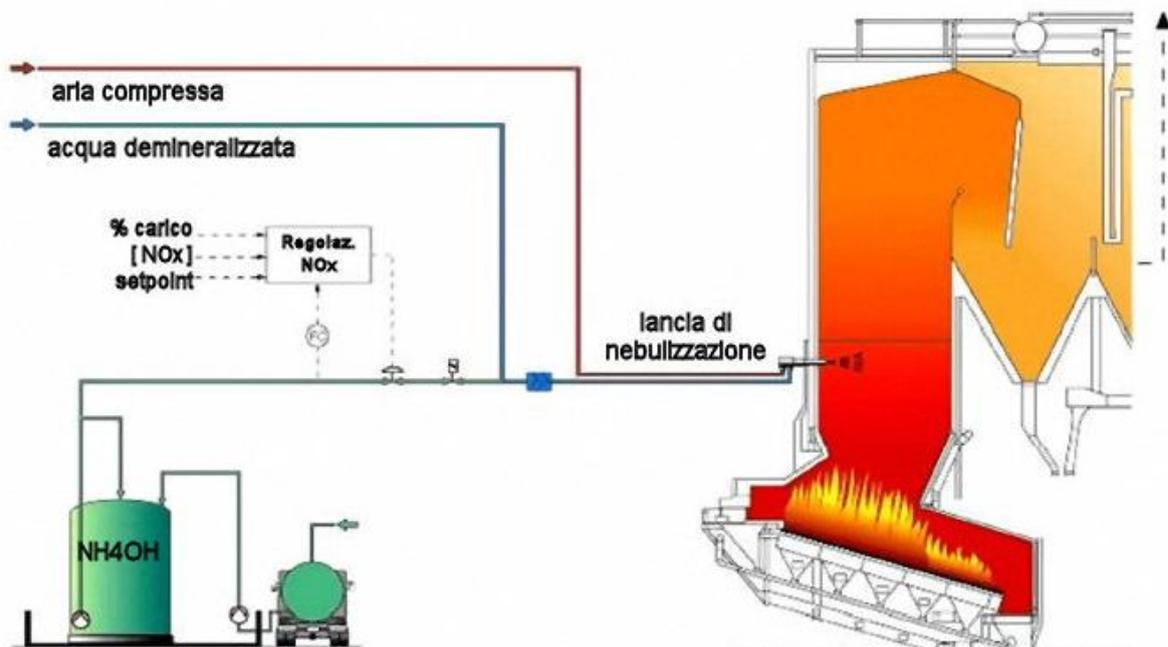
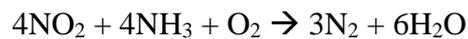
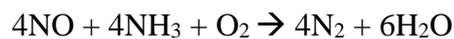


Figura 145 - Funzionamento SNCR per il trattamento degli NOx [Benassi, 2014]

L'impianto di iniezione, come mostrato in figura 145, prevede l'utilizzo di due lance per dosare urea a una concentrazione di circa il 10%. Dato che l'urea stoccata in soluzione presenta una concentrazione pari al 32%, prima di essere inviata in camera di combustione, viene diluita con acqua.

Il controllo dei gas acidi ( $\text{HCl}$ ,  $\text{SO}_x$ ) e dei microinquinanti viene effettuato mediante il dosaggio di reattivi aL.C.A.lini; il processo produce un residuo che si ritrova sotto forma di polveri (sali derivanti dalla reazione fra reagente aL.C.A.lino e gas acidi), all'interno della corrente gassosa che si depositerà sul filtro a maniche come mostra la figura 146. La tipologia di depurazione adottata è una depurazione a secco che viene preferita rispetto a quella ad umido in quanto meno costosa (non produce effluenti liquidi da trattare), più semplice da gestire ed in grado di abbattere le stesse sostanze con simile efficienza.

I reagenti utilizzati sono due e abbattano due tipologie di inquinanti distinti:

- bicarbonato di sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) che per temperature superiori a  $140^\circ\text{C}$  si decompone in carbonato di sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) responsabile della reazione di neutralizzazione. Dopo essere stato macinato, viene introdotto tra il multiciclone ed il filtro a maniche, il quale reagisce con i gas di  $\text{HCl}$ ,  $\text{HF}$  e  $\text{SO}_2$  portando alla formazione di sali che si depositano sulle 'maniche' del filtro;
- carbone attivo, invece, comporta la rimozione dei microinquinanti inorganici (metalli pesanti) e organici (diossine e furani) sempre portando alla formazione di sali che si depositano come polveri sul filtro a maniche.

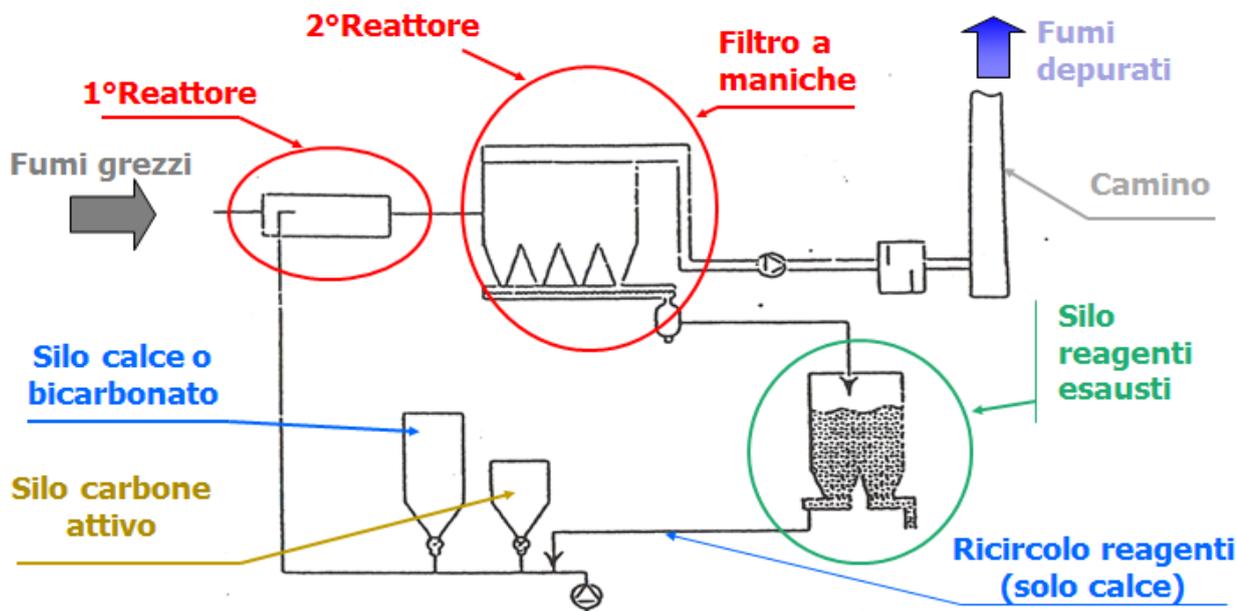


Figura 146 - Depurazione a secco dei fumi, abbattimento gas acidi e microinquinanti [Benassi, 2014]

I fumi che riescono ad attraversare le barriere descritte hanno ormai perso tutto il particolato polveroso e possono essere emessi in atmosfera, si tratta di quantità che abbondantemente rispettano il limite di polveri totali. Da qui l'aria filtrata esce dal corpo del filtro, attraversa il ventilatore e viene espulsa in atmosfera attraverso il camino.

Le scelte tecnologiche effettuate garantiranno le seguenti emissioni riportate in tabella 28, in riferimento ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 11%.

EFFICIENZA LINEA ABBATTIMENTO FUMI		
	D. Lgs. 152 Allegato 1 parte III	Garanzia Produttore
Polveri Totali	30 mg/Nm <sup>3</sup>	< 10
CO	300 mg/Nm <sup>3</sup>	< 80
COT	-	< 10
NH <sub>3</sub>	-	< 5
NO <sub>x</sub>	500 mg/nm <sup>3</sup>	< 150
SO <sub>2</sub>	200 mg/nm <sup>3</sup>	< 100

Tabella 28 – Efficienza linea abbattimento fumi con garanzia del produttore [Intervista produttore filtro, 2015]

Dopo aver descritto questi sistemi di abbattimento, si mostra come le centrali a biomassa siano centrali estremamente controllate e sicure. L'attenzione degli organi di controllo, prevenzione e vigilanza è davvero molto alta e sentita verso questi impianti, e ancora di più verso quelli di incenerimento di rifiuti urbani. Il motivo è da ricondurre alla molto sentita ostilità che il cittadino nutre nei confronti della realizzazione di un qualsiasi impianto volto a valorizzare uno scarto o un rifiuto. Tanto da sviluppare delle vere e forti forme di "sindrome" da rifiuti tra le più note si citano:

- NIMBY: "il più lontano possibile dal mio cortile";
- NITMO: "non nel mio mandato politico";
- BANANA: "lontano da tutti e da tutto";

Sono qui sotto rappresentate in figura 145.

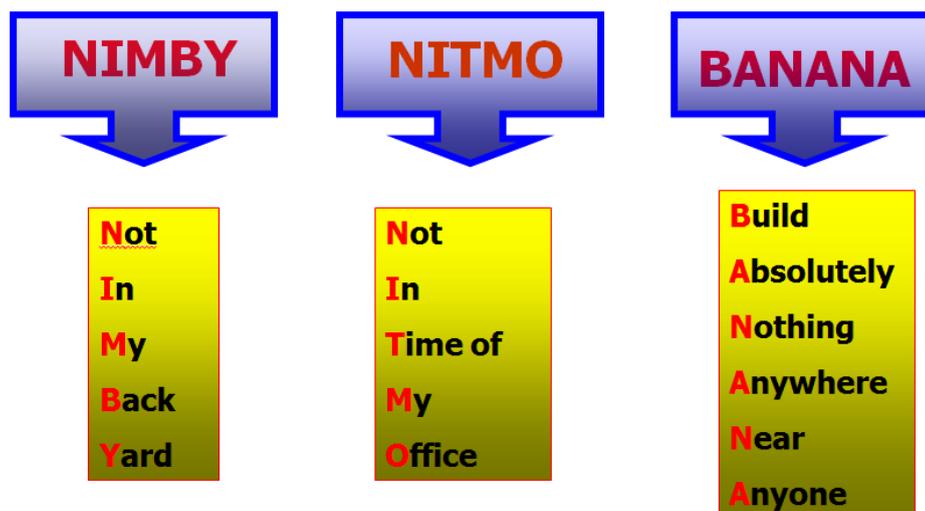


Figura 147 - Principali "sindromi" da rifiuto [Benassi, 2014]

Queste sindromi sono il risultato negli anni di un calo di fiducia del rapporto tra cittadino e ente che gestisce un qualsiasi impianto di valorizzazione oltre che più direttamente verso gli organi pubblici addetti alla sorveglianza e tutela dell'ambiente. Tale sindrome spesso poi si riverbera in una sorta di un comportamento pregiudizievole che prescinda dal considerare che questi impianti sono molto controllati e sicuri dal punto di vista emissivo per i sistemi di abbattimento di cui si compone l'impianto nei confronti delle possibili fonti inquinamenti.

Basti pensare che recentemente, precisamente con la conversione in legge del *Decreto n.91/2014 (ad opera della legge 11 agosto 2014, n.116 pubblicata in G.U. 20 agosto 2014, n.192)* (Governo, 2014) è entrata definitivamente in vigore la norma che disciplina la combustione in loco dei residui vegetali di natura agricola e forestale.



Con questa norma è stata introdotta la possibilità di raggruppare e bruciare in piccoli cumuli, e in quantità giornaliere non superiori a “tre metri Steri”, ossia tre metri cubi di materiale accatastato per ettaro dei materiali vegetali (paglia, sfalci, potature), purché tali attività vengano effettuate sul luogo di produzione. Solo rispettando questi requisiti i materiali vegetali non vengono considerati “rifiuti”. In ogni caso, la norma prevede che queste pratiche siano comunque vietate nei periodi di massimo rischio per gli incendi boschivi, così come definiti dalle Regioni (la Regione Emilia-Romagna ha individuato tale periodo dal 30/06 al 30/07). Inoltre la norma prevede che non sia consentita la combustione se da essa possono *derivare rischi per la pubblica e privata incolumità e per la salute umana, con particolare riferimento al rispetto dei livelli annuali delle polveri sottili (PM10)*».

(Greenreport, 2014)

Detto questo è evidente come una gestione del singolo agricoltore che non è soggetto a controlli, monitoraggi delle emissioni prodotte dai propri falò da parte nessun ente competente in materia costituisce sicuramente una fonte di inquinamento notevolmente superiore e altamente impattante, rispetto alla soluzione di adottare una centrale di combustione. Essa infatti prima deve essere dotata di tutte i sistemi prescritti per contenere le emissioni al fine di non causare danni alla salute umana ed infine è soggetta periodicamente a continui controlli e monitoraggi.



## Gestione delle ceneri

Le ceneri rimanenti dalla combustione vengono raccolte da sistemi di estrazione e gestione delle ceneri posti in diversi punti dell'impianto:

- sotto il bruciatore a griglia mobile;
- sotto l'entrata nello scambiatore di calore principale;
- sotto l'economizzatore;
- sotto il pre-riscaldatore;
- sotto il multiciclone;
- sotto il filtro a maniche.

Le ceneri accumulate in questi punti (fig. 148) verranno scaricate su un trasportatore speciale a doppia catena che a sua volta le convoglia direttamente in un contenitore dedicato. Il sistema di scarico è stato progettato per impedire sollevamento di polveri. Proprio in funzione dei punti di estrazione, le ceneri hanno caratteristiche fisiche diverse, infatti quelle derivanti dal combustore sono più grossolane e comunque umide, mentre quelle dall'unità dei filtri a maniche sono particolato fine ed asciutto.

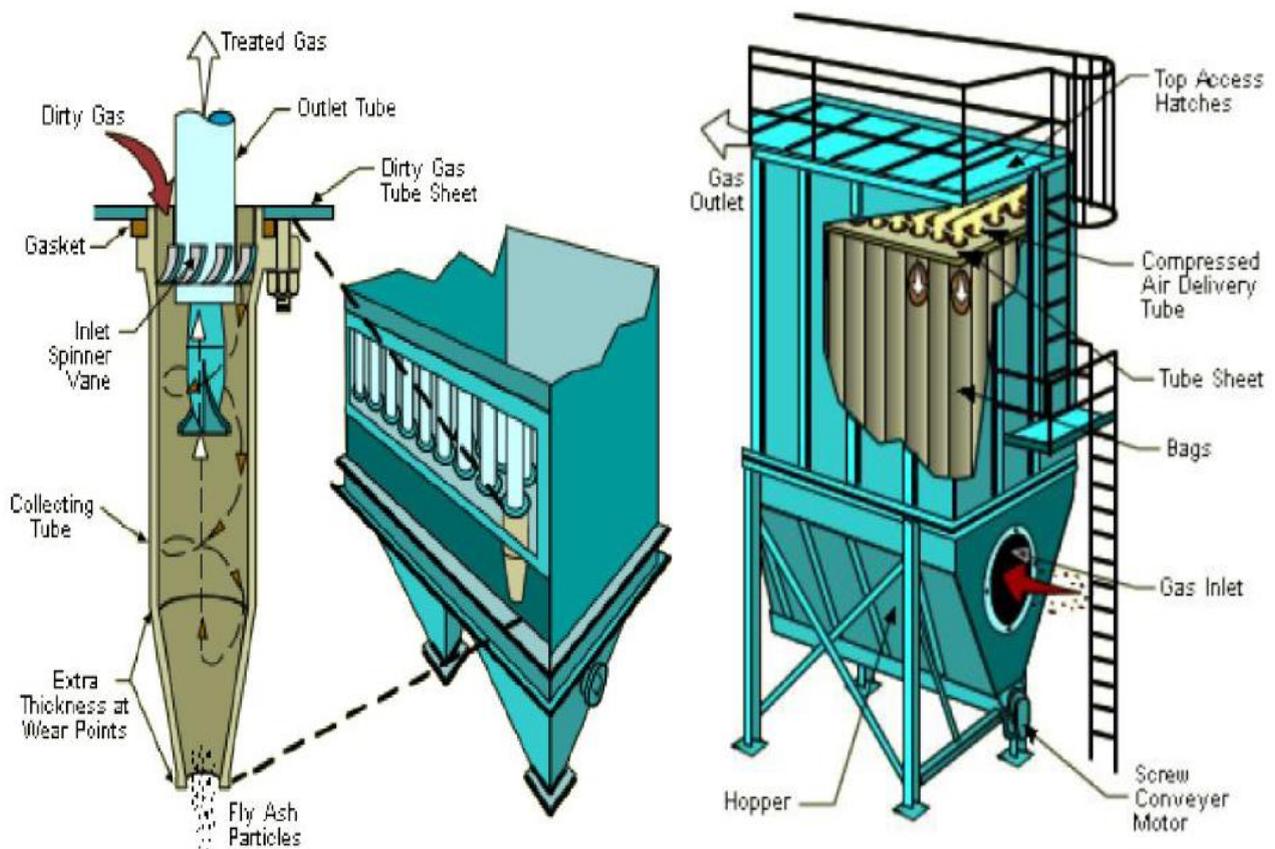


Figura 148 - Multiciclone (a sinistra) e filtro maniche (a destra) [Benassi, 2014]

L'impianto produrrà le seguenti tipologie di rifiuti:

- ceneri pesanti provenienti dalla camera di combustione, identificabili come: CER 100101;
- ceneri leggere provenienti dal sistema di abbattimento, identificabili CER 100103.

I due codici CER (CER, 2011) che identificano le ceneri pesanti e anche quelle leggere non rientrano tra quelli che identificano un rifiuto come pericoloso (segnalato dalla presenza di un "\*" nel codice), come mostra la seguente figura 149.

<b>CER 100000</b>	RIFIUTI PRODOTTI DA PROCESSI TERMICI	
<b>CER 100100</b>	RIFIUTI PRODOTTI DA CENTRALI TERMICHE ED ALTRI IMPIANTI TERMICI (TRANNE 19)	
<b>CER 100101</b>	ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne le polveri di caldaia di cui alla voce 100104)	D15; D9; D13; D14;
<b>CER 100102</b>	ceneri leggere di carbone	D9; D13; D14; D15;
<b>CER 100103</b>	ceneri leggere e torba e di legno non trattato	D9; D13; D14; D15;

Figura 149 - Classificazione codici CER delle ceneri prodotte dalla combustione della biomassa [Normativa CER, 2014]

Per avere una stima della quantità di cenere prodotta annualmente si fa un semplice calcolo riportato in tabella 29, sapendo che il contenuto di ceneri per la biomassa futura sarà pari al 8.5% su sostanza secca.

	<b>Cippato in combustione (M=32%) [t]</b>	<b>Frazione cenere (M=32%) [%]</b>	<b>Quantità cenere da smaltire [t]</b>
Produzione di cenere	16 787	8.5%	1 427

Tabella 29 - Quantità cenere prodotta annualmente [Elaborato da S.A.BA.R., 2013]

Il costo derivante dallo smaltimento di queste ceneri, che rientra tra i costi di gestione dell'impianto, è facilmente ottenibile moltiplicando le 1427 t per il prezzo in €/t dell'impianto autorizzato in cui verrà conferito tale rifiuto.

Questo cesserà di essere un costo se si prevede un suo riutilizzo in cementifici, per sottofondi stradali oppure alla realizzazione di progetti come quello di BIO-CEN della Regione Lombardia accennato al *paragrafo 3.2.4: "Emissioni solide da combustione: ceneri pesanti e ceneri leggere"*.

## 5.7 Cogenerazione in S.A.BA.R

La figura 150 sintetizza come potrà venire utilizzata l'energia elettrica e termica prodotta dall'impianto scelto per la valorizzazione della biomassa, individuando le possibili soluzioni.

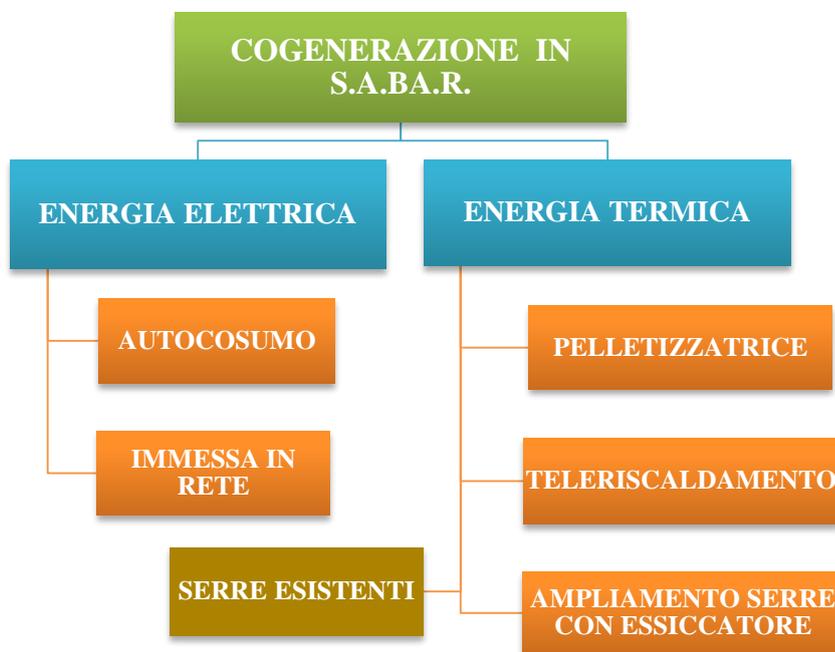


Figura 150 - Schema della cogenerazione in S.A.BA.R

L'energia elettrica prodotta dalla biomassa viene immessa direttamente nella rete nazionale, generando l'introito economico più importante dell'impianto. Una parte di questa sarà utilizzata per alimentare le componenti elettriche dell'impianto come autoconsumo.

Il problema principale rimane quello tipico della cogenerazione ovvero la valorizzazione del calore. Infatti nel caso in questione per 1 MW<sub>e</sub> prodotto si ottengono circa 4.1 MW<sub>t</sub>, ovvero un'elevata potenza termica.

Nel valutare le soluzioni per sfruttare il calore si è posta molta attenzione al contesto S.A.BA.R in funzione del quale valutarne la fattibilità tecnica ed economica. Una parte del calore prodotto deve essere riservata alla richiesta energetica delle serre esistenti, come volontà richiesta dalla società al fine di garantire continuità alle attività oggi in essere. Per il recupero del calore rimanente si sono individuate tre alternative principali:

- rete di teleriscaldamento;
- pellettizzazione;
- ampliamento serre esistenti con essiccatore.

### 5.7.1 Rete di teleriscaldamento

Una delle alternative, data la disponibilità di una gran quantità di calore non sfruttato, è stata quella di analizzare l'uso dell'acqua calda a 80°C per una rete di teleriscaldamento. Lo svantaggio di questa soluzione, però, sta nel fatto che la produzione di calore in S.A.B.A.R. avviene a distanze elevate dalle utenze e la rete di teleriscaldamento, per operare, ha dei costi molto elevati.

Riportando un dato dell'attuale mercato delle reti di teleriscaldamento, un metro lineare di tubi di teleriscaldamento posto in opera costa dai 180-400 €/m **Specificata fonte non valida.**

Il costo varia in base al diametro del tubo. Il diametro deve essere scelto in base a quanto calore si deve trasferire e progettarlo affinché la velocità dell'acqua non superi gli 1-2 m/s in modo che possa realizzare gli scambi termici al meglio. Di solito preliminarmente si fissa di non superare 1.5 m/s. In più, oltre a verificare se il percorso per arrivare alle utenze sia percorribile, è necessario tenere presente che più è lunga la rete, maggiori sono i costi di pompaggio dell'acqua calda alle utenze.

Una volta verificato tutto ciò, è indispensabile dotare le utenze finali di appositi scambiatori in modo che ogni utenza ottenga il calore che le serve. Pertanto come prima valutazione è stata stimata la distanza che intercorre tra la zona di S.A.B.A.R. e l'impresa agricola limitrofa CILA (Cooperativa Intercomunale Lavoratori Agricola), che è l'utenza più vicina alla discarica alla quale può servire calore per svolgere le proprie attività.

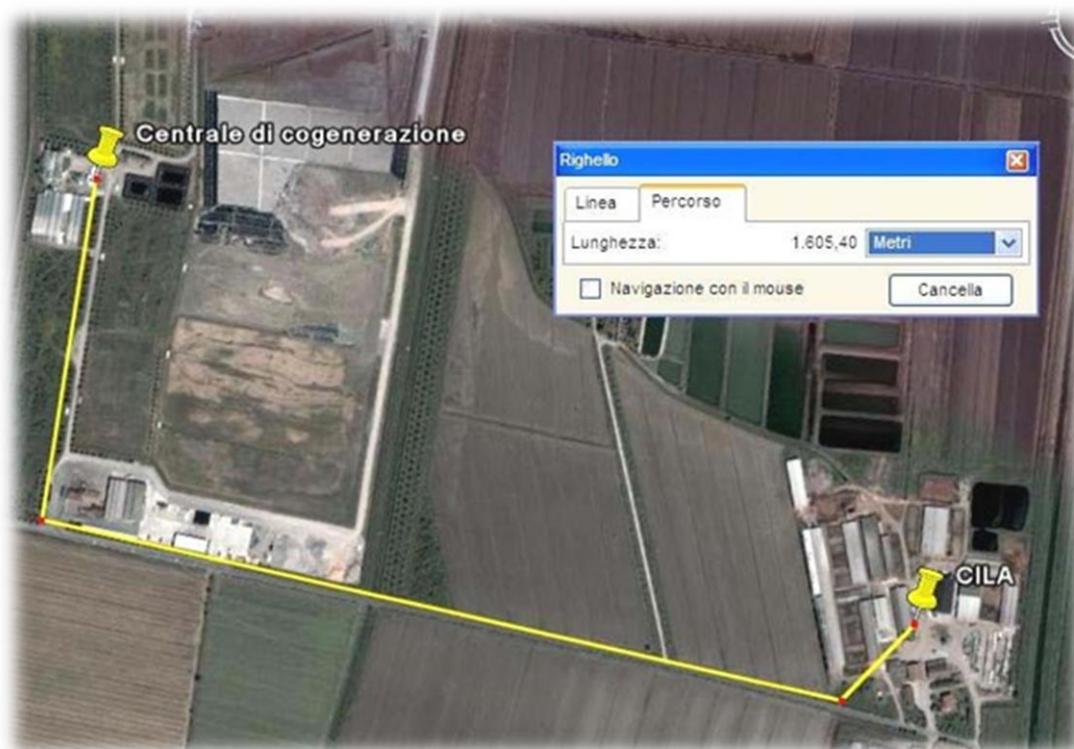


Figura 151 - Distanza centrale di cogenerazione – CILA [Google Earth, 2015]

Come si evince dalla figura la distanza si aggira intorno al km e mezzo. Considerando un costo medio di 200€/m lineare, il costo della sola rete di teleriscaldamento per collegare l'utenza più vicina è di 320 000 €. Si tratta di fare una valutazione economica considerando i costi che la CILA sostiene attualmente per svolgere le proprie attività produttive e per riscaldare gli ambienti. La spesa che sostiene la CILA per il riscaldamento degli ambienti e per svolgere le proprie attività si attesta sui 34 000 €/anno (CILA, 2013) Se si considerano le spese per l'energia elettrica richiesta per pompare l'acqua a 80°C per più di 1 km e mezzo, l'utile diminuisce notevolmente. Se si considerano i costi di gestione non si rientra sicuramente dell'investimento in breve tempo. Per giustificare un investimento di questo tipo, occorre servire un numero più elevato di utenze. Il problema è che nei dintorni di S.A.BA.R. le utenze distano molto le une dalle altre.

Come seconda ipotesi è stata verificata la distanza dalla S.A.BA.R. alla zona industriale più vicina di una certa consistenza (zona industriale di Novellara, lato San Giovanni della Fossa). È da sottolineare che lungo il percorso, oltre alla CILA, per arrivare alla zona industriale è possibile allacciare il teleriscaldamento a diverse utenze, sia industriali che domestiche.



Figura 152 - Distanza centrale di cogenerazione – zona industriale [Google Earth, 2015]

Come si vede dalla finestra riportata in figura, la distanza comincia a diventare consistente. Quasi 6 km di rete di teleriscaldamento richiedono investimenti in tubazioni elevatissime e spese di pompaggio consistenti. A questi costi si devono aggiungere quelli per le apparecchiature elettroniche e i locali scambiatori. Il vantaggio, rispetto a servire la CILA, è che si possono servire

più utenze con un'unica rete di teleriscaldamento e sfruttare tutto il calore.

Il vantaggio della zona industriale, inoltre, sta nel fatto che le utenze industriali hanno un consumo energetico anche nei mesi non invernali per svolgere le proprie attività e pertanto questo investimento consentirebbe di sfruttare interamente il calore disponibile a valle dell'impianto.

La rete di teleriscaldamento è stata scartata come possibile soluzione per il recupero termico alla luce degli svantaggi di seguito riassunti:

- scarsa convenienza economica: la rete di teleriscaldamento e apparecchiature annesse hanno dei costi molto elevati, le utenze sfruttabili si trovano a distanze elevate. Inoltre per pompare l'acqua ad 80°C nella rete di teleriscaldamento si ha una perdita di produzione di energia elettrica che non verrebbe immessa in rete e che comporterebbe un calo dell'utile derivante dalla vendita di elettricità incentivata. I costi di gestione sono ingenti poiché occorrerebbe istituire un sistema per la fatturazione delle bollette, per la gestione della manutenzione presso le utenze che inoltre dovranno essere munite di nuovi scambiatori.
- Scarsa fattibilità burocratica: la realizzazione della rete comporterebbe l'attraversamento di numerose proprietà private e ciò richiederebbe lunghi e problematici atti di limitazione di proprietà con conseguenti ritardi negli iter realizzativi inconciliabili con l'esigenza di conversione quasi imminente della società.

Per questi motivi si è scartata questa alternativa al recupero di calore.

### 5.7.2 Pellettizzazione

L'impresa aveva già valutato la possibilità di produrre pellet dal suo cippato. Le prove di combustione condotte sui campioni riportano un'alta percentuale di ceneri imputabile alla presenza nella biomassa raccolta di un'alta frazione umida: foglie, sfalci e residui di apparati radicali.

Gli elevati contenuti in cenere e altri microinquinanti presenti incidono negativamente sull'appetibilità del pellet sia dal punto di vista ambientale che energetico. Ambientale: poiché la presenza di tracce di materiale plastico presenti nel materiale raccolto, derivanti da uno scorretto conferimento da parte del cittadino, incide negativamente sulle emissioni una volta combusto. Dal punto di vista energetico poiché l'alta frazione umida abbassa il potere calorifico aumentando significativamente il contenuto in cenere. Ogni incremento dell'1% del contenuto in ceneri comporta un decremento del potere calorifico di circa 0,2 MJ/kg.

A questi sono da aggiungere le problematiche di formazione di scorie in caldaia che provocano intasamento degli scambiatori di calore e la continua ostruzione del crogiolo delle stufe. Queste rendono il pellet sensibilmente meno appetibile sul mercato rispetto alla concorrenza. Il rischio reale è quindi quello di produrre un grosso stoccaggio di pellet "nero" invenduto che non ripaga il costo dell'impianto.



Figura 153 - Pellet di SABAR

### 5.7.3 Serre ed essiccatore

La scelta di ricorrere congiuntamente all'essiccatore e alle serre è stata suggerita dalla complementarità dei loro carichi termici.

In estate la richiesta termica da parte delle serre diminuisce in maniera significativa per il maggior apporto di energia dal sole che quasi da sola è in grado di scaldare l'ambiente coltivato, contestualmente aumenta il calore necessario all'essiccatore che in corrispondenza di questa stagione deve trattare una biomassa costituita per la maggior parte da sfalci erbacei umidi ( $M=65\%$ ) piuttosto che da potature.

Viceversa in inverno i ruoli si invertono: la domanda termica delle serre si fa via via più consistente con l'inasprirsi delle temperature, controbilanciata da una minor esigenza termica dell'essiccatore, a seguito della drastica riduzione degli sfalci nonché della frazione umida di biomassa da essiccare.

#### Serre

La soluzione più indicata per S.A.BA.R al fine di valorizzare il calore recuperato è l'ampliamento delle serre esistenti accoppiate con l'installazione di un essiccatore. I suoi punti di forza sono qui di seguito riassunti:

- fattibilità tecnica: tra tutti gli interventi possibili l'implementazione di serre è sicuramente il più attuabile poiché consente di rimanere all'interno dei confini di proprietà della discarica. In questo modo ci si svincola dalla richiesta di autorizzazioni particolari nonché dalle lungaggini burocratiche ad essa associate. Quindi questa soluzione si sposa perfettamente con l'esigenza della società di operare una conversione in tempi rapidi data la chiusura dell'ultimo bacino stimabile entro due anni;
- fattibilità economica: l'ambiente riscaldato consente di massimizzare la produzione delle colture e di ottimizzarne la crescita durante tutto l'arco dell'anno garantendo un margine economico;
- valore etico: la serra esistente offre occupazione a personale svantaggiato della provincia di Reggio Emilia, gestito dalla "Cooperativa Sociale Il Bettolino" che con la riduzione della fornitura di biogas non potrebbe continuare a svolgere le attività attuali.

Le serre già presenti, individuate in figura 154, hanno un'estensione complessiva in pianta di 4 508 m<sup>2</sup> (fig. 154) e richiedono, al fine di garantire la temperatura costante di 30°C ideale per la coltura, una potenza termica di 1.80 MW<sub>t</sub>, dato riferito da S.A.BA.R oltre che ottenuto dal calcolo espresso nel paragrafo "5.3 Descrizione del problema da trattare".



Figura 154 - Serre esistenti di S.A.BA.R, sopralluogo con Ing Giulio Alesina e Ing Simone Pedrazzi 25/06/2015

La coltivazione avviene fuori suolo: la terra è sostituita da un substrato inerte, nel caso in questione da polistirolo. La pianta viene irrigata continuamente con una soluzione nutritiva composta da acqua e da composti (per lo più inorganici) necessari ad apportare tutti gli elementi indispensabili alla normale nutrizione minerale. La tecnica è altrimenti conosciuta con il termine di *idrocoltura*. La coltura impiegata è il basilico perché, stando a quanto affermato dal personale del Bettolino, è quella tipologia di coltura in grado di assicurare il maggior margine economico. A questo si affianca la possibilità di potere gestire la coltivazione in maniera completamente meccanizzata; con macchinari di taglio possono essere rapidamente processate lunghe distese di basilico.

All'interno del corpo serra, per assicurare l'apporto di calore atto al mantenimento della condizione isoterma, si utilizzano aereotermi che cedono calore derivante da acqua calda compresa fra 80-90°C. Per tale motivo la scelta di un cogeneratore ORC di tipo HRS è stata scartata preferendo il modello CHP, in quanto in uscita dal turbogeneratore si dispone di acqua a questa temperatura contrariamente all'HRS.

La coltura di basilico durante il periodo estivo può essere integrata con altre tipologie di specie vegetali in particolare, quelle attuate dal Bettolino si sostanziano nella coltivazione di fiori in vaso, mentre in inverno la coltivazione è unicamente riservata al basilico.

Il CHP-10 è in grado di fornire una potenza termica pari a 4.1 MW<sub>t</sub>, ammettendo che una quota parte del calore dovrà essere riservata all'impianto di essiccazione per garantirne il funzionamento durante tutto l'anno, si è deciso di dimensionare le nuove serre nel caso di una richiesta termica di picco pari a 2 MW<sub>t</sub>. Come criterio di dimensionamento di massima per l'ampiamiento delle serre, data la

completa similitudine impiantistica a quelle esistenti, ci si è avvalsi di un proporzione basata sull'unità di superficie riscaldata. Sapendo che le serre attuali hanno un estensione complessiva di 4 508 m<sup>2</sup> per una richiesta termica pari a 1.8 MW<sub>t</sub>, allora si determina, nei calcoli che seguono, la superficie del nuovo ampliamento per una potenza termica disponibile di 2 MW<sub>t</sub>.

Notazione utilizzata:

- $\bar{Q}_{SE}$ : potenza termica serre esistenti [MW]
- $A_{SE}$ : estensione superficiale delle serre esistenti [m<sup>2</sup>]
- $\bar{Q}_{SN}$ : potenza termica serre nuove [MW]
- $A_{SN}$ : estensione superficiale delle serre nuove [m<sup>2</sup>]
- $\bar{Q}_{m^2}$ : potenza termica assorbita da un 1 m<sup>2</sup> di superficie di serre [kW/m<sup>2</sup>]

$$\bar{Q}_{m^2} = \frac{\bar{Q}_{SE}}{A_{SE}} = \frac{1.8 * 1000}{4 508} = 0.4 \frac{\text{kW}_t}{\text{m}^2}$$

$$A_{SN} = \frac{\bar{Q}_{SN}}{\bar{Q}_{m^2}} = \frac{2.0 * 1000}{0.4} = 5002 \text{m}^2$$

Da cui si ricava che le nuove serre necessiteranno di una superficie di circa 5000 m<sup>2</sup>. Il preventivo migliore sotto il profilo costo/beneficio considerando il caso in questione è quello avanzato dall'impresa "Europrogress" che propone una serra tipo "Multiart 9600" (fig. 155) a n°8 navate per una superficie complessiva di 4922 m<sup>2</sup>, come riscontrabile graficamente dalla *planimetria* riportata in *tavola 2 Elaborati grafici* inclusa alla presente e dell'*ALLEGATO III: Preventivo ampliamento serre* a cui si rimanda per le caratteristiche dei dettagli tecnici (EuroProgress, 2015).



Figura 155 - Serre in progetto per l'estensione futura, tipo "Multiart 9600" [EuroProgress, 2015]

I dati delle serre esistenti e future sono stati tutti riassunti in tabella 30:

Serre esistenti e futuro ampliamento (dati S.A.BA.R)	
Calore specifico acqua ( $c_a$ )	4.19 kJ/kg*K
Portata acqua serre esistenti	77.5 t/h
Temperatura mandata	80 °C
Temperatura ritorno	60 °C
Diff. temperatura acqua calda ( $\Delta T$ )	20 °C
Superficie serre esistenti Bettolino ( $A_{SE}$ )	4 508 m <sup>2</sup>
Potenza termica richiesta serre esistenti ( $\bar{Q}_{SE}$ )	1.8 MW <sub>t</sub>
Potenza termica richiesta nuove serre ( $\bar{Q}_{SN}$ )	2.0 MW <sub>t</sub>
Potenza termica assorbita da un 1m <sup>2</sup> ( $\bar{Q}_{m2}$ )	0.4 MW <sub>t</sub>
Superficie serre futuro ampliamento ( $A_{SN}$ )	5 002 m <sup>2</sup>
Potenza totale richiesta serre	3.8 MW <sub>t</sub>

Tabella 30 - Dati serre esistenti e future [S.A.BA.R e EuroProgress, 2015]

La potenza termica totale di calore nel periodo di massima richiesta è di 3.8 MW<sub>t</sub>, ma durante l'anno sarà necessaria una modulazione della potenza termica richiesta dalle serre essendo queste legate alla variabilità stagionale: nei mesi invernali la domanda termica è superiore a quella estiva. In dettaglio dal personale di S.A.BA.R è stato fornito il reale andamento della richiesta termica alle serre, riportato nella figura 156.

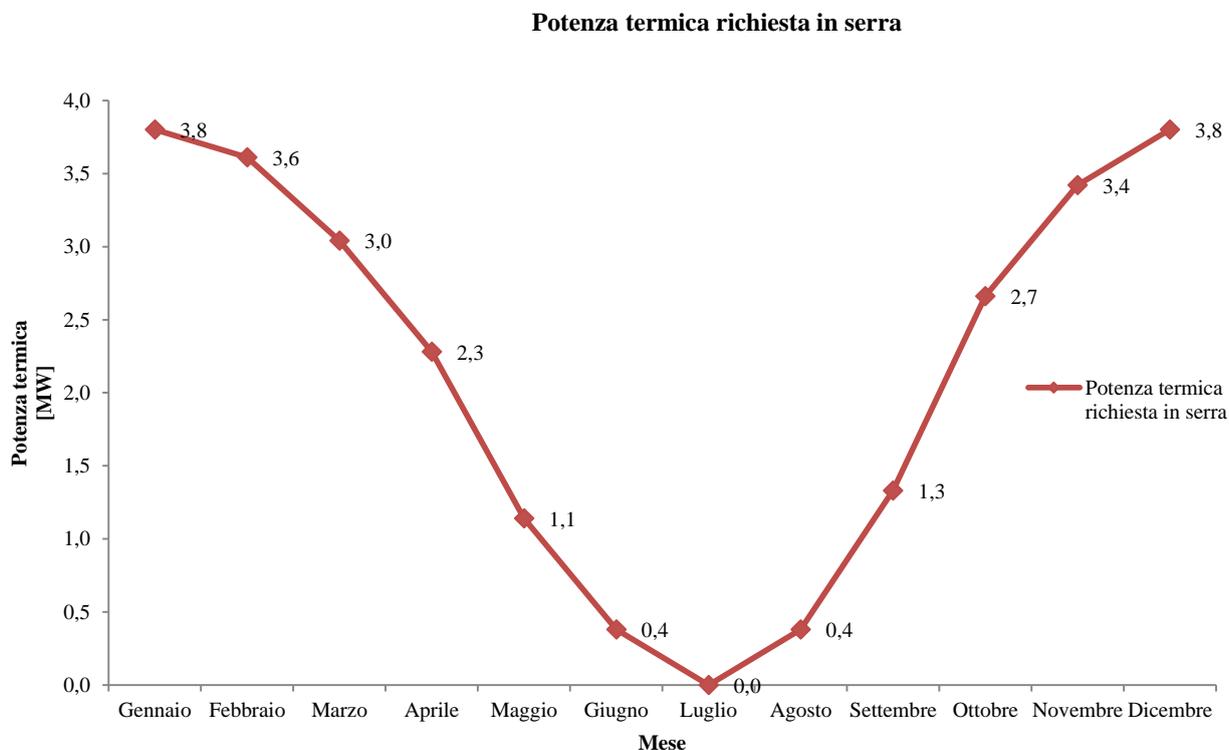


Figura 156 - Potenza termica richiesta in serra [S.A.BA.R, 2015]

Nei mesi invernali la domanda termica associata ad entrambe le serre è massima e raggiunge il picco di 3.80 MW<sub>t</sub>, mentre in estate si raggiungono le richieste minime fino a luglio dove la sola temperatura esterna sofferisce alla richiesta termica. In figura 157 sono mostrati gli aerotermini che scaldano le serre esistenti di S.A.BA.R.



Figura 157 – Aerotermini che alimentano le serre esistenti [S.A.BA.R., 2015]

La regolazione è realizzata grazie alla modulazione della portata d'acqua alle serre: si ammette di avere temperatura costante dell'acqua in uscita dal gruppo cogenerativo ad un valore coincidente, a fini cautelativi, con il limite inferiore del range termico ammesso dall'ORC, cioè 80°C. Tale dimensionamento va fatto mese per mese a tale scopo si riporta per esempio il caso di dicembre.

Indicando con:

$\bar{Q}_s$ : potenza termica richiesta dalle serre in un particolare mese [kW]

$\dot{m}_a$ : portata d'acqua necessaria alle serre [l/s]

$c_a$ : calore specifico acqua (4.186) [kJ/kg\*K]

$\Delta T$ : differenza di temperatura acqua di ingresso/uscita (20°K)

Allora:

$$\dot{m}_a = \frac{\bar{Q}_s(\text{dicembre})}{c_a * \Delta T} = \frac{3\,800\text{ kW}}{4.186 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} * 20\text{ K}} = 45.4 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 45.4 \frac{\text{l}}{\text{s}}$$

Si procede in maniera analoga per tutti gli altri mesi e i risultati sono tutti riportati nella quarta colonna della tabella 31, nell'ultima colonna sono invece riportate le potenze non utilizzate dalle serre e quindi che sono disponibili per l'essiccatore.

Serre esistenti e futuro ampliamento (dati S.A.BA.R)				
Mese	Carico termico normalizzato [ ]	Potenze utilizzate [MW <sub>t</sub> ]	Portata acqua [l/s]	Potenze non utilizzate [MW <sub>t</sub> ]
Gennaio	100%	3.8	45.4	0.3
Febbraio	95%	3.6	43.1	0.5
Marzo	80%	3.0	36.3	1.0
Aprile	60%	2.3	27.3	1.8
Maggio	30%	1.1	13.6	2.9
Giugno	10%	0.4	4.5	3.7
Luglio	0%	0.0	0.0	4.1
Agosto	10%	0.4	4.5	3.7
Settembre	35%	1.3	15.9	2.7
Ottobre	70%	2.7	31.8	1.4
Novembre	90%	3.4	40.9	0.6
Dicembre	100%	3.8	45.4	0.3

Tabella 31 - Dati serre esistenti e future [S.A.BA.R., 2015]

Indicando con:

$\bar{Q}_u$ : potenza termica in uscita dall'impianto (4100 kW) [kW]

$\bar{Q}_{serre}$ : potenza utilizzate dalle serre esistenti e attuali (seconda colonna) [kW]

$\bar{Q}_{disp}$  = potenza termica disponibile per l'essiccatore (ultima colonna) [kW]

Le potenze disponibili all'essiccatore sono state ottenute mese per mese come:

$$\bar{Q}_{disp} = \bar{Q}_u - \bar{Q}_{serre}$$

A partire da queste potenze si procede alla descrizione e dimensionamento dell'essiccatore.

## Essiccatore

Il calore sfruttato dalle serre non copre l'intera disponibilità termica dell'impianto. Esiste ancora una considerevole quota di calore che potrebbe essere sfruttata per ridurre l'umidità del cippato in ingresso alla caldaia. Nel caso degli sfalci è indispensabile usare questo calore per un immediato pre-essiccamento. Questo consente di ottenere dei tenori di umidità uniformi del 32% che, oltre ad aumentare il loro potere calorifico, scongiurano fenomeni di fermentazione.

Inoltre in questo modo si azzerano i rischi di autocombustione che sono una delle principali problematiche a cui far fronte quando si opera con questo tipo di biomassa. Le potature, invece, non necessitano di particolari pre-trattamenti perché possiedono tenori di umidità medi compatibili per il nostro impianto. Anche in questo caso si è però deciso di pre-essiccarne una quota parte per velocizzarne il processo naturale e per poter agire immediatamente sulla miscelazione ottimale da

garantire durante l'anno. Questo, inoltre, consente di poter sfruttare l'essiccatore alle sue portate di regime e, di conseguenza, diminuire la variabilità dell'umidità in ingresso alla caldaia. La parte restante di potatura verrà essiccata naturalmente con un apposito stoccaggio in modo da ottenere umidità finali di circa il 32%, ovviamente raggiungibili in tempi più lunghi. Questo ci permetterà di utilizzare un essiccatore di taglia minore e quindi più economico ma che potrà comunque trattare la quantità annua prevista di cippato. Tenori di umidità più bassi non portano ad aumenti apprezzabili del potere calorifico e quindi si è deciso di non spingersi oltre un umidità del 30%, rimanendo attorno a valori della miscela del 32% ottimali per assicurare l'elevato rendimento in combustione. Per il caso in esame l'essiccatore più idoneo è quello composto da un unico tappeto mobile 1 T 188 (Scolari, 2015), perché come indicato nella stessa scheda tecnica *ALLEGATO IV: "Preventivo essiccatore e dissipatore"*: questo essiccatore è espressamente ideato per recuperare e riutilizzare energia termica da acqua calda a bassa temperatura, di seguito in figura 158 è riportata la pagina in cui viene ribadito quanto affermato.

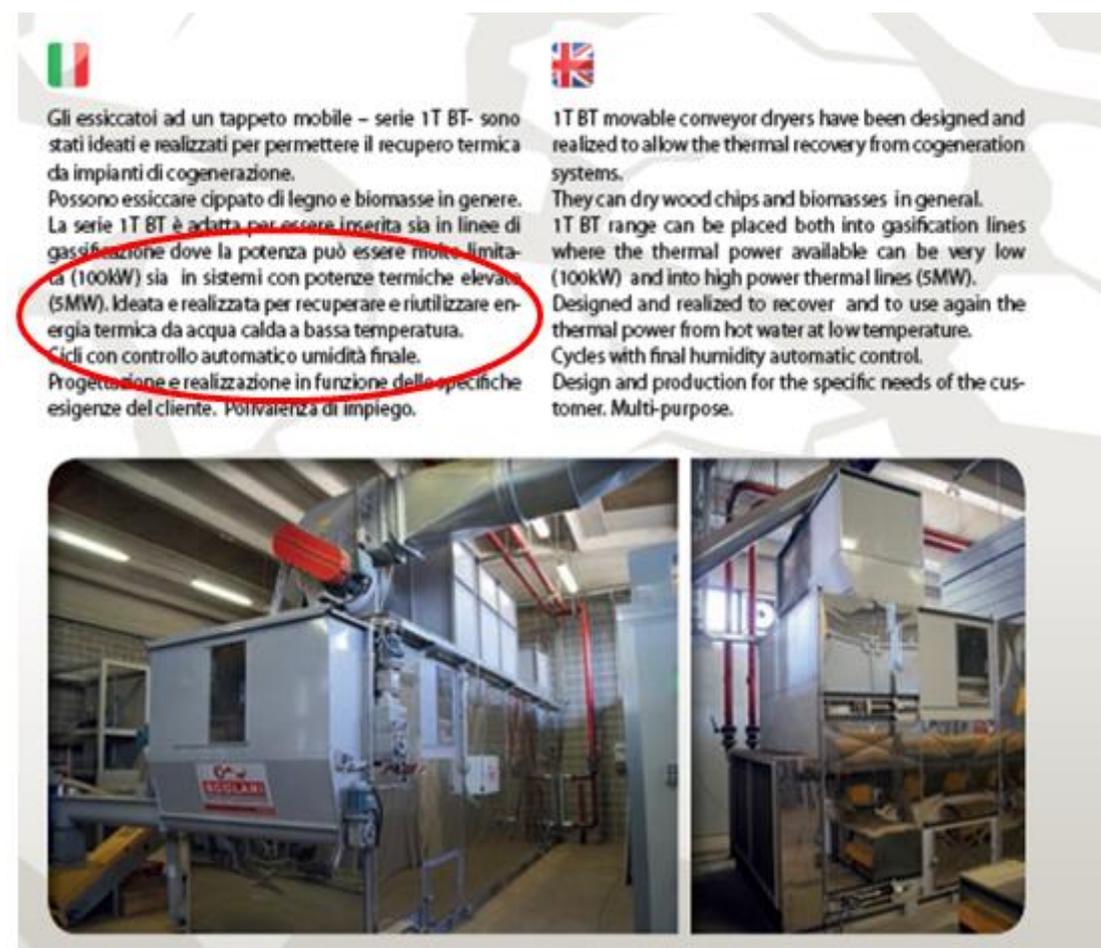


Figura 158 - Porzione scheda tecnica essiccatore 1T [Scolari, 2015]

L'essiccatore scelto è utilizzato normalmente con bassa temperatura dell'aria di processo e per piccole/medie capacità evaporative. Il materiale umido viene caricato tramite tramoggia o

alimentatore a tappeto inclinato, sul tappeto di essiccazione formato da profili forati. Questi permettono il passaggio dell'aria precedentemente riscaldata in uno scambiatore di calore sfruttando quello disponibile dall'acqua a 80°C. L'aria verrà poi aspirata ed immessa nell'atmosfera dopo essere stata depurata dalle polveri. La velocità del tappeto ed il tempo di esposizione del materiale vengono variati automaticamente in funzione dell'umidità iniziale e finale del prodotto. In figura 159 si spiega il funzionamento dell'impianto di essiccazione.

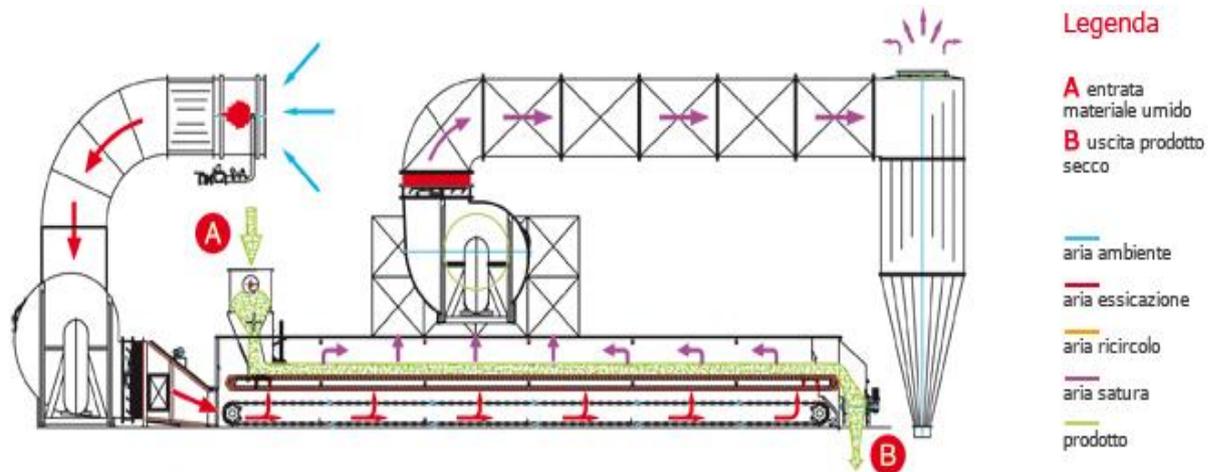


Figura 159 – Funzionamento dell'impianto di essiccazione [Scolari, 2015]

Il materiale tritato viene inserito nella tramoggia [A], cade sul tappeto mobile forato dove entra in contatto con l'aria di essiccazione (in rosso) e l'acqua viene evaporata. Poiché in sospensione con essa ci sono anche polveri, il vapore prima di essere immesso in atmosfera passa per un ciclone in cui viene depolverizzato. In figura 160 è riportato l'impianto di essiccazione descritto.



Figura 160 – L'impianto di essiccazione a 1 T [Scolari, 2015]

Nella tabella 32 sono riassunti i dati ed i risultati relativi al processo di essiccazione. Per i cali di pre-essiccazione sono da intendersi le perdite di peso conseguenti all'evaporazione di acqua relativamente agli sfalci e alle potature legate alle operazioni precedenti all'essiccazione (minimo tempo di stoccaggio e triturazione). Dopo questi cali gli sfalci raggiungono un valore di umidità pari al 64% mentre le potature passano da un 40% a un 39.6%. Le potature verranno poi divise: durante

l'anno rimangono in stoccaggio circa 4000 t mentre le restanti 9000 t entrano nell'essiccatore insieme alla totalità degli sfalci. Tutto il materiale che entra nell'essiccatore raggiunge il 32% di umidità. In questo modo è possibile conoscere la quantità di acqua che evapora.

Indicando con:

$m_{sf}$  : quantità di sfalci ingresso all'essiccatore [t]

$M_{sf}$  : umidità negli sfalci all'ingresso dell'essiccatore [%]

$m_{pe}$  : quantità di potature da essiccare in ingresso all'essiccatore [t]

$M_{pe}$  : umidità nelle potature all'ingresso dell'essiccatore [%]

$M_{me}$ : umidità della miscela di biomassa essiccata [%]

$E_{se}$ : energia specifica necessaria all'essiccatore per far evaporare 1kg H<sub>2</sub>O (1.20 kWh/kgH<sub>2</sub>O, Scolari)

$m_{H_2O}$ : massa d'acqua da evaporare [t]

$E_{eb}$ : energia annua per essiccare biomassa fino a un umidità  $M_{me}$  [kWh]

$\bar{Q}_{Mess}$ : potenza media richiesta dell'essiccatore durante l'anno [kWh]

Allora è possibile calcolare:

$$m_{H_2O} = m_{sf} * (M_{sf} - M_{me}) + m_{pe} * (M_{pe} - M_{me}) = 2\,727\text{ t}$$

$$E_{eb} = E_{se} * 1000 * m_{H_2O} = 3\,273\text{ MWh}$$

$$\bar{Q}_{Mess} = \frac{E_{eb}}{8000\text{ h}} = 409.1\text{ kW}$$

	Essiccatore 1T 188 da	1.50	MW <sub>t</sub>
Calo sfalci pre-essiccazione		-1.0%	
Sfalci ingresso essiccatore ( $m_{sf}$ )		6 242 t	
Umidità sfalcio ingresso essiccatore ( $M_{sf}$ )		64.0%	
Calo potature pre-essiccazione		-0.4%	
Potature ingresso essiccatore ( $m_{pe}$ )		9 602 t	
Umidità sfalcio ingresso essiccatore ( $M_{pe}$ )		39.6%	
Umidità biomassa dopo essiccatore ( $M_{me}$ )		32.0%	
Contenuto d'acqua da evaporare ( $m_{H_2O}$ )		2 727 t	
Energia all'essiccatore per evaporare 1kg H <sub>2</sub> O ( $E_{se}$ , dato Scolari)		1.20 kWh/kgH <sub>2</sub> O	
Energia annua per essiccare biomassa a M=32% ( $E_{eb}$ )		3 273 MWh	
Potenza media annua richiesta essiccatore ( $\bar{Q}_{Mess}$ )		409.1 kW	
Media potenze disponibili		1.9 MW	
<b>Potature cippate essiccate naturalmente in stoccaggio</b>			
Potature cippate essiccate naturalmente al netto dello scarto		3 990 t	
Umidità iniziale		40.0%	
Umidità finale		32.0%	
Contenuto d'acqua da evaporare		319 t	
Biomassa essiccata (M=32%) ingresso caldaia		16 787 t	

Tabella 32- Dati e risultati relativi all'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015]

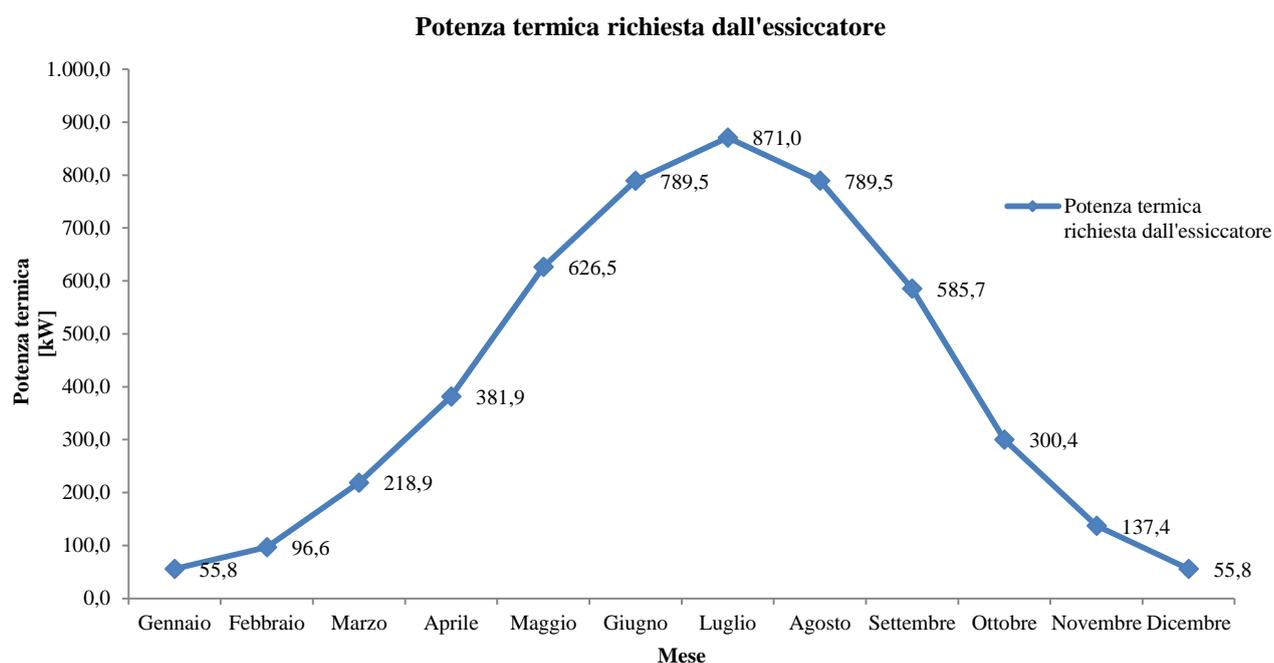
Per decidere la taglia dell'essiccatore occorre determinare la potenza di picco a cui questo funzionerebbe, per ottenere questa grandezza si deve calcolare mese per mese la frazione di potenza ovvero il rapporto tra potenza disponibile in quel mese rispetto alla potenza media totale disponibile. Questo procedimento serve per garantire la distribuzione ottimale della potenza per ogni mese e ad assicurare la potenza media annuale di 409.1 kW necessari all'essiccatore per portare la biomassa in questione ad un valore di umidità pari al 32%.

Il calcolo è il seguente:

$$\text{Frazione potenza (mese)} = \text{Potenza disponibile mese } (\bar{Q}_{disp}) / \text{Potenza disponibile media (1.9 MW)}$$

Moltiplicando questo valore per la potenza media richiesta al processo di essiccazione ( $\bar{Q}_{MESS}$ ), si è risaliti alle potenze mensili da destinare all'essiccatore .

Ripercorrendo questi calcoli per tutti i mesi si ottengono i risultati riportati nella terza e quarta colonna della tabella 32. Da questi si evince che le potenze maggiori dell'essiccatore si realizzano nel periodo estivo proprio perché la richiesta delle serre è minima. Per meglio visualizzare come varia la richiesta termica dell'essiccatore per la biomassa in questione si riporta la figura 161.



**Figura 161 - Potenza termica richiesta dall'essiccatore [Elaborato da S.A.B.A.R., 2015]**

La potenza massima richiesta è di circa 900 kW e si raggiunge in luglio, ma si è deciso di installare un essiccatore da 1500 kW che permette di trattare 2.0 t/h di (dato Scolari). Nella quinta colonna della tabella 33, compare la verifica con cui si certifica che le potenze richieste all'essiccatore non eccedono la taglia dell'essiccatore installato e, come è possibile verificare in tabella, questo non succede mai durante l'anno.

Infine analogamente a quanto si è fatto per le serre si è proceduto a calcolare la potenza dissipata sottraendo quella impiegata dall'essiccatore a tutta quella disponibile a valle delle serre. Per questo scenario tale potenza verrà dispersa in un apposito dissipatore e quindi costituisce la frazione di calore non recuperato.

Potenza termica all'essiccatore					
Mese	Potenza disponibile [kW]	Frazione potenza [-]	Potenze essiccatore [kW]	Verifica potenze	Potenze dissipate [kW]
Gennaio	260,4	0,14	55,8	ok	204,6
Febbraio	450,6	0,24	96,6	ok	354,0
Marzo	1.020,9	0,54	218,9	ok	802,0
Aprile	1.781,4	0,93	381,9	ok	1.399,5
Maggio	2.922,1	1,53	626,5	ok	2.295,6
Giugno	3.682,5	1,93	789,5	ok	2.893,0
Luglio	4.062,7	2,13	871,0	ok	3.191,7
Agosto	3.682,5	1,93	789,5	ok	2.893,0
Settembre	2.731,9	1,43	585,7	ok	2.146,2
Ottobre	1.401,1	0,73	300,4	ok	1.100,7
Novembre	640,7	0,34	137,4	ok	503,3
Dicembre	260,4	0,14	55,8	ok	204,6

Tabella 33 - Potenza termica all'essiccatore [Elaborato da S.A.B.A.R., 2015]

Si è deciso di separare il flusso di patate tra quelle che verranno essiccate e quelle che invece rimarranno in stoccaggio. Quest'ultime sono, come visibile nelle ultime righe della tabella 31 circa 4000 t che per essiccazione naturale passeranno da un umidità del 40% a quella prossima del 32%.

In questo modo ripetendo tutti i calcoli visti a proposito della biomassa essiccata, si deriva che circa 300 t di acqua evaporano. Alla fine del processo la totalità della miscela di biomassa che entra in camera di combustione si ottengono 16 787 t.

Si è scelto di stoccare 4000 t di patate assolvendo ad un problema di portate: l'essiccatore da 1.5 MW riesce a trattare costantemente 2.0 t/h (dato Scolari), che corrispondono in termini di quantità alle rimanti 16 000 t composte da altre patate e sfalci. In questo modo si semplifica la gestione operativa facendo funzionare in continuo la macchina a pieno carico.

Dalla tabella 34 è possibile infatti distinguere i diversi quantitativi descritti fino ad ora sia indirizzati all'essiccamento naturale che artificiale al fine di garantire la portata media mensile in ingresso alla macchina costante. In colonna quattro infatti sono riportate le tonnellate che saranno destinate allo stoccaggio mese per mese e sarà, poi, compito dell'operatore assicurare la miscelazione e più idonea al processo per ogni mese considerando la variabilità del cippato e dell'umidità.

Mese	Portata all'essiccatore			
	Sfalci e potature al netto dello scarto [t]	Potature singole input [t]	Potatura essiccata naturalmente [t]	Sfalci e potature essiccatore [t]
Gennaio	1.940	1.940	598	1.342
Febbraio	1.823	1.823	482	1.342
Marzo	1.287	1.287	0	1.287
Aprile	1.011	498	0	1.011
Maggio	1.330	255	0	1.330
Giugno	953	120	0	953
Luglio	796	25	0	796
Agosto	1.152	75	0	1.152
Settembre	1.482	672	0	1.482
Ottobre	3.351	2.824	1.482	1.869
Novembre	2.665	2.169	828	1.838
Dicembre	2.146	1.942	600	1.546
<b>Totale annuale</b>			<b>3.990</b>	<b>15.946</b>
<b>Portata medie mensili essiccatore</b>			<b>2,0 t/h</b>	

Tabella 34 - Portata all'essiccatore [Elaborato da S.A.BA.R., 2015]

Nella tabella 35 è possibile avere un quadro complessivo della gestione dell'energia termica sviluppata dall'impianto.

Mese	Potenza termica recuperata			
	Potenza termica utilizzata serre [MW <sub>t</sub> ]	Potenza termica utilizzata essic. [MW <sub>t</sub> ]	Potenza termica recuperata [MW <sub>t</sub> ]	Potenza termica dissipata [MW <sub>t</sub> ]
Gennaio	3,8	0,1	3,9	0,2
Febbraio	3,6	0,1	3,7	0,4
Marzo	3,0	0,2	3,3	0,8
Aprile	2,3	0,4	2,7	1,4
Maggio	1,1	0,6	1,8	2,3
Giugno	0,4	0,8	1,2	2,9
Agosto	0,0	0,9	0,9	3,2
Agosto	0,4	0,8	1,2	2,9
Settembre	1,3	0,6	1,9	2,1
Ottobre	2,7	0,3	3,0	1,1
Novembre	3,4	0,1	3,6	0,5
Dicembre	3,8	0,1	3,9	0,2
<b>Potenza termica mediamente recuperata</b>	<b>2,56 MW<sub>t</sub></b>			

Tabella 35 Potenza termica recuperata [Elaborato da S.A.BA.R., 2015]

Nell'ultima colonna è possibile, infine, analizzare le potenze termiche dissipate durante l'anno che si concentrano principalmente durante il periodo estivo. La dissipazione del calore avviene per mezzo di un dissipatore che può essere a secco (radiatori) o a umido (torre evaoprativa). Nel primo caso un flusso d'aria mosso da ventilatori investe tubi in cui circola l'acqua raffreddandola, nel secondo il raffreddamento si ottiene favorendo l'evaporazione di una piccola quantità dell'acqua stessa, che evaporando sottrae calore. Il sistema scelto è quello a secco: più economico e più adatto al

contesto in questione, il cui preventivo fornito dalla (Climarai, 2015) nell'ALLEGATO IV: "Preventivo essiccatore e dissipatore".

La media annuale della potenza termica utilizzata si attesta sui 2.56 MW<sub>t</sub>. Grazie a questo dato è possibile ricavare il rendimento termico effettivo dell'impianto ORC e, conseguentemente, il suo rendimento cogenerativo.

$$\eta_{t,\text{effettivo}} = \frac{2.56 \text{ MW}_t}{5.2 \text{ MW}_t} = 49.5\%$$

$$\eta_{\text{ORC,cogenerativo}} = \eta_e + \eta_{t,\text{effettivo}} = 0.188 + 0.495 = 0.683 = 68.3\%.$$

Grazie a questi rendimenti, come si vedrà nella sezione di analisi economica del prossimo capitolo, è possibile ricevere il contributo di incentivazione spettante agli impianti operanti in regime di Alto Rendimento Cogenerativo (CAR).

Si conclude riportando il grafico di figura 162 che sintetizza gli andamenti complessivi delle potenze termiche in gioco, da cui è possibile valutare il recupero del calore ottimizzato nella stagione invernale, e la sua dissipazione concentrata principalmente nella stagione estiva.

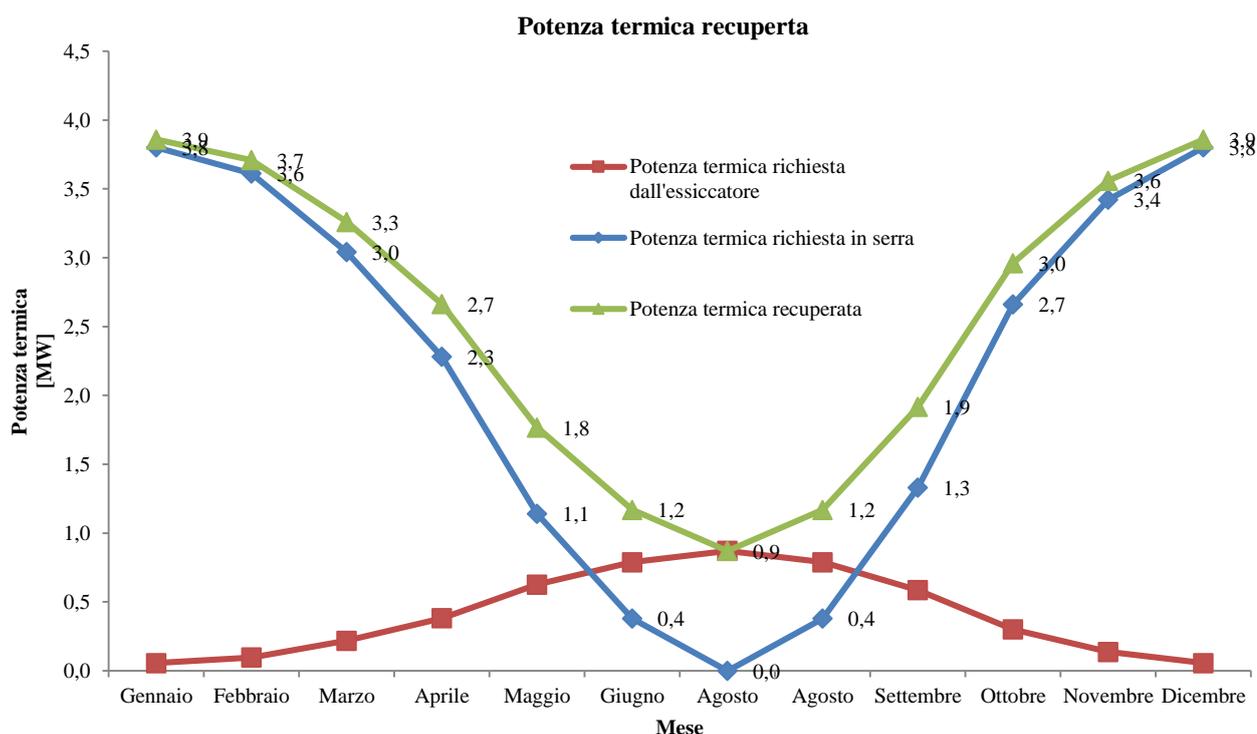


Figura 162 - Grafico potenza termica recuperata dall'impianto [Elaborato da S.A.BA.R., 2015]

Per questo motivo in futuro si potrebbero sviluppare ulteriori sistemi di recupero termico da parte di S.A.BA.R. Il consiglio sarebbe quello di investire su un secondo essiccatore che possa sfruttare a pieno l'energia termica attualmente dissipata. In questo modo IREN potrebbe conferire altra potatura. Questo secondo flusso seguirà una linea del tutto distinta rispetto a quella analizzata fino ad ora e verrebbe valorizzato come cippato di qualità e venduto alle centrali del nord Italia come sta avvenendo attualmente.

#### 5.7.4 Integrazione con impianto esistente

Al fine di considerare completamente il contesto S.A.B.A.R., si prendono anche in considerazione gli 1.8 MWt che risulterebbero disponibili dalla combustione del biogas perché esclusi dal nuovo impianto ORC. Il motivo per cui si è deciso di rimpiazzare i motori con l'ORC come sistema di alimentazione termica alle serre, risiede nell'inevitabile esaurimento di questo calore, nonché nella sua intrinseca variabilità in termini di disponibilità. La produzione di biogas, infatti, non è controllabile ma solo ipotizzabile nel tempo come mostra il discostamento tra il biogas realmente captabile rispetto a quello stimato dal grafico di figura 108. Alimentando l'impianto ORC con il calore prodotto dai motori si riesce ad ovviare al problema di questa variabilità sfruttando tutto il calore in quell'istante erogato grazie alla gestione della portata di biomassa inserita in camera di combustione. Ovvero, nei momenti di alta disponibilità di biogas e quindi di calore che il motore cede all'ORC si brucerà un quantitativo inferiore di biomassa e viceversa, mantenendo costante la potenza erogata dalla caldaia. In questo modo ci crea una sinergia ottimale tra i due sistemi: la massimizzazione del calore dei motori consentirà di risparmiare biomassa che potrà così essere venduta. Rappresenterà un nuovo introito economico fin quando la fornitura di biogas non si esaurirà. Il cippato infatti, ha una sua linea di mercato tanto che già oggi è venduto ad altre centrali cogenerative, inoltre la sua migliore qualità derivante dall'essiccamento garantirà un maggior margine economico.

Nel caso in questione il dimensionamento ai fini cautelativi, è stato condotto a prescindere da questo nuovo flusso al fine di disporre di un impianto in grado di garantire 1 MWe anche quando il biogas sarà esaurito. L'unico dato che cambierebbe quando i sistemi lavoreranno insieme sarà il quantitativo annuo di biomassa da bruciare.

Essa è facilmente stimabile attraverso il seguente calcolo:

$$\begin{aligned} Q. \text{tà biomassa combusta} &= \frac{\text{Potenza termica caldaia} - \text{Potenza termica motori}}{\text{PCI}} * \text{ore funzionamento annue} \\ &= \frac{(5.8 - 1.8) \text{MWt}}{2.75 \frac{\text{MWh}}{\text{t}}} * 8000 \text{h} = 11636 \text{ t} \end{aligned}$$

Le restanti 5151 t potranno quindi essere vendute al relativo prezzo di mercato. Naturalmente questa quantità destinata alla vendita sarà soggetta a una continua diminuzione fino a quando il biogas sarà captato, il giorno in cui non potrà più essere bruciato nei motori allora l'impianto ORC sarà in grado di garantire il normale fabbisogno di tutte le utenze.

Come si può vedere dalla planimetria, che riporta il dettaglio planimetrico della tavola 2 degli *Elaborati grafici*, in magenta è rappresentato l'allaccio delle condutture che porteranno il calore recuperato dai motori all'impianto ORC.

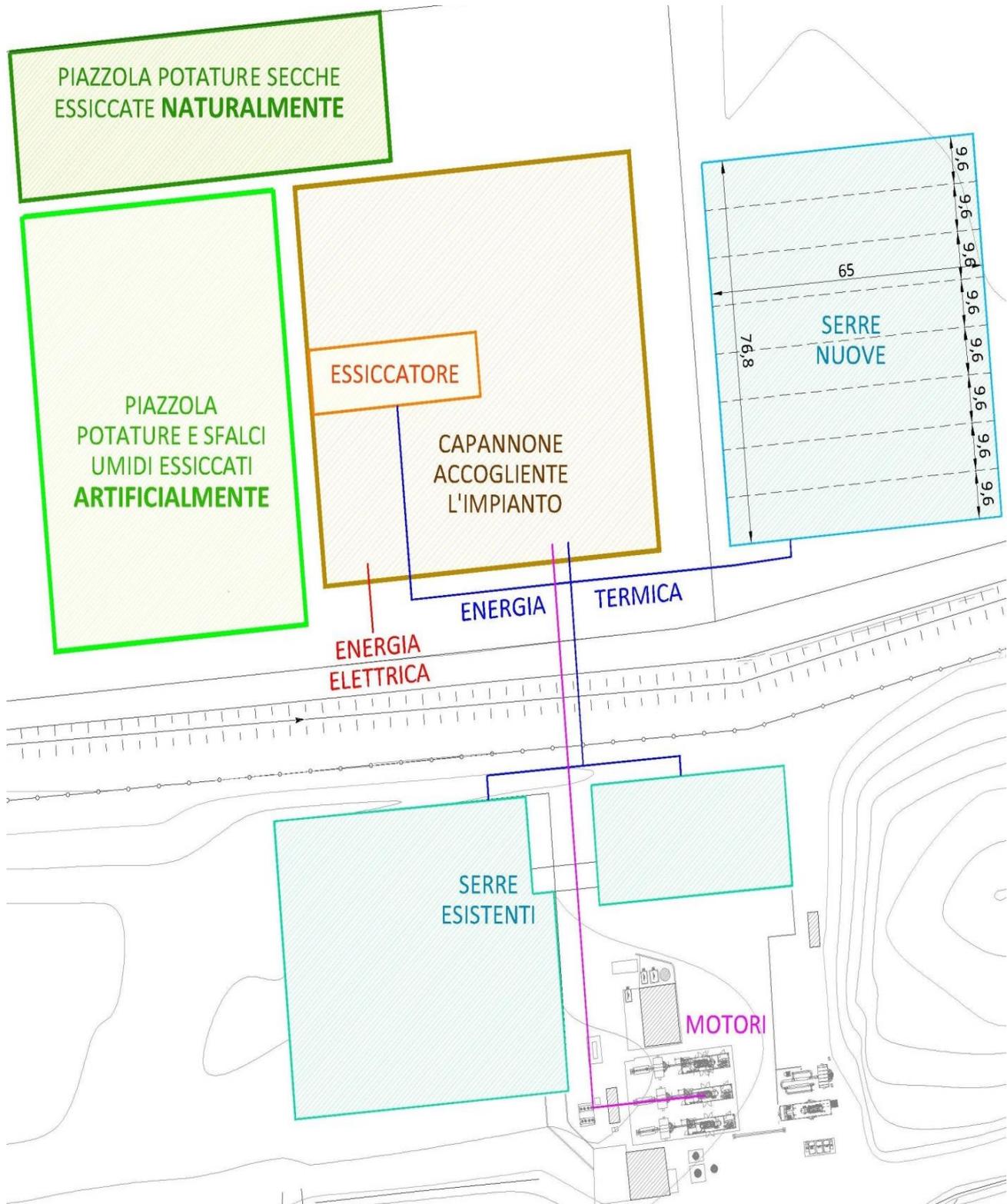


Figura 163 – Integrazione con impianto esistente

## **6° Capitolo: L.C.A. (Life Cycle Assessment)**

In questo capitolo è descritta l'analisi ambientale della gestione del materiale ligno-cellulosico di S.A.BA.R: dal conferimento del cittadino presso le isole ecologiche o box stradali, le lavorazioni che subisce per non essere più rifiuto fino alla valorizzazione ultima del rifiuto verde. Infatti l'obiettivo è proprio quello di ricostruire tutti i diversi impatti in termini di risorse ed inquinamento derivanti dalla gestione del rifiuto verde conferito in S.A.BA.R. Tale valutazione viene attuata attraverso lo strumento L.C.A (Life Cycle Assessment) percorrendo ogni singola fase "dalla culla alla tomba" degli sfalci e potature trattate da S.A.BA.R sia nello scenario attuale che nello scenario futuro per un quantitativo totale pari a 20 035 t di rifiuto. Per un maggior dettaglio sulla metodologia L.C.A. si rimanda alla lettura del documento "Il Metodo L.C.A" riportata nell'ALLEGATO VIII: "Materiale di supporto analisi L.C.A". Nelle figure e nelle tabelle relative a questo capitolo non viene esplicitata la fonte in quanto derivano dal software Sima Pro del server di proprietà del Dipartimento di Scienze e Metodi dell'Ingegneria di Reggio Emilia.

### **6.1 L.C.A. scenario attuale**

#### **6.1.1 Obiettivo dello studio e campo di applicazione**

##### **Obiettivo dello studio**

Obiettivo dello studio è il calcolo del danno ambientale dovuto al sistema attuale di gestione del rifiuto verde trattato da S.A.BA.R, proveniente dagli otto comuni di gestione diretta S.A.BA.R e da quelli di IREN più limitrofi all'impianto novellarese.

##### **Campo di applicazione**

##### **La funzione del sistema**

La funzione del sistema è la gestione del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana.

##### **Il sistema che deve essere studiato**

Il sistema che deve essere studiato è l'attività svolta da S.A.BA.R, dall'impianto di produzione del compost AIMAG di Carpi, di un secondo impianto di cippatura PADANA LEGNAMI e di una centrale di combustione a biomassa con caratteristiche medie delle centrali dove oggi realmente viene bruciato il rifiuto.

## **L'Unità Funzionale**

L'Unità funzionale, è la massa del rifiuto verde raccolto da S.A.BA.R e in parte da IREN in un anno (nel caso in questione i dati sono relativi all'anno 2013).

## **I confini del sistema**

Nello studio vengono considerati tre diversi confini del sistema:

1. il primo indicato con 'Modello con allocazione al 100% sulla funzione' che è quello della gestione dei rifiuti senza tenere conto dei coprodotti della gestione rappresentati dalle energie termica ed elettrica prodotte dalla combustione e dall'ammendante in uscita dall'impianto di compostaggio.
2. Il secondo indicato con 'Modello multi-output' che considera i coprodotti conseguenti alla funzione di gestione del rifiuto che escono dal sistema considerato.
3. Il terzo indicato con 'Modello prodotto evitato con sistema allargato' che considera l'allargamento del sistema alla rete elettrica e termica e al mercato del compost. In questo caso il compost e le energie sono considerati come prodotti evitati.

Tutti i modelli partono dalla raccolta del rifiuto che non porta con sé la storia precedente (non è un coprodotto di una coltivazione) e arrivano alla produzione di compost e di energia che, come indicato sopra verranno considerati in modo diverso a seconda del modello.

## **Qualità dei dati**

I dati utilizzati per lo studio sono dati primari. Infatti nel "disegnare" questa realtà si è cercato di privilegiare, per quanto possibile, l'utilizzo di dati primari che assicurano una più fedele e reale rappresentazione. Invece là dove i dati sono scarseggianti e imprecisi in particolare in merito alle emissioni, si è fatto ricorso a dati disponibili in banca dati. Ecco che i processi sono creati ad hoc oppure, quando necessario, sono ottenuti dalla banca dati Ecoinvent 2 e 3 (Ecoinven, 1998 - 2014) e da altre banche dati classiche e l'insieme di tutti i progetti realizzati dal gruppo di lavoro in 18 anni di attività. I processi delle energie sono stati ricavati da quelli di Ecoinvent 2 adattandoli ai dati di produzione di energia reali. Il codice utilizzato è SimaPro 8.0.4 (Goedkoop, 2009). La banca dati comprende Ecoinvent 3.1. Il Metodo per la valutazione del danno è IMPACT 2002+ (Humbert, 2012) modificato dal gruppo di studio. I costi esterni verranno calcolati mediante EPS 2000 e IMPACT 2002 modificato allo scopo come descritto nel documento "*Modifiche al Metodo IMPACT 2002*" riportato nell'*ALLEGATO VIII: Materiale di supporto analisi L.C.A.*

### 6.1.2 Inventario L.C.A. scenario attuale

L'analisi d'inventario è la parte più delicata e più impegnativa dello studio L.C.A., quindi è fondamentale elaborarla nel modo più preciso e corretto possibile, in relazione alla tipologia di dati e informazioni a disposizione (Neri, 2009). È stato ricostruito lo scenario attuale che comprende oltre a SABAR, l'impianto di compostaggio di AIMAG, l'impianto di seconda cippatura PADANA LEGNAMI ed infine la centrale fittizia che riassume le cinque centrali alle quali è nella realtà conferito il cippato; in questo modo si tiene conto di tutto il percorso della biomassa.

In figura 164 è riportato il flow chart che riassume i processi che modellizzano le diverse tappe a cui sono sottoposte le tonnellate di rifiuto verde secondo la gestione attuale da parte di S.A.BA.R.

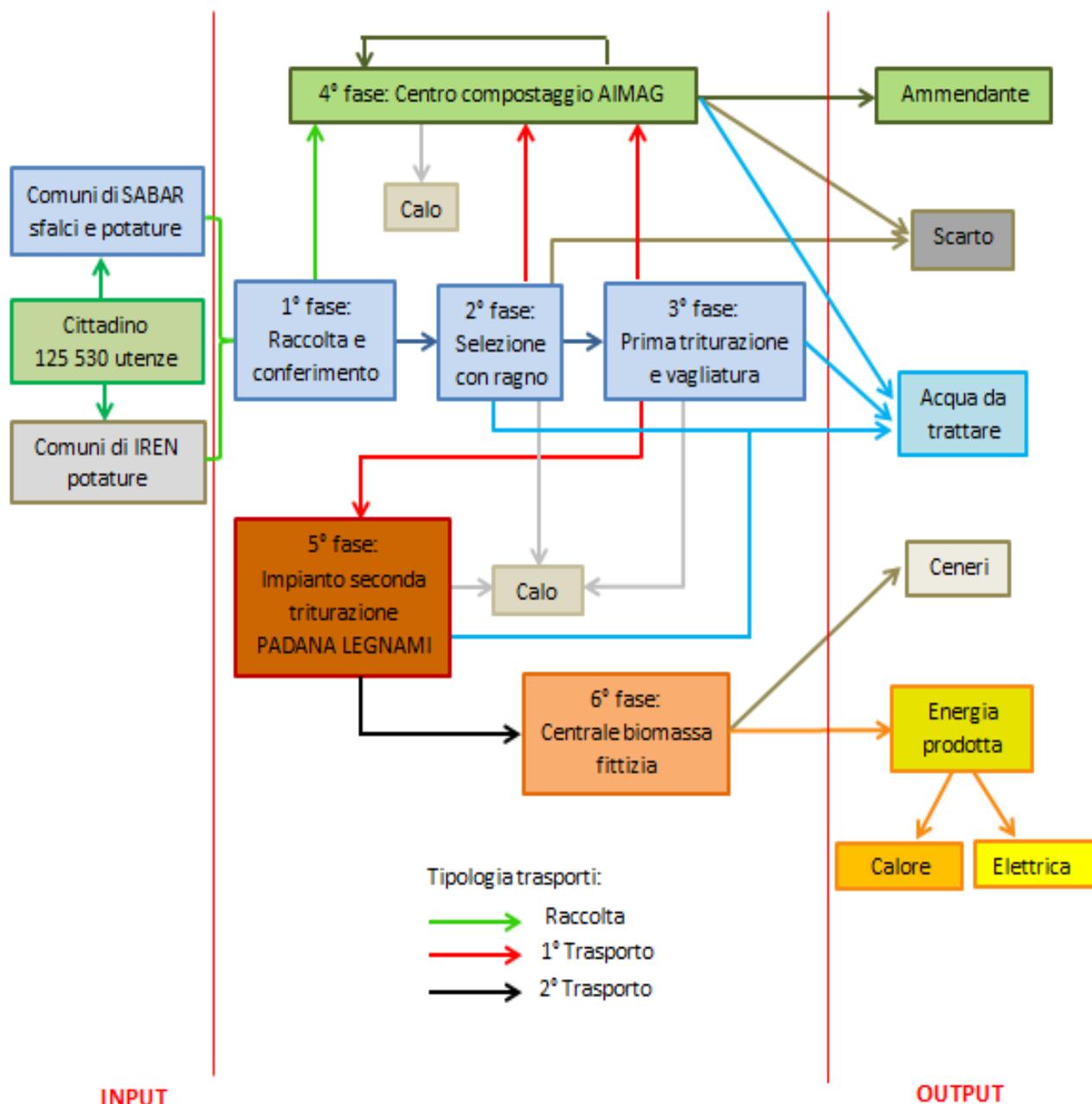


Figura 164 - flow chart della gestione attuale del rifiuto verde di S.A.BA.R

Per ogni scenario sono riproposte tre diverse modalità di allocazione, da prima si descrive dettagliatamente quella multi-output, mentre le altre due modalità sono riportate sinteticamente a seguito.

Da prima, come per ogni processo che seguirà si riportano e tabelle dei parametri di input e calcolati del processo, mentre a seguire la tabella che riporta il processo stesso come scritto sul software Sima Pro.

<b><i>Parametri input del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale</i></b>		
<b>Name</b>	<b>Value</b>	<b>Comment</b>
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.B.A.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousf	0.03	Calo dell' umidità negli sfalci
caloupot	0.012	Calo dell' umidità nelle potature
fcomp	0.44974	Frazione sfalci inviati al compostaggio rapportato al Psf
f1comp	0.15994	Prima frazione selezionata e inviata al compostaggio rapportata al Psel
f2comp	0.04	Seconda frazione selezionata e tirto-vagliata inviata al compostaggio rapportata al Psel
PCIs	9900	Potere calorifico inferiore cippato S.A.B.A.R: MJ/t
PCIE	18900	Potere calorifico inferiore cippato Ecoinvent: MJ/t
etaels	0.0805	Rendimento elettrico centrale fittizia
etaths	0.5162	Rendimento termico centrale fittizia
calou2trit	0.012	Frazione di calo dell'umidità nella seconda triturazione
<b><i>Parametri calcolati del processo *Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale</i></b>		
<b>Name</b>	<b>Value</b>	<b>Comment</b>
hsel	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	$(1-\text{calousf})*((1-\text{fcomp})-(1-\text{fcomp})*\text{fscart})*\text{Psf} +(1-\text{fscart})*(1-\text{caloupot})*\text{Ppot}$	Massa selezionata che viene inviata al trituratore: t
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)
Pcomp	fcomp*Psf+f1comp*Psel+f2comp*Psel	Massa totale del verde inviata al compostaggio: t
Ptritvagl1	Psel-f1comp*Psel	Massa del verde triturato con la prima triturazione e vagliatura: t
htrit1	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno della seconda triturazione: hr
Pemis1	$0,85*\text{htrit1}*3600*1,667*(2*3+2*2,5)$	Emissioni della prima triturazione: mg
Peru2trit	calou2trit*Ptritvagl2	Perdita dovuta al calo di umidità e alle emissioni della seconda triturazione: t
htrit2	5*4*47	Ore di funzionamento all'anno della seconda triturazione: hr
Pemis2	$0,85*\text{htrit2}*3600*1,667*(3*2)$	Emissioni nella seconda triturazione: t
Crag2	Ptritvagl2/htrit2	Capacità del secondo ragno: t/h
Ptritvagl2	Ptritvagl1-Psel*f2comp-Pemis1/1E9	Massa del verde che va alla seconda triturazione: t
Pcomb	Ptritvagl2-Peru2trit-Pemis2/1E9	Massa che è inviata alla centrale per essere bruciato: t

**Tabella 36 - I parametri del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale**

***\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale***

Products	Amount	Unit	Comment
*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	Psab+Piren	ton	<p>Seconda ipotesi di confini del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-il rifiuto viene conferito in parte al compostaggio e in parte alla combustione.</li> <li>-Consideriamo il compost e l'energia elettrica e termica prodotti come coprodotti del sistema di gestione dei rifiuti di S.A.B.A.R. Quindi il compostaggio è allocato al 100% sulla funzione.</li> <li>-Tali coprodotti escono dal sistema portando con loro una parte del danno</li> </ul> <p>In questo caso i confini del sistema arrivano alla combustione e al compostaggio.</p> <p>Costo del trattamento del rifiuto: 90€/t</p> <p>Allocazione della funzione:</p> $90*(Psab+Piren)/(90*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb+200*Pcompost/Prif*Pcomp)*100$
*Energia elettrica prodotta (Modello multi-output) (Scenario attuale)	Pcomb*PCIs*etaels/3.6	kWh	<p>Costo dell'energia elettrica: 0.14€/kWh</p> <p>Allocazione della funzione:</p> $0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb/(90*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb+200*Pcompost/Prif*Pcomp)*100$
*Energia termica prodotta (Modello multi-output) (Scenario attuale)	etaths*PCIs*Pcomb	MJ	<p>Costo dell'energia termica: 0.10€/kWh = 0.027778€/MJ</p> <p>Allocazione della funzione:</p> $0.027778*etaths*PCIs*Pcomb/(90*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb+200*Pcompost/Prif*Pcomp)*100$
*Compost (Modello multi-output) (Scenario attuale)	1/0.5*(1-0.443)/4.7472*Pcomp	ton	<p>Costo del compost: 0.2€/kg (da recupero dei terreni)</p> <p>Costo degli sfalci: 0.051€/kg</p> <p>Costo e. elettrica: 0.14€/kWh</p> <p>Costo gasolio: 1.467€/l/0.85kg/l=1.72588€/kg</p> <p>Spese per il compostaggio:</p> $(0.14*0,0118+1.72588*0,00268)*(1+19.5)€/kg\text{rif}$ <p>- 19.5 fattore moltiplicativo che tiene conto dei costi di gestione</p> <p>Guadagno da sfalci: 0.051€/kg*12262/16517</p> <p>Guadagno da FORSU: (Dato ingegnereambientale.)</p> $0.09175€/kg*43320/16517$ <p>Guadagno da AGRO: assumiamo uguale a quello del FORSU:</p> $0.09175€/kg*4881/16517$ <p>Guadagno del compostaggio</p> $0.051€/kg*12262/16517+0.09175€/kg*43320/16517+0.09175€/kg*4881/16517$ <p>Il compost prodotto con il rifiuto di S.A.B.A.R vale:</p> $1/0,5*(1-0,434)=1.114\text{kg per Prif}=4.7482\text{kg di rifiuto}$ <p>Allocazione del compost:</p> $200*Pcompost/Prif*Pcomp/(90*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb+200*Pcompost/Prif*Pcomp)*100$
Input	Amount	Unit	Comment
Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}   market for   Alloc Def, U	((1-fcomp)*Ptot)*7.5*1.5	tkm	<p>Si fa l'ipotesi che il percorso del camion sia di 7.5km (1/4 della distanza tra la via Emilia e il Po, considerando che S.A.B.A.R si può supporre occupare il centro di un cerchio tangente alla via Emilia e al Po), che il materiale trasportato sia l'U.F., e che esista una raccolta del rifiuto dall'utente che precede il trasporto finale. Si fa l'ipotesi che questa raccolta precedente il trasporto finale equivalga al 50% del danno prodotto dal trasporto finale.</p>

Selezione verde ragno Scenario attuale	Psel	ton	Capacità di selezione: 8.9529t/h Umidità del rifiuto: sfalci: 65%, potatura: 40% Una parte degli sfalci va al compostaggio direttamente Dagli sfalci e potature restanti vengono eliminati gli scarti e si produce una perdita di umidità pari al 3% per gli sfalci e all'1.2% per le potature
Prima triturazione S.A.B.A.R Scenario attuale	Ptritvagi2	ton	La prima triturazione comprende: - invio degli sfalci restanti dopo la selezione (senza una parte di umidità e senza gli scarti) - la triturazione della massa di verde restante - la spedizione del sottovaglio al compostaggio - la produzione del sopravaglio che subirà una seconda triturazione
Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Pcomp	kg	Il processo di compostaggio è allocato al 100% sulla funzione perché il modello non considera il compost prodotto dall'impianto di compostaggio e le energie prodotte nella combustione.
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U hydraulic digger {RoW}  processing   Alloc Def, U) (kg gasolio)	Pcomb*245	tkm	Si suppone che tutto il rifiuto venga conferito in una sola centrale la cui distanza viene calcolata come media pesata delle singole distanze. Trasporto del cippato dalle sedi della seconda triturazione per arrivare alla centrale fittizia: 245km nel dettaglio: 5% del cippato a Collio (BS) 162km 10% del cippato Sedrina (BG) 196km 10% del cippato Sellero (BS) 214km 15% del cippato Sondalo (SO) 262km 60% del cippato Tirano (SO) 261km
Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Pcomb*PCIs* etaels/3.6	kWh	Pcomb*PCIs*etaels/3,6
Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Pcomb*PCIs*etaths	MJ	Pcomb*PCIs*etaths

**Tabella 37 – Il processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario attuale**

Segue la descrizione dei singoli sotto-processi di ogni singolo processo già descritto brevemente dal rispettivo commento a lato in tabella 37. Nella trattazione si segue passo per passo ogni singola fase che la biomassa incontra durante il suo ciclo di vita (richiamato nel diagramma di flusso in figura 164), cioè prima di diventare ammendante o essere usata come combustibile da cui ottenere calore ed energia elettrica. Nel seguito ogni processo sarà dettagliato approfonditamente specificandone la funzione e come sono stati ricavati i relativi valori inseriti in modo da permettere la completa ricostruzione dello scenario modellizzato; mentre per motivi di leggibilità e chiarezza è omissa la descrizione dei sotto-processi ritenuti superflui per la comprensione del procedimento seguito.

## Dal cittadino a S.A.BA.R

La fase iniziale prende in considerazione la singola utenza, cioè il cittadino che deve disfarsi dei propri sfalci e potature, tramite mezzo proprio li conferisce nel box stradale o isola ecologica più vicina. Dunque il percorso inizia dalle 125 530 utenze che si disfano del materiale ligno-cellulosico derivante sia dalle utenze dei comuni di gestione S.A.BA.R che di quelli la cui raccolta è gestita da IREN. La tipologia del materiale raccolto dai due soggetti è diverso: S.A.BA.R raccoglie tutto il materiale verde nel suo bacino di utenza, quindi sia gli sfalci, intesi come erba e foglie, che le potature; diversamente con il contratto attuale IREN conferisce a Novellara unicamente potature.

La fase di raccolta (in verde nel flow chart di fig. 164) si realizza per mezzo di un auto-articolato munito di ragno individuato col processo in banca dati con **Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO} | market for | Alloc Def, U.**

Per modellizzare questa prima fase di raccolta si fa l'ipotesi che il percorso del camion sia di 7.5 km (1/4 della distanza tra la via Emilia e il Po, considerando che S.A.BA.R si può supporre occupare il centro di un cerchio tangente alla via Emilia e al Po), che il materiale trasportato sia l'U.F., e che esista una raccolta del rifiuto dall'utente che precede il trasporto finale. Si fa l'ipotesi che questa raccolta precedente il trasporto finale equivalga al 50% del danno prodotto dal trasporto finale.

Per cui il danno del trasporto all'interno di S.A.BA.R è  $((1-f_{comp}) * P_{tot}) * 7,5 * 1,5$ .

Il materiale che presenta elevata quantità di sfalci erbosi e fogliame è trasportato direttamente presso il centro di compostaggio di AIMAG a Fossoli di Carpi pari a circa il 14%. Tale danno è conteggiato direttamente all'interno del processo di compostaggio.

## Dentro a S.A.BA.R

La maggior parte della biomassa viene trasportata internamente a S.A.BA.R in cui subisce due lavorazioni (riportate in figura 118 del paragrafo 5.4.1: "Scenario attuale") :

- selezione ad opera di un mezzo ragnante;
- prima triturazione e successiva vagliatura per mezzo di un trituttore e vagliatore.

L'attività di selezione e di triturazione si svolgono su di una in una piazzola di dimensioni 40m x 30m, si suppone che ogni fase occupi metà della piazzola. Per il dettaglio si riporta negli *elaborati grafici (ALLEGATO X)*, la planimetria della piazzola in cui è anche visibile il relativo sistema di gestione delle acque di primo lavaggio.

L'operazione di selezione del verde avviene per opera di un ragno SOLMEC 311 che seleziona tutto il quantitativo entrante in S.A.BA.R, dividendo il materiale da cippare rispetto:

- allo 0.5% in peso materiale non conforme presente nella massa iniziale. Prevalentemente (circa un 80%) è costituito da materiale che per dimensioni non può essere smaltito nel cassonetto del secco e che andrebbe conferito per il suo recupero presso un centro di raccolta (ingombranti come divani, materassi), una modesta frazione di legno trattato derivante da mobili (15%) ed infine imballaggi in plastica (5%). Ogni frazione merceologica viene rispettivamente separata e integrata nell'opportuno flusso di smaltimento e riciclo.
- Un 13% risultante dalla selezione del ragno, essenzialmente altri sfalci e foglie, che per le proprie caratteristiche sono idonee al compostaggio. Questa frazione di materiale è caratterizzato da un basso PCI, elevata umidità con una consistente frazione compostabile, ragione per cui si presta maggiormente a diventare ammendante piuttosto che a una valorizzazione energetica.

Il processo della selezione nello scenario attuale è la **Selezione verde ragno Scenario attuale** riportato nelle tabelle seguenti.

<i>Parametri input del processo di selezione verde ragno scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousf	0.03	Calo dell' umidità negli sfalci
caloupot	0.012	Calo dell' umidità nelle potature
fcomp	0.44974	Frazione sfalci inviati al compostaggio rapportato al Psf
<i>Parametri calcolati del processo di selezione verde ragno scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
hsel	$8*5*47$	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	$Psel/hsel$	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Psel	$(1-calousf)*((1-fcomp)-(1-fcomp)*fscart)*Psf+(1-fscart)*(1-caloupot)*Ppot$	Massa selezionata che viene inviata al trituratore: t
Pscart	$fscart*Ptot$	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)

**Tabella 38 - Parametri del processo Selezione verde ragno scenario attuale**

<i>Selezione verde ragno scenario attuale</i>			
Products	Amount	Unit	Comment
Selezione verde ragno Scenario attuale	Psel	ton	Il rifiuto conferito presso S.A.BA.R viene selezionata per essere conferita in parte all'impianto di compostaggio di AIMAG e in parte agli impianti di triturazione e di vagliatura presenti in S.A.BA.R. Capacità di selezione: 8.9529t/h Umidità del rifiuto: sfalcio: 65%, potatura: 40% Dagli sfalci e potature restanti vengono eliminati gli scarti e si produce una perdita di umidità pari al 3% per gli sfalci e all'1.2% per le potature

Input	Amount	Unit	Comment
Occupation, industrial area	$40*30*40/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m2a	Area: $A=40*30$ Allocazione rispetto alla sua funzione: $A/2$ ore di vita: $(8*5*47*40)$ Allocazione rispetto al tempo: $(A/2)/(8*5*47*40)*h_{sel}$ tempo di occupazione: 40 anni
Transformation, to industrial area	$40*30/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m2	Area $40m*30m$ per la selezione, la triturazione e la vagliatura si suppone che di tale area metà venga usata per la selezione e metà per la triturazione e la vagliatura Allocazione temporale: $1/(8*5*47*40)*Psel/Crag$
Transformation, from industrial area	$40*30/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m2	
Machine operation, diesel, $\geq 18.64$ kW and $< 74.57$ kW, high load factor {GLO}  machine operation, diesel, $\geq 18.64$ kW and $< 74.57$ kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)	$h_{sel}*10.96*0.85$	kg	Crag: capacità del ragno $t/h=t_{sel}$ consumo di gasolio per il ragno di S.A.BA.R SOLMEC 311 (dato S.A.BA.R): $10.96/h$ massa combustibile: $10.96/h * 0.85kg/l$
Reinforcing steel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.04*40*30/2*0.2*2400/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	kg	Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo
Concrete, 20MPa {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m3	Soletta di cemento armato Area= $40m*30m/2$ per la selezione Spessore: 0.2m $V=40*30*0.2/2$ Densità del calcestruzzo: $2400kg/m^3$ Peso del solaio selezione= $40*30/2*0.2*2400$ Tempo di vita: 40 anni ore di lavoro durante un anno: $8h/g*5g/s*47s/a=1880hr$ ore durante le quali è sottoposto usura: $8h/g*6g/s*47s/a*40a$ Allocazione temporale: $1/(8h/g*5g/s*47s/a*40a)*1880$
Output	Amount	Unit	Comment
Water	$calousf*((1-f_{comp})-(1-f_{comp})*f_{scart})*P_{sf}+(1-f_{scart})*caloupot*P_{pot}$	ton	Acqua evaporata nella selezione
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag*2400$	kg	Fine vita del calcestruzzo
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$0.04*40*30*0.2*2400/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	kg	Fine vita del ferro
Riciclo della plastica mista	$(0.05+0.7*0.8)*P_{scart}$	ton	Riciclo della plastica : si suppone che gli scarti siano costituiti per l'80% da ingombranti assunti come divani, per il 5% da plastica e per il 15% da legno. Si suppone che i divani siano costituiti per 15% da legno, per il 15% da ferro, per 70% plastica

Riciclo del legno	$(0.15+0.15*0.8)*P_{scart}$	ton	Riciclo del legno: si suppone che gli scarti siano costituiti per l'80% da ingombranti assunti come divani per il 15% da legno. Si suppone che i divani siano costituiti per 15% da legno, per il 15% da ferro, per 70% plastica
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$(0.15*0.8)*P_{scart}$	ton	Riciclo del ferro: si suppone che gli scarti siano costituiti per l'80% da ingombranti assunti come divani per il 15% da legno. Si suppone che i divani siano costituiti per 15% da legno, per il 15% da ferro, per 70% plastica
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	859/2		Volume di acqua di prima pioggia che è anche acqua di lavaggio Tale volume è stata calcolata seguendo il seguente procedimento: - acqua caduta in 1 anno - di questa sono stati considerati i primi 5mm per ogni evento piovoso Tale volume è stato attribuito metà alla selezione e metà alla tritovagliatura poichè le aree dei due processi sono uguali Nel processo è già considerato il trasporto dello spurgo che porta al trattamento l'acqua di prima pioggia o di lavaggio.

**Tabella 39 - Il processo Selezione verde ragno scenario attuale**

Di seguito è riportato il calcolo seguito per determinare il volume di prima pioggia che cade nelle aree destinate allo stoccaggio e triturazione del materiale ligno-cellulosico inserito nel processo sopra e negli altri processi che seguiranno, in cui verrà opportunamente richiamato.

La prima acqua, anche detta acqua di prima pioggia, viene a contatto con la biomassa verde stoccata sulla piazzola. L'acqua, quindi, liscivia parte delle sostanze presenti in superficie e sul fondo del cumulo legnoso: essenzialmente polvere ligno-cellulosica, scarti di pneumatici residui e alcune tra le sostanze depositate sul materiale; ecco che parte di questi elementi passano dal cumulo di verde ed entrano a far parte della composizione dell'acqua. L'acqua risulta essere inquinata e deve essere trattata. Per conoscere nello specifico la composizione delle acque mescolate al percolato che si trovano nella stessa vasca, si rimanda alla lettura dell'*ALLEGATO V*: in "Analisi reflui del primo e secondo semestre 2013".

Le acque di prima pioggia sono identificate nei primi 5 mm di acqua meteorica, se essa è uniformemente distribuita su tutta la superficie scolante servita dal sistema di drenaggio.

Tale valore è raggiunto in un periodo di tempo pari 15 minuti di evento piovoso.

Ora si procede al calcolo per la quantificazione della portata di liquido che deve essere destinato al trattamento. Segue in figura 166il dettaglio della planimetria, riportata negli *Elaborati Grafici*, di stoccaggio (rettangolo tratteggiato) e di triturazione (area sopra subito adiacente alla prima) di S.A.BA.R, in cui è messo in evidenza il sistema di captazione delle acque. I quadrati corrispondono alle caditoie, queste sono raccordate alla vasca di laminazione (in marrone) a cui è annessa tramite la vasca di prima pioggia. Dalla planimetria è visibile, anche il sistema di reintegro delle acque bianche (freccia azzurra), acque non più considerate di prima pioggia perché non sono contaminate e possono essere reinserite tal quali nel corpo idrico che scorre all'esterno del perimetro di S.A.BA.R.

Il liquido che deve essere trattato viene inviato tramite collettore (marrone) alla vasca di stoccaggio del percolato.



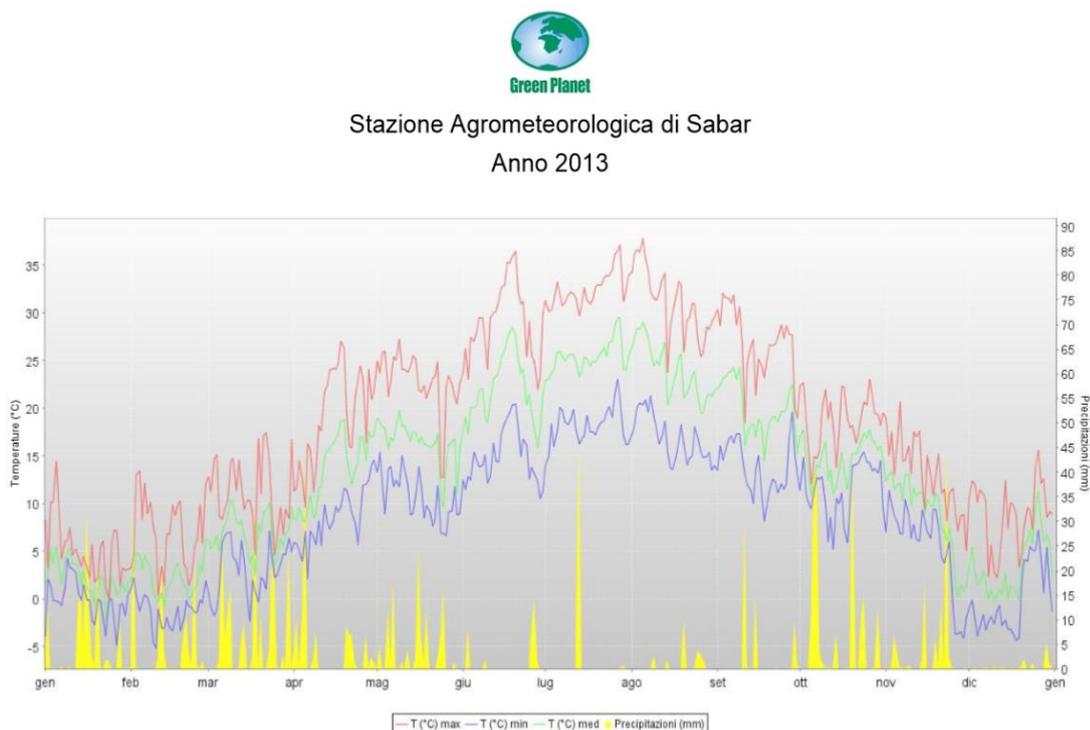
Figura 165 - Planimetria piazzole di stoccaggio (tratteggio blu) e di triturazione (adiacente subito sopra) con in evidenza il sistema di captazione delle acque. [S.A.BA.R. 2010]

Quando si verifica un evento piovoso, le acque di prima pioggia in S.A.BA.R sono captate dalle 10 caditoie cerchiati in rosso in figura 165. I primi 5 mm sono convogliati nella vasca di laminazione, a cui confluiscono altre 25 caditoie, dopo, il fluido per mezzo del collettore principale viene portato nella vasca di stoccaggio e miscelato al percolato in attesa di essere prelevato. L'acqua è poi trasportata alla (S.T.A.) Società Trattamento delle Acque a Casalmaggiore (CR) per mezzo di un'autobotte da spurgo percorrendo un totale di 37 km. Nell'impatto complessivo deve rientrare tutto, quindi anche il gasolio consumato dallo spurgo (con tanto di danno legato all'usura e al fine vita dello stesso macchinario) per percorrere i 37 km necessari a trasferire l'acqua al trattamento. Si può calcolare una prima stima del volume destinato al trattamento, sapendo che annualmente le acque di prima pioggia trattate sono circa 3 000 m<sup>3</sup>. Questa è la quantità di acqua che proviene non solo dalle 10 caditoie in cui è presente il materiale ma da tutte le 35 caditoie che sono raccordate alla vasca di laminazione. Ammettendo che in tutte le caditoie entri la stessa quantità acqua, tramite una semplice proporzione si ottengono i m<sup>3</sup> di acqua da trattare:

$$\frac{10}{35} * 3000 \text{ m}^3 = 857 \text{ m}^3$$

Un ulteriore metodo con cui è possibile quantificare le acque di prima pioggia, che al contempo funge anche da verifica del risultato ottenuto, è un calcolo strettamente idraulico, basato sui i dati pluviometrici registrati nella centralina meteo di S.A.BA.R.

La situazione meteo relativa al 2013 registrata dalla centralina, disponibile nel sito internet della medesima azienda (visibile nell'Allegato V, in "Report meteo S.A.BA.R"), un estratto in fig. 166.



**Figura 166 - Dati pluviometrici registrati dalla centralina di S.A.BA.R per l'anno 2013 con l'andamento della temperatura max (rosso), minima (blu) media in verde e i mm di pioggia caduti in giallo [S.A.BA.R. 2013]**

Nel sito sono disponibili, organizzati in tabelle, i singoli valori registrati di temperatura minima, massima e media, il numero di giorno pioggia e i mm di precipitazione medi mensili (fig. 167)

Aggiornamento al 15-10-2014	Valori annuali	Valori mensili					
		1	2	3	4	5	6
T min. Aria (°C)	-5.1	-4.9	-5.1	-2.2	2.2	6.5	10.6
T media Aria (°C)	13.3	2.2	2.3	6.9	13.7	16.4	21.9
T max. Aria (°C)	37.7	14.5	13.3	17.3	27.0	27.2	36.5
T media Suolo (°C)							
Precipitaz. (mm)	1121.4	133.4	108.4	202.8	113.2	113.6	33.1
Num. gg. pioggia	104.0	12.0	9.0	16.0	13.0	15.0	5.0
Indice Winkler	2032				125	205	370
Indice Huglin	2589				204	319	499

I dati di temperatura aria minima e massima sono da intendersi come valori estremi mensili.

**Figura 167 – Porzione ritagliata dei dati pluviometrici estratti dalla centralina meteo di S.A.BA.R per l'anno 2013 [S.A.BA.R. 2013]**

Occorre ricordare che per giorno di pioggia si intende la giornata in cui in un determinato luogo, tra le 0-24 h, si verifica un evento di precipitazione atmosferica, sia sotto forma piovosa che nevosa, il cui accumulo totale corrisponda almeno alla quantità di 1 millimetro, l'evento è rilevato per mezzo di un pluviometro. Segue la tabella 40, in cui sono riassunti i risultati ottenuti dalle operazioni per mezzo delle quali è possibile quantificare il volume di prima pioggia spedito al trattamento.

Parametri \ Mese	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno
precipitaz. (mm)	133.4	108.4	202.8	113.2	113.6	33.1
n° gg. pioggia	12	9	16	13	15	5
mm medi gg. pioggia (mm)	11.1	12.0	12.7	8.7	7.6	6.6
mm gg prima pioggia (mm)	5	5	5	5	5	5
mm prima pioggia (mm)	84.0	63.0	112.0	91.0	105.0	35.0

Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	2013
46.5	22.9	56.2	181.7	100.1	13.4	1121.4
2	6	4	10	9	4	104
23.3	3.8	14.1	18.2	11.1	3.4	10.8
5	4	5	5	5	3	4.76
14.0	32.1	28.0	70.0	63.0	18.8	715.8

Tabella 40 - Tabella riassuntiva dei calcoli per ottenere i mm di prima pioggia caduti mediamente ogni mese dell'anno 2013

Inizialmente si dispone delle precipitazioni e del numero di giorni di prima pioggia per ogni mese del 2013 (prime due righe della tabella 40), si procede calcolando:

$$1) \text{ mm medi gg. pioggia(mm)} = \frac{\text{precipitazione (mm)}}{\text{n° gg. pioggia}}$$

2) *mm<sub>gg prima pioggia(mm)</sub> al massimo possono essere 5 mm nel caso siano inferiori si prende di riferimento i mm medi del relativo mese*

Con la prima operazione si ottengono i mm di acqua che mediamente cadono in una giornata di pioggia; mentre con la seconda si valutano propriamente i mm che diventano acqua di prima pioggia. Si fa l'assunzione che un giorno pioggia corrisponda ad un unico evento piovoso, e per ognuno di essi si calcolano i mm di prima pioggia medi che cadranno, per definizione, nel range 1-5 mm. I mm di prima pioggia caduti su un unità di area sono calcolati moltiplicando il numero di giorni pioggia per i mm di prima pioggia caduti mediamente per quel giorno.

Per rimanere in un regime cautelativo in cui tenere in considerazione annate più piovose oltre che la maggior umidità che potrebbero avere gli sfalci e le potature in ingresso che verrebbe persa in questo momento accumulandosi in fondo al cumulo. A fronte di tali motivazioni è opportuno

aumentare di un 40% i mm di prima pioggia che poi saranno raccolti e destinati al trattamento: i valori ottenuti applicando l'operazione 3) sono indicati dell'ultima riga della tabella 40.

$$3) \text{ mm}_{\text{prima pioggia(mm)}} = n^{\circ} \text{gg. pioggia} * \text{mm}_{\text{gg. prima pioggia(mm)}} * 1.4$$

Ora è sufficiente sommare ogni singolo contributo mensile per ottenere il quantitativo totale di mm di prima pioggia caduti in tutto il 2013.

$$4) V_{\text{prima pioggia}} = \text{mm}_{2013} * (40\text{m} * 30\text{m}) = 859 \text{ m}^3$$

Il volume di prima pioggia è ottenuto moltiplicando i mm di prima pioggia caduti nell'anno su una superficie unitaria per la dimensione areale della piazzola (40m x 30m)

Risultano 859 m<sup>3</sup> che conferma la bontà del calcolo se confrontati con la precedente stima pari a 857 m<sup>3</sup>.

Nella fase della selezione dopo aver separato gli scarti e inviati al relativo recupero/smaltimento si è selezionata la quota parte di sfalci che verranno conferiti in AIMAG dalle potature.

Quest'ultime sono circa 13 700t e lo stesso ragno le carica all'interno della tramoggia del trituratore a cui è collegato



in serie il vagliatore posizionati sulla stessa piazzola su cui lavora il ragno.

Si utilizza un trituratore di tipo DOPPSTAD AK 510 (è una variante alla versione AK 435) a cui è collegato in serie un vagliatore, DOPPSTAD SM 720, munito di maglie circolari di diametro 40cm, il materiale in uscita sono scaglie che spaziano da i 20-150mm.

Il processo della triturazione e vagliatura che avvengono attualmente in S.A.BA.R è **Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale** riportato nelle seguenti tabelle.

<i>Parametri input del processo principale scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousf	0.03	Calo dell' umidità negli sfalci
Caloupot	0.012	Calo dell' umidità nelle potature
Fcomp	0.44974	Frazione sfalci inviati al compostaggio rapportato al Psf
f1comp	0.15994	Prima frazione selezionata e inviata al compostaggio rapportata al Psel
f2comp	0.04	Seconda frazione selezionata e tirto-vagliata inviata al compostaggio rapportata al Psel

<b>Parametri calcolati del processo principale scenario attuale</b>		
Name	Value	Comment
hsel	$8*5*47$	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	$(1-calouf)*((1-fcomp)-(1-fcomp)*fscart)*Psf+(1-fscart)*(1-caloupot)*Ppot$	Massa selezionata che viene inviata al tritratore: t
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)
Pcomp	$fcomp*Psf+f1comp*Psel+f2comp*Psel$	Massa totale del verde inviata al compostaggio: t
Ptritvag1	Psel-f1comp*Psel	Massa del verde tritratato con la prima tritrazione e vagliatura: t
htrit1	$8*5*47$	Ore di funzionamento all'anno della seconda tritrazione: hr
Pemis1	$0,85*htrit1*3600*1,667*(2*3+2*2,5)$	Emissioni della prima tritrazione: mg

**Tabella 41 - Parametri del processo Prima tritrazione S.A.B.A.R Scenario attuale**

<b>Prima tritrazione S.A.B.A.R scenario attuale</b>			
Products	Amount	Unit	Comment
Prima tritrazione S.A.B.A.R Scenario attuale	Ptritvag12	ton	La prima tritrazione comprende: - invio degli sfalci restanti dopo la selezione (senza una parte di umidità e senza gli scarti) al compostaggio - la spedizione del sottovaglio al compostaggio - la tritrazione della massa di verde restante - la produzione del sopravaglio che subirà una seconda tritrazione presso una seconda azienda esterna ai confini di S.A.B.A.R
Input	Amount	Unit	Comment
Occupation, industrial area	$40*30*40/2/(htrit1*40)*htrit1$	m2a	Si attribuisce metà della piazzola alla selezione e metà alla tritrazione e vagliatura. Durata di vita della soletta: $(8*5*47*40)h$
Transformation, to industrial area	$40*30/2/(htrit1*40)*htrit1$	m2	Ore di funzionamento del primo tritratore: $htrit1=Ptritvag1/Crag=1678.9h$
Transformation, from industrial area	$40*30/2/(htrit1*40)*htrit1$	m2	
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor	$htrit1*10*0.85$	kg	Si considera il ragno che alimenta il tritratore a cui in serie è collegato il vaglio. Crag: capacità del ragno $t/h=tsel$ Consumo di gasolio per il ragno: $10.1/h*0.85kg/l$ Peso del ragno: 13t
{GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.B.A.R)			
Tritratore 1 (da Excavation, hydraulic digger {RoW}  processing   Alloc Def, U) (kg gasolio)	$24.6*0.85*htrit1$	kg	Tritratore : modello Doppstadt AK 510 Bio Power Consumo di gasolio: 24.6l/h (dato S.A.B.A.R) Potenza: $510CV*0.73kW=372kW$ Peso: 24t.
Vagliatura (da Excavation, hydraulic digger {RoW}  processing   Alloc Def, U) revisione 010415 (kg gasolio)	$7.64*0.85*htrit1$	kg	Vagliatore: modello Doppstad SM 720 Consumo di gasolio: 7.64l/h (dato S.A.B.A.R) Potenza: 90kW Peso: 20t
Reinforcing steel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.04*40*30*0.2*2400/2/(htrit1*40)*htrit1$	kg	Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo

Concrete, 20MPa {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(h_{trit1}*40)*h_{trit1}$	m3	<p>Area= <math>40m*30m/2</math> per la triturazione e vagliatura</p> <p>Spessore: <math>0.2m</math>, <math>V=40*30*0.2/2</math></p> <p>Densità del calcestruzzo: <math>2400kg/m^3</math></p> <p>Peso del solaio selezione= <math>40*30/2*0.2*2400</math></p> <p>Tempo di vita: 40 anni</p> <p>ore di lavoro durante un anno: <math>8h/g*5g/s*47s/a=1880hr</math></p> <p>ore durante le quali è sottoposto usura: <math>8h/g*6g/s*47s/a*40a</math></p> <p>Allocazione temporale: <math>1/(8h/g*5g/s*47s/a*40a)*1880</math></p>
<b>Output</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Particulates, < 2.5 um	$0.85*h_{trit1}*3600*1.667*(2*3+2*2.5)*0.295$	mg	<p>Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha dopo il ciclone <math>PM&lt;2.5micron=29.5\%</math> si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone</p>
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	$0.85*h_{trit1}*3600*1.667*(2*3+2*2.5)*(0.529-0.295)$	mg	<p>Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha dopo il ciclone <math>PM&lt;10micron=52.9\%</math>, si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone: <math>0.529-0.295</math>.</p> <p>Dato misure a terra di Studio Alfa: <math>0.85mg/m^3</math></p> <p>Calcolo delle emissioni totali in 1 anno ripercorrendo il calcolo seguito nella selezione.</p> <p>Si fanno le seguenti ipotesi:</p> <p>vento di <math>100m^3/min=1.667m^3/sec</math></p> <p>tempo di triturazione: <math>8h/g*5g/s*47s/a=1880h/anno</math></p> <p>Massa totale di emissioni asportate dal vento in 1 anno:</p> <p><math>0.85*8*3600*5*47*1.667=9.5899kg</math></p> <p>Tutto ciò può essere vero se la superficie emittente (o camino) ha la sezione di <math>1m^2</math>. In questo caso il camino non c'è. L'area emittente può essere stimata pari a <math>2*3m^2</math> per il trituratore e <math>2*2.5</math> per il vagliatore.</p> <p>La massa totale di emissioni vale: <math>9.5899kg/m^2*(2*3+2*2.5)m^2kg</math></p> <p>Se questo fosse vero la capacità di triturazione sarebbe: <math>3723/1880=12.6186t/h</math></p>
Particulates, > 10 um	$0.85*h_{trit1}*3600*1.667*(2*3+2*2.5)*(1-0.529)$	mg	<p>Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha dopo il ciclone <math>PM&gt;10micron=100-52.9\%</math> e si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone</p>
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$0.04*40*30*0.2*2400/2/(8*5*47*40)*P_{sel}/Crag$	kg	Fine vita del ferro
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(8*5*45*40)*h_{trit1}*2400$	kg	Fine vita del calcestruzzo
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	859/2	m3	<p>Volume di acqua di prima pioggia che è anche acqua di lavaggio</p> <p>Tale volume è stata calcolata seguendo il seguente procedimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- acqua caduta in 1 anno</li> <li>- di questa sono stati considerati i primi 5mm per ogni evento piovoso</li> </ul> <p>Tale volume è stato attribuito metà alla selezione e metà alla tritovagliatura poiché le aree dei due processi sono uguali</p> <p>Nel processo è già considerato il trasporto dello spurgo che porta al trattamento l'acqua di prima pioggia o di lavaggio (per il calcolo si fa riferimento a quanto visto nel processo della selezione).</p>

 Tabella 42 - Il processo **Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale**

Di seguito è dettagliato il calcolo utilizzato per ricavare le emissioni in atmosfera per quanto riguarda la procedura e lo strumento di analisi sono dettagliati nell'*ALLEGATO I* in "Analisi emissioni polveri di legno duro". In breve lo strumento di analisi consiste in un campionatore personale SKC mod. PCTX4 munito di selettore IOM per polveri inalabili con efficienza di campionamento pari al 50% per particelle con diametro aerodinamico di 100 $\mu$ m (fig 168). Lo strumento è stato posto nelle immediate vicinanze del tritratore e vagliatore, nella postazione in cui opera il ragno. Da subito si è individuato il Valore di Esposizione Professionale e poi confrontato con il Valore Limite di Soglia (Treshold Limit Values - T.L.V.): concentrazione di una sostanza aereodispersa al di sotto della quale si ritiene che la maggior parte dei lavoratori possa rimanere esposta ripetutamente giorno per giorno senza effetti negativi per la salute. Per l'agente chimico: polveri di legno duro si è registrato un valore di concentrazione pari a 0.85 mg/m<sup>3</sup> che risulta essere inferiore al valore limite di soglia di 5 mg/m<sup>3</sup> come prevede la Direttiva 1999/38/CE. Nel documento in allegato è possibile anche conoscere la quantità di legno che si accumula sul personale, per queste e altre considerazioni si rimanda alla lettura dell'*ALLEGATO V*. A partire da questa misura è possibile stimare il quantitativo in massa di polveri emesse in un anno fondamentale per la redazione dell'L.C.A. a tal fine si riporta il ragionamento che si è adottato per il calcolo:



**Figura 168 - Campionatore SKC mod. PCTX4 munito di selettore IOM per polveri inalabili con efficienza del 50% per diametri aerodinamico 100 $\mu$ m.**

- i macchinari sono posti all'esterno, quindi le emissioni si disperdono direttamente in atmosfera senza nessun sistema di abbattimento, sapendo che il posto è localizzato nella pianura padana per cui la condizione di vento prevalente è quella di calma di vento ( $u_{\text{medio}} < 2-3\text{m/s}$ ). Analizzando i dati della velocità del vento direttamente da dati Calmet (software che registra parametri meteo climatici utilizzato da Arpa, figura 169) durante una giornata per un luogo analogo in termini di assetto orografico a quello di S.A.BA.R, è lecito considerare un valore di velocità di vento medio pari a:

$$u_{\text{medio}} = 1,67 \text{ m/s.}$$



Si tratta di una quantità davvero modesta: si trituranò circa 13 500 t, da queste si ottengono poco piú di 50kg di polveri emesse in atmosfera. Il motivo del basso quantitativo è dovuto essenzialmente al peso molto ridotto delle polveri. Nonostante la quantità davvero modesta, le emissioni incidono notevolmente nell'impatto ambientale per l'intrinseca pericolosità connessa all'inalazione, a tal proposito S.A.BA.R ha condotto delle analisi ausiliarie. Lo scopo è di verificare i livelli d'esposizione inalatoria a polveri di legno duro e accertare il rispetto del valore limite d'esposizione previsto dalla normativa *D.Lgs. 81/2008 Titolo IX - Capo II*.

Dunque i flussi in uscita dal vagliatore sono:

- il sopravaglio, pari al 67% del rifiuto entrante (ora non è piú rifiuto ma Materia Prima e Seconda)
- il sottovaglio, pari a circa il 3% del rifiuto totale entrante.

Procedendo quindi nel percorso del flow chart rappresentato in figura 164, si esce fuori dai confini di S.A.BA.R e qui il percorso del rifiuto verde si separa:

- gli sfalci selezionati col ragno ed il sottovaglio sono indirizzati al centro di compostaggio. Il sottovaglio non è inviato alla centrale perché date le piccole dimensioni reca problemi al funzionamento dell'impianto di alimentazione a coclea (può arrivare a bloccarlo); inoltre, le eccessive dimensioni ridotte (anche < 1cm) "soffocano" il fenomeno di combustione provocando cali di efficienza nell'impianto. Se sommiamo questi due flussi con il terzo flusso direttamente trasportato all'impianto di compostaggio, si ottiene che circa un 30% della biomassa totale sarà impiegata come strutturante nel processo fermentativo da cui si ottiene ammendante.
- le potature cippate corrispondenti alla maggioranza (circa il 70%) continueranno il cammino verso la valorizzazione ultima in centrale per la combustione della biomassa.

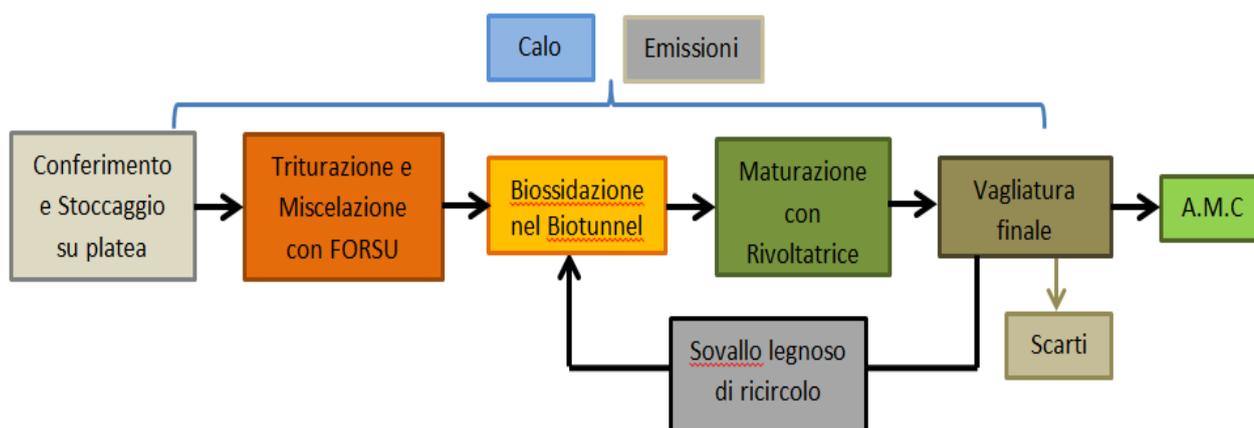
In ordine prima si dettaglia il centro di compostaggio e segue la seconda triturazione a cui il cippato uscente da S.A.BA.R è ulteriormente sottoposto per poi essere bruciato nella centrale di combustione.

## Da S.A.BA.R al centro di compostaggio

La parte indirizzata al compostaggio nel 2013 è stata trasportata presso 4 sedi secondo le seguenti percentuali:

- 66% AIMAG S.p.a. di Fossoli (Carpi)
- 23% AZIENDA AGRICOLA ALLEVI S.r.l di Ferrera Erbognone (Pavia)
- 8% ROSSIKOLL S.r.l di San Giovanni Teatino (Chieti)
- 3% L.E.A di MARSILI ENRICO & C.c di Martinsicuro (Teramo)

Nella modellizzazione si considera che tutto il materiale venga conferito all'impianto di AIMAG. Questa assunzione non è restrittiva infatti più dei due-terzi del materiale destinato al compostaggio è conferito in questo impianto. Segue la schematizzazione dell'impianto di AIMAG.



Il materiale ligno-cellulosico viene stoccato su un'apposita platea impermeabile di dimensioni 120m x 30m, dove periodicamente viene triturato al fine di migliorare le caratteristiche fisiche della biomassa e accelerare il processo di decomposizione durante la fase di biossidazione.

I materiali ligno-cellulosici triturati vengono miscelati, all'interno del biotunnel, con i rifiuti organici (frazione organica da raccolta differenziata del rifiuto urbano, scarti agroindustriali), e con dell'ulteriore sovrvallo legnoso di ricircolo non ancora idoneo a poter essere inserito in agricoltura perché necessita di un ulteriore ciclo.

Una volta mescolati e triturati sono collocati all'interno delle celle in cui si realizza il processo di biossidazione per circa 16 giorni, grazie alla presenza di canaline nel pavimento che insufflano l'aria nel cumulo.



**Figura 170 - Pala che inserisce la miscela cella di bioessiccazione**

Dopo la prima fase di degradazione accelerata, vengono svuotate le celle e il materiale è posizionato sotto i capannoni dove avviene la fase di maturazione. Al fine di ossigenare la massa in trasformazione, oltre che per consentire un miglior mescolamento, ogni 2 settimane viene effettuato il rivoltamento meccanico. La maturazione dura circa 2 mesi.

Al termine del processo, il materiale grezzo è sottoposto a vagliatura fine, tramite un vaglio rotante che presenta aperture delle dimensioni di 10 mm. La parte di materiale che non attraversa le aperture (sovvallo) passa in un vaglio stellare che produce due frazioni: il sovvallo plastico che viene smaltito in discarica per rifiuti non pericolosi e il sovvallo legnoso che viene ricircolato all'interno dell'impianto, diventando materiale strutturante

da miscelare con il rifiuto da frazione organica.

Tutto il materiale che transita all'interno dell'impianto, nel rispetto dell'articolo 8 del D.Lgs. 75/2010, è suddiviso in partite e assoggettato alla tracciabilità, che garantisce la composizione del prodotto finale.

Direttamente l'impianto di AIMAG ha gentilmente fornito i risultati delle analisi che periodicamente vengono condotte su ogni tipologia di materiale in entrata e uscita dall'impianto, in questo modo è possibile avere un controllo sulla qualità del materiale in ogni sua fase.

I risultati delle analisi sulle proprietà chimiche e fisiche del materiale: Ligno-Cellulosico Triturato, la FORSU e l'Agro Industriale, Sovvallo Legnoso Ricircolato, Ammendante Compostato Misto (A.M.C) e Sovvallo Plastico riportati schematicamente nella tabella 43, invece per esteso si faccia riferimento all'ALLEGATO VI: *Caratteristiche materiale compostaggio*.

RISULTATI ANALISI		LIGNO-CELLULOSICO TRITURATO	FORSU	SOVALLO LEGNOSO RICIRCOLATO	AMMENDANTE COMPOSTATO MISTO	SOVALLO PLASTICO
Umidità	g/100g	38.5	88.42	48.5	44.3	32.4
Peso specifico	kg/m <sup>3</sup>	240	740	183	/	183
P.C.I. sul t.q.	KJ/kg	12236	-1367	12258	/	13689
Ceneri	% s.s.	14.8	20.5	16.4	39.4	16.4

**Tabella 43 - risultati delle analisi sulle proprietà chimiche e fisiche del materiale di compostaggio**

In figura 171 sono riportate le caratteristiche chimico-fisiche medie dell'ammendante compostato misto di AIMAG relative ad analisi su campioni prelevati nell'anno 2011.

## CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE MEDIE DELL'AMMENDANTE COMPOSTATO MISTO AIMAG

(analisi media su n.45 campioni prelevati dall'1/1/2011 al 31/12/2011)

PARAMETRI		MEDIA	Limiti D.L.vo 29 aprile 2010, n. 75
pH		6,5	>=6 <=8,5
Umidità totale	(%TQ)	45,5	<=50
Ceneri	(%SS)	41,8	non previsto
Sostanza organica	(% SS)	51,0	non previsto
TOC (tot.org.carbon)	(% SS)	25,6	>=20
Azoto totale	(% SS)	2,2	dichiarabile
Azoto org.	(% SS)	2,0	da dichiarare
Azoto org.	(% SS N totale)	92,2	>=80
C/N	-	13,3	<=25
Carbonio umico e fulvico	(% SS)	12,4	>=7
Fosforo [P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ]	(mg/kg SS)	10533,8	dichiarabile
Potassio [K <sub>2</sub> O]	(mg/kg SS)	5600,9	dichiarabile
Salinità-C.E.S. (1:5)	(dS/m)	3,3	da dichiarare
Cadmio	(mg/kg SS)	0,5	<=1,5
Mercurio	(mg/kg SS)	0,4	<=1,5
Nichel	(mg/kg SS)	13,5	<=100
Piombo	(mg/kg SS)	21,1	<=140
Rame	(mg/kg SS)	63,6	<=230
Zinco	(mg/kg SS)	151,2	<=500
Cromo VI	(mg/kg SS)	<0,5	<=0,5
Salmonelle	(UFC/25 g)	assenti	assenti
Escherichia coli	(UFC/g)	<100	< 1000

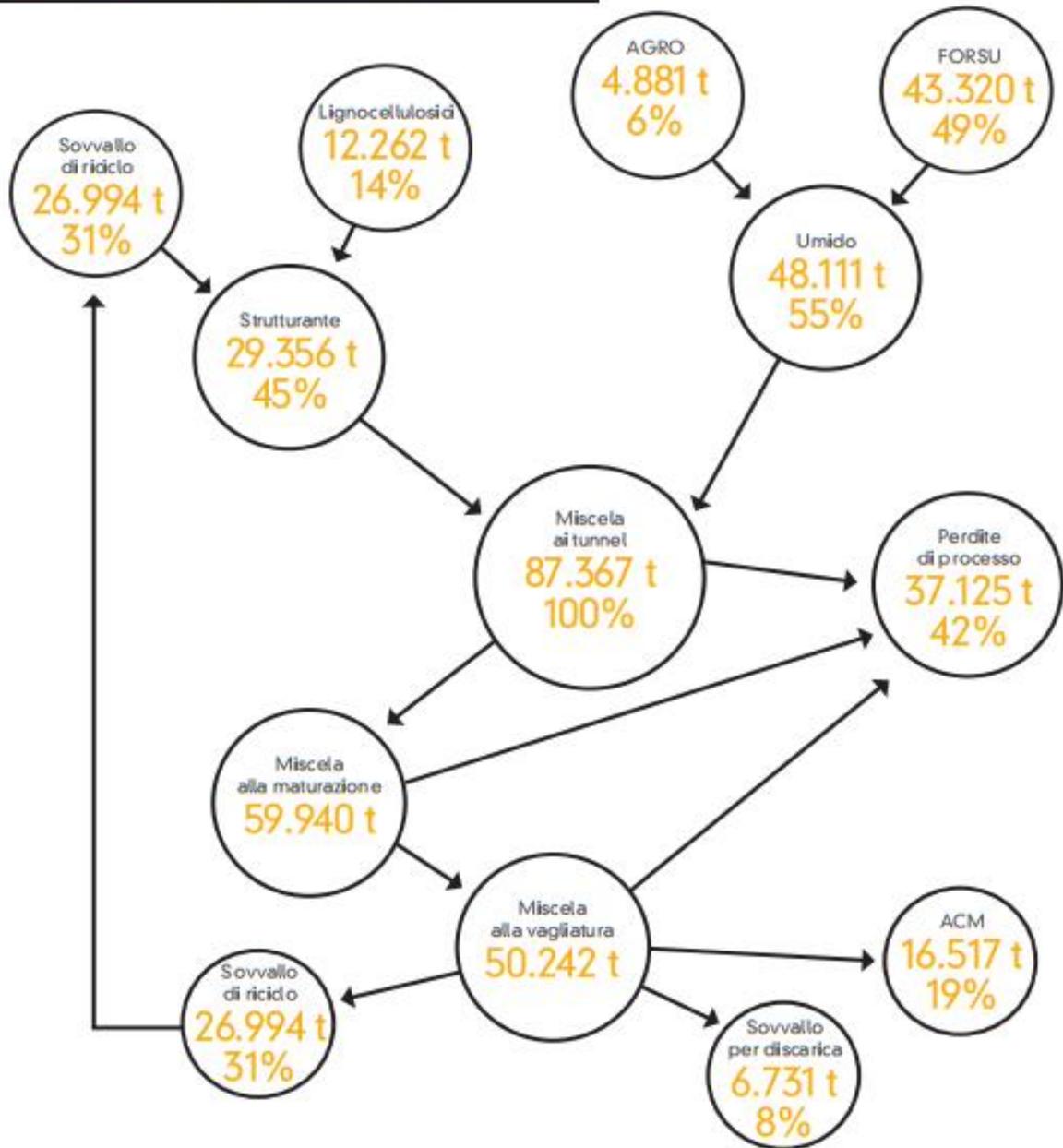



Numero di licenza 023 01 10 08

Figura 171- scheda caratteristiche specifiche dell'A.C.M. di AIMAG [AIMAG, 2011]

Per le considerazioni sui quantitativi è utile tener ben presente lo schema a blocchi che dettaglia il funzionamento della linea di qualità di figura 172, in cui sono riportate le quantità e le percentuali di ogni materiale coinvolto nel processo prendendo di riferimento l'annata del 2013 (AIMAG, 2013)

LA LINEA DI QUALITÀ – COMPOSTAGGIO FOSSOLI



AIMAG bilancio di sostenibilità 129

Figura 172 - lo schema della Linea di Qualità – Compostaggio Fossoli [Bilancio di sostenibilità AIMAG, 2013]

Dopo questa presentazione dell'impianto di AIMAG e descrizione dei relativi flussi del rifiuto come gentilmente dettagliati dal personale del centro di compostaggio trattato si passa a modellizzarlo nel processo. Si è preso in considerazione il processo di produzione del compost presente in banca dati per il quale si dispone della quantificazione delle emissioni di Ecoinvent, questo processo lo si è quindi adattato alle specifiche di AIMAG, il processo è **Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale** riportato nelle tabelle seguenti.

<b>Parametri input del processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale</b>		
Non sono preseni parametri di input		
<b>Parametri calcolati del processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale</b>		
Name	Value	Comment
Prif	$87367/(16517/0.5*(1-0.443))$	Massa dei rifiuti trattati da AIMAG in 1 anno: kg di rifiuto per kg di compost. La maggiorazione della massa di compost è dovuta alla minore umidità del Compost di AIGMA (0.443) rispetto a quella del processo di Ecoinvent2 (0.50)
Pcompost	$1/0.5*(1-0.443)$	Massa del compost prodotto da AIMAG in 1 anno: kg
Ecomp	$(0.16*0.0118+1.72588*0.00268)*(1+19.5)$	Costo del compostaggio: €/kgrif
Ccomp	Rcomp-Ecomp	Guadagno del compostaggio: €/kgrif

**Tabella 44 - I parametri del processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale**

<b>Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale</b>			
Products	Amount	Unit	Comment
Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Prif	kg	Il processo è stato tratto dal processo di banca dati Compost, at plant/CH U. Energy demand for operating a compost plant was included as well as process emissions, infrastructure of the compost plant and transports related to the collection of the biogenic waste. Values refer to compost with a water content of 50% by weight. Compost inventory refers 1 kg fresh weight of compost. L'umidità del rifiuto di AIMAG è del 44.3%.
Input	Amount	Unit	Comment
Diesel, at regional storage/CH U	0.00268	kg	Input presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Electricity, low voltage, at grid/CH U	0.0118	kWh	Input presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Compost plant, open/CH/U	0.00000000741	p	Input presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Trasporti del rifiuto organico al compostaggio	Prif	kg	Trasporto di PFORSU, PAGRO e Pcomp Pcomp va al compostaggio proveniente da S.A.BA.R Distanza media: 25km (la distanza è considerata nel processo di provenienza) $87367/16517/0,5*(1-0,443)$ -totale rifiuti che arrivano ad AIMAG in 1 anno: 87367t -totale compost prodotto in 1 anno da AIMAG: 16517t -le emissioni del processo sono tratte dal processo di banca dati Compost, at plant/CH che rappresenta la produzione di 1 kg di compost con il 50% di umidità -l'umidità del compost prodotto da AIGMA è del 44.3%
Output	Amount	Unit	Comment
Heat, waste	6.6	MJ	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Methane, biogenic	0.0101	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Carbon monoxide, fossil	0.000128	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Carbon dioxide, biogenic	0.52	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Carbon dioxide, fossil	0.00843	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Nitrogen oxides	0.000453	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Ammonia	0.000978	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.

Dinitrogen monoxide	0.000281	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Hydrogen sulfide	0.000528	kg	Output in aria presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration/CH U	0.0000185	kg	Output in acqua presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U.
Treatment, sewage, to wastewater treatment, class 2/CH U	0.000833	m3	Output in acqua presente nel processo di banca dati Compost, at plant/CH U. Sono risultati analoghi ai m3 derivanti col calcolo idrologico fatto per il caso S.A.B.A.R, dunque si è lasciato quelli di banca dati. Comprensivo del trasporto.

**Tabella 45 - Il processo Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale**

Occorre sottolineare che per questo processo non si sono riportate le emissioni in atmosfera di particolato uscente dai trituratore e vagliatore perché in parte vengono svolte internamente ai capannoni muniti di impianto di trattamento dell'aria e non si disponevano di misure di emissioni. Non sono stati considerati il fine vita dei capannoni e il relativo impatto dell'occupazione sulle aree in cui sorgono.



**Figura 173 - Componenti impiantistiche del centro di compostaggio AIMAG di Fossoli (in alto la movimentazione della miscela; sotto la linea di trattamento dell'aria: biofiltro)**

## Da S.A.BA.R al secondo impianto di cippatura

Il 67% del materiale totale in ingresso corrispondente al quantitativo di sopravaglio dell'operazione di vagliatura ha dimensioni medie che spaziano nel range tra i 20-150 mm. Le dimensioni delle scaglie sono fondamentali per il sistema di alimentazione della camera di combustione: il sistema a rastrelli interni e spintore finale è meno sensibile alla questione dimensionale rispetto che un sistema a coclea. Quest'ultimo sistema richiede un cippato fortemente omogeneo con piccole dimensioni di scaglie, mentre col primo sistema il materiale non rischia di fermarsi per la presenza di scaglie anche molto fini.

Il cippato in uscita da S.A.BA.R deve subire una seconda triturazione, al fine di sminuzzare ulteriormente le scaglie legnose per farle rientrare nel range dimensionale richiesto dalle centrali di combustione. Questa operazione avviene esternamente a S.A.BA.R e attualmente viene trasportato e conferito presso 3 aziende: Padana Legnami S.r.l a Poviglio (RE), le Tecnogarden Service S.r.l a Vimercate (MI) e l'omonima ditta con sede a Borgo San Giovanni (LO) come riassunto in tabella 46.

Destinazioni:	Distanze da S.A.BA.R	% cippato	Q.tà cippato
PADANA LEGNAMI (RE)	24	84.96	11441
TECNOGARDEN (MI)	214	12.09	1628
TECNOGARDEN (LO)	133	2.95	397

Tabella 46 – I quantitativi di cippato e le distanze dei rispettivi impianti di seconda cippatura rispetto a S.A.BA.R

In queste aziende viene ripetuta l'azione di triturazione al fine di ottenere scaglie di legno comprese in un range tra i 20-80mm. Tali dimensioni assicurano un funzionamento continuo alle centrali (almeno di 8000 h), in particolare tanto più il materiale risulta essere omogeneo dal punto di vista dimensionale tanto più la combustione ha un andamento costante e risulta essere maggiormente controllabile.



Per modellizzare questo processo è necessario fare una semplificazione: si assume che tutto il quantitativo dopo essere stato trasportato nella reale sede subisce la lavorazione della Padana Legnami di Poviglio (RE), l'impatto in termini di consumo di gasolio, di polveri emesse, di acqua destinata al trattamento e altro è da intendersi come l'impatto risultante dalla somma dei tre impianti impiegati per la seconda cippatura. Rimane vero il fatto che questa assunzione non si allontana

molto della attuale gestione perché già circa l'85% del cippato viene lavorato nell'azienda di Poviglio. Inoltre il maggior consumo di gasolio viene considerato quantificando il maggior tragitto che congiunge S.A.BA.R alle due Tecnogarden.

Il cippato da S.A.BA.R dopo aver percorso circa 24 km viene conferito e stoccato nella piazzola di dimensioni 128,30 x 26,40 m<sup>2</sup> munito di impianto di raccolta delle acque di prima pioggia. Il materiale qui stoccato viene prelevato con ragno FIAT HITACHI e caricato nella tramoggia del bio-tritratore WILLIBALD in cui si conferisce al cippato le idonee dimensioni. Nella lavorazione non ci sono scarti però vi è una perdita in peso del materiale dovuta al calo di umidità fisiologico per evaporazione e in minima parte conseguente alle emissioni che si sviluppano durante la tritrazione. L'azienda direttamente da misure sui quantitativi in entrata ed in uscita ha determinato che il calo annuo legato all'umidità nel materiale è pari al 1.2% del materiale trattato. Il processo che simula questa fase è **Seconda tritrazione cippato Scenario attuale** riportato e descritto nelle tabelle che seguono.

<i>Parametri input del processo Seconda tritrazione cippato Scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousf	0.03	Calo dell'umidità negli sfalci
caloupot	0.012	Calo dell'umidità nelle potature
fcomp	0.44974	Frazione sfalci inviati al compostaggio rapportato al Psf
f1comp	0.15994	Prima frazione selezionata e inviata al compostaggio rapportata al Psel
f2comp	0.04	Seconda frazione selezionata e tirto-vagliata inviata al compostaggio rapportata al Psel
calou2trit	0.012	Frazione di calo dell'umidità nella seconda tritrazione
<i>Parametri calcolati del processo Seconda tritrazione cippato Scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
hsel	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	$(1-\text{calousf})*((1-\text{fcomp})-(1-\text{fcomp})*\text{fscart})*\text{Psf}+(1-\text{fscart})*\text{(1-caloupot)*Ppot}$	Massa selezionata che viene inviata al tritratore: t
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)
Pcomp	fcomp*Psf+f1comp*Psel+f2comp*Psel	Massa totale del verde inviata al compostaggio: t
Ptritvag1	Psel-f1comp*Psel	Massa del verde trittrato con la prima tritrazione e vagliatura: t
htrit1	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno della seconda tritrazione: hr
Pemis1	$0,85*\text{htrit1}*3600*1,667*(2*3+2*2,5)$	Emissioni della prima tritrazione: mg
Peru2trit	calou2trit*Ptritvag2	Perdita dovuta al calo di umidità e alle emissioni della seconda tritrazione: t
htrit2	5*4*47	Ore di funzionamento all'anno della seconda tritrazione: hr
Pemis2	$0,85*\text{htrit2}*3600*1,667*(3*2)$	Emissioni nella seconda tritrazione: t
Crag2	Ptritvag2/htrit2	Capacità del secondo ragno: t/h
Ptritvag12	Ptritvag1-Psel*f2comp-Pemis1/1E9	Massa del verde che va alla seconda tritrazione: t
Pcomb	Ptritvag2-Peru2trit-Pemis2/1E9	Massa che è inviata alla centrale per essere bruciato: t

**Tabella 47 - I parametri del processo Seconda tritrazione cippato Scenario attuale**

<b>Seconda triurazione cippato Scenario attuale</b>			
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Seconda triturazione cippato Scenario attuale	Pcomb	ton	Il cippato proveniente da S.A.BA.R subisce una seconda triturazione presso altre Aziende prima di essere usata per la combustione. Umidità del rifiuto a questa fase: 39%. Il processo comprende i trasporti del cippato da S.A.BA.R alle Aziende che fanno la seconda triturazione e la seconda triturazione
<b>Input</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Occupation, industrial area	$128.3*26.4*40/(5*4*47*40)*P_{trivag12}/Crag2$	m2a	Durata della piazzola: 40 anni
Transformation, to industrial area	$128.3*26.4/(8*5*47*40)*P_{trivag12}/Crag2$	m2	Area: 128.3m*26.4m seconda triturazione Allocazione temporale: $1/(8*5*47*40)*P_{trivag12}/Crag$
Transformation, from industrial area	$128.3*26.4/(8*5*47*40)*P_{trivag12}/Crag2$	m2	
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno Padana legnami)	$h_{trit2}*10*0.85$	kg	Crag: capacità del ragno t/h=tsel consumo di gasolio per il ragno (Dato Padana Legnami): 10l/h*0.85kg/l Peso del ragno: 13t
Trituratore 2 (da Excavation, hydraulic digger {RoW}  processing   Alloc Def, U) (kg gasolio)	$25*0.85*h_{trit2}$	kg	Trituratore: modello Biotrituratore Willibad MCZ400 consumo di gasolio: 25l/h Peso: 17t
Reinforcing steel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.04*128.3*26.4*2400/(8*5*47*40)*P_{trivag12}/Crag2$	kg	Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo
Concrete, 20MPa {GLO}  market for   Alloc Def, U	$128.3*26.4*0.2/(8*5*47*40)*P_{trivag12}/Crag2$	m3	Soletta di cemento armato Area: 128,3*26,4 spessore: 0.2m $V=128,3*26,4*0,2$ densità del calcestruzzo: 2400kg/m3 Peso del solaio: $128,3*26,4*0,2*2400$ Tempo di vita: 40 anni ore di lavoro durante un anno: $8h/g*5g/s*47s/a=1880hr$ ore durante le quali è sottoposto usura: $8h/g*5g/s*47s/a*40a$ Allocazione temporale: $1/(8h/g*6g/s*52s/a*40a)*1880$
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.8496*P_{trivag12}*24.3$	tkm	Da S.A.BA.R a Padana Legnami: 24.3km Frazione pari a 0,8496 del cippato di S.A.BA.R
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.1209*P_{trivag12}*214$	tkm	Da S.A.BA.R a Tecnogarden MI: 21.4km Frazione pari a 0,1209 del cippato di S.A.BA.R
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.0295*P_{trivag12}*133$	tkm	Da S.A.BA.R a Tecnogarden LO: 133km Frazione pari a 0,0295 del cippato di S.A.BA.R

Output	Amount	Unit	Comment
Particulates, < 2.5 um	$0.85 \cdot \text{htrit1} \cdot 3600 \cdot 1.667 \cdot (2 \cdot 3) \cdot 0.295$	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha: dopo il ciclone $PM < 2.5 \mu\text{m} = 29.5\%$ si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	$0.85 \cdot \text{htrit1} \cdot 3600 \cdot 1.667 \cdot 2 \cdot 3 \cdot (0.529 - 0.295)$	mg	Dato misure a terra di Studio Alfa: $0.85 \text{ mg/m}^3$ Calcolo delle emissioni totali in 1 anno ripercorrendo il calcolo seguito nella selezione. Faccio le seguenti ipotesi: vento di $100 \text{ m}^3/\text{min} = 1.667 \text{ m}^3/\text{sec}$ tempo di triturazione: $8 \text{ h/g} \cdot 5 \text{ g/s} \cdot 47 \text{ s/a} = 1880 \text{ h/anno}$ Massa totale di emissioni asportate dal vento in 1 anno: $0.85 \cdot 8 \cdot 3600 \cdot 5 \cdot 47 \cdot 1.667 = 9.5899 \text{ kg}$ Tutto ciò può essere vero se la superficie emittente (o camino) ha la sezione di $1 \text{ m}^2$ . In questo caso il camino non c'è. L'area emittente può essere stimata pari a $2 \cdot 3 \text{ m}^2$ . La massa totale di emissioni vale: $9.5899 \text{ kg/m}^2 \cdot 2 \cdot 3 \text{ m}^2$ Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha: dopo il ciclone $PM < 10 \mu\text{m} = 52.9\%$ , si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone: $0.529 - 0.295$ .
Particulates, > 10 um	$0.85 \cdot \text{htrit1} \cdot 3600 \cdot 1.667 \cdot 2 \cdot 3 \cdot (1 - 0.529)$	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha: dopo il ciclone $PM > 10 \mu\text{m} = 100 - 52.9\%$ si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone
Water	$\text{Peru} \cdot 2 \cdot \text{trit}$	ton	In questa fase di lavoro avviene una riduzione dell'umidità pari al 1.2% di $P_{\text{tot}}$
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$128.3 \cdot 26.4 \cdot 0.2 / (8 \cdot 5 \cdot 47 \cdot 40) \cdot P_{\text{tritv}} / 2 / \text{Crag} \cdot 2 \cdot 2400$	kg	Fine vita del calcestruzzo
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$0.04 \cdot 128.3 \cdot 26.4 \cdot 0.2 \cdot 2400 / (8 \cdot 5 \cdot 47 \cdot 40) \cdot P_{\text{tritv}} / 2 / \text{Crag}$	kg	Fine vita del ferro
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	$859 / 2 / 600 \cdot 128.3 \cdot 26.4 \cdot 0.35$	$\text{m}^3$	Volume di acqua di prima pioggia che è anche acqua di lavaggio Tale volume è stata calcolata seguendo il seguente procedimento: -acqua caduta in 1 anno -di questa sono stati considerati i primi 5mm per ogni evento piovoso L'area rilevata vale: $128.3 \cdot 26.4 \text{ m}^2$ di questa il 35% è l'area su cui viene stoccato il cippato di S.A.B.A.R Allocazione: il volume di acqua trattata da Padana Legnami si ricava da quello di S.A.B.A.R moltiplicandolo per il rapporto tra l' area di seconda triturazione e quella di prima tritovagliatura Nel processo è già considerato il trasporto dello spurgo che porta al trattamento l'acqua di prima pioggia o di lavaggio (per il calcolo si fa riferimento a quanto visto nel processo della selezione).

**Tabella 48 - processo Seconda triturazione cippato Scenario attuale**

Per quantificare le emissioni non sono state condotte analisi sulle polveri emesse durante l'operazione di cippatura, ma si può supporre con buona approssimazione che la concentrazione nell'aria di polveri emesse sia la stessa concentrazione di  $0,85 \text{ mg/m}^3$ .

Si riepercorre l'analogo calcolo visto per la cippatura in S.A.BA.R. al fine di quantificare le polveri annue emesse in atmosfera.

La velocità del vento è la medesima del caso precedente pari a  $u_{\text{medio}} = 1,67 \text{ m/s}$  (se si considera  $1 \text{ m}^2$  di aria allora si ottiene una portata di  $1,67 \text{ m}^3/\text{s}$ ), mentre il tempo di funzionamento del trituratore, che costituisce l'unica sorgente (non c'è la vagliatura), è pari

$$t_{\text{triturazione2}} = 4 \text{ h/g} * 5 \text{ g/s} * 47 \text{ s/a} = 940 \text{ h/anno.}$$

Infine l'area emittente è approssimabile per eccesso ad un  $3 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ , quindi per un totale di superficie emittente di  $6 \text{ m}^2$ ; da cui la massa annua di polveri emesse:

$$m_{\text{polveritot}} = 0,85 \text{ mg/m}^3(\text{m}^2) * 940 \text{ h/a} * 3600 \text{ s/h} * 1,67 \text{ m}^3/\text{s} * 6 \text{ m}^2 = 28.82 \text{ kg.}$$

Anche in questo caso la massa è davvero una piccola quantità rispetto a quella tritata.

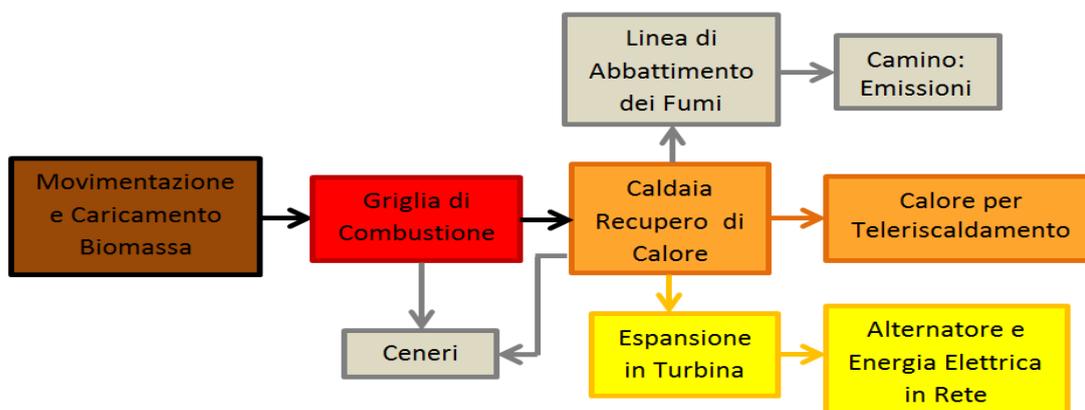
L'impianto è composto di una rete fognaria necessaria per poter trattare le acque di prima pioggia che lisciviano le polveri legnose e le altre sostanze presenti sulla biomassa. Analogamente a quanto si è fatto precedentemente per S.A.BA.R si stima il quantitativo a partire dai dati meteorologici registrati nella centralina.

L'unico parametro che occorre modificare nel calcolo utile a quantificare i  $\text{m}^3$  di acqua inviata al trattamento è la dimensione della piazzola di stoccaggio e triturazione:  $128,3 \text{ m} \times 26,4 \text{ m}$ . Su questa soletta di cemento non è stoccato solamente il materiale oggetto di studio ma anche legno derivante da scarti di falegnameria della stessa azienda e altro derivante da scarti legnosi di altre aziende.

Da considerazioni sui quantitativi si desume che l'impatto legato ai  $\text{m}^3$  di acqua da trattare relativamente al materiale di S.A.BA.R è circa il 35%, corrispondenti a  $849 \text{ m}^3$  di acqua inviati alla Società S.t.a. Trattamento delle Acque a Casalmaggiore (CR) per mezzo di un'autobotte da spurgo percorrendo un totale di  $24 \text{ km}$ .

## Dal secondo impianto di cippatura alla centrale di combustione

Il cippato ora è pronto alla valorizzazione termica. Si ripropone di seguito uno schema che permette, a livello macroscopico, di avere una visione globale del funzionamento e della componentistica di cui è costituita la centrale a biomassa che verrà modellizzata con Sima Pro:



Il materiale triturato è inviato alle centrali di combustione presenti nel nord Italia incontrate e descritte (tab. 21) nel *paragrafo 5.4.1 "Scenario attuale"*, mentre per la descrizione completa di ogni impianto in termini di ubicazione, zona climatica, gradi giorno, utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento e alla rete elettrica, aree di stoccaggio e consumo della biomassa ed infine il reale consumo di energia elettrica e termica si rimanda *ALLEGATO VII: Caratteristiche centrali scenario attuale*. Tale documento è stato estratto direttamente dal sito ufficiale della F.I.P.E.R.: acronimo di Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili, si tratta di una federazione i cui soci aderenti sono i gestori dei principali impianti da fonti rinnovabili in Italia; tra questi compaiono i gestori dei cinque impianti a biomassa ligno-cellulosica qui presi in considerazione.

Gli impianti di Collio, Sedrina e Sellero dal gruppo COFELY GDF SUEZ, mentre gli impianti di Sondalo e Tirano sono di proprietà dal gruppo Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna VaL.C.A.monica (T.C.V.V.V.). A partire dai dati dichiarati da questi gestori relativi all'anno 2010 sono stati richiesti ulteriori dati più aggiornati relativi all'anno 2013 e 2014. Sia COFELY che T.C.V.V.V. si sono dimostrati molto disponibili e in tempi brevi hanno fornito questi dati che hanno permesso di avere ridondanza di informazioni utili a validare i dati, eliminando possibili out-layer presenti.

A partire da questi dati si determina il valore di potenza elettrica e termica ottenibile dalla combustione della biomassa ligno-cellulosica proveniente da S.A.B.A.R, modellizzando in questo modo una centrale fittizia posta ad una determinata distanza dalla Padana Legnami, a cui si ipotizza di inviare la totale quantità di cippato.

Questo permette una notevole semplificazione nella costruzione del LCA: si considera un'unica centrale con caratteristiche "medie" di ogni singola reale centrale. I tratti caratteristici della centrale fittizia sono ponderati, cioè tengono maggiormente in considerazione le peculiarità di quelle centrali in cui è conferita una maggiore quantità di cippato: tanto è maggiore la quantità di cippato conferito in quella centrale reale, tanto più la centrale fittizia assomiglia in termini impiantistici a questa centrale reale.

Per costruire la centrale fittizia da prima si è quantificato il rendimento elettrico e termico come le energie elettriche e termiche prodotte rispetto alla massa di cippato bruciata moltiplicata per il potere calorifico inferiore:

- $\eta_e = E_e \text{ prodotta} / ( m_{\text{cippato}} * PCI )$
- $\eta_t = E_t \text{ prodotta} / ( m_{\text{cippato}} * PCI )$

I risultati del calcolo sono riassunti nella tabella 49, in cui è esplicitato anche il rendimento dell'energia termica realmente alle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento. I valori derivano da un'operazione di media ponderata dei dati primari forniti dalle centrali e riportati per esteso nell'ALLEGATO VII per tre diverse annate: 2010, 2013 e 2014.

Centrale	$\eta_e$ %	$\eta_{\text{prodotta}}$ %	$\eta_{\text{venduta}}$ %
Collio (BS)	10.44	9.42	4.14
Sedrina (BG)	13.77	5.65	2.23
Sellero (BS)	12.51	11.97	5.64
Sondalo (SO)	0.00	73.84	62.21
Tirano (SO)	7.12	63.85	42.77

Tabella 49 - Rendimenti reali elettrici e termici delle centrali [F.I.P.E.R., 2015]

Occorre esprimere alcune considerazioni sull'effettiva valorizzazione energetica: si nota come ogni centrale abbia una propria gestione dell'energia, esempio l'impianto FRAVAT di Collio ottimizza maggiormente energia elettrica piuttosto che l'energia termica; contrariamente la centrale di Sondalo punta unicamente alla sfruttamento del calore, ignorando totalmente la possibilità di produrre una minima parte di energia elettrica.

Per le prime tre centrali si ottiene un rendimento elettrico che rientra perfettamente nel range 9-14% relativo a quello di una classica centrale a cogenerazione, mentre il rendimento termico è molto inferiore: arrotondato per eccesso non raggiunge nemmeno un 10%, ben lontano dal 70% che ci si dovrebbe aspettare. I motivi possono essere legati all'uso di un'impiantistica che non è in grado di scambiare adeguatamente il calore: per gli ultimi due impianti gestiti dalla TCVVV in cui si usano caldaie KOHLBACH (tecnologia che garantisce alte performance di recupero del calore) il grado di

efficienza termica è notevolmente superiore rispetto ai primi tre impianti. Contrariamente questi primi impianti gestiti dal gruppo COFELY GDF SUEZ, che montano turbine FINCANTIERI, garantiscono una migliore performance elettrica rispetto a quella degli impianti gestiti dal gruppo TCVVV. Una seconda motivazione dei bassi valori di efficienza termica è legata alla sovrabbondanza di energia termica disponibile: l'energia prodotta supera l'attuale fabbisogno termico del teleriscaldamento richiesto dalle singole utenze allacciate e viene, quindi, dissipato.

Ai fini del calcolo si considera che tutta l'energia termica prodotta sia utilizzata in quanto ogni centrale impiega una quota parte del calore prodotto per autosostenere i propri autoconsumi termici. In questo modo si sovrastimano le prestazioni delle centrali reali, contemporaneamente è anche un modo per restare in un regime cautelativo nel momento del confronto per lo scenario futuro.

Nella tabella 50 sono riportati sinteticamente i diversi risultati per approdare alle caratteristiche (distanza, quantità di cippato bruciato, produzione di energia elettrica e di calore e linea trattamento fumi) finali della centrali fittizia (ultima riga)

CENTRALI A BIOMASSA	Distanza da Padana Legnami	Quantità		$P_t$	$P_e$	$\eta_e$	$\eta_t$	$\eta_c$
	Km	%	ton	MWt	MWt	%	%	%
Collio (BS)	162	5	673	0.02	0.03	10.90	9.42	20.31
Sedrina (BG)	196	10	1347	0.03	0.06	13.77	5.65	19.43
Sellero (BS)	214	10	1347	0.06	0.06	12.51	11.97	24.48
Sondalo (SO)	262	15	2020	0.51	0.00	0.00	73.84	73.84
Tirano (SO)	261	60	8080	1.77	0.20	7.12	63.85	70.97
Centrale fittizia	245		13 304	2.39	0.34	8.07	51.62	59.69

Tabella 50 - schematizzazione della centrale fittizia a partire dalle reali prestazioni delle centrali esistenti [F.I.P.E.R., 2015]

Entrando nel dettaglio per spiegare la tabella 50, si riporta nella:

- seconda colonna: la distanza dalla ditta Padana Legnami. Si considera una media pesata delle cinque diverse distanze per ogni centrale attribuendo un peso diverso a seconda del quantitativo trasportato: per esempio i 261 km della centrale di Tirano incidono per un 60% sulla distanza finale, mentre i 196 km di Sedrina influiscono solamente per un 10%;
- terza colonna: è il quantitativo totale di cippato proveniente originariamente da S.A.B.A.R interamente trasportato alla centrale fittizia;
- quarta colonna: è la potenza termica prodotta ottenuta come somma di ogni singolo contributo termico di ogni centrale. Il valore 2.39 MW è un valore che può sembrare elevato, ma se rapportato alle 13 300 t bruciate per ottenerla è la valorizzazione del calore è al quanto modesta. Da ciò deriva un rendimento medio di poco superiore al 50% (51,62%).

- Quinta colonna: è la potenza elettrica immessa in rete. Dalla sommatoria di ogni singolo contributo elettrico risulta una potenza elettrica prodotta pari a 0,34 MW: il valore è modesto per il quantitativo ligno-cellulosico bruciato. La spiegazione è da ricercare, analogamente alla potenza termica, al basso potere calorifico inferiore di 2.75MWh a cui corrispondono 9.9 MJ/kg. Una biomassa impiegata in queste centrali mediamente può raggiungere i 18.9 MJ/kg (più del doppio di quello di cui si dispone), quindi non deve sorprendere, se a parità di quantitativo bruciato si trovano impianti realizzati con potenze installate notevolmente superiori a queste.
- Nelle ultime tre colonne si riportano i rendimenti elettrici e termici già descritti mentre nell'ultima la somma dei due: il rendimento di cogenerazione. Per questa centrale a cogenerazione il valore raggiunge scarsamente il 60%. Questo ulteriore risultato dimostra che dal punto di vista del recupero energetico si può fare di più, pur ricordando le forti limitazioni in termini di densità e contenuto energetico della biomassa in questione.

Si passa ora alla modellizzazione in Sima Pro. Il trasporto alla centrale fittizia è ottenuto col processo: **Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} market for | Alloc Def, U** che lo stesso richiamato per modellizzare tutti i secondi trasporti (freccia nera nel flow chart figura 164). Per quantificare il danno derivante dal funzionamento della centrale fittizia si è partiti da processi di banca dati poiché non si dispone di misure dirette relativamente alle emissioni, se non per quei valori normati da legge. Il problema maggiore è quello di adattare il processo presente in banca dati alle specifiche della centrale. La centrale di banca dati, i cui dati e funzionamento sono riportati per esteso nei documenti estratti direttamente da Ecoinvent 2: "Appendix B, Wood Energy" e "System Characterisation, Wood Energy" riportate nell' **ALLEGATO VIII: Materiale di supporto analisi L.C.A.** Il processo di banca dati di partenza è **Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U.**

In tabella 51 sono riportate le grandezze utili per l'adattamento: a sinistra per la centrale di Ecoinvent mentre a destra della centrale fittizia.

	CHP – 6400kWh (Ecoinvent)	Centrale fittizia (S.A.B.A.R)
$V_{\text{biomassa}}$ [m <sup>3</sup> ]	17110	71 399
PCI [kWh/kg]	18.9	9.9
$E_{\text{el}}$ [kWh]	1.40E6	2.98E6
$E_{\text{th}}$ [MJ]	4.68E7	6.88E7
$\eta_{\text{el}}$ [%]	8.26	8.05
$\eta_{\text{th}}$ [%]	79.72	51.62

Tabella 51 - Grandezze dell'impianto CHP-6400kWh (sinistra) e fittizia (destra) [Ecoinvent 2, 2007]

In questo senso si calcolano i parametri per adattare i due impianti:

$$R_{PCI} = PCI_S / PCI_E = 0.5238$$

$$R_{\eta_{el}} = \eta_{eS} / \eta_{eE} = 0.9743$$

$$\text{Fattore adattamento} = F_a = R_{\eta_e} * R_{PCI} = 0.5103$$

$$\text{Energia prodotta da CHP 1400 kWh: } E_{PeCHP} = E_{eIE} * F_a = 7.14E5 \text{ kWh.}$$

Il processo sarà richiamato  $n^\circ = E_{eIS} / E_{PCHP} = 4.17$  volte. L'adattamento è giusto, infatti mentre l'impianto di banca dati è alimentato da 17 110 m<sup>3</sup> la centrale fittizia brucia 71 399 m<sup>3</sup> ecco che il numero di volte con cui richiamare il processo è pari al loro rapporto:  $V_{cippS} / V_{cippE} = 4.17$  esattamente il valore ritrovato attraverso il rapporto tra le energie elettriche.

Lo stesso ragionamento occorre ripeterlo per la produzione di energia termica:

$$R_{PCI} = PCI_S / PCI_E = 0.5238$$

$$R_{\eta_{th}} = \eta_{eS} / \eta_{eE} = 0.6727$$

$$\text{Fattore adattamento} = F_a = R_{\eta_{th}} * R_{PCI} = 0.3524$$

$$\text{Energia prodotta da CHP 6400 kWh} \rightarrow E_{PthCHP} = E_{thE} * F_a = 1.65E7 \text{ MJ}$$

Il processo sarà richiamato  $n^\circ = E_{thS} / E_{PthCHP} = 4.17$  volte. Il valore risulta essere lo stesso di quello ottenuto per la parte elettrica e ulteriormente confermato per il valore del rapporto tra i volumi effettivamente impiegati.

Si passa ora a modellizzare il processo sia per la produzione dell'energia elettrica: **Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale**, che per l'energia termica: **Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale**.

Nel seguito si riporta unicamente quello relativo all'energia elettrica perché il processo per quella termica è del tutto analogo: cambiano solamente i valori di energia e rendimento.

<i>Parametri input del processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale</i>		
Name	Value	Comment
PCIs	9900	Potere calorifico inferiore cippato S.A.BA.R: MJ/t
PCIE	18900	Potere calorifico inferiore cippato Ecoinvent: MJ/t
Etaels	0.0805	Rendimento elettrico centrale fittizia
Etaths	0.5162	Rendimento termico centrale fittizia
Etaele	0.0789	Rendimento elettrico Ecoinvent
Etathe	0.7673	Rendimento termico Ecoinvent

<b>Parametri calcolati del processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale</b>		
Name	Value	Comment
Pel	1.35E6/0.2349	Coefficiente per ricavare il multi-output dal processo dell'energia elettrica da 1kWh: energia elettrica prodotta/allocazione exergetica elettrica
R	PCIs/PCIE	Rapporto per calcolare le energie reali
Rrendel	etaels/etaele	Rapporto tra i rendimenti elettrici S.A.BA.R e Ecoinvent per calcolare le energie reali
Rrendth	etaths/etathe	Rapporto tra i rendimenti termici S.A.BA.R e Ecoinvent per calcolare le energie reali
Hpal	8*5*47	ore di funzionamento all'anno della pala: hr

**Tabella 52 – I parametri del processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale**

<b>Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale</b>				
Products	Amount	Unit	Comment	
Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	1.35E6*R*Rrendel	kWh	SWITZERLAND 1.35E6dato della banca dati Dati ricavati dalla tab.5.8 di System Characterisation per CHP 6400 kW, further exhaust gas cleaning e Tabella di Allocation according to exergy content di Ecoinvent Allocazione exegetica: $wel*etaels/(wel*etaels+wth*etaths)*100$ $etath=0.7673, wel=1, wth=0.3349$	
Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	4.68E7*R*Rrendth	MJ	Allocazione en.termica: $wth*etaths/(wel*etaels+wth*etaths)*100$	
Input	Amount	Unit	Comment	
Lubricating oil, at plant/RER U	0.000035036*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Ammonia, liquid, at regional storehouse/CH U	0.00000087591*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Chemicals organic, at plant/GLO U	0.000061314*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Chlorine, liquid, production mix, at plant/RER U	0.0000035036*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Sodium chloride, powder, at plant/RER U	0.000043795*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Water, decarbonised, at plant/RER U	0.0084066*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Wood chips, mixed, from industry, u=40%, at plant/RER U	0	m3	Il danno derivante dal cippato è già stato considerato allora lo si pone nullo.	
Cogen unit 6400kWh, wood burning, common components for heat+electricity/CH/I U	0.0000001034*pel	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Cogen unit 6400kWh, wood burning, building/CH/I U	0.1209*Ptritvagi2*214	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Transport, lorry 20-28t, fleet average/CH U	0	tkm	Il trasporto verso la centrale fittizia è già stato considerato fuori nel processo principale	
Urea, as N, at regional storehouse/RER U	0.00028627*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Cogen unit 6400kWh, wood burning, components for electricity only/CH/I U	0.000000044*pel	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)	hpal*10.96*0.85	kg	Pala per il caricamento del cippato nel sistema di alimentazione del cogeneratore. Consumo di gasolio per la pala: 10.96/h*0.85kg/l	

Output	Amount	Unit	Comment
Heat, waste	10.585681818181*pel	MJ	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Carbon dioxide, biogenic	1.0510909090909*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Nitrogen oxides	0.00047*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Particulates, < 2.5 um	0.000053409*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Carbon monoxide, biogenic	0.000074773*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Methane, biogenic	0.0000046359*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	0.0000065159*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Sulfur dioxide	0.000026598*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Dinitrogen monoxide	0.000235*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Acetaldehyde	0.00000065159*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	0.0000097205*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	0.000033114*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Arsenic	0.000000010682*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzo(a)pyrene	0.000000053409*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene	0.0000097205*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Bromine	0.00000064091*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Calcium	0.000062489*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Cadmium	0.0000000074773*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chlorine	0.0000019227*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chromium	0.0000000423*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chromium VI	0.00000000427*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Copper	0.000000235*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	0.0000000000003*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene, ethyl-	0.00000032045*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Fluorine	0.00000053409*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Formaldehyde	0.0000013886*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene, hexachloro-	0.00000000000007*pe	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Mercury	0.0000000032045*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Potassium	0.00024995*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Magnesium	0.0000038561*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Manganese	0.0000018266*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Sodium	0.000013886*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Ammonia	0.00018159*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Nickel	0.000000064091*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Phosphorus	0.0000032045*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	0.0000001175*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Lead	0.00000026598*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Phenol, pentachloro-	0.0000000000865*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Toluene	0.0000032045*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
m-Xylene	0.0000012818*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Zinc	0.0000032045*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration/CH U	0.000035036*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration/CH U	0.000035036*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Treatment, sewage, to wastewater treatment, class	0.0000084066*pel	m3	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to	0.00141*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output

municipal incineration/CH U			
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U	0.00141 *pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to sanitary landfill/CH U	0.0028307 *pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output

**Tabella 53 – Il processo Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale**

Si è voluto riportare per esteso le emissioni e gli impatti derivanti dalla combustione perché sono i principali responsabili dell'impatto ambientale dell'intero ciclo di vita della gestione integrata del rifiuto ligno-cellulosico, in questo modo è possibile notare il numero molto elevato di voci che descrivono compiutamente l'impatto di una centrale di combustione.

Questo fino ad ora descritto è il processo L.C.A. relativo al modello coprodotto dello scenario attuale in cui l'allocazione è stata di tipo economica. Tale allocazione è stata resa possibile grazie ai dati reperiti direttamente in S.A.BA.R., in AIMAG e per via web per quanto riguarda il costo dell'energia elettrica e termica.

Ora seguono le altre due modalità di calcolo del LCA per l'attuale gestione del rifiuto verde conferito attualmente in S.A.BA.R.: allocazione 100% alla funzione e prodotto evitato. Per ognuna è riportato il processo principale, sottolineando come esso varia rispetto a quello prima analizzato. Non sono riportati i singoli sotto-processi perché essi rimangono gli stessi a patto della relativa modalità di allocazione, la quale è opportunamente specificata a lato nella colonna dei commenti delle tabelle sotto. Per quanto riguarda i risultati e considerazioni sono rimandate al successivo paragrafo.

### Allocazione 100% alla funzione

<b><i>Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale</i></b>			
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Psab+Piren	ton	Prima ipotesi di confini del sistema: -il rifiuto viene conferito in parte al compostaggio e in parte alla combustione -attribuiamo il danno al compostaggio (funzione e compost) e alla combustione e alle operazioni necessarie per giungere a tali processi -non consideriamo il compost e l'energia elettrica e termica prodotti In questo caso i confini del sistema arrivano alla combustione e al compostaggio.
<b>Input</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
I processi di input rimangono gli stessi visti nella modalità del L.C.A. coprodotti			

**Tabella 54 - Il processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale**

**Prodotto evitato**

<b><i>Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale</i></b>			
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Psab+Piren	ton	Terza ipotesi di confini del sistema: -il rifiuto viene conferito in parte al compostaggio e in parte alla combustione -si considerano l'energia elettrica e termica come prodotti evitati e il compost come tre fertilizzanti di sintesi contenenti azoto, fosforo e potassio. Quindi il compostaggio è allocato al 100% sulla funzione. -attribuiamo il danno sia alla funzione di compostaggio che a quella di combustione In questo caso i confini del sistema arrivano alla rete di distribuzione delle energie e alla rete di vendita del compost.
<b>Prodotti evitati</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Electricity, low voltage {IT}  market for   Alloc Def, U	$P_{comb} * PCI_s * \eta_{aels} / 3,6$	kWh	Energia elettrica evitata: $P_{comb} * PCI_s * \eta_{aels} / 3,6$
Heat, central or small-scale, natural gas {RoW}  market for heat, central or small-scale, natural gas   Alloc Def, U	$\eta_{aths} * PCI_s * P_{comb}$	MJ	Energia termica evitata: $P_{comb} * PCI_s * \eta_{aths}$
Ammonium nitrate, as N {GLO}  market for   Alloc Def, U	$P_{comp} * 1.114 / 4.7482 * 0.0124$	ton	Il contenuto di N organico è 1.24% sul compost tq (vedi analisi del compost di AIMAG). Il compost prodotto con il rifiuto di S.A.BA.R vale: $1/0,5 * (1 - 0,434) = 1.114 \text{ kg per } P_{rif} = 4.7482 \text{ kg di rifiuto}$ Il totale di N contenuto vale: $1.114 / 4.7482 * P_{comp} * 0.0124$
Phosphate fertiliser, as P2O5 {GLO}  market for   Alloc Def, U	$1.114 / 4.7482 * P_{comp} * 0.0065$		Nell'analisi d'el compòost di AIMAG non compaiono le percentuali di P2O5 e di K2O. Si assume per il P2O5 e K2O lo 0.65% $1.114 / 4.7482 * P_{comp} * 0.0065$
Potassium chloride, as K2O {GLO}  market for   Alloc Def, U	$1.114 / 4.7482 * P_{comp} * 0.0065$		I processi del compost non sono dettagliati perchè sono di banca dati
<b>Input</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
I processi di input rimangono gli stessi visti nella modalità del L.C.A. coprodotti			

**Tabella 55 - Il processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale**

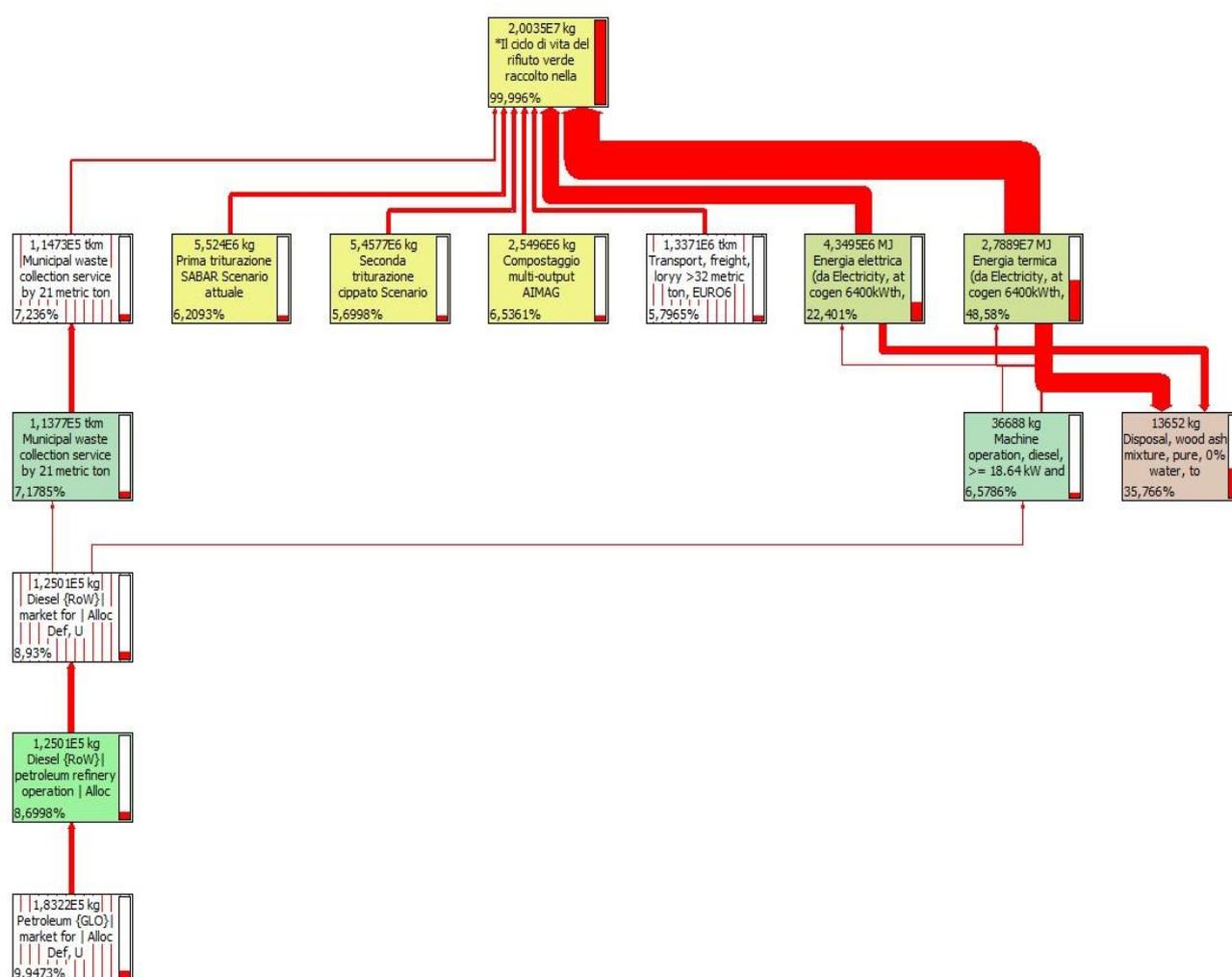
### 6.1.3 Analisi dei risultati L.C.A. scenario attuale

Il processo analizzato è \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale.

Il processo si trova seguendo il seguente percorso: L.C.A.\_DatabaseUNIMORE / Waste treatment\_S.A.BA.R / Minarelli / enrico / Processing / Others / S.A.BA.R.

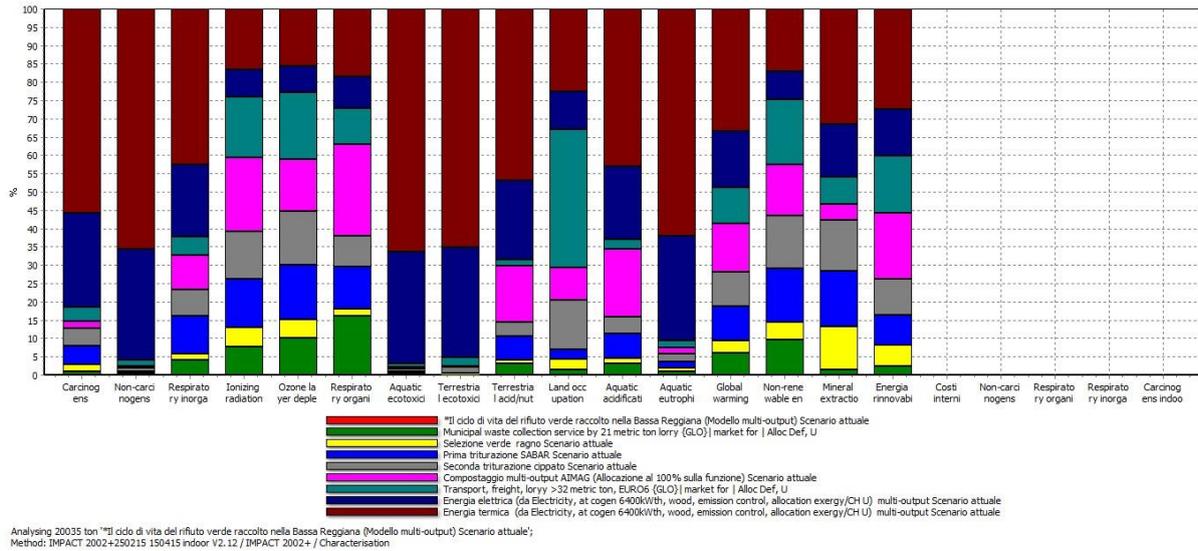
Il Metodo usato è IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+.

Il calcolo è fatto per 20035 ton.



**Figura 174 - Il network con un cut-off del 5.51% del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

Segue l'analisi di caratterizzazione del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale specificando quali sono le sostanze che provocano il maggior danno per ogni categoria.



**Figura 175 - La caratterizzazione del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 09/09/2015 Time: 10.39.00  
 Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Analyse  
 Results: Impact assessment  
 Product: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Characterisation  
 Skip categories: Never  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Sorted on item: Impact category  
 Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	Selezione verde ragno Scenario attuale	Prima tritrazione S.A.B.A.R Scenario attuale	Seconda tritrazione cippato Scenario attuale	Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U	Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale
Carcinogens	kg C2H3Cl eq	21212,485	0	200,31498	386,52062	1104,692	1031,1163	390,161	816,65195	5454,4443	11828,583
Non-carcinogens	kg C2H3Cl eq	160454,38	0	234,22223	436,88315	690,66466	1876,6275	630,76877	2530,0799	48619,093	105436,04
Respiratory inorganics	kg PM2.5 eq	2406,5881	0	100,93238	39,543663	246,25863	172,13787	228,4193	119,33661	473,38038	1026,5792
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	6028783,5	0	466027,83	313701,29	799504,14	781329,75	1216740,7	995151,56	459610,51	996717,72
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	0,1178787	0	0,012035485	0,0057686613	0,017601361	0,017340058	0,016750263	0,021398236	0,0085162263	0,018468406
Respiratory organics	kg C2H4 eq	777,58563	0	124,84619	15,476744	88,744019	67,163046	194,05943	76,205731	66,619182	144,47128
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	1,1321348E9	0	2420085,8	2435650,7	4706449,6	9541913,1	5015970,2	12085761	3,4587016E8	7,500588E8
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	4,3412764E8	0	724433,85	621345,54	1208164,4	6706916,9	1438074,3	10447458	1,3033499E8	2,8264626E8

Terrestrial acid/nutri	kg SO2 eq	80328,386	0	2421,1147	828,42131
5278,8736	3020,4811	12357,676	1305,507	17394,456	37721,857
Land occupation	m2org.arable	35795,874	0	554,08559	1000,2284
4821,6122	3166,5809	13513,294	3719,0445	8065,1714	955,85678
Aquatic acidification	kg SO2 eq	11879,173	0	384,71031	162,74727
806,52524	523,41691	2202,3802	331,84395	2356,7243	5110,8249
Aquatic eutrophication	kg PO4 P-lim	587,67997	0	5,2468376	5,5387842
11,029388	12,014988	9,5665624	11,980131	167,99248	364,31081
Global warming	kg CO2 eq	1072296,8	0	65589,938	35082,115
99097,996	141259,6	106167,55	165312,58	358499,16	101287,84
Non-renewable energy	MJ primary	10632830	0	1011992,7	524580,98
1545291,1	1537402,4	1487644,5	1891073,4	831544,88	1803299,7
Mineral extraction	MJ surplus	35525,009	0	492,31093	4246,0899
5006,3555	1533,8907	2640,8209	5143,5489	11154,371	5307,6202
Energia rinnovabile	MJ	173060,79	0	4336,7247	9921,8537
17240,381	30944,026	27124,964	21947,28	47595,176	13950,385
Costi interni€	0	0	0	0	0
Non-carcinogens indoor	kg C2H3Cl eq	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
Respiratory organics indoor	kg C2H4 eq	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
Respiratory inorganics indoor	kg PM2.5 eq	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
Carcinogens indoor	kg C2H3Cl eq	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0

**Tabella 56** La tabella della caratterizzazione del processo **\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana**  
(Modello multi-output) Scenario attuale

Dall'analisi dei risultati della caratterizzazione si nota che:

- in **Carcinogens** il danno vale **21212 kg C2H3Cl eq** dovuto per il 28.58% a 3.5213E-6kg di *Dioxin, 2, 3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-* in aria (per il 66.02% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 94.39% nel processo stesso come emissione diretta), per il 21.26% a 1.2748 kg di *PAH, Polycyclic ariomatic hydrocarbons* in aria (per il 61.83% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 98.77% nel processo stesso come emissione diretta), per il 17.97% a 0.094757 kg di *Arsenic* nel suolo (per il 67.71% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.82% in Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U. Tale processo considera il trattamento in landfarming delle ceneri della combustione), per il 14.16% a 0.84914kg di *Hydrocarbons, aromatic* in aria (per il 25.06% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 28.33% in Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U. Tale processo considera la produzione dell'acciaio usato per l'impianto di combustione), per il 12.42% a 0.074502kg di *Benzo(a)pyrene* in aria (per il 52.49% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation

exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 90.5% come emissione diretta nel processo stesso).

- In **Non-carcinogens** il danno vale **1.6045E5 kg C2H3Cl eq** dovuto per il 44.31% a 24.62kg di *Zinc* nel suolo (per il 66.95% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.95% in Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U. Tale processo considera il trattamento in landfarming delle ceneri della combustione), per il 24.71% a 0.094757 kg di *Arsenic* nel suolo, per il 19.09% a 3.5213E-6kg di *Dioxin, 2, 3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-* in aria.
- In **Respiratory inorganics** il danno vale **2406.6 kg PM2.5 eq** dovuto per il 37.17% a 8131.5 kg di *Nitrogen oxides-* in aria (per il 43.15% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per l'88.77% nel processo stesso come emissione diretta), per il 43.01% a 894.54kg di *Particulates, <2.5µm* in aria (per il 44.11% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per l'89.69% nel processo stesso come emissione diretta), per il 17.97% a 2302.7 kg di *Ammonia* in aria (per il 52.63% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.29% nel processo stesso come emissione diretta).
- In **Ionizing radiation** il danno vale **6.0288E6 Bq C-14 eq** dovuto per il 71.4% a 4.3043E6 Bq di *Carbon-14* in aria (per il 17.94% in Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | Alloc Def, U, e, in particolare, per il 91.94% in Low level radioactive waste {CH}| treatment of, plasma torch incineration | Alloc Def, U. Il processo considera lo smaltimento degli scarti dovuti all'estrazione del petrolio usato per produrre il diesel che alimentano i macchinari e i mezzi di trasporto), per il 27.42% a 1,4465E10 Bq di *Radon-222* in aria (per il 27.71% in Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale, e, in particolare, per l'85.37% in Tailings, uranium milling/GLO U. Tale processo considera il trattamento degli scarti dell'estrazione dell'Uranio necessario per produrre l'energia elettrica usata per il compostaggio e per la combustione).
- In **Ozone layer depletion** il danno vale **0.11788 kg CFC-11 eq** dovuto per il 94.39% a 0.0092719 kg di *Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301* in aria (per il 19.6% in Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | Alloc Def, U, e, in particolare, per il 36.21% in Petroleum {RoW}| petroleum and gas production, on-shore | Alloc Def, U.

Il processo considera la produzione di petrolio necessario per produrre il diesel usato dai mezzi di trasporto e macchinari).

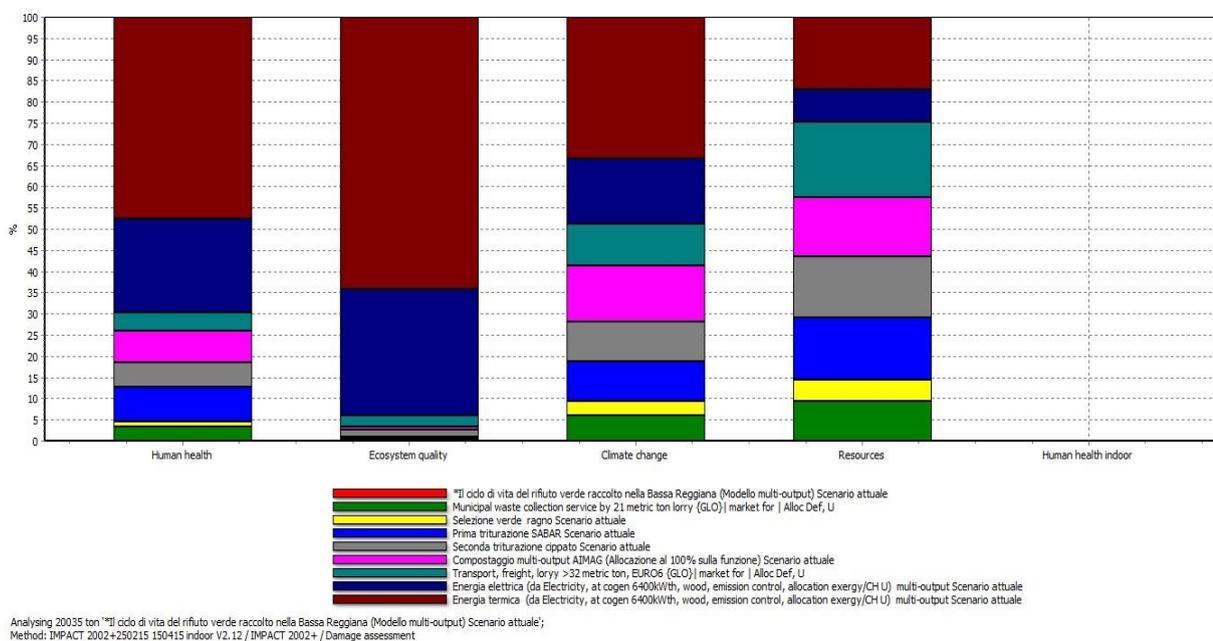
- In **Respiratory organics** il danno vale **777.59 kg C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> eq** dovuto per il 77.56% a 1003.6 kg di *NM VOC, non.methane volatile organic compounds, unspecified origin* in aria (per il 25.59% in Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale, e, in particolare, per l'84.91% in Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {RoW}| processing | Alloc Def, U. Il processo considera la il trasporto del rifiuto da S.A.BA.R a AIMAG).
- In **Aquatic ecotoxicity** il danno vale **1,1321E9 kg TEG** water dovuto per l'89.43% a 289.59 kg di *Aluminium* nel suolo (per il 67.37% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.61% Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U. Tale processo considera il trattamento in landfarming delle ceneri della combustione).
- In **Terrestrial ecotoxicity** il danno vale **4.3413E8 kg TEG** soil dovuto per il 50.58% a 289.59 kg di *Aluminium* nel suolo, per il 33,54% a 24.625 kg di *Zinc* nel suolo.
- In **Terrestrial acid/nutri** il danno vale **80328 kg SO<sub>2</sub> eq** dovuto per il 50.58% a 8131.5 kg di *Nitrogen oxides* in aria, per il 42.88% a 2302.7 kg di *Ammonia* in aria.
- In **Land occupation** il danno vale **35796 m<sup>2</sup>org.arable** dovuto per il 35.68% a 12645 m<sup>2</sup>a di *Occupation, traffic area, road network* (per il 76.16% in Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | Alloc Def, U, e, in particolare, per il 97.72% in Road {RoW}| road construction | Alloc Def, U. Il processo considera il terreno occupato dalle strade), per il 23.73% a 14014 m<sup>2</sup>a di *Occupation, forest, intensive, normal* (per il 51.08% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 98.39% in Softwood, standing, under bark, in forest/RER U. Tale processo considera il legno usato per la costruzione dell'edificio nel quale si trova il bruciatore), per il 19.15% a 6785.9 m<sup>2</sup>a di *Occupation, industrial area* (per il 41.96% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 96.25% in Cogen unit 6400kWth, wood burning, building/CH/I U. Il processo considera l'occupazione del suolo dell'edificio nel quale si trova il bruciatore).
- In **Aquatic acidification** il danno vale **11879 kg SO<sub>2</sub> eq** dovuto per il 47.92% a 8131.5 kg di *Nitrogen oxides* in aria, per il 36.44% a 2302.7 kg di *Ammonia* in aria, per il 10.62% a 1261.2 kg di *Sulfur dioxide* in aria (per il 27.17% in Energia termica (da Electricity, at cogen

- 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 51.42% nel processo stesso come emissione diretta).
- In **Aquatic eutrophication** il danno vale **587.68 kg PO4 P-lim** dovuto per il 69.81% a 134.07 kg di *Phosphorus* nel suolo (per il 68.33% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.96% in Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U. Tale processo considera il trattamento in landfarming delle ceneri della combustione)), per il 16.16% a 31.041 kg *Phosphorus* in aria (per il 68.41% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.99% nel processo stesso come emissione diretta).
  - In **Global warming** il danno vale **1.0723E6 kg CO2 eq** dovuto per il 60.9% a 6.5299E5 kg di *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 17.29% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 56.6% in Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}| machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor | Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R). Tale processo considera il macchinario usata per l'alimentazione del combustore), per il 35.65% a 2450.2 kg di *Dinitrogen monoxide* in aria (per il 63.68% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 99.8% nel processo stesso come emissione diretta).
  - In **Non renewable energy** il danno vale **1.0633E7 MJ primary** dovuto per l'83.09% a 1.9291E5 kg di *Oil, crude* (per il 18.39% in Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | Alloc Def, U, e, in particolare, per il 30.27% in Petroleum {RoW}| petroleum and gas production, on-shore | Alloc Def, U. Tale processo considera la produzione del petrolio usato per i mezzi di trasporto), per il 9.16% a 25433 m3 di *Gas, natural/m3* (per il 31.57% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 22.45% in Natural gas, at production onshore/RU U. Il processo considera l'estrazione del gas naturale usato per la produzione dell'ammonia usata per la produzione di urea iniettata in camera di combustione per il controllo degli NOx e per la produzione della cabina di controllo del bruciatore).
  - In **Minerals extraction** il danno vale **35525 MJ surplus** dovuto per il 56.25% a 584.26 kg di *Nickel, 1.98% in silicates, 1.04% in crude ore* (per il 29.91% in Energia termica (da

Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 53.38% in Ferronickel, 25%Ni, at plant/GLO U. Il processo considera la produzione del Ferronickel usato per la costruzione dell'unità cogenerativa).

- In **Energia rinnovabile** il danno vale **1.7306E5 MJ** dovuto per il 53.43% a 584.26 kg di *Energy, gross calorific value, in biomass* (per il 34.7% in Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, e, in particolare, per il 226.96% in Softwood, standing, under bark, in forest/RER U. Il processo considera il contenuto energetico del legno usato per l'edificio dell'unità cogenerativa. La percentuale maggiore di 100 è dovuta ai valori di danno negativi attribuiti ad un fattore di correzione sull'allocazione (Softwood allocation correction)), per il 41.15% a 584.26 kg di *Energy, potential (in hydropower reservoir), converted* (per il 19.64% in Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale, e, in particolare, per il 34.04% in Electricity, hydropower, at reservoir at power plant/CH U. Il processo considera la produzione della componente idroelettrica da bacino del mix elettrico).

Ora si passa a considerare la valutazione del danno originata dal processo della gestione attuale.



**Figura 176 - Il diagramma del damage assessment del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

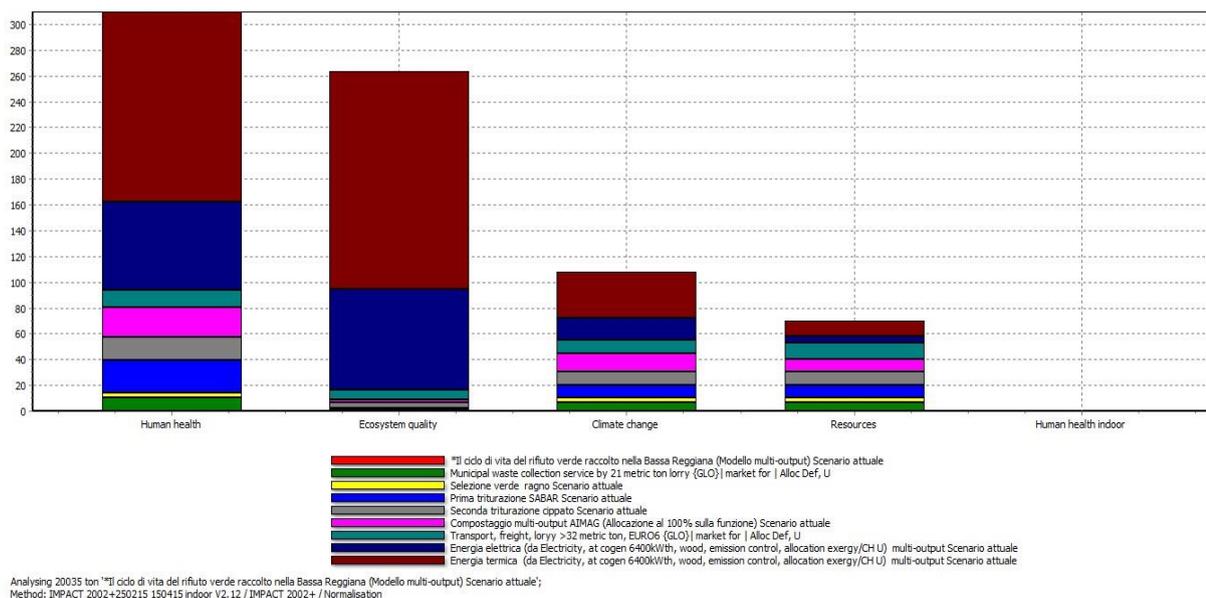
Calculation: Analyse  
 Results: Impact assessment  
 Product: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Damage assessment  
 Skip categories: Never  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: Yes  
 Sorted on item: Impact category  
 Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, USelezione verde ragno Scenario attuale	Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale	Seconda triturazione cippato Scenario attuale	Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	
Carcinogens	DALY	0,059394957	0	0,000560881940,0010822577	0,0030931377	0,0028871256	0,0010924508	0,0022866255	0,015272444	0,033120034
Non-carcinogens	DALY	0,44927225	0	0,000655822240,0012232728	0,0019338611	0,0052545569	0,0017661526	0,0070842238	0,13613346	0,29522091
Respiratory inorganics	DALY	1,6846117	0	0,070652667	0,027680564	0,12049651	0,15989351	0,083535629	0,33136627	0,71860547
Ionizing radiation	DALY	0,0012660445	0	9,7865843E-5	6,5877272E-5	0,000164079250	0,00255515540	0,00208981839	6,518208E-5	0,00020931072
Ozone layer depletion	DALY	0,000123772630	1,2637259E-5	6,0570944E-6	1,8481429E-5	1,8207061E-5	1,7587777E-5	2,2468148E-5	8,9420376E-6	1,9391827E-5
Respiratory organics	DALY	0,0016562574	0	0,000265922383	2,965464E-5	0,000189024760	0,00143057290	0,00413346590	0,00162318210	0,00141898860
Aquatic ecotoxicity	PDF*m2*yr	56833,166	0	121,48831	122,26966	479,00404	251,8017	606,70522	17362,682	37652,952
Terrestrial ecotoxicity	PDF*m2*yr	3433949,6	0	5730,2717	4914,8432	9556,5805	53051,713	11375,167	82639,392	1030949,7
Terrestrial acid/nutri	PDF*m2*yr	83541,522	0	2517,9593	861,55816	5490,0285	3141,3004	12851,983	1357,7273	18090,234
Land occupation	PDF*m2*yr	39017,502	0	603,9533	1090,2489	5255,5573	3451,5732	14729,49	4053,7585	8791,0368
Aquatic acidification	?	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aquatic eutrophication	?	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Global warming	kg CO2 eq	1072296,8	0	65589,938	35082,115	99097,996	141259,6	106167,55	165312,58	358499,16
Non-renewable energy	MJ primary	10632830	0	1011992,7	524580,98	1545291,1	1537402,4	1487644,5	1891073,4	831544,88
Mineral extraction	MJ primary	35525,009	0	492,31093	4246,0899	5006,3555	1533,8907	2640,8209	5143,5489	11154,371
Energia rinnovabile	?	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi interni?	?	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-carcinogens indoor	DALY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Respiratory organics indoor	DALY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Respiratory inorganics indoor	DALY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carcinogens indoor	DALY	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabella 57 - La tabella del damage assessment del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

Dall'analisi dei risultati del damage assessment si nota che:

- in **Human health** il danno vale **2.1963 DALY** dovuti per il 32.99% a *Nitrogen oxides* in aria, per il 28.51% a *Particulates, >2.5µm* in aria, per il 9.06% a *Zinc* nel suolo. Il processo che produce il danno massimo è Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} | market for | Alloc Def, U (1.0475 DALY, per il 47.69%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Non renewable energy** (1.0633E7 MJ primary, per il 47.69%).
- In **Ecosystem quality** il danno vale **3.6133E6 PDF\*m2\*yr** dovuto per il 49.48% a *Aluminium* nel suolo, per il 31.92% a *Zinc* nel suolo. Il processo che produce il danno massimo è Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale (2.3214E6 PDF\*m2\*yr, per il 64.25%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Terrestrial ecotoxicity** (3.4339E6 PDF\*m2\*yr, per il 95.04%).
- In **Climate change** il danno vale **1.0723E6 kg CO2 eq** è Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale (3.585E5 kg CO2 eq, per il 33.43%).
- In **Resources** il danno vale **1.0668E7 MJ primary** dovuti per l'82.82% a *Oil crude*, per il 9.13% a *Gas natural/m3*. Il processo che produce il danno massimo è Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale (1.8937E6 MJ primary, per il 17.75%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Terrestrial ecotoxicity** (1.0633E7 MJ primary, per il 99.67%).



**Figura 177 - diagramma della normalizzazione del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 09/09/2015 Time: 10.39.36  
 Project Waste treatment\_S.A.BA.R

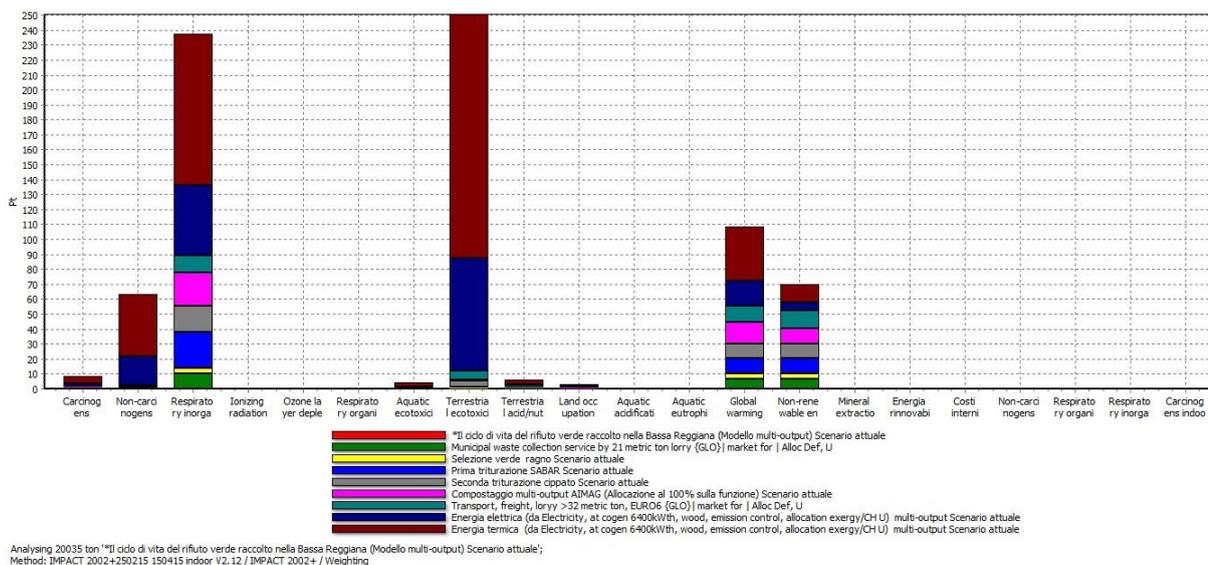
Calculation: Analyse  
 Results: Impact assessment  
 Product: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Normalisation  
 Skip categories: Never  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: Yes  
 Sorted on item: Impact category  
 Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, USelezione verde ragno Scenario attuale	Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale	Seconda triturazione cippato Scenario attuale	Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale
Carcinogens	8,3746889	0	0,079084354	0,15259834	0,43613241	0,40708472			
0,15403556	0,32241419	2,1534146	4,6699247						
Non-carcinogens	63,347388	0	0,092470936	0,17248147	0,27267441				
0,74089252	0,24902751	0,99887556	19,194818	41,626148					
Respiratory inorganics		237,53024	0	9,962026	3,9029595	24,305726			
16,990008	22,544985	11,778524	46,722644	101,32337					
Ionizing radiation	0,17851228	0	0,013799084	0,0092886953	0,023673317				
0,023135174	0,036027692	0,029466438	0,013609067	0,029512812					
Ozone layer depletion	0,017451941	0	0,0017818535	0,00085405031					
0,0026058815	0,0025671956	0,0024798765	0,0031680088	0,0012608273	0,0027342475				
Respiratory organics	0,23353229	0	0,037495056	0,0046481305	0,026652491				
0,020171078	0,05828187	0,022886867	0,020007739	0,04338906					
Aquatic ecotoxicity	4,1488211	0	0,0088686463	0,0089256854	0,017247255				
0,034967295	0,018381524	0,044289481	1,2674758	2,7486655					
Terrestrial ecotoxicity	250,67832	0	0,41830984	0,35878355	0,69763037				
3,872775	0,83038723	6,0326756	75,259332	163,20843					
Terrestrial acid/nutri	6,0985311	0	0,18381103	0,062893746	0,40077208				
0,22931493	0,93819478	0,099114093	1,3205871	2,8638434					
Land occupation	2,8482777	0	0,044088591	0,079588173	0,076057524				
0,38365569	0,25196485	1,0752528	0,29592437	0,64174569					
Aquatic acidification	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Aquatic eutrophication	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Global warming	108,30198	0	6,6245838	3,5432936	10,230072				
10,008898	14,26722	10,722923	16,696571	36,208415					
Non-renewable energy	69,96402	0	6,6589122	3,4517429	10,168016				
10,116108	9,7887008	12,443263	5,4715653	11,865712					
Mineral extraction	0,23375456	0	0,0032394059	0,027939272	0,034924141				
0,032941819	0,010093001	0,017376601	0,033844552	0,073395764					
Energia rinnovabile	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi interni	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-carcinogens indoor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Respiratory organics indoor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0								
Respiratory inorganics indoor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0								
Carcinogens indoor	0	0	0	0	0	0	0	0	0

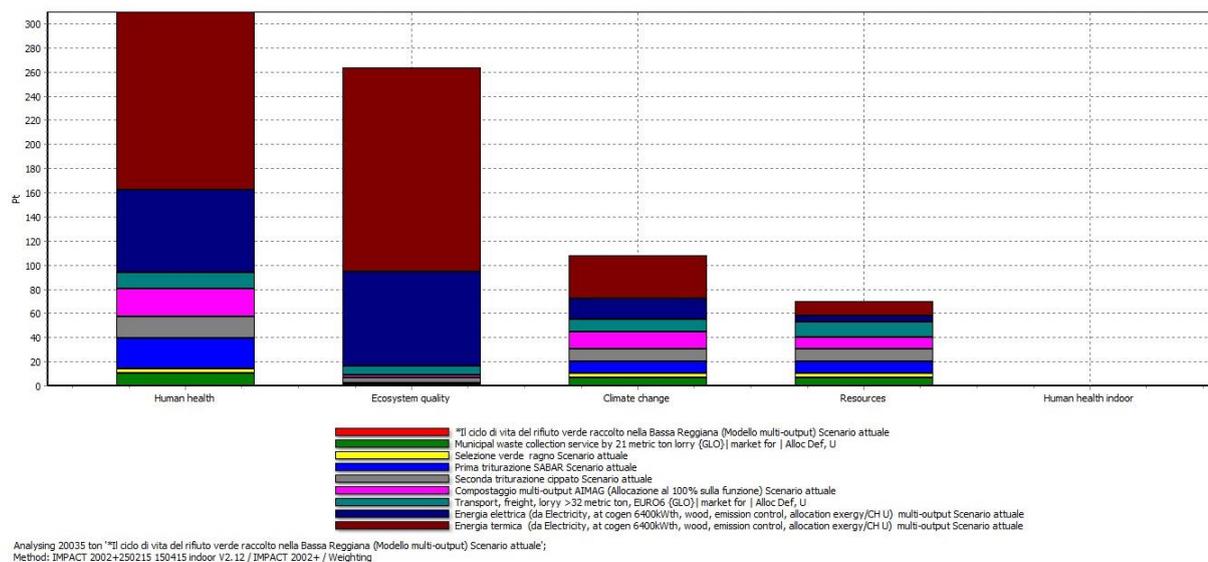
**Tabella 58 - La tabella della normalizzazione del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

Dall'analisi dei risultati della normalizzazione si nota che:

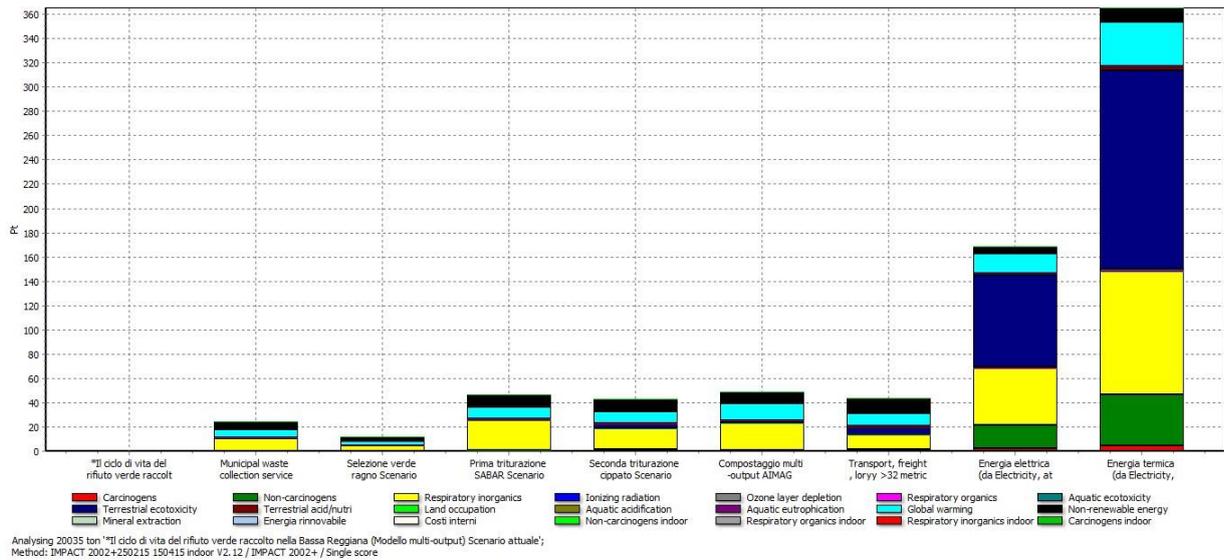
- in **Human health** il danno è 309.68 volte il danno sulla salute dell'uomo prodotto dalle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.
- In **Ecosystem quality** il danno è 263.77 volte il danno sulla biodiversità prodotto dalle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.
- In **Climate change** il danno è 108.3 volte il danno sui cambiamenti climatici dalle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.
- In **Resources** il danno è 70.198 volte il danno sull'esaurimento delle risorse dalle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.



**Figura 178 - Il diagramma della valutazione per impact category del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**



**Figura 179 - Il diagramma della valutazione per damage category del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**



**Figura 180 - Il diagramma della valutazione per single score del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 09/09/2015 Time: 10.38.44  
 Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Analyse  
 Results: Impact assessment  
 Product: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Weighting  
 Skip categories: Never  
 Default units: No  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: Yes  
 Sorted on item: Impact category  
 Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	Selezione verde ragnno Scenario attuale	Prima tritrazione S.A.BA.R Scenario attuale	Seconda tritrazione cippato Scenario attuale	Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}  market for   Alloc Def, U	Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale	Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale
Total	Pt	751,95552	0	24,128471	11,775997	46,692184	42,862519	49,149779	43,590229	168,45105	365,30529
Carcinogens	Pt	8,3746889	0	0,079084354	0,15259834	0,43613241	0,40708472	0,15403556	0,32241419	2,1534146	4,6699247
Non-carcinogens	Pt	63,347388	0	0,092470936	0,17248147	0,27267441	0,74089252	0,24902751	0,99887556	19,194818	41,626148
Respiratory inorganics	Pt	237,53024	0	9,962026	3,9029595	24,305726	16,990008	22,544985	11,778524	46,722644	101,32337
Ionizing radiation	Pt	0,17851228	0	0,013799084	0,0092886953	0,023673317	0,023135174	0,036027692	0,029466438	0,013609067	0,029512812
Ozone layer depletion	Pt	0,017451941	0	0,0017818535	0,00085405031	0,0026058815	0,0025671956	0,0024798765	0,0031680088	0,0012608273	0,0027342475

Respiratory organics	Pt	0,23353229	0	0,037495056	0,0046481305	0,026652491			
0,020171078		0,05828187	0,022886867	0,020007739	0,04338906				
Aquatic ecotoxicity	Pt	4,1488211	0	0,0088686463	0,0089256854	0,017247255			
0,034967295		0,018381524	0,044289481	1,2674758	2,7486655				
Terrestrial ecotoxicity	Pt	250,67832	0	0,41830984	0,35878355	0,69763037			
3,872775		0,83038723	6,0326756	75,259332	163,20843				
Terrestrial acid/nutri	Pt	6,0985311	0	0,18381103	0,062893746	0,40077208			
0,22931493		0,93819478	0,099114093	1,3205871	2,8638434				
Land occupation	Pt	2,8482777	0	0,044088591	0,079588173	0,076057524			
0,38365569		0,25196485	1,0752528	0,29592437	0,64174569				
Aquatic acidification	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Aquatic eutrophication	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Global warming	Pt	108,30198	0	6,6245838	3,5432936	10,230072			
10,008898		14,26722	10,722923	16,696571	36,208415				
Non-renewable energy	Pt	69,96402	0	6,6589122	3,4517429	10,168016			
10,116108		9,7887008	12,443263	5,4715653	11,865712				
Mineral extraction	Pt	0,23375456	0	0,0032394059	0,027939272	0,034924141			
0,032941819		0,010093001	0,017376601	0,033844552	0,073395764				
Energia rinnovabile	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi interni	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-carcinogens indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Respiratory organics indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Respiratory inorganics indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0
0									
Carcinogens indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabella 59 - La tabella della valutazione del processo \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- il danno totale vale 751,95552 Pt dovuto per il 3.21% a Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}| market for | Alloc Def, U (la raccolta del rifiuto), per l'1.57% a Selezione verde ragno Scenario attuale, per il 6.21% a Prima triturazione S.A.BA.R Scenario attuale, per il 5.7% a Seconda triturazione cippato Scenario attuale, per il 6.54% a Compostaggio multi-output AIMAG (Allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale, per il 5.8% a Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | Alloc Def, U (trasporto che va da S.A.BA.R alle secondeutenze), per il 22.4% a Energia elettrica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale, per il 48.58% a Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale
- Inoltre il danno è dovuto per il 41.18% a **Human health**, per il 35.08% a **Ecosystem quality**, per il 14.4% a **Climate change**, per il 9.34% a **Resources**.

## Conclusioni scenario attuale modello multi-output

Dall'analisi dei risultati si possono trarre le seguenti conclusioni:

- il danno totale vale 751,95552 Pt e il processo che produce il danno massimo è la produzione di energia termica da biomassa ligno-cellulosa (48.58%).
- La categoria di danno che produce il danno massimo è **Human health** (41.48%) soprattutto a causa di *Nitrogen oxides* e di *Particulates, >2.5µm* in aria (entrambe prodotte per la maggior parte dalla combustione) e di *Zinc* nel suolo (soprattutto dovuto allo smaltimento della cenere pesante). La seconda categoria di danno che contribuisce al danno è **Ecosystem quality** (35.08%) soprattutto a causa di *Aluminium* e di *Zinc nel suolo* (entrambe dovute principalmente allo smaltimento della cenere pesante) e di *Zinc* in aria (soprattutto dovuto alla combustione della biomassa).
- L'allocazione del multi-output dell'energia termica riduce del 41% il danno totale. La funzione del sistema di gestione produce il 43% del danno totale.

### 6.1.4 Il confronto tra i tre diversi modelli di L.C.A. dello scenario attuale

Vengono messi a confronto i tre modelli di calcolo del L.C.A (Allocazione 100% sulla funzione, Modello multi-output, Modello prodotto evitato) che descrivono l'attuale gestione del rifiuto ligno-cellulosico descritti nel paragrafo 6.1.2 "Inventario L:C:A scenario attuale"

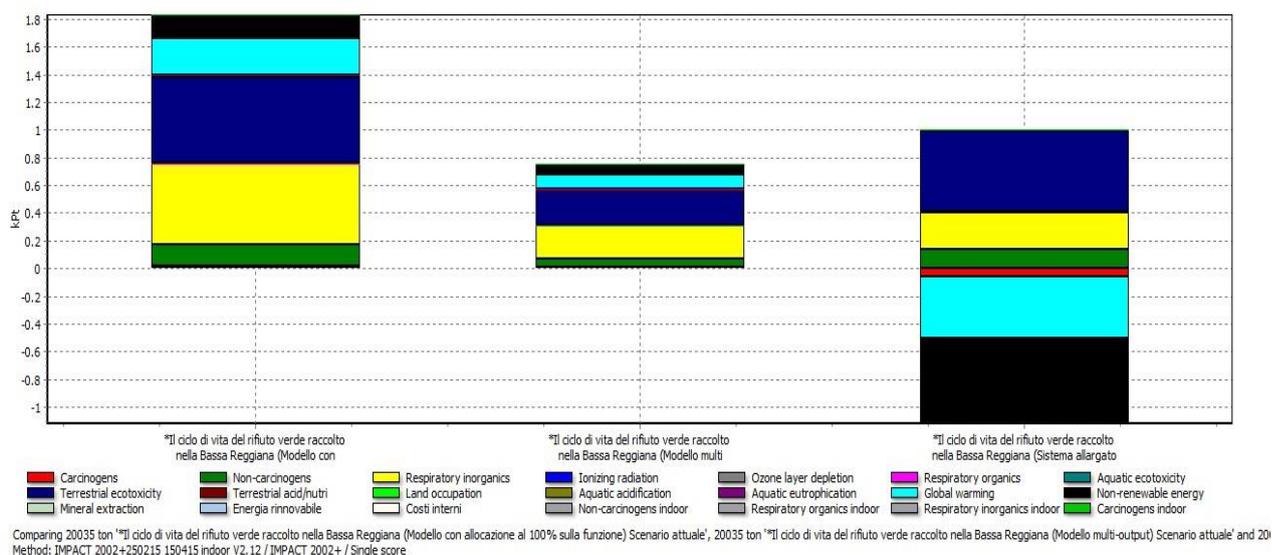


Figura 181 - Il diagramma della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario attuale secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A.

SimaPro 8.0.4.30 Impact assessment Date: 17/09/2015 Time: 12.55.01  
Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Compare  
Results: Impact assessment  
Product 1: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
Product 2: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
Product 3: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
Indicator: Single score  
Skip categories: Never  
Default units: No  
Exclude infrastructure processes: No  
Exclude long-term emissions: No  
Per impact category: Yes  
Sorted on item: Impact category  
Sort order: Ascending

Impact category	Unit	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale
Total kPt		<b>1.8330778</b>	<b>0.75195552</b>	<b>-0.11143044</b>
Carcinogens kPt	0.020415379	0.0083746889	-0.05720213	
Non-carcinogens kPt	0.15442495	0.063347388	0.140402	
Respiratory inorganics kPt	0.57903881	0.23753024	0.26171262	
Ionizing radiation kPt	0.0004351679	0.00017851228	-0.0010064578	
Ozone layer depletion kPt	4.254343E-5	1.7451941E-5	-9.223007E-5	
Respiratory organics kPt	0.000569292810	0.00023353229	-0.00011919067	
Aquatic ecotoxicity kPt	0.010113779	0.0041488211	0.009336155	
Terrestrial ecotoxicity kPt	0.61109051	0.25067832	0.58495862	
Terrestrial acid/nutri kPt	0.01486668	0.0060985311	0.010855279	
Land occupation kPt	0.0069433824	0.0028482777	-0.00066862784	
Aquatic acidification kPt	0	0	0	
Aquatic eutrophication kPt	0	0	0	
Global warming kPt	0.26401289	0.10830198	-0.43938017	
Non-renewable energy kPt	0.17055463	0.06996402	-0.61899981	
Mineral extraction kPt	0.000569834640	0.00023375456	-0.0012264871	
Energia rinnovabile kPt	0	0	0	
Costi internikPt	0	0	0	
Non-carcinogens indoor kPt	0	0	0	
Respiratory organics indoor kPt	0	0	0	
Respiratory inorganics indoor kPt	0	0	0	
<b>Carcinogens indoor kPt</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

**Tabella 60 - tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario attuale secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A.**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- Il modello multi-output produce un danno di **0.75195 kPt**. Esso tiene conto delle energie prodotte dal sistema, considera la vita autonoma dei coprodotti (ammendante, energia elettrica ed energia termica) che saranno utilizzati da altri soggetti indipendenti, così facendo riduce il danno della funzione. Tale metodo è anche quello che si avvicina maggiormente al

trattazione del problema ambientale con criteri scientifici. Introduce però nel sistema concetti economici (allocazione economica) che non possono essere considerati scientifici.

- Il modello con allocazione al 100% produce un danno pari a **1.8331 kPt** maggiore del 143.78% rispetto al modello multi-output. Esso indica il danno che la gestione del rifiuto comprensiva di tutte le operazioni praticate su di esso dal sistema di gestione integrato del rifiuto ligno-cellulosico costituito da S.A.BA.R, da AIMAG, dalla PADANA LEGNAMI e dalle centrali che producono energia da biomassa. Tale potrebbe essere il valore del danno che maggiormente interessa la Pubblica Amministrazione nel momento in cui deve decidere come deve essere gestito il rifiuto.
- Il modello con il prodotto evitato con allargamento del sistema produce un vantaggio di **-0.11143 kPt**, maggiore di 1.15 volte rispetto al modello multi-output. Il modello allarga il sistema anche all'uso dell'energia elettrica, dell'energia termica e al compost che vengono prodotti nel processo. Il modello considera il danno totale derivante dalla gestione integrata del rifiuto, sottraendo ad esso i coprodotti del processo.

### **Conclusioni del confronto tra i diversi modelli dello scenario attuale**

Dall'analisi dei risultati del confronto si nota che:

- il modello multi-output produce un danno di **0.75195 kPt**.
- Il modello con allocazione al 100% sulla funzione produce un danno **1.8331 kPt** maggiore del 143.78% rispetto al modello multi-output.
- Il modello con il prodotto evitato con allargamento del sistema produce un vantaggio di **-0.11143 kPt**, maggiore di 1.15 volte rispetto al modello multi-output.

## **6.2 L.C.A. scenario futuro**

Segue la descrizione dell'Analisi del Ciclo di Vita relativo alla proposta futura descritta e discussa nel *Capitolo 5* in riferimento alla miglior soluzione tecnica per il caso S.A.BA.R. Attraverso questo strumento di calcolo si vuole osservare se anche da un punto di vista ambientale la soluzione è realmente valida. A tal proposito si confronta l'impatto ambientale che deriverà dalla futura gestione con quello derivante dalla attuale gestione al fine di ottenere elementi su cui condurre valutazioni di tipo ambientali. Il confronto viene riportato nel *paragrafo 6.2.5 "Analisi dei risultati L.C.A. scenario futuro"*.

### **6.2.1 Obiettivo dello studio e campo di applicazione**

#### **Obiettivo dello studio**

Obiettivo dello studio è il calcolo del danno ambientale dovuto al sistema futuro di gestione del rifiuto verde trattato da S.A.BA.R, proveniente dagli otto comuni di gestione diretta S.A.BA.R e da quelli di IREN più limitrofi all'impianto novellarese.

#### **Campo di applicazione**

##### **La funzione del sistema**

La funzione del sistema è la gestione del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana secondo la gestione futura proposta.

##### **Il sistema che deve essere studiato**

Il sistema che deve essere studiato è unicamente S.A.BA.R, in cui il rifiuto verrà unicamente trattato e valorizzato all'interno dell'impianto per ottenere la produzione di energia elettrica e termica.

##### **L'Unità Funzionale**

L'Unità funzionale è la massa del rifiuto verde raccolto da S.A.BA.R e in parte da IREN in un anno (nel caso in questione i dati sono relativi all'anno 2013).

##### **I confini del sistema**

Nello studio, analogamente a quanto visto per lo scenario futuro, vengono considerati tre diversi confini del sistema:

1. il primo indicato con 'Modello con allocazione al 100% della funzione' che è quello della gestione dei rifiuti senza tenere conto dei coprodotti della gestione rappresentati dalle energie termica ed elettrica prodotte dalla combustione.
2. Il secondo indicato con 'Modello multi-output' che considera i coprodotti conseguenti alla funzione di gestione del rifiuto che escono dal sistema considerato.
3. Il terzo indicato con 'Modello prodotto evitato con sistema allargato' che considera l'allargamento del sistema alla rete elettrica e termica e al mercato del compost. In questo caso il compost e le energie sono considerati come prodotti evitati.

Tutti i modelli partono dalla raccolta del rifiuto che non porta con sé la storia precedente (non è un coprodotto di una coltivazione) e arrivano alla produzione di energia che, come indicato sopra deve essere considerata in modo diverso a seconda del modello in questione.

## **Qualità dei dati**

I dati utilizzati per lo studio sono per la maggior parte dati primari. Come nel caso dello scenario futuro nel ricostruire la modalità di gestione del rifiuto si è cercato di privilegiare, per quanto possibile, l'utilizzo di dati primari che assicurano una più fedele e reale rappresentazione. Invece là dove i dati sono scarseggianti e imprecisi in particolare in merito alle emissioni, si è fatto ricorso a dati disponibili in banca dati. Ecco che i processi sono creati ad hoc oppure, quando necessario, sono ottenuti dalla banca dati Ecoinvent 2 e 3 (Ecoinvent, 1998 - 2014) e da altre banche dati classiche e l'insieme di tutti i progetti realizzati dal gruppo di lavoro in 18 anni di attività. I processi delle energie sono stati ricavati da quelli di Ecoinvent 2 adattandoli ai dati di produzione di energia reali. Il codice utilizzato è SimaPro 8.0.4 (Goedkoop, 2009). La banca dati comprende Ecoinvent 3.1.

Il Metodo per la valutazione del danno è IMPACT 2002+ (Humbert, 2012) modificato dal gruppo di studio.

I costi esterni verranno calcolati mediante EPS 2000 e IMPACT 2002 modificato allo scopo come descritto nel documento "*Modifiche al Metodo IMPACT 2002*" riportato nell'*ALLEGATO VIII: Materiale di supporto analisi L.C.A.*

### **6.2.2 Inventario L.C.A. scenario futuro**

Analogamente a quanto fatto per lo scenario attuale si sono calcolate tre diverse modalità di L.C.A. relativo alla gestione futura del rifiuto ligno-cellulosico. Da subito si descrive dettagliatamente la modalità multi-output, poi in coda al paragrafo si riportano le altre due modalità: allocazione 100% sulla funzione e di prodotto evitato.

Si assume che il materiale venga stoccato e lavorato su di una piazzola analoga a quella dello scenario attuale non si considera appositamente la costruzione del capannone previsto ma sarà solo considerato nel piano economico. Infatti, anche per lo scenario attuale non si sono considerati i capannoni e le infrastrutture sia a riguardo dell'impianto di seconda triturazione che quello di compostaggio. Nell'omettere questo danno si rimane infatti in un range fortemente cautelativo in favore dello scenario attuale in cui l'entità delle infrastrutture sono notevolmente maggiori. Di seguito è riportato il flow chart che riassume la gestione futura da parte di S.A.B.A.R.

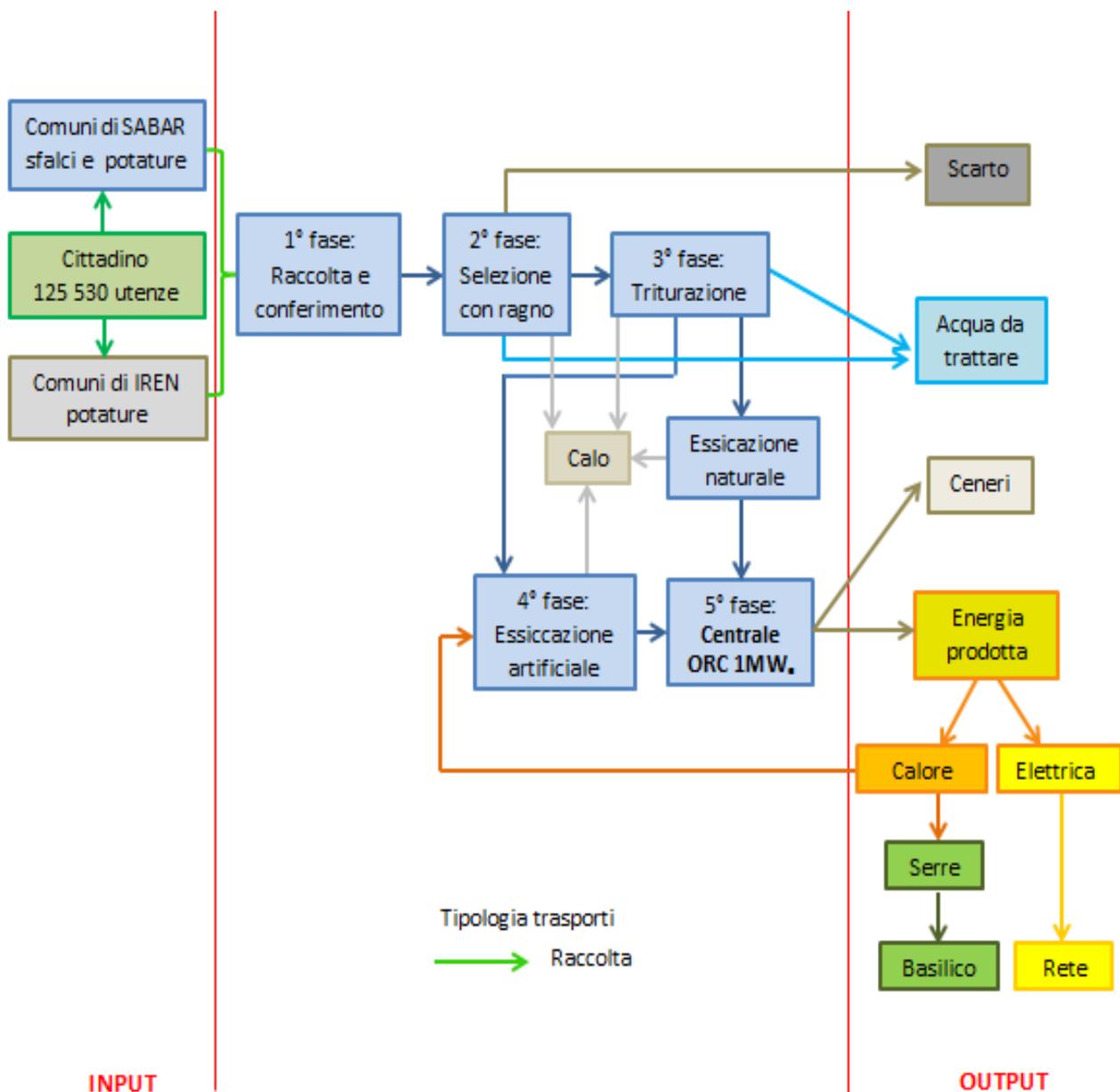


Figura 182 – Il flow chart dello scenario futuro

Si riporta nelle tabelle di seguito i parametri e lo stesso processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro.

<b>Parametri input del processo <i>**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro</i></b>		
<b>Name</b>	<b>Value</b>	<b>Comment</b>
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
uf	0.32	Umidità finale
usf	0.65	Umidità iniziale degli sfalci
upot	0.4	Umidità iniziale potature (sia da essiccare artificialmente che naturalmente)
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousfpret	0.01	Calo dell'umidità degli sfalci pretriturazione
caloupoteapret	0.004	Calo dell'umidità delle potature da essiccare artificialmente pretriturazione
caloupotenpret	0.08	Calo dell'umidità delle potature da essiccare naturalmente pretriturazione
frazemis	0.0001	Frazione di particolato emessa durante la essiccazione
eciclone	0.95	Efficienza del ciclone
PCIs	9900	Potere calorifico inferiore cippato S.A.BA.R: MJ/t
PCIE	18900	Potere calorifico inferiore cippato Ecoinvent: MJ/t
etaels	0.1733	rendimento elettrico impianto cogenerativo S.A.BA.R
etaths	0.7072	rendimento termico impianto cogenerativo S.A.BA.R
<b>Parametri input del processo <i>**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro</i></b>		
<b>Name</b>	<b>Value</b>	<b>Comment</b>
hsel	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	Ptot	Massa del verde selezionata che coincide con quella raccolta: t
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti separati nella fase di selezione: t
Ptrit	(Psf-Psf*calousfpret)+(Ppoten-Ppoten*caloupotenpret)+(Ppotea-Ppotea*caloupoteapret)-Pscart	Massa del verde triturato con la triturazione: t Si sottrae il calo dovuto all'umidità (da 65% per gli sfalci e il 40% delle potature al 64% per gli sfalci e al 39.6% per le potature triturate e al 32% per le potature stoccate)
htrit	Ptrit/Crag	durata della prima triturazione e vagliatura: hr
Pemis	0.85*3600*htrit*1.667*2*3	Emissioni della triturazione:mg
Pess	(Psf*(1-0.01)+Ppotea*(1-0.004))*(1-fscart)	Massa da essiccare: t
H2Oess	(Psf*(1-0.01)*(usf-0.01-uf)+Ppotea*(1-0.004)*(upot-0.004-uf))*(1-fscart)	Acqua da fare evaporare per raggiungere l'umidità del 32%: t
Pemisess	(Pess-H2Oess)*frazemis*(1-uf)	Emissioni dell'essiccazione in parte catturate dal ciclone e in parte emesse in atmosfera: t
Pessart	Psf*(1-calousfpret-fscart)+Ppotea*(1-caloupoteapret-fscart)-Pemis*1E-9/Ptrit*(Psf+Ppotea)-Pemisess-H2Oess	Massa essiccata artificialmente: t
Pessnat	Ppoten-Ppoten*caloupotenpret-fscart*Ppoten-Pemis*1E-9/Ptrit*Ppoten	Massa essiccata naturalmente: t
Pcomb	Pessart+Pessnat	Massa che arriva alla centrale per essere bruciato: t

**Tabella 61 – I parametri del *\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro***

In tabella 62 è schematizzata la gestione futura del rifiuto ligno-cellulosico, a seguire nei paragrafi successivi si riporta la descrizione dei singoli sotto-processi. Nella spiegazione si procede in maniera più speditiva rispetto a quanto fatto per lo scenario attuale perché queste fasi sono già state descritte nel corso del capitolo 5.

<b>*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output)</b>				
<b>Scenario futuro</b>				
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>	
**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro	Psab+Piren	ton	Seconda ipotesi di confini del sistema: - il rifiuto viene conferito alla combustione - l'energia termica viene usata in S.A.BA.R per l'essiccazione artificiale e per produrre basilico in serre esterne al sistema S.A.BA.R la cui gestione è affidata alla Cooperativa Sociale il Bettolino - l'energia elettrica in parte viene usata nella aspirazione e nella ventilazione e in parte viene venduta e immessa in rete - i confini del sistema si limitano alla funzione del sistema che è quello della gestione dei rifiuti considerando le energie autoprodotte e usate nell'essiccazione - il processo è multioutput: il prodotto è la funzione del sistema e i coprodotti sono tutta l'energia elettrica e tutta l'energia termica del cogeneratore.	
**Energia termica prodotta (Modello multi-output) (Scenario futuro)	etaths*PCIs*Pcomb	MJ	Costo del trattamento del rifiuto: 80€/t Allocazione della funzione: $80*(Psab+Piren)/(80*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.02778*78*etaths*PCIs*Pcomb)*100$ Costo dell'energia elettrica: 0.14€/kWh $0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb/(80*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb)*100$	
**Energia termica prodotta (Modello multi-output) (Scenario futuro)	etaths*PCIs*Pcomb	MJ	Costo dell'energia termica: 0.10€/kWh = 0.027778 €/MJ $0.027778*etaths*PCIs*Pcomb/(80*(Psab+Piren)+0.14*etaels*PCIs/3,6*Pcomb+0.027778*etaths*PCIs*Pcomb)*100$	
<b>Input</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>	
Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	$((1-fcomp)*Ptot)*7.5*1.5$	tkm	Stessa raccolta dello scenario attuale (tab. 37)	
Selezione verde ragno (Scenario futuro)	Ptrit	ton	La selezione che produce il rifiuto legnoso nella quale oltre alla manipolazione del rifiuto si considera la sua essiccazione naturale e la separazione degli scarti e del loro fine vita.	
Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro) (consumo di gasolio)	Ptrit-Pemis/1E9	ton	La triturazione del legno con le emissioni dovute alla triturazione	
Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output	Pessart	ton	L'Unità funzionale rappresenta il rifiuto essiccato artificialmente e quindi senza l'acqua evaporata e senza le emissioni del processo. Il processo utilizza energia elettrica e termica prodotti dal cogeneratore (autoconsumo). Nel modello multi-output tali energie sono parte dei coprodotti. Nel modello con sistema allargato e con allocazione alla funzione sono parte del prodotto evitato.	
Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output (scenario futuro)	$Pcomb*PCIs*etaels/3.6$	kWh	$Pcomb*PCIs*etaels/3,6$	
Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output (scenario futuro)	$Pcomb*PCIs*etaths$	MJ	$Pcomb*PCIs*etaths$	

**Tabella 62 - I parametri del \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello coprodotto multi-output) Scenario futuro**

## Dal cittadino a S.A.BA.R

La raccolta del rifiuto smaltito dal cittadino e conferito all'impianto S.A.BA.R. è lo stesso dello scenario attuale. Nello scenario attuale cambiano i quantitativi smaltiti: anche gli sfalci oltre che le potature saranno smaltiti all'interno della discarica novellarese.

## Dentro a S.A.BA.R

Internamente a S.A.BA.R. si realizza nuovamente come prima la selezione del rifiuto per depurarlo dallo scarto, l'attività si realizzerà su metà della piazzola considerata nello scenario futuro.

Il processo della selezione nello scenario attuale è la **Selezione verde ragno (Scenario futuro)** riportato nelle seguenti tabelle.

<i>Parametri input del processo Selezione verde ragno (Scenario futuro)</i>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
Calousfpret	0.01	Calo dell'umidità degli sfalci pretriturazione
Caloupoteapret	0.004	Calo dell'umidità delle potature da essiccare artificialmente pretriturazione
Caloupotenpret	0.08	Calo dell'umidità delle potature da essiccare naturalmente pretriturazione
<i>Parametri calcolati del processo Selezione verde ragno (Scenario futuro)</i>		
Name	Value	Comment
hsel	$8*5*47$	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Psel	$(Psf-Psf*calousfpret)+(Ppoten-Ppoten*caloupotenpret)+(Ppotea-Ppotea*caloupoteapret)$	Massa di rifiuti selezionata dopo l'evaporazione naturale: t Si sottrae il calo dovuto all'umidità (da 65% per gli sfalci e il 40% delle potature al 64% per gli sfalci e al 39.6% per le potature triturate e al 32% per le potature stoccate)
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)

Tabella 63 – I parametri del processo **Selezione verde ragno (Scenario futuro)**

<i>Selezione verde ragno (Scenario futuro)</i>				
Products	Amount	Unit	Comment	
Selezione verde ragno (Scenario futuro)	Ptrit	ton	Il rifiuto verde viene selezionata dallo scarto. Si sottrae il calo dovuto all'umidità (da 65% per gli sfalci e il 40% delle potature al 64% per gli sfalci e al 39.6% per le potature triturate e al 32% per le potature stoccate (essiccazione naturale). Si sottraggono gli scarti.	
Input	Amount	Unit	Comment	
Occupation, industrial area	$40*30*40/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m <sup>2</sup> a	Allocazione rispetto alla sua funzione: A/2: metà dell'area della piazzola viene occupata dalla selezione e metà dalla essiccazione naturale, dalla triturazione e dalla essiccazione artificiale ore di vita: $(8*5*47*40)$ tempo di occupazione: 40 anni Allocazione rispetto al tempo: $(A/2)/(8*5*47*40)*hsel$	
Transformation, to industrial area	$40*30/2/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	m <sup>2</sup>	Allocazione temporale: $1/(8*5*47*40)*Psel/Crag$	

Transformation, from industrial area	$40*30/2/(8*5*47*40)*$ Psel/Crag	m <sup>2</sup>	
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)	hsel*10.96*0.85	kg	Crag: capacità del ragno t/h=tsel comnsumo di gasolio per il ragno di S.A.BA.R SOLMEC 311 (dato S.A.BA.R): 10.96l/h massa combustibile: 10.96l/h *0.85kg/l
Reinforcing steel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$0.04*40*30*0.2/2*$ $2400/(8*5*47*$ $40)*Psel/Crag$	kg	Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo
Concrete, 20MPa {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(8*5*47*$ $40)*Psel/ Crag$	m <sup>3</sup>	Area= 40m*30m/2 per la selezione Spessore: 0.2m, V=40*30*0.2/2, densità del calcestruzzo: 2400kg/m <sup>3</sup> Peso del solaio selezione= 40*30/2*0.2*2400 Tempo di vita: 40 anni ore di lavoro durante un anno: $8h/g*5g/s*47s/a=1880hr$ ore durante le quali è sottoposto usura: $8h/g*6g/s*47s/a*40a$ Allocazione temporale: $1/(8h/g*5g/s*47s/a*40a)*1880$
<b>Output</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Water	(Psf*calousfpret)+(Ppoten*caloupotenpret)+(Ppotea*caloupoteapret)	ton	Acqua evaporata per effetto dell'evaporazione naturale che avviene prima della selezione. Si fa l'ipotesi che in questa fase di lavoro si abbia una riduzione dell'umidità diversa a seconda della frazione archeologica: umidità sfalci =65%, umidità potature =40% calo pretritrazione sfalci: 1% calo pretritrazione potature da essiccare con essiccatore: 0.4% calo pretritrazione potature da essiccare naturalmente: 8% $Psf*calousfpret+Ppoten*caloupotenpret+Ppotea*caloupoteapret$
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/2/(8*5*47*$ $40)*Psel/Crag*2400$	kg	Fine vita del calcestruzzo
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$0.04*40*30*0.2/2*240$ $0/(8*5*47*40)*Psel/$ Crag	kg	Fine vita del ferro
Riciclo della plastica mista	$(0.05+0.7*0.8)*Pscart$	ton	Riciclo della plastica : si suppone che gli scarti siano costituiti per l'80% da ingombranti assunti come divani, per il 5% da plastica e per il 15% da legno. Si suppone che i divani siano costituiti per 15% da legno, per il 15% da ferro, per 70% plastica
Riciclo del legno	$(0.15+0.15*0.8)*$ Pscart	ton	Riciclo del legno
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	$(0.15*0.8)*Pscart$	ton	Riciclo del ferro
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	859/2		Volume di acqua di prima pioggia che è anche acqua di lavaggio Tale volume è stata calcolata tenendo conto dell'acqua caduta in 1 anno e di questa sono stati considerati i primi 5mm per ogni evento piovoso Tale volume è stato attribuito metà alla selezione e metà alla tritovagliatura poichè le aree dei due processi sono uguali Nel processo è già considerato il trasporto dello spurgo che porta al trattamento l'acqua di prima pioggia o di lavaggio.

 Tabella 64 - Il processo della Selezione verde ragno (Scenario futuro)

Dopo la fase di selezione del ragno segue la fase di triturazione del rifiuto verde. Questa fase non comprende più la vagliatura, il materiale verrà solamente sminuzzato con un mezzo di triturazione. La fase occupa ¼ di soletta assieme alla fase di stoccaggio per l'essiccazione naturale delle potature. Le emissioni sono calcolate con lo stesso metodo adottato nello scenario attuale in quanto si tratta dello stesso macchinario DOPPSTAD AK 510, il processo è **Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)** ed è riportato nelle tabelle di seguito.

<b>Parametri input del processo Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)</b>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
Calousfpret	0.01	Calo dell'umidità degli sfalci pretriturazione
Caloupot	0.012	Calo dell'umidità nelle potature
Caloupoteapret	0.004	Calo dell'umidità delle potature da essiccare artificialmente pretriturazione
Caloupotenpret	0.08	Calo dell'umidità delle potature da essiccare naturalmente pretriturazione
<b>Parametri calcolati del processo Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)</b>		
Name	Value	Comment
hsel	$8*5*47$	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	$(1-calousf)*((1-fcomp)-(1-fcomp)*fscart)*Psf+(1-fscart)*(1-caloupot)*Ppot$	Massa selezionata che viene inviata al trituratore: t
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti: t (80% ingombranti, 15% legno trattato, 5% plastica)
Pemis	$0.85*3600*htrit*1.667*2*3$	Emissioni della triturazione:mg
htrit	Ptrit/Crag	Durata della prima triturazione e vagliatura: hr

**Tabella 65 – I parametri del processo Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)**

<b>Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)</b>			
Products	Amount	Unit	Comment
Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro) (consumo di gasolio)	$Ptrit-Pemis/1E9$	ton	Il rifiuto conferito presso S.A.BA.R viene selezionata per togliere gli scarti e subisce l'essiccazione naturale. In questo processo il rifiuto viene triturato.
Input	Amount	Unit	Comment
Occupation, industrial area	$40*30*40/4/(htrit*40)*htrit$	m2a	Si attribuisce 1/2 della piazzola alla selezione e 1/4 alla triturazione e alla selezione naturale e 1/4 all'essiccazione artificiale durata di vita della soletta: $(8*5*47*40)h$
Transformation, to industrial area	$40*30/4/(htrit*40)*htrit$	m2	Ore di funzionamento del primo trituratore: $Ptrit/Crag=1870.6h$
Transformation, from industrial area	$40*30/4/(htrit*40)*htrit$	m2	
Trituratore 1 (da Excavation, hydraulic digger {RoW}  processing   Alloc Def, U) (kg gasolio)	$24.6*0.85*htrit$	kg	Trituratore : modello Doppstadt AK 510 Consumo di gasolio: 24.6l/h (dato S.A.BA.R) Potenza: $510CV*0.73kW=372kW$ , Peso: 24t.
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor	$htrit*10*0.85$	kg	Si considera il ragno che alimenta il trituratore a cui in serie è collegato il vaglio.

{GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)			Crag: capacità del ragno t/h=t <sub>sel</sub> Consumo di gasolio per il ragno: 10l/h*0.85kg/l Peso del ragno: 13t
Reinforcing steel {GLO}  market for   Alloc Def, U	0.04*40*30*0.2/4*2 400/( htrit*40)*htrit	kg	Area= 40m*30m/4 per la triturazione Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo
Concrete, 20MPa {GLO}  market for   Alloc Def, U	40*30*0.2/4/ (htrit*40)* htrit	m3	Area= 40m*30m/4 per la triturazione Spessore: 0.2m, V=40*30*0.2/2, densità del calcestruzzo: 2400kg/m3 Peso del solaio selezione= 40*30*0.2*2400/4 Tempo di vita: 40 anni ore di lavoro durante un anno: 8h/g*5g/s*47s/a=1880hr ore durante le quali è sottoposto usura: 8h/g*6g/s*47s/a*40a Allocazione temporale: 1/(8h/g*5g/s*47s/a*40a)*1880
<b>Output</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Particulates, < 2.5 um	0.85*htrit*3600* 1.667*2*3*0.295	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha: dopo il ciclone PM<2.5micron=29.5% si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	0.85*htrit*3600* 1.667*2*3*(0.529- 0.295)	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha dopo il ciclone PM<10micron=52.9%, si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone: 0.529-0.295. Dato misure a terra di Studio Alfa: 0.85mg/m3 Calcolo delle emissioni totali in 1 anno ripercorrendo il calcolo seguito nella selezione.Si fanno le seguenti ipotesi: vento di 100m3/min=1.667m3/sec tempo di triturazione: 8h/g*5g/s*47s/a=1880h/anno Massa totale di emissioni asportate dal vento in 1 anno: 0.85*8*3600*5*47*1.667=9.5899kg Tutto ciò può essere vero se la superficie emittente (o camino) ha la sezione di 1m2. In questo caso il camino non c'è. L'area emittente può essere stimata pari a 2*3m2 per il trituratore e 2*2.5 per il vagliatore. La massa totale di emissioni vale: 9.5899kg/m2*(2*3+2*2.5)m2kg Se questo fosse vero la capacità di triturazione sarebbe: 3723/1880=12.6186/h
Particulates, > 10 um	0.85*htrit*3600* 1.667*2*3*(1- 0.529)	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha dopo il ciclone PM>10micron=100-52.9% si assume che senza il ciclone la percentuale sia uguale a quella dopo il ciclone
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	0.04*40*30*0.2/4*2 400/(8*5*47*40)* htrit	kg	Fine vita del ferro
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	40*30*0.2/4/(8*5*4 5*40)*htrit*2400	kg	Fine vita del calcestruzzo
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	859/4	m3	Volume di acqua di prima pioggia che è anche acqua di lavaggio Tale volume è stata calcolato considerando l'- acqua caduta in 1 anno e di questa sono stati considerati i primi 5mm per ogni evento piovoso; Tale volume è stato attribuito metà alla selezione, 1/4 alla triturazione e 1/4 alla essiccazione artificiale.

 Tabella 66 – Il processo **Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)**

Nello scenario futuro si realizza una fase nuova: l'essiccazione artificiale degli sfalci e della porzione di potatura più umida. Questa fase occuperà l'ultimo ¼ di piazzola con l'essiccatore opportunamente dimensionato e spiegato nel paragrafo 5.7.3. In particolare esso recupera parte del calore prodotto dall'impianto per far evaporare un quantitativo di acqua tale per cui la biomassa in ingresso alla caldaia abbia un valore di umidità del 32% si faccia riferimento alla figura 159 per capire la costruzione dell'impianto di aspirazione utilizzato nel L.C.A. Il processo è **Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output**.

<i>Parametri input del processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output</i>		
Name	Value	Comment
Psab	12425	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di S.A.BA.R: t
Piren	7610	Massa di rifiuto verde raccolta nei comuni di IREN: t
Psf	6337	Massa degli sfalci: t
Ppot	13698	Massa delle potature: t
uf	0.32	Umidità finale
usf	0.65	Umidità iniziale degli sfalci
upot	0.4	Umidità iniziale potature (sia da essiccare artificialmente che naturalmente)
fscart	0.005	Frazione di scarto negli sfalci e nelle potature
calousfpret	0.01	Calo dell'umidità degli sfalci pretriturazione
caloupoteapret	0.004	Calo dell'umidità delle potature da essiccare artificialmente pretriturazione
caloupotenpret	0.08	Calo dell'umidità delle potature da essiccare naturalmente pretriturazione
frazemis	0.0001	Frazione di particolato emessa durante la essiccazione
eciclone	0.95	Efficienza del ciclone
tess	8000	Tempo di essiccazione: h
Q	7.2222	Portata di aspirazione: m3/sec
<i>Parametri input del processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output</i>		
Name	Value	Comment
hsel	8*5*47	Ore di funzionamento all'anno del ragno: hr
Crag	Psel/hsel	Massa di materiale selezionato in 1 hr: t/hr
Ptot	Psab+Piren	Massa totale verde raccolto: t
Psel	Ptot	Massa del verde selezionata che coincide con quella raccolta: t
Pscart	fscart*Ptot	Massa degli scarti separati nella fase di selezione:t
Ptrit	(Psf-Psf*calousfpret)+(Ppoten-Ppoten*caloupotenpret)+(Ppotea-Ppotea*caloupoteapret)-Pscart	Massa del verde triturato con la triturazione: t Si sottrae il calo dovuto all'umidità (da 65% per gli sfalci e il 40% delle potature al 64% per gli sfalci e al 39.6% per le potature triturate e al 32% per le potature stoccate)
htrit	Ptrit/Crag	durata della prima triturazione e vagliatura: hr
Pemis	0.85*3600*htrit*1.667*2*3	Emissioni della triturazione:mg
Pess	(Psf*(1-0.01)+Ppotea*(1-0.004))*(1-fscart)	Massa da essiccare: t
H2Oess	(Psf*(1-0.01)*(usf-0.01-uf)+Ppotea*(1-0.004)*(upot-0.004-uf))*(1-fscart)	Acqua da fare evaporare per raggiungere l'umidità del 32%: t
Pemisess	(Pess-H2Oess)*frazemis*(1-uf)	Emissioni dell'essiccazione in parte catturate dal ciclone e in parte emesse in atmosfera: t
Pessart	Psf*(1-calousfpret-fscart)+Ppotea*(1-caloupoteapret-fscart)-Pemis*1E-9/Ptrit*(Psf+Ppotea)-Pemisess-H2Oess	Massa essiccata artificialmente: t
Pctot	0+0.9+60+13+0.525	Perdita di carico nell'impianto di aspirazione: kg/m2
Pcvent	0+0.9+0+13+0	Perdita di carico nell'impianto di aspirazione aria fredda: kg/m2

**Tabella 67 -I Parametri del processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output**

<b>Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output</b>			
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output	Pessart	ton	Il rifiuto proveniente dalla triturazione subisce una essiccazione artificiale utilizzando parte del calore prodotto dall'impianto di cogenerazione ed energia elettrica prodotto dallo stesso impianto per il ventilatore che aspira aria dall'esterno e dall'impianto di aspirazione. Unità funzionale è la massa legnosa dopo l'essiccazione artificiale.
<b>Input</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Occupation, industrial area	$40*30*40/4/(h_{trit}*40)*h_{trit}$	m2a	Si attribuisce metà della piazzola alla selezione, 1/4 alla triturazione e 1/4 all'essiccazione artificiale, durata di vita della soletta: $(8*5*47*40)$ h
Transformation, to industrial area	$40*30/4/(h_{trit}*40)*h_{trit}$	m2	Ore di funzionamento htrit: $P_{trit}/Crag=1870.6h$
Transformation, from industrial area	$40*30/4/(h_{trit}*40)*h_{trit}$	m2	
Building machine {RER}  production   Alloc Def, U (con fine vita)	$1/10*25/120000*tess$	p	Essiccatore: dimensioni: $16*2*4.5=144m^3$ peso del processo di banca dati:10t peso dell'essiccatore reale: 25t durata di vita: 120000h $(8000h*15a)$ Allocazione: $p/10*25/120000*8000$
Elettroventilatore + Impianto Aspirazione (Q=26000Nm3/h)	$1/87600*tess$	p	Il ventilatore, con una potenza di 5 kW, pesa 50 kg (Direct Industry). La pompa si ipotizza sia costituita dai seguenti materiali: 60% acciaio; 20% rame; 10% alluminio; 10% PVC. L'impianto costituito dalla cappa, dalla tubazione e dal camino pesa: $P_{cappa}+P_{cond}+P_{cam}+P_{vent} = 0.1503t$ Tempo di funzionamento: $365*24=8760h$ Tempo di vita dell'impianto di aspirazione: $8760h/a*10a = 87600h$ Tempo di vita della pompa: $8760*2h$ (2 anni) (numero pompe $87600/(8760*2)=5$ ) Portata: 7,2222 m3/sec
**Energia elettrica prodotta (Modello multi-output) (Scenario futuro)	$Q*P_{ctot}/(102*0.6)*tess$	kWh	Potenza elettrica: $P=Q*P_{ctot}/(102*0.6)$ dove: $Q=26000m^3/h=7.2222m^3/sec$ Velocità dell'aria: 18m3/sec Cappa: $P_{cappa}=0kg/m^2$ Condotto: $Ac=Q/v=7.2222/18=0.40123m^2$ , $D_{cond}=2*(Ac/3.1416)^{0.5}=0.71475m$ Dalle curve di Fig 45.12 si ricava per L=10m: $P_c=4.5kg/m^2$ Per una lunghezza di 2m si ottiene: $P_{ccond}=4.5/10*2=0.9kg/m^2$ Filtro: $P_{cfilter}=60kg/m^2$ Ventilatore si assume $P_{vent}=13kg/m^2$ Camino: $D=0.8577m$ , $v_{cam}=12.5m/sec$ Dalle curve si ottiene: $P_{ccam}=2.1/10*2.5=0.525kg/m^2$ $P_{ctot}=0+0.9+60+13+0.525=114kg/m^2$ $P=Q*P_{ctot}/(102*0.6)=8.8889*114/(102*0.6)$ Tempo di utilizzo dell'impianto: 8760h
Transport, freight, lorry 7.5-16 metric ton, EURO6 {RoW}  transport, freight, lorry 7.5-16 metric ton, EURO6   Alloc Def, U	$(0.1503*1/87600*tess+0.049009*1/80000*tess)*45$	tkm	Trasporto dalla ditta che fornisce l'impianto di aspirazione e S.A.B.A.R.: 45km

Tubo di aspirazione aria fredda (Q=26000Nm3/h)	1/80000*tess	p	Tubo di aspirazione aria fredda (Q=26000Nm3/h) Diametro del condotto: 0.71475m Q=26000Nm3/h Durata di vita: 80000h Peso: 0.035029t
Elettroventilatore (Q=26000Nm3/h)	1/32000*tess		Il ventilatore, con una potenza di 5 kW, pesa 50 kg (Direct Industry). La pompa si ipotizza sia costituita dai seguenti materiali 60% acciaio, 20% rame, 10% alluminio, 10% PVC. Si suppone che il peso dell'elettroventilatore dipenda dalla portata secondo una relazione lineare tra le portate minima e massima e i pesi minimo e massimo: $10+(50-10)/(80\ 000-250)*(Q*3600-250)$ Peso dell'elettroventilatore:22.915 kg Tempo di vita del ventilatore: 32000h
**Energia elettrica prodotta (Modello multi-output) (Scenario futuro)	$Q*P_{cvent}/(102*0.6)*tess$	kWh	L'impianto di ventilazione per aspirare aria fredda esterna si suppone costituito da un ventilatore e un tubo di L=2m, D=Dcond=0.71475m, Q=7.2222m3/sec, Pcvent=0+0,9+0+13+0=13.9kg/m2 tempo di uso: tess=8000h
Transport, freight, lorry 7.5-16 metric ton, EURO6 {RoW}   transport, freight, lorry 7.5-16 metric ton, EURO6   Alloc Def, U	$(0.035029*1/80000*tess+0.022915*1/80000*tess)*45$	tkm	Trasporto dalla ditta che fornisce l'impianto di ventilazione e S.A.B.A.R: 45km
**Energia termica prodotta (Modello multi-output) (Scenario futuro)	$1200*(P_{sf}*(1-0.01))*(usf-0.01-uf)+P_{potea}*(1-0.004)*(upot-0.004-uf)*(1-fscart)$	kWh	Consumo di energia termica per l'essiccazione degli sfalci e delle potature da essiccare artificialmente. Il calcolo considera i consumi mensili e la riduzione dell'umidità dal 64% al 32% per gli sfalci e per le potature da 39.6% al 32%. Sapendo che l'energia necessaria per fare evaporare 1kg di acqua: 1.2kWh/kg: tale calcolo tiene conto della temperatura dell'acqua di raffreddamento del bruciatore che vale 80°C che scambia con aria
Reinforcing steel {GLO}   market for   Alloc Def, U	$0.04*40*30*0.2/4*2400/(h_{trit}*40)*h_{trit}$	kg	Area= 40m*30m/4 per la triturazione Il ferro è il 4% del peso del calcestruzzo
Concrete, 20MPa {GLO}   market for   Alloc Def, U	$40*30*0.2/4/(h_{trit}*40)*h_{trit}$	m3	Soletta di cemento armato Area= 40m*30m/4 per la triturazione Spessore: 0.2m, V=40*30*0.2/4 Densità del calcestruzzo: 2400kg/m3 Peso del solaio selezione= 40*30*0.2*2400/4 Tempo di vita: 40 anni ore di lavoro durante un anno: $8h/g*5g/s*47s/a=1880hr$ ore durante le quali è sottoposto usura: $8h/g*6g/s*47s/a*40a$ Allocazione temporale: $1/(8h/g*5g/s*47s/a*40a)*1880$
<b>Output</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Particulates, < 2.5 um	$(P_{ess}-H_2O_{ess})*f_{razemis}*(1-e_{ciclone})*(1-uf)*0.295$	ton	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha che dopo il ciclone $PM<2.5micron=29.5\%$ Emissione totale, si suppone che l'emissione di particolato prima del ciclone sia pari allo 0.01% della massa totale trattata. L'acqua evaporata durante l'essiccazione vale: $H_2O_{ess}=(P_{sf}*(1-0.01)*(usf-0.01-uf)+P_{potea}*(1-0.004)*(upot-0.004-uf))*(1-fscart)$ la massa da essiccare vale: $P_{ess}=(P_{sf}*(1-0.01)+P_{potea}*(1-0.004))*(1-fscart)$

Particulates, > 2.5 um, and < 10um	(Pess-H2Oess)*frazemis*(1-eciclone)*(1-uf)*(0.529-0.295)	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha che dopo il ciclone PM<10micron=52.9% Le emissioni in uscita dal ciclone sono consistenti infatti sono paragonabili a quelle della triturazione, il motivo è da ricercare nel fatto per cui l'essiccatore, a differenza del trituratore, ha un funzionamento che dura circa 4 volte quello del trituratore.
Particulates, > 10 um	(Pess-H2Oess)*frazemis*(1-eciclone)*(1-uf)*(1-0.529)	mg	Da EPA WOODWORKING WASTE COLLECTION OPERATIONS: BELT SANDER HOOD EXHAUST CYCLONE si ha che dopo il ciclone PM>10micron=100-52.9%
Water	(Psf*(1-0.01)*(usf-0.01-uf)+Ppotea*(1-0.004)*(upot-0.004-uf))*(1-fscart)		Si fa l'ipotesi che in questa fase di lavoro si abbia una riduzione dell'umidità diversa a seconda della frazione merceologica: -umidità sfalci passa da 64% a 32% -umidità potature passano 39.6% al 32%
Steel and iron (waste treatment) {GLO}  recycling of steel and iron   Alloc Def, U (con raccolta)	0.04*40*30*0.2/4*2400/(8*5*47*40)*htrit	kg	Fine vita del ferro
Waste concrete gravel {GLO}  market for   Alloc Def, U	40*30*0.2/4/(8*5*45*40)*htrit*2400	kg	Fine vita del calcestruzzo
Wastewater, average {RoW}  treatment of, capacity 5E9l/year   Alloc Rec, U	859/4	m3	Tale volume è stato attribuito metà alla selezione, 1/4 alla triturazione e 1/4 alla essiccazione artificiale
Ash from paper production sludge {GLO}  market for   Alloc Def, U	(Pess-H2Oess)*frazemis*eciclone*(1-uf)	ton	Smaltimento delle polveri prodotte dal ciclone

**Tabella 68 - Il processo Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output**

Si passa ora a considerare la centrale cogenerativa ORC, la quale corrisponde alla miglior soluzione per il caso S.A.BA.R., ben sapendo che non ci sarà il trasporto del cippato alla centrale.

Per quantificare il danno derivante dal funzionamento dell'impianto ad ORC si è deciso di adattare processi di banca dati poiché non si dispone di misure dirette relativamente alle emissioni. Fortunatamente in banca dati oltre alle centrali cogenerative (CHP) esiste un processo che modelizza una centrale ad ORC. Da subito si è ricercato e analizzate le diverse centrali della banca dati: in Ecoinvent 3 sono presenti sia ORC di taglia 2000kW che ORC di taglia 6667kW per la produzione di energia elettrica, ma non è stato trovato il corrispettivo processo per la produzione di energia termica per rendere il processo un multi-output. Perciò si sono dovuti usare i processi di energia elettrica e termica dell'impianto ORC con taglia da 1400kW di Ecoinvent 2.

Occorre tenere presente che a parità di energia prodotta la massa di cippato bruciata aumenta con il diminuire della taglia (1.03kg/kWh per ORC da 2000kW e 0.841kg/kWh per ORC da 6667kW) con un conseguente aumento delle emissioni. Dal confronto tra i processi di Ecoinvent 3 relativi a due centrali ORC, una con la potenza di 6667kW e l'altra di 2000kW, si nota che, a parità di energia elettrica prodotta (1kWh) le emissioni diminuiscono con l'aumentare della taglia. Se si tiene conto di tali fenomeni, poiché la centrale ORC assunta nello scenario futuro ha una potenza di 1400kW c'è da aspettarsi un aumento della produzione di emissioni che ci garantisce di rimanere in un regime

cautelativo. Si è adattato il processo presente in banca con le specifiche caratteristiche della centrale ORC da 1MW (elettrico) realmente considerata. Il processo di banca dati di partenza è **Electricity, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U**. Nella tabella seguente sono riportate le grandezze utili per l'adattamento a sinistra per la centrale di Ecoinvent mentre a destra l'ORC da 1MW dimensionato per S.A.B.A.R.

	ORC - 1400 kWh (Ecoinvent)	ORC 1 MW <sub>e</sub> (S.A.B.A.R)
V <sub>biomassa</sub> [m <sup>3</sup> ]	11 829	89 008
PCI [kWh/kg]	18.9	9.9
E <sub>el</sub> [kWh]	3.40E5	8.00E6
E <sub>th</sub> [MJ]	3.24E7	1.18E8
η <sub>el</sub> [%]	3.04	17.33
η <sub>th</sub> [%]	76.84	70.72

Tabella 69 - Grandezze dell'impianto ORC-1400kWh (sinistra) e ORC-1MW (destra) [Ecoinvent 2, 2007]

Si calcolano i parametri per adattare i due impianti:

$$R_{PCI} = PCI_S / PCI_E = 0.5238$$

$$R_{\eta_{el}} = \eta_{eS} / \eta_{eE} = 5.7005$$

$$\text{Fattore adattamento} = F_a = R_{\eta_e} * R_{PCI} = 2.9860$$

Energia prodotta da CHP 1400 kWh → E<sub>PeCHP</sub> = E<sub>eIE</sub> \* F<sub>a</sub> = 1.02E6 kWh

Il processo sarà richiamato n° = E<sub>eIS</sub> / E<sub>PCHP</sub> = 7.88 volte. L'adattamento è giusto, infatti mentre l'impianto di banca dati è alimentato da 11 829 m<sup>3</sup> la centrale fittizia brucia 89 008 m<sup>3</sup> ecco che il numero di volte con cui richiamare il processo è pari al loro rapporto: V<sub>cippS</sub> / V<sub>cippE</sub> = 7.52 paragonabile al valore ritrovato attraverso il rapporto tra le energie elettriche. Lo stesso ragionamento si ripete per l'energia termica:

$$R_{PCI} = PCI_S / PCI_E = 0.5238$$

$$R_{\eta_{th}} = \eta_{eS} / \eta_{eE} = 0.9204$$

$$\text{Fattore adattamento} = F_a = R_{\eta_{th}} * R_{PCI} = 0.4821$$

Energia prodotta da CHP 6400 kWh → E<sub>PthCHP</sub> = E<sub>thE</sub> \* F<sub>a</sub> = 1.56E7 MJ

Il processo sarà richiamato n° = E<sub>thS</sub> / E<sub>PthCHP</sub> = 7.52 volte. Il valore risulta essere lo stesso di quello ottenuto per la parte elettrica e ulteriormente confermato per il valore del rapporto tra i volumi effettivamente impiegati.

Dopo aver spiegato l'adattamento della centrale seguono le tabelle dei parametri e del per l'energia elettrica: **Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWh, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro.**

Si riporta unicamente quello relativo all'energia elettrica perché il processo per quella termica: **Energia termica (da Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario attuale**, è del tutto.

<b>Parametri input del processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro</b>		
Name	Value	Comment
PCIs	9900	Potere calorifico inferiore cippato S.A.B.A.R: MJ/t
PCle	18900	Potere calorifico inferiore cippato Ecoinvent: MJ/t
etaels	0.1733	Rendimento elettrico centrale fittizia
etaths	0.7072	Rendimento termico centrale fittizia
etaele	0.0304	Rendimento elettrico Ecoinvent
etathe	0.7684	Rendimento termico Ecoinvent
<b>Parametri calcolati del processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro</b>		
Name	Value	Comment
pel	3.4E5/0.1608	Coefficiente per ricavare il multi-output dal processo dell'energia elettrica da 1kWh: energia elettrica prodotta/allocazione exergetica elettrica
R	PCIs/PCle	rapporto tra i poteri calorifici S.A.B.A.R e Ecoinvent per calcolare le energie reali
Rrendel	etaels/etaele	Rapporto tra i rendimenti elettrici S.A.B.A.R e Ecoinvent per calcolare le energie reali
Rrendth	etaths/etathe	Rapporto tra i rendimenti termici S.A.B.A.R e Ecoinvent per calcolare le energie reali
hpal	8*5*47	ore di funzionamento all'anno della pala: hr

0.0805

**Tabella 70 – I parametri del processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro**

<b>Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro</b>				
Products	Amount	Unit	Comment	
SWITZERLAND				
Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output (scenario futuro)	$3.4E5 * R_{pc} * R_{rendel}$	kWh	Energia elettrica da tab.5.8 di System characterisation: 3.4E5kWh Allocazione elettricità: 16.07% modificata in 16.08% perché il totale valga 100%. $\eta_{aele}=0.0304$ , $\eta_{athe}=0.7684$ $\eta_{aels}=0.1733$ , $\eta_{aths}=0.7072$ $wel=1$ , $wth=0.2066$ Allocazione en.elettrica: $1 * \eta_{aels} / (1 * \eta_{aels} + 0.2066 * \eta_{aths}) * 100$	
Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output (scenario futuro)	$3.24E7 * R_{pc} * R_{rendth}$	MJ	Energia termica da tab.5.8 di System characterisation: 3.24E7MJ Allocazione calore: 83.91% modificata in 83.92% perchè il totale chiuda al 100%. Allocazione en.elettrica: $0.2066 * \eta_{aths} / (1 * \eta_{aels} + 0.2066 * \eta_{aths}) * 100$	
Input	Amount	Unit	Comment	
Lubricating oil, at plant/RER U	$0.000075332 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Ammonia, liquid, at regional storehouse/CH U	$0.00000018883 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Chemicals organic, at plant/GLO U	$0.00013198 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Chlorine, liquid, production mix, at plant/RER U	$0.0000075332 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Sodium chloride, powder, at plant/RER U	$0.000094215 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Water, decarbonised, at plant/RER U	$0.018108 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	
Wood chips, mixed, from industry, u=40%, at plant/RER U	0	m3	Il danno derivante dal cippato è già stato considerato allora lo si pone nullo.	
Transport, lorry 20-28t, fleet average/CH U	0	tkm	Il trasporto è stato considerato fuori dal processo	
Urea, as N, at regional storehouse/RER U	$0.00067779 * pel$	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output	

Cogen unit ORC 1400kWh, wood burning, common components for heat+electricity/CH/I U	0.00000029616*pel	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Cogen unit ORC 1400kWh, wood burning, building/CH/I U	0.000000073941*pel	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Cogen unit ORC 1400kWh, wood burning, components for electricity only/CH/I U	0.00000018395*pel	p	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}  machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor   Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)	hpal*10.96*0.85	kg	Pala per il caricamento del cippato nel sistema di alimentazione del cogeneratore. Consumo di gasolio per la pala: 10.96l/h*0.85kg/l
<b>Output</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
Heat, waste	20.671604938271*pel	MJ	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Carbon dioxide, biogenic	1.9558518518518*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Nitrogen oxides	0.0011131*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Particulates, < 2.5 um	0.00021864*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Carbon monoxide, biogenic	0.00013914*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Methane, biogenic	0.0000086264*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	0.000012125*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Sulfur dioxide	0.000049493*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Dinitrogen monoxide	0.00043728*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Acetaldehyde	0.0000012125*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	0.000018088*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	0.000061617*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Arsenic	0.00000019877*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzo(a)pyrene	0.000000099383*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene	0.000018088*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Bromine	0.0000011926*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Calcium	0.00011628*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Cadmium	0.00000013914*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chlorine	0.0000035778*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chromium	0.00000078711*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Chromium VI	0.00000000795*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Copper	0.0000043728*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	0.000000000006*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene, ethyl-	0.0000005963*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Fluorine	0.00000099383*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Formaldehyde	0.000002584*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Benzene, hexachloro-	0.000000000001*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Mercury	0.00000005963*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Potassium	0.00046511*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Magnesium	0.0000038561*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Manganese	0.0000033989*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Sodium	0.00002584*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Ammonia	0.0003379*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Nickel	0.0000011926*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Phosphorus	0.000005963*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	0.00000021864*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Lead	0.0000049493*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Phenol, pentachloro-	0.00000000161*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output

Toluene	0.000005963*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
m-Xylene	0.0000023852*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Zinc	0.000005963*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration/CH U	0.000075332*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration/CH U	0.000075332*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Treatment, sewage, to wastewater treatment, class	0.000018108*pel	m3	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to municipal incineration/CH U	0.0026237*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U	0.0026237*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output
Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to sanitary landfill/CH U	0.0052673*pel	kg	Dato di banca dati adattato per il processo multi-output

**Tabella 71 – Il processo Energia elettrica (Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro**

Sono le stesse tipologie di sostanze presenti nello scenario attuale ma con quantitativi diversi, nello specifico sono maggiori a conferma di quanto.

Questo descritto è il processo L.C.A. relativo al Modello multi-output o coprodotto dello scenario futuro, in esso si è utilizzata un'allocazione di tipo economica, resa possibile dai dati forniti direttamente da S.A.BA.R per quanto riguarda il costo delle operazioni interne e il ricavo derivante dalla vendita del cippato, da AIMAG per quanto concerne i costi e ricavi dell'ammendante ed infine rintracciati per via web il costo e vendita dell'energia elettrica e termica.

Adesso si analizzano le altre due modalità di allocazione, per ognuna sono dettagliate le modifiche rispetto al processo multi-output. Non sono riportati i singoli processi perché essi rimangono gli stessi tranne che per l'allocazione, la quale viene espressamente indicata nel commento a lato di ogni processo nelle tabelle che seguono.

### Allocazione 100% alla funzione

<b>**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione)</b>			
<b>Scenario futuro</b>			
<b>Products</b>	<b>Amount</b>	<b>Unit</b>	<b>Comment</b>
**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro	Psab+Piren	ton	Prima ipotesi di confini del sistema. Il rifiuto viene conferito alla combustione, l'energia termica viene usata in S.A.BA.R per l'essiccazione artificiale e per produrre basilico e fiori in serra esterne al sistema S.A.BA.R la cui gestione è affidata alla Cooperativa Sociale il Bettolin. L'energia elettrica viene in parte utilizzata nell'impianto di aspirazione e in quello di ventilazione e in parte venduta e immessa in rete. L'energia elettrica e quella termica usate nell'impianto di essiccazione sono considerate come prodotti evitati che non escono dal sistema. Il danno calcolato con questo modello non tiene conto dell'energia elettrica che va in rete e di quella termica usata per la coltivazione in serra.

Prodotti evitati	Amount	Unit	Comment
Electricity, low voltage {IT}  market for   Alloc Def, U		$Q * P_{ctot} / (102 * 0.6) * tess$	kWh Energia elettrica usata per l'impianto di aspirazione:
Electricity, low voltage {IT}  market for   Alloc Def, U		$Q * P_{vent} / (102 * 0.6) * tess$	kWh Energia elettrica usata per l'impianto di ventilazione
Heat, central or small-scale, natural gas {RoW}  market for heat, central or small-scale, natural gas   Alloc Def, U		$1200 * (P_{sf} * (1 - 0.01) * (u_{sf} - 0.01 - u_f) + P_{potea} * (1 - 0.004) * (u_{pot} - 0.004 - u_f)) * (1 - f_{scart})$	MJ Energia termica usata per l'essiccazione
Input	Amount	Unit	Comment
I processi di input rimangono gli stessi visti nella modalità del L.C.A. coprodotti			

**Tabella 72 – I parametri del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro**

**Prodotto evitato**

<b>**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro</b>			
Products	Amount	Unit	Comment
**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro	$P_{sab} + P_{iren}$	ton	Terza ipotesi di confini del sistema: -il rifiuto viene conferito alla combustione -l'energia termica viene usata in S.A.BA.R per l'essiccazione artificiale e per produrre basilico e fiori in serra esterne al sistema S.A.BA.R la cui gestione è affidata alla Cooperativa Sociale il Bettolino -l'energia elettrica viene venduta e immessa in rete -i confini del sistema vengono allargati fino a comprendere la rete elettrica e le serre Per allargare il sistema consideriamo come prodotti evitati tutta l'energia elettrica e l'energia termica prodotta.
Prodotti evitati	Amount	Unit	Comment
Electricity, low voltage {IT}  market for   Alloc Def, U	$P_{comb} * P_{CIs} * eta_{els} / 3.6$	kWh	Energia elettrica evitata: $P_{comb} * P_{CIs} * eta_{els} / 3.6$
Heat, central or small-scale, natural gas {RoW}  market for heat, central or small-scale, natural gas   Alloc Def, U	$eta_{ths} * P_{CIs} * P_{comb}$	MJ	Energia termica evitata: $P_{comb} * P_{CIs} * eta_{ths}$
Input	Amount	Unit	Comment
I processi di input rimangono gli stessi visti nella modalità del L.C.A. coprodotti			

**Tabella 73 – Il processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro**

### 6.2.3 Analisi dei risultati L.C.A. scenario futuro

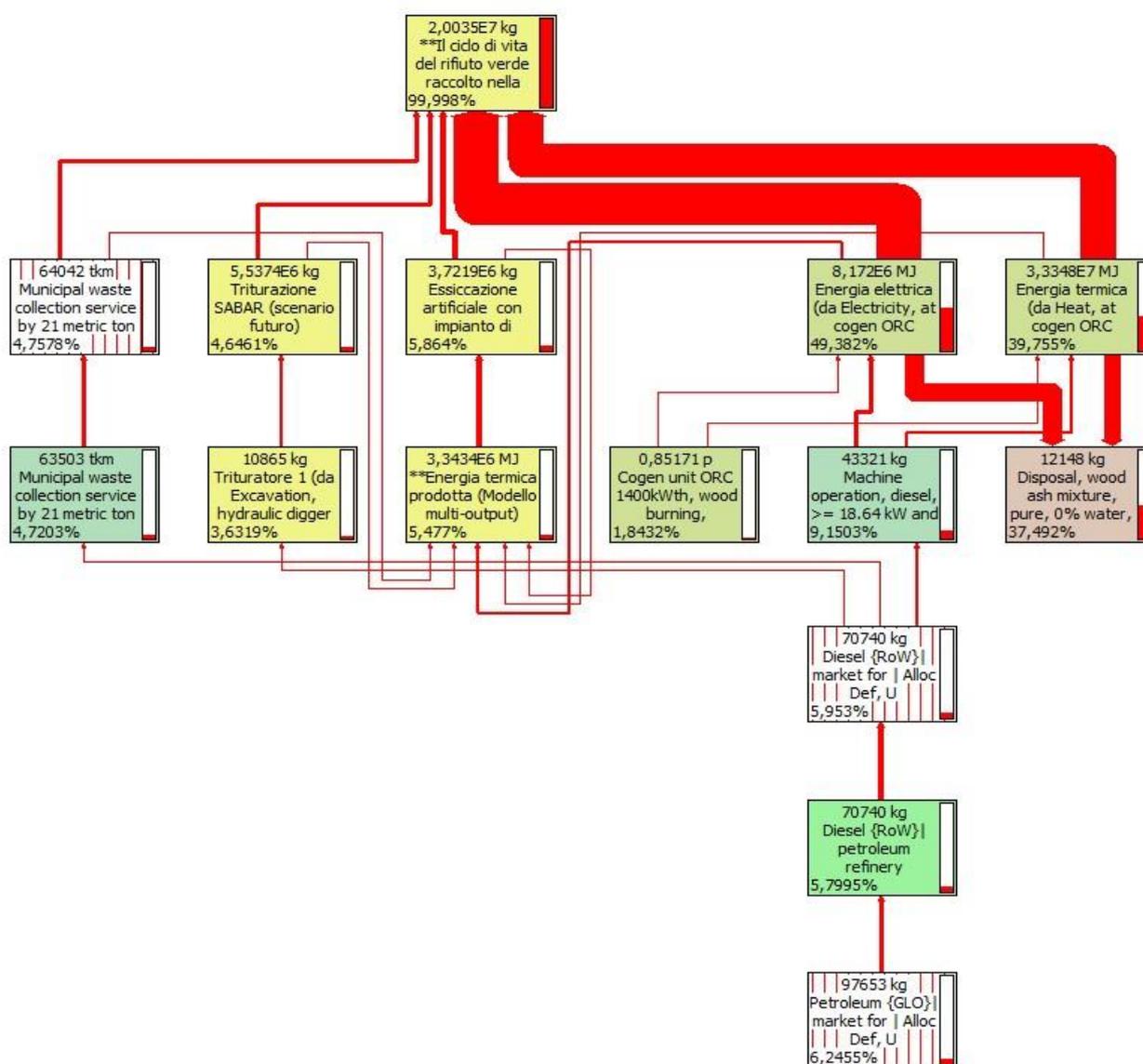
Il processo analizzato è **\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro.**

Il processo si trova seguendo il seguente percorso:

L.C.A.\_DatabaseUNIMORE / Waste treatment\_S.A.BA.R / Minarelli / enrico / Processing / Others / S.A.BA.R

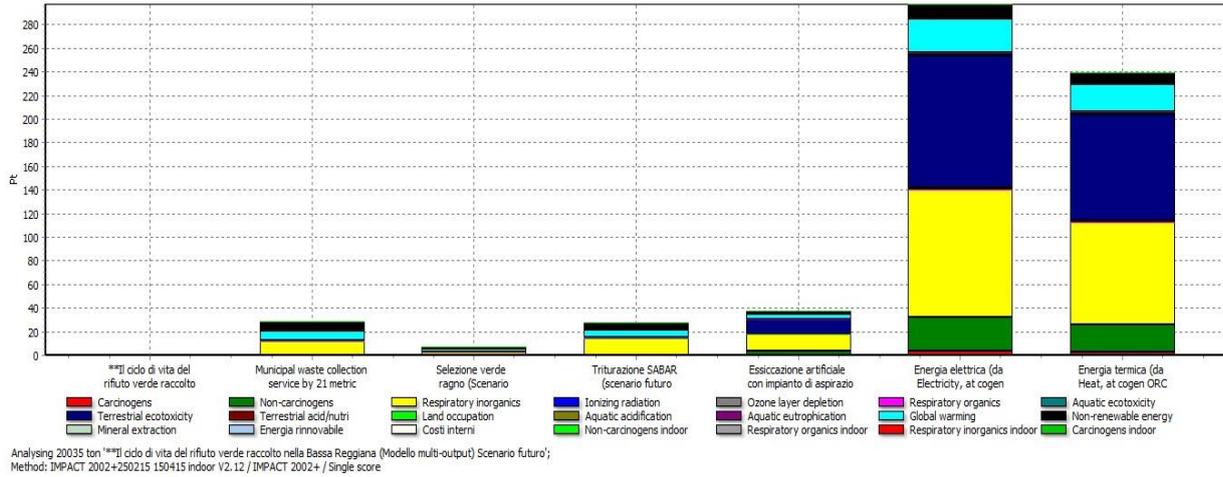
Il Metodo usato è IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+.

Il calcolo è fatto per 20 035 ton.



**Figura 183 - Il network con un cut-off dell'1.82% del processo **\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro****

Seguono i diagrammi e tabelle relative alla valutazione del danno conseguente alla gestione futura.



**Figura 184 - Il diagramma della valutazione per single score del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 23/09/2015 Time: 10.39.37  
 Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Analyse  
 Results: Impact assessment  
 Product: 20035 ton **\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)**  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Single score  
 Skip categories: Never  
 Default units: No  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: Yes  
 Sorted on item: Impact category  
 Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	Selezione verde ragno (Scenario futuro)	Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro)	Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro)	Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro	Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro
Total	Pt	<b>638,33776</b>	0	28,616822	7,5148542	27,979899	37,432858		
		297,38378	239,40954						
Carcinogens	Pt	6,9183181	0	0,093795538	0,094163833	0,26370737	0,42829878		
		3,3452504	2,6931021						
Non-carcinogens	Pt	54,931996	0	0,10967228	0,10582607	0,16450882			
		3,145778	28,479067	22,927143					
Respiratory inorganics	Pt	238,2618	0	11,815151	2,4771102	14,194994			
		14,293625	108,29653	87,184388					
Ionizing radiation	Pt	0,097545923	0	0,016365974	0,0059373476	0,014628688			
		0,0062187728	0,030134936	0,024260205					
Ozone layer depletion	Pt	0,0099304376	0	0,0021133119	0,00055048014				
		0,0016130639	0,000584929990	0,028080356	0,002260616				
Respiratory organics	Pt	0,13301222	0	0,044469845	0,0029476529	0,015928088			
		0,007841457	0,03425118	0,027573997					
Aquatic ecotoxicity	Pt	3,6189623	0	0,010518382	0,0056248491	0,010030808			
		0,20617478	1,8761856	1,5104279					
Terrestrial ecotoxicity	Pt	214,20982	0	0,49612337	0,22405778	0,40418587			
		12,184076	111,29947	89,60191					
Terrestrial acid/nutri	Pt	4,82655	0	0,21800335	0,040169204	0,23858272			
		0,2753681	2,2461545	1,8082722					

Land occupation	Pt	1,2069285	0	0,052289902	0,049207556	0,040504355		
		0,080087501	0,5456014	0,43923776				
Aquatic acidification	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Aquatic eutrophication	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Global warming	Pt	72,675899	0	7,8568815	2,2747103	6,3215822		
		4,3002229	28,765093	23,157409				
Non-renewable energy	Pt	41,243743	0	7,8975957	2,2171737	6,2883637		
		2,4882201	12,383236	9,9691543				
Mineral extraction	Pt	0,20325547	0	0,0038419966	0,017375183	0,021268887		
		0,016361493	0,080002057	0,064405853				
Energia rinnovabile	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Costi interni	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Non-carcinogens indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Respiratory organics indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Respiratory inorganics indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0
Carcinogens indoor	Pt	0	0	0	0	0	0	0

**Tabella 74 - La tabella della valutazione del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- il danno totale vale **638.34 Pt** dovuto per il 4.48% a Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO} market for | Alloc Def, U, per l'1.18% a Selezione verde ragno (Scenario futuro), per il 4.38% a Triturazione S.A.BA.R (scenario futuro), per il 5.86% a Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output, per il **46.59%** a Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro, per il 37.51% a Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro.
- Inoltre il danno è dovuto:
  - per il 47.05% a **Human health**, dovuto per il 39.81% a *Particulates*. <2.5µm in aria (per il 47% come emissione diretta di Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro).
  - Per il 35.07% a **Ecosystem quality**, dovuto per il 51.46% a *Aluminium* nel suolo (per il 51.97% in Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro e , in particolare per il 99.41% in Disposal, wood ash mixture, pure, 0% water, to landfarming/CH U).
  - Per il 11.39% a **Climate change**, dovuto per il 54.88% a *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 29.64% di Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro e, in particolare , per il 54.2% in Machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor {GLO}).

machine operation, diesel, >= 18.64 kW and < 74.57 kW, high load factor | Alloc Def, U (U.F consumo di diesel) (Ragno S.A.BA.R)

- Per il 6.49% a **Resources**, dovuto per il 78.27% a *Oil, crude* (per il 27.54% in Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro e , in particolare per il 25.25% Petroleum {RoW}| petroleum and gas production, on-shore | Alloc Def, U. Tale processo considera il petrolio usato per l'uso della pala per il caricamento dell'impianto di cogenerazione).

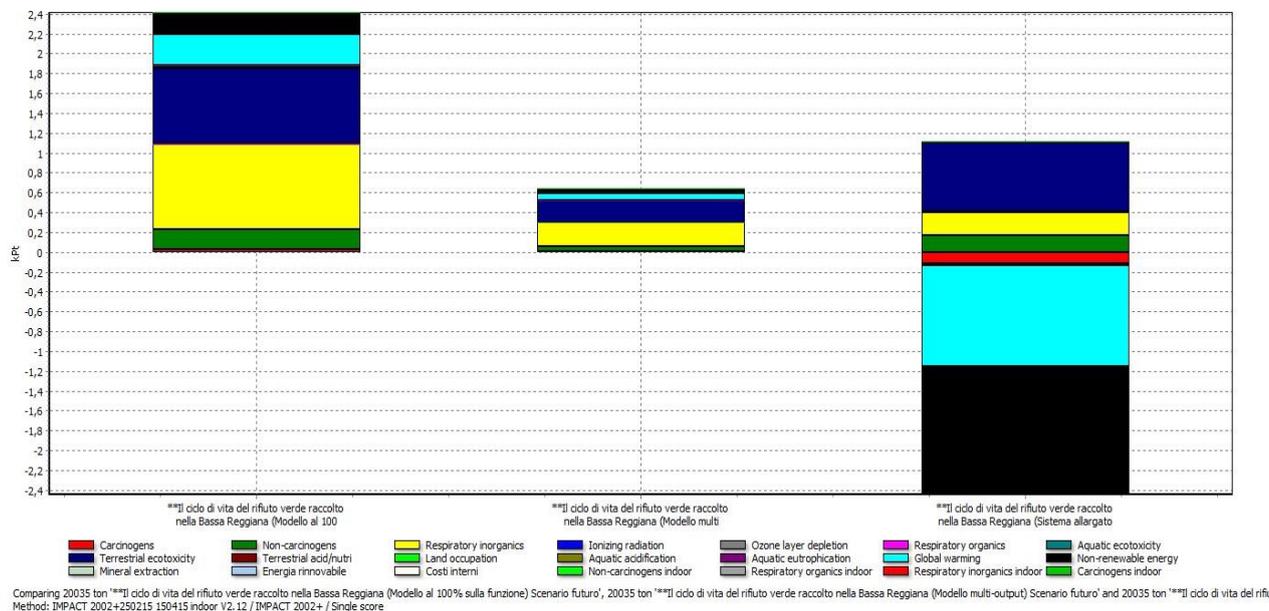
## Conclusioni scenario futuro

Dall'analisi dei risultati si possono trarre le seguenti conclusioni:

- il danno totale vale 638.34 Pt e il processo che produce il danno massimo è la produzione di energia elettrica da biomassa ligno-cellulosica (46.59%).
- La categoria di danno che produce il danno massimo è **Human health** (47.05%) soprattutto a causa di *Particulates*,  $>2.5\mu\text{m}$  e di *Nitrogen oxides* in aria (entrambe prodotte per la maggior parte dalla combustione) e di *Zinc* nel suolo (soprattutto dovuto allo smaltimento della cenere pesante). La seconda categoria di danno che contribuisce al danno è **Ecosystem quality** (35.07%) soprattutto a causa di *Aluminium* e di *Zinc* nel suolo (entrambe dovute principalmente allo smaltimento della cenere pesante) e di *Zinc* in aria (soprattutto dovuto alla combustione della biomassa).
- L'allocazione del multi-output dell'energia termica riduce del 54.32% il danno totale. Quella dell'energia elettrica la riduce del 18.71%. La funzione del sistema di gestione produce il 26.77% del danno totale.

## 6.2.4 Il confronto tra i tre diversi modelli di L.C.A. dello scenario futuro

Ora vengono messi a confronto i tre diversi modelli di L.C.A. che simulano la gestione del rifiuto verde nello scenario futuro analogamente a quanto fatto per lo scenario attuale.



**Figura 185 - Il diagramma della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario futuro secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment

Date: 23/09/2015

Time: 11.30.16

Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Compare

Results: Impact assessment

Product 1: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Product 2: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Product 3: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+

Indicator: Single score

Skip categories: Never

Default units: No

Exclude infrastructure processes: No

Exclude long-term emissions: No

Per impact category: Yes

Sorted on item: Impact category

Sort order: Ascending

Impact category	Unit	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro
Total kPt		2,4180039	0,63833775	-1,3260002

Carcinogens	kPt	0,031683508	0,0069183181	-0,11421421
-------------	-----	-------------	--------------	-------------

Non-carcinogens	kPt	0,19459684	0,054931996	0,16739515
-----------------	-----	------------	-------------	------------

Respiratory inorganics	kPt	0,86110324	0,2382618	0,22945748
------------------------	-----	------------	-----------	------------

Ionizing radiation	kPt	0,000399198469	7,545922E-5	-0,0029504076
--------------------	-----	----------------	-------------	---------------

Ozone layer depletion	kPt	4,6693273E-5	9,9304375E-6	-0,00021602172
Respiratory organics	kPt	0,000539259860	0,0013301222	-0,00072097684
Aquatic ecotoxicity	kPt	0,012799749	0,0036189623	0,011196397
Terrestrial ecotoxicity	kPt	0,75612789	0,21420982	0,69915905
Terrestrial acid/nutri	kPt	0,017246756	0,00482655	0,0092594378
Land occupation	kPt	0,0044802723	0,0012069285	-0,013014425
Aquatic acidification	kPt	0	0	0
Aquatic eutrophication	kPt	0	0	0
Global warming	kPt	0,31988601	0,072675898	-1,0194543
Non-renewable energy	kPt	0,21832915	0,041243743	-1,28847
Mineral extraction	kPt	0,000765335830	0,00020325547	-0,0034273789
Energia rinnovabile	kPt	0	0	0
Costi internik	kPt	0	0	0
Non-carcinogens indoor	kPt	0	0	0
Respiratory organics indoor	kPt	0	0	0
Respiratory inorganics indoor	kPt	0	0	0
Carcinogens indoor	kPt	0	0	0

**Tabella 75 - La tabella della valutazione dei tre processi del ciclo di vita del rifiuto verde di S.A.BA.R raccolto nella Bassa Reggiana dello Scenario futuro secondo le tre diverse modalità di calcolo del L.C.A**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- Il modello con allocazione al 100% sulla funzione produce un danno di **2.418 kPt** maggiore del 278.79% rispetto al modello multi-output. Esso tiene conto del danno che la gestione del rifiuto comprensiva di tutte le operazioni praticate su di esso da S.A.BA.R. Tale potrebbe essere il valore del danno che maggiormente interessa la Pubblica Amministrazione che deve decidere come deve essere gestito il rifiuto.
- Il modello multi-output produce un danno di **0.63834 kPt**, esso tiene conto delle energie termica ed elettrica prodotte dal sistema come coprodotti. Considera la vita autonoma di tali coprodotti che saranno utilizzati da altri soggetti così facendo riduce il danno sulla funzione.
- Il modello con il prodotto evitato con allargamento del sistema produce un vantaggio pari a **-0.11421 kPt**. Esso allarga il sistema anche all'uso dell'energia elettrica e dell'energia termica che riducono il danno fino addirittura ad ottenerne un vantaggio.

### **Conclusioni del confronto tra i tre diversi modelli L.C.A. allo scenario futuro.**

Dall'analisi del confronto si può concludere che il modello con l'estensione dei confini produce un vantaggio, il danno massimo si ha con il modello che non considera il vantaggio delle energie prodotte, mentre il modello multi-output produce un danno intermedio a quello degli altri due modelli.

## 6.2.5 Confronto tra lo scenario attuale e quello futuro con i tre diversi modelli L.C.A.

Si confronta l'impatto fra la gestione attuale e quella futura secondo i tre diversi modelli L.C.A.

### Modello multi-output

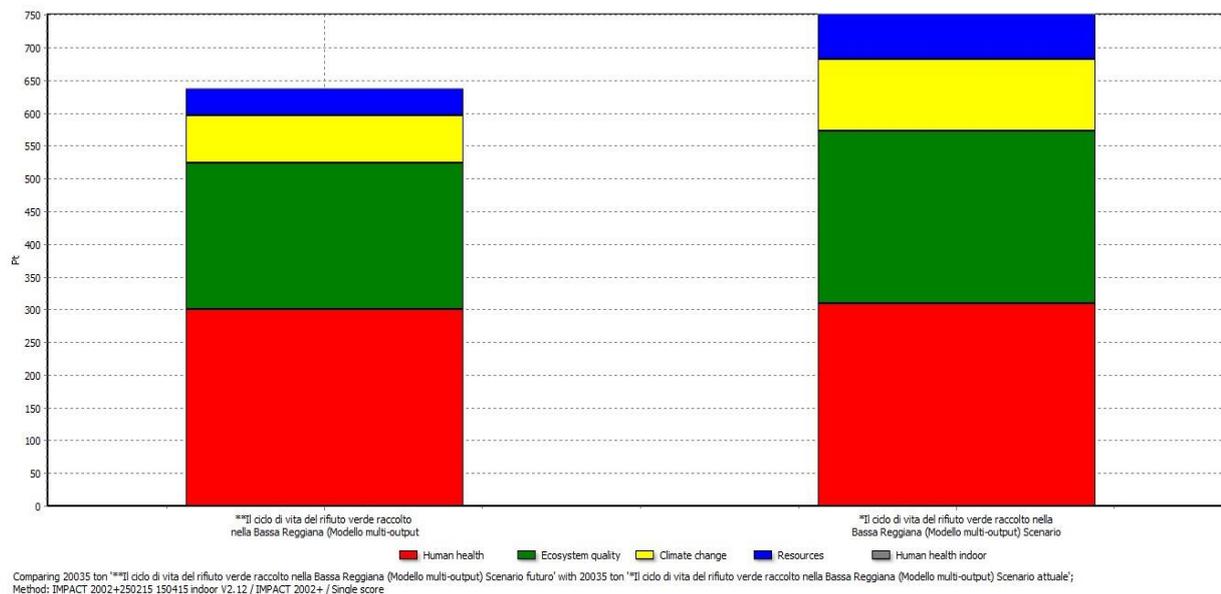


Figura 186 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli multi-output dello scenario attuale e futuro

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 23/09/2015 Time: 11.51.27  
Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Compare

Results: Impact assessment

Product 1: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro' (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Product 2: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale' (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+

Indicator: Single score

Skip categories: Never

Default units: No

Exclude infrastructure processes: No

Exclude long-term emissions: No

Per impact category: No

Sorted on item: Damage category

Sort order: Ascending

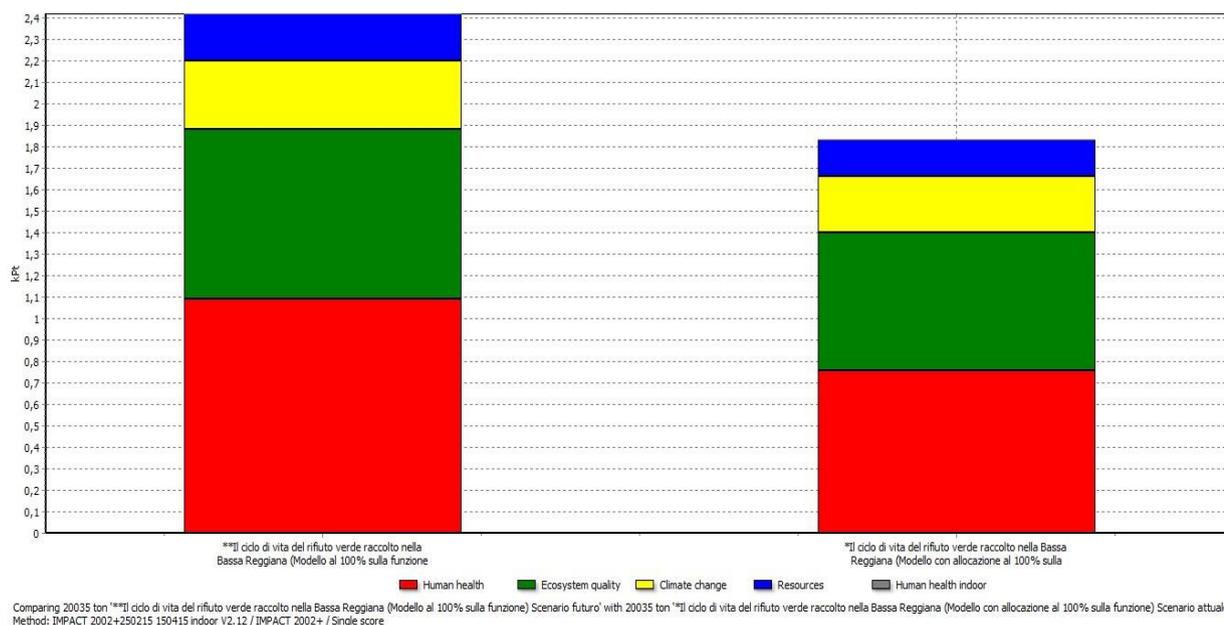
Damage category	Unit	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario attuale
Total	Pt	638,33775	751,95552
Human health	Pt	300,3526	309,68182
Ecosystem quality	Pt	223,86226	263,77395
Climate change	Pt	72,675898	108,30198
Resources	Pt	41,446998	70,197775
Human health indoor	Pt	0	0

Tabella 76 La tabella della del confronto tra i due modelli multi-output dello scenario attuale e futuro

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- lo scenario futuro produce un danno di **(638.338 Pt)** minore del 15.11% rispetto a quello dello scenario attuale (**751.96 Pt**). La riduzione del danno si ha in tutte le categorie di danno.
- La riduzione in **Human health** è del 3% ed è dovuto alla riduzione di *Nitrogen oxides* in aria, di *Zinc* nel suolo, di *Ammonia* in aria. La produzione di *Particulates*,  $<2.5\mu\text{m}$  in aria è invece maggiore nello scenario futuro rispetto a quello attuale. Quest'ultimo risultato farebbe supporre un trattamento dei fumi meno efficiente per le polveri nel processo di cogenerazione CHP 6400kWth rispetto a quello ORC 1400kWth. Ciò, tuttavia, è smentito dalla documentazione dei due processi che indicano per entrambi un filtro per le polveri e un SNCR per gli NOx. Dall'analisi delle emissioni si osserva che le emissioni del CHP sono inferiori a quelle del ORC: per le PM2.5 e gli NOx c'è un ordine di grandezza di differenza, a parità di energia elettrica e termica prodotte (1kWh e 1MJ). Come si è già detto tale aumento dovrebbe essere dovuto alla taglia minore per l'ORC rispetto al CHP. Inoltre l'aumento delle emissioni è dovuto anche all'aumento di biomassa bruciata.
- La riduzione in **Ecosystem quality** è del 15.13% ed è dovuto a *Aluminium* e *Zinc* nel suolo prodotte nello smaltimento delle ceneri. Questo risultato si spiega con la riduzione del danno prodotto dall'allocazione.
- La riduzione in **Climate change** è del 32.89% ed è dovuto soprattutto a *Carbon dioxide, fossil* in aria prodotta dal caricamento di cippato all'interno del cogeneratore. La pala è la stessa nei due scenari ed è usata per una massa di cippato maggiore nello scenario futuro, il maggior quantitativo di biomassa ligno-cellulosica produce una quantità di energia termica ed elettrica maggiori. Per questo motivo ci si dovrebbe aspettare una maggiore produzione di CO<sub>2</sub>; tuttavia l'allocazione di energia elettrica e termica, riducendo di una percentuale maggiore il danno sulla funzione, producono una diminuzione della CO<sub>2</sub> prodotta.
- La riduzione in **Resources** è del 40.96% ed è dovuto a *Oil, crude* prodotte nell'uso della pala: questo risultato si spiega con la riduzione del danno prodotto dall'allocazione.

## Modello 100% sulla funzione



**Figura 187 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli con allocazione 100% sulla funzione dello scenario attuale e futuro**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 23/09/2015 Time: 13.09.16  
Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Compare

Results: Impact assessment

Product 1: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Product 2: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)

Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+

Indicator: Single score

Skip categories: Never

Default units: No

Exclude infrastructure processes: No

Exclude long-term emissions: No

Per impact category: No

Sorted on item: Damage category

Sort order: Ascending

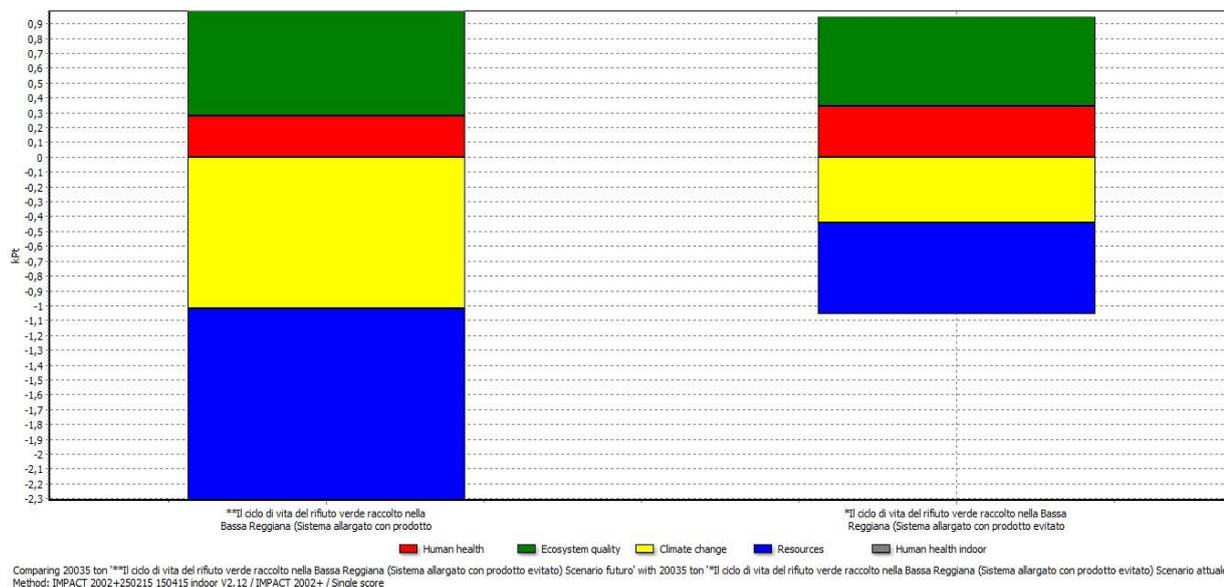
Damage category	Unit	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello al 100% sulla funzione) Scenario futuro	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello con allocazione al 100% sulla funzione) Scenario attuale
Total kPt		<b>2,4180039</b>	<b>1,8330778</b>
Human health kPt		1,0883687	0,75492614
Ecosystem quality kPt		0,79065466	0,64301435
Climate change kPt		0,31988601	0,26401289
Resources kPt		0,21909449	0,17112446
Human health indoor kPt		0	0

**Tabella 77 - La tabella della valutazione del confronto tra i due modelli con allocazione 100% sulla funzione dello scenario attuale e futuro**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- lo scenario futuro produce un danno (2.418 Pt) maggiore del 31.91% rispetto a quello dello scenario attuale (**1.8331 Pt**).
- L'aumento del danno si ha in tutte le categorie di danno.
- L'aumento in **Human health** è del 44.17% ed è dovuto a *Particulates, <2.5µm, Nitrogen oxides* in aria, *Zinc* nel suolo. Tutte queste emissioni sono dovute alla produzione di energia elettrica e termica che sono maggiori nello scenario futuro perché aumenta la massa di cippato combusto.
- L'aumento in **Ecosystem quality** è del 22.96% ed è dovuto a *Aluminium* e *Zinc* nel suolo prodotte nello smaltimento delle ceneri. Tutte queste emissioni sono dovute alla produzione di energia elettrica e termica che sono maggiori nello scenario futuro perché aumenta la massa di cippato combusto.
- L'aumento in **Climate change** è del 21.16% ed è dovuto soprattutto a *Carbon dioxide, fossil* e di *Dinitrogen monoxide* in aria. La prima emissione è prodotta dal caricamento del cippato all'interno del cogeneratore: la pala è la stessa nei due scenari ed è usata per una massa di cippato maggiore nello scenario futuro. La seconda emissione è prodotta soprattutto nella combustione di una massa maggiore di biomassa combusta.
- L'aumento in **Resources** è del 28.03% ed è dovuto principalmente a *Gas, natural/m3* prodotto dal processo di essiccazione. L'aumento del danno avviene nonostante la diminuzione della produzione di *Oil, crude* dovuto al fatto che mancano i trasporti al compostaggio e alle centrali, inoltre manca la seconda triturazione.

## Modello prodotto evitato con allargamento del sistema



**Figura 188 - Il diagramma della valutazione del confronto tra i due modelli prodotto evitato con allargamento del sistema dello scenario attuale e futuro**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 23/09/2015 Time: 13.23.41  
 Project Waste treatment\_S.A.BA.R

Calculation: Compare  
 Results: Impact assessment  
 Product 1: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Product 2: 20035 ton \*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale (of project Waste treatment\_S.A.BA.R)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Single score  
 Skip categories: Never  
 Default units: No  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: No  
 Sorted on item: Damage category  
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario futuro	*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Sistema allargato con prodotto evitato) Scenario attuale
Total kPt		-1,3260002	-0,11143044
Human health kPt		0,27875102	0,34369461
Ecosystem quality kPt		0,70660046	0,60448143
Climate change kPt		-1,0194543	-0,43938017
Resources kPt		-1,2918974	-0,6202263
Human health indoor kPt		0	0

**Tabella 78 - La tabella della valutazione del confronto tra i due modelli prodotto evitato con allargamento del sistema dello scenario attuale e futuro**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- lo scenario futuro produce un vantaggio (-1.326 kPt) pari a 11.9 volte quello dello scenario attuale (-0.11143 kPt). In **Climate change** e in **Resources** si ha un aumento del vantaggio, in **Human health** si ha una riduzione del danno e in **Ecosystem quality** si ha un aumento del danno.
- La riduzione del danno in **Human health** è del 18.9% ed è dovuto soprattutto a *Sulfur dioxide* e *Hydrocarbons, aromatic* in aria di cui si evita l'emissione a causa della maggiore energia elettrica e termica prodotte. Ciò avviene nonostante si abbia una maggiore emissione di *Particulates, <2.5µm* in aria e di *Zinc* nel suolo dovuto alla massa maggiore di cippato combusto.
- La diminuzione del danno in **Ecosystem quality** è del 16.89% ed è dovuto a *Aluminium* e *Zinc* nel suolo prodotte nello smaltimento delle ceneri. Questo risultato si spiega con l'aumento della massa di cippato combusto.
- In **Climate change** il vantaggio dello scenario futuro è 2.32 volte quello dello scenario attuale ed è dovuto soprattutto a *Carbon dioxide, fossil* in aria delle centrali a combustibile fossile che si evita con la combustione del legno. Ciò nonostante una maggiore produzione di Dinitrogen monoxide dovuta ad una maggiore biomassa bruciata.
- In **Resources** il vantaggio dello scenario futuro è 2.08 volte quello dello scenario attuale ed è dovuto a *Gas, natural/m3* e in particolare, nel processo Natural gas, at production onshore/RU U. Tale processo considera la produzione del gas naturale consumato soprattutto nell'uso della componente da gas naturale del mix elettrico italiano che si evita con la produzione di energia da biomassa. Questo risultato si spiega considerando la maggiore produzione di energia elettrica nello scenario futuro rispetto allo scenario attuale. Nello scenario futuro vengono bruciati 16 785t di cippato (umido al 32%, mentre nello scenario attuale vengono bruciati 13 304t di cippato (umido al 38%). Quindi nello scenario futuro si bruciano 3480t di cippato in più. Da ciò, a parità di impianto di cogenerazione, risulterebbe una maggiore produzione di energia elettrica e termica.

In realtà nello scenario futuro si considera un maggiore rendimento elettrico (17.33% contro l'8.05% dello scenario attuale) e un maggiore rendimento termico (70.72% contro il 51.62% dello scenario attuale). Da cui derivano due quantitativi di energia elettrica e termica maggiori per lo scenario futuro come evidenziato in tabella79.

	Scenario Attuale	Scenario Futuro
$m_{\text{biomassa}}$ [t]	13 304	17 785
PCI [kWh/kg]	18.9	18.9
$E_{\text{el}}$ [kWh]	2.98E6	8.00E6
$E_{\text{th}}$ [MJ]	6.88E7	1.18E8
$\eta_{\text{el}}$ [%]	8.05	17.33
$\eta_{\text{th}}$ [%]	51.62	70.72

Tabella 79 – Tabella dei rendimenti ed energie elettrica e termica dello scenario attuale e futuro [S.A.BA.R., 2013]

### Conclusioni confronto scenario futuro e scenario attuale

Dal confronto tra lo scenario futuro e quello attuale si possono trarre le seguenti conclusioni:

- con il modello multi-output lo scenario futuro produce un danno inferiore a quello dello scenario attuale del 15.11%. La diminuzione del danno avviene in tutte le categorie di danno. Tale riduzione di danno è dovuto principalmente all'aumento della produzione di energia elettrica e termica causato dall'aumento della massa del cippato combusto. Tale aumento di produzione riduce il danno dovuto alla funzione per effetto dell'allocazione delle due energie.
- Con il modello che attribuisce il danno per il 100% alla funzione (non si considerano le energie prodotte) lo scenario futuro produce un danno maggiore di quello dello scenario attuale del 31.91%. L'aumento del danno avviene in tutte le categorie di danno. Tale aumento di danno è dovuto principalmente all'aumento della produzione di energia elettrica e termica causato dall'aumento del cippato combusto. A tale riguardo occorre tenere presente che tale aumento di danno proviene anche dall'aumento di emissioni che avviene a causa della diminuzione della taglia scelta per l'impianto di cogenerazione nello scenario futuro. Tale scelta è stata dovuta alla necessità di rappresentare con LCA i coprodotti della cogenerazione (energia elettrica e termica) e dalla mancanza di tali coprodotti per una taglia di ORC maggiore.
- Con il modello del sistema allargato lo scenario futuro produce un vantaggio che è 11.9 volte quello dello scenario attuale. L'aumento del vantaggio avviene in **Climate change** e in **Resources** soprattutto a causa dell'aumento dell'energia elettrica e termica prodotte. In **Ecosystem quality**, invece, si ha un aumento del danno dovuto alla maggiore massa di cippato combusto. In **Human health** il danno diminuisce soprattutto a causa delle emissioni evitate dovute alla maggiore energia elettrica e termica prodotte.

### 6.3 Analisi di sensibilità

#### 6.3.1 Analisi di sensibilità della centrale cogenerativa

Sono stati messi a confronto per 1kWh e con il Metodo IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+ diverse tipologie di centrali per la produzione di energia elettrica. Lo scopo è quello di osservare come il danno varia a seconda della taglia, dell'allocazione dell'energia e della tipologia di combustibile bruciato. Per esaminare questi aspetti si sono confrontati i processi delle centrali evidenziate (con colori diversi) nella tabella 80.

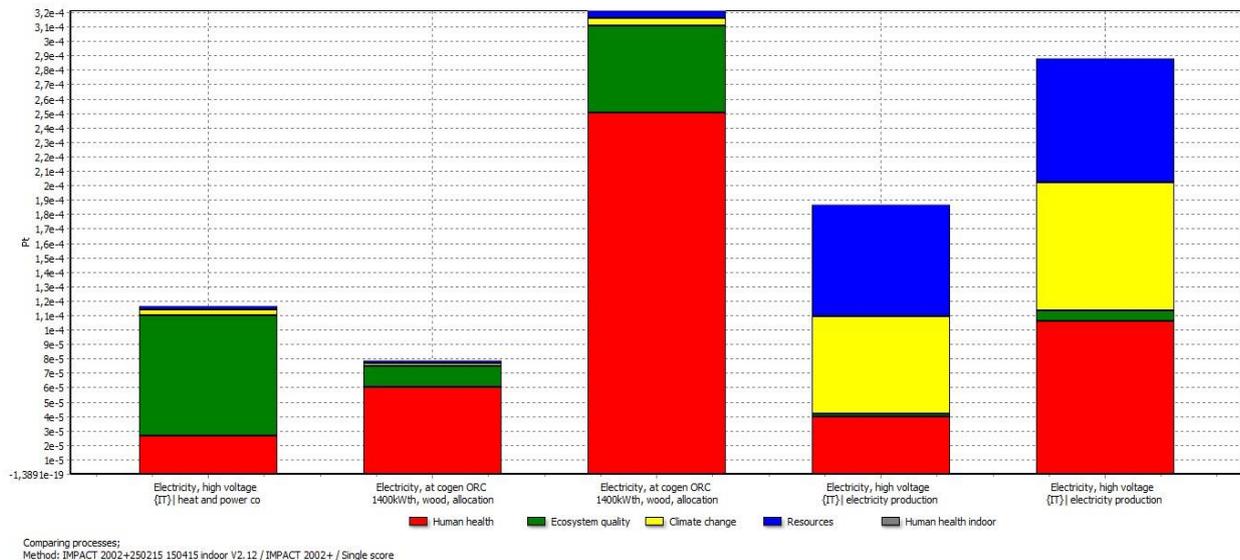


Figura 189 –Il diagramma dell’analisi di sensibilità per le diverse centrali elettriche

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 28/09/2015 Time: 13.32.01  
 Project Waste treatment\_Sabar

Calculation: Compare  
 Results: Impact assessment  
 Product 1: 1 kWh Electricity, high voltage {IT}| heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 | Alloc Def, U (of project Ecoinvent 3 - allocation, default - unit)  
 Product 2: 1 kWh Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, allocation energy/CH U (of project Ecoinvent unit processes)  
 Product 3: 1 kWh Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, allocation exergy/CH U (of project Ecoinvent unit processes)  
 Product 4: 1 kWh Electricity, high voltage {IT}| electricity production, natural gas, at conventional power plant | Alloc Def, U (of project Ecoinvent 3 - allocation, default - unit)  
 Product 5: 1 kWh Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Alloc Def, U (of project Ecoinvent 3 - allocation, default - unit)  
 Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
 Indicator: Single score  
 Skip categories: Never  
 Default units: Yes  
 Exclude infrastructure processes: No  
 Exclude long-term emissions: No  
 Per impact category: No  
 Sorted on item: Damage category  
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Electricity, high voltage {IT}  heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014   Alloc Def, U	Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, allocation exergy/CH U	Electricity, high voltage {IT}  electricity production, natural gas, at conventional power plant   Alloc Def, U	Electricity, high voltage {IT}  electricity production, oil   Alloc Def, U
Total Pt		0,000116886747,8713687E-5	0,000321333690,000186610330,00028814229		
Human health Pt		2,6425639E-5	6,0451973E-5	0,000250662193,960775E-5	0,0001060855
Ecosystem quality Pt		8,3876741E-5	1,4538817E-5	6,0237254E-5	1,8832024E-6
Climate change Pt		3,5163884E-6	1,8249113E-6	5,1850303E-6	6,8003187E-5
Resources Pt		3,0679681E-6	1,8979863E-6	5,2492191E-6	7,7116193E-5
Human health indoor Pt		0	0	0	0

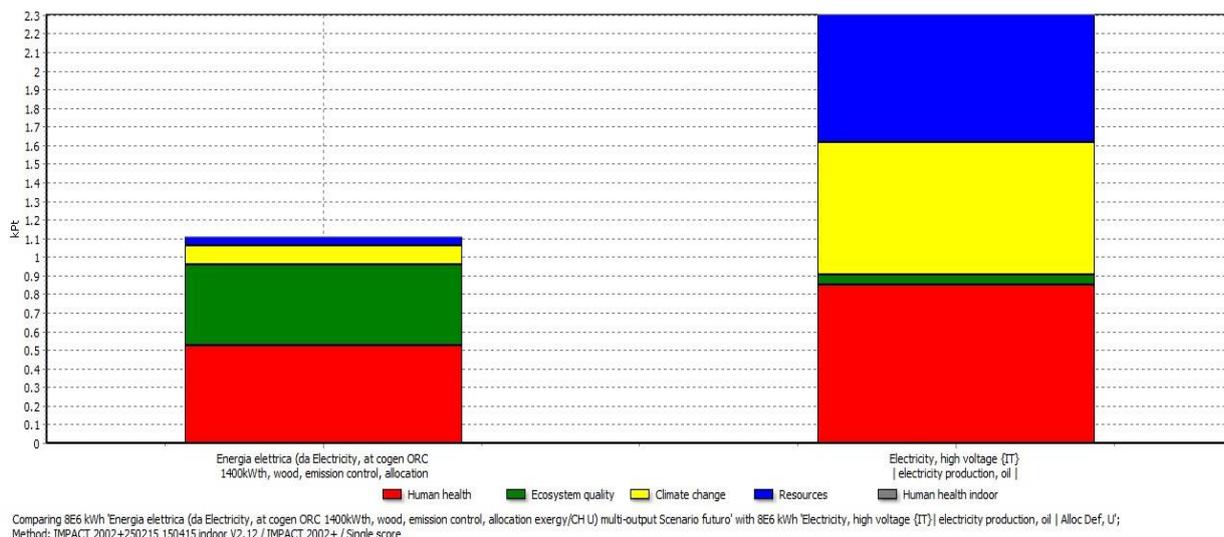
**Tabella 80 - La tabella della analisi di sensibilità per le diverse centrali elettriche**

Dall'analisi dei risultati del confronto si nota che:

- Dal confronto tra le centrali ORC di taglia 6667kW e 1400kW, sembra che, a parità di allocazione energetica, l'aumento della taglia produca un danno maggiore di 1.48 volte. Ciò nonostante un aumento in **Human health** dovuto alle emissioni della combustione. La causa principale dell'aumento deriva dall'occupazione del suolo nel processo della taglia da 6667kW. Si deve notare che i due processi provengono da due data base diversi: Ecoinvent 3 per la taglia da 6667kWth, mentre Ecoinvent 2 per la taglia da 1400kWth.
- L'energia elettrica prodotta da una centrale ORC da 1400kW produce un danno che, con l'allocazione energetica, è 4.08 volte quella calcolata con allocazione energetica ed è 1.72 volte il danno dovuto ad una centrale a gas e 1.115 volte il danno dovuto ad una centrale a petrolio. Perciò la scelta dell'allocazione energetica che è stato fatto nel presente studio aumenta il danno calcolato per la centrale a biomassa.
- Una centrale a gas naturale produce un danno maggiore del 59.65% di quella prodotta da una centrale ORC a biomassa con una taglia da 6667kW, mentre una centrale a olio combustibile produce un danno maggiore del 146.51%.

### 6.3.2 Confronto tra energia elettrica prodotta da cippato e quella prodotta da petrolio.

Si confronta il processo di produzione di energia elettrica nello scenario futuro attraverso il cippato di S.A.BA.R. (Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro) con un processo di produzione dell'energia elettrica di una centrale italiana a combustibile fossile (Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Alloc Def, U) per produrre una stessa quantità di energia pari a 8.00E7 kWh.



**Figura 190 – Il diagramma del confronto tra energia elettrica prodotta dallo scenario futuro e quella prodotta da petrolio**

SimaPro 8.0.4.30 Impact assessment Date: 28/09/2015 Time: 16.52.32  
Project Waste treatment\_Sabar

Calculation: Compare  
Results: Impact assessment  
Product 1: 8.0E6 kWh Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro (of project Waste treatment\_Sabar)  
Product 2: 8.0E6 kWh Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Alloc Def, U (of project Ecoinvent 3 - allocation, default - unit)  
Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor V2.12 / IMPACT 2002+  
Indicator: Single score  
Skip categories: Never  
Default units: No  
Exclude infrastructure processes: No  
Exclude long-term emissions: No  
Per impact category: No  
Sorted on item: Damage category  
Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro	Electricity, high voltage {IT}  electricity production, oil   Alloc Def, U
Total kPt		<b>1.1109447</b>	<b>2.3051383</b>
Human health kPt		0.52370427	0.84868399
Ecosystem quality kPt		0.43322259	0.056867751
Climate change kPt		0.10745854	0.71270411
Resources kPt		0.046559255	0.68688247
Human health indoor kPt		0	0

**Tabella 81 – La tabella del confronto tra energia elettrica prodotta dallo scenario futuro e quella prodotta da petrolio**

Dal confronto si osserva che il danno derivante dal processo di Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro è **1.11095 kPt**, mentre il danno causato dal processo Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Alloc Def, U è **2.30514 kPt**. L'impianto usato nello scenario futuro funzionante a biomassa produce un danno che è il 48.19% di quello prodotto da un analogo impianto funzionante a petrolio per produrre la stessa quantità di energia. Oltre ad impattare la metà, lo scenario futuro di S.A.B.A.R. brucia qualcosa che è rifiuto piuttosto che una fonte primaria quale è il petrolio.

## 7° Capitolo: costi esterni e costi interni dello scenario futuro

### 7.1 I costi esterni dello scenario futuro

Al termine dell'analisi L.C.A., si può completare lo studio quantificando in termini monetari il danno ambientale prodotto. Tale costo che si definisce esterno per distinguerlo da quello stabilito dal mercato, chiamato interno, rappresenta il costo sostenuto dalla Comunità (locale, nazionale, internazionale) per rimediare ai danni prodotti sull'ambiente.

#### 7.1.1 Il calcolo dei costi esterni con Metodo EPS 2000

Il Metodo EPS 2000 (Steen, 1999 - 2004), esprime il danno ambientale direttamente in unità monetarie (ELU equivalenti agli Euro), che corrispondono alla disponibilità a pagare (willingness to pay) da parte dell'intero pianeta. La disponibilità a pagare rappresenta un criterio per definire i costi esterni. Il calcolo è stato eseguito con il Metodo EPS V2.08.

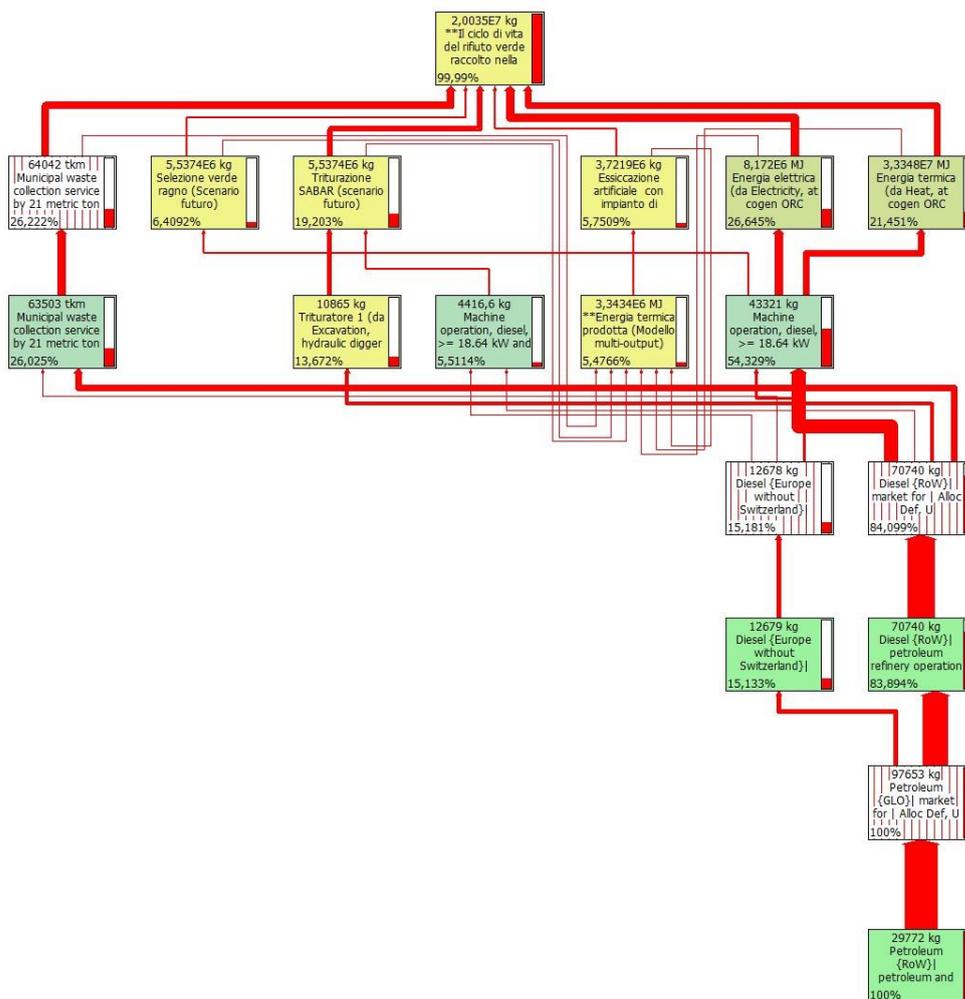
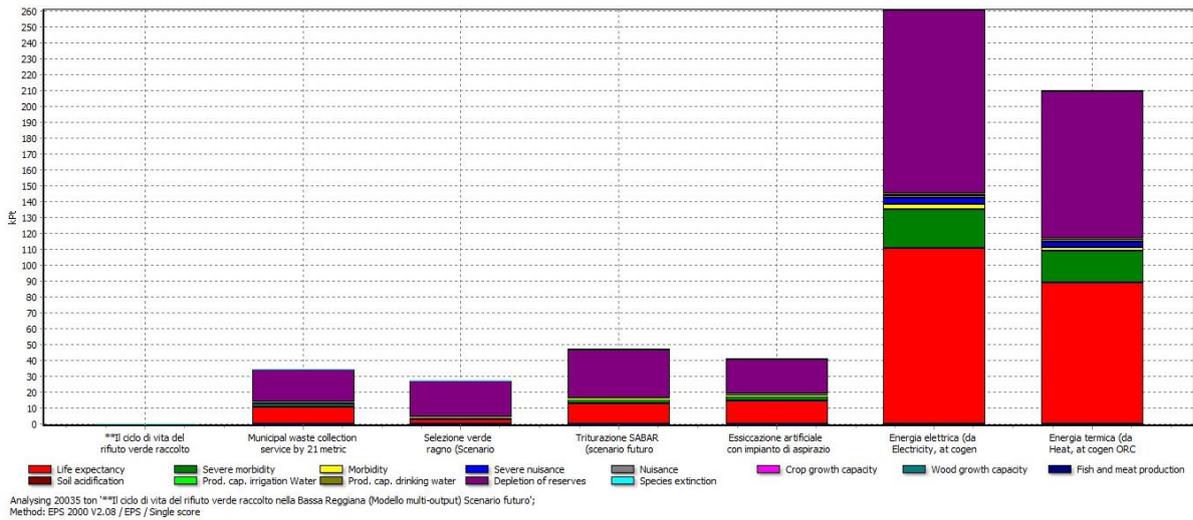


Figura 191 - Il network con un cut-off del 5% secondo EPS del processo **\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro**



**Figura 192 - Il diagramma della valutazione per single score con EPS del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro**

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 28/09/2015 Time: 10.32.38

Project Waste treatment\_Sabar

Calculation: Analyse

Results: Impact assessment

Product: 20035 ton \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro (of project Waste treatment\_Sabar)

Method: EPS 2000 V2.08 / EPS

Indicator: Single score

Skip categories: Never

Default units: No

Exclude infrastructure processes: No

Exclude long-term emissions: No

Per impact category: Yes

Sorted on item: Impact category

Sort order: Ascending

Impact category	Unit	Total	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro	Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	Selezione verde ragno (Scenario futuro)	Triturazione SABAR (scenario futuro)	Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output	Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro	Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro
Total	kPt	617,25331	0	34,14355	27,069382	46,692099	40,619606		
Life expectancy	kPt	259,67593	209,05275						
Severe morbidity	kPt	14,38052	110,4635	88,928913					
Morbidity	kPt	3,1019384	24,394886	19,639163					
Severe nuisance	kPt	3,3122223	2,6665128						
Nuisance	kPt	7,3901489	0	0,025545121	0,035790924	0,047961904			
Crop growth capacity	kPt	0,42784804	3,7965671	3,0564357					
Wood growth capacity	kPt	4,1789928	0	0,21045889	0,052761727	0,22456	0,24450819		
Fish and meat production	kPt	1,9094758	1,5372282						
	kPt	0,12788419	1,0916258	0,87881608					
	kPt	-0,12908712	-0,94473465	-0,76056096					
	kPt	-0,47782014	0	-0,017167935	-0,0030530229-				
	kPt	0,018864841	-0,027203685	-0,22798819	-0,18354246				

Soil acidification	kPt	0,14381177	0	0,0071463803	0,0016053672	0,0075253208			
		0,008262805	0,066076694	0,053195205					
Prod. cap. irrigation Water	kPt	0	0	0	0	0	0	0	0
Prod. cap. drinking water	kPt	0	0	0	0	0	0	0	0
Depletion of reserves	kPt	303,56474	0	20,418967	22,956795	30,681414			
		21,928434	114,99895	92,580186					
Species extinction	kPt	1,868215	0	0,13178966	0,049832216	0,10183595			
		0,11300762	0,81534999	0,65639952					

**Tabella 82 - La tabella della valutazione del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro**

Dall'analisi dei risultati della valutazione si nota che:

- Il danno totale vale **617.25E3 Pt (=ELU=€)** dovuto per il 5.53% a Municipal waste collection service by 21 metric ton lorry {GLO}| market for | Alloc Def, U, per il 4.39% a Selezione verde ragno (Scenario futuro), per il 7.56% a Triturazione SABAR (scenario futuro), per il 6.58% a Essiccazione artificiale con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output, per il **42.07%** a Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro, per il 33.87% a Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U) multi-output Scenario futuro.
- Inoltre il danno è dovuto per il 50.57% a **Human Health** (312.13E3 Pt), il -0.05% a **Ecosystem production capacity** (-0.30853 Pt), per il 49.18% a **Abiotic stock resource** (303.56 Pt) e per lo 0,3% a **Biodiversity** (1.8682 Pt).

### 7.1.2 Il calcolo dei costi esterni con IMPACT 2002 modificato

Si è eseguito anche una seconda valutazione per il conto di questa tipologia di costi che utilizza il Metodo IMPACT 2002+ modificato per il calcolo dei costi esterni sulla base degli indicatori ricavati per Eco-indicator99 per: Human Health, Ecosystem quality, Climate change, Resources, per il resto è dettagliato nel documento *"Modifica del Metodo IMPACT 2002 per il calcolo dei costi esterni"* riportato nell'*ALLEGATO VIII: "Materiale di supporto analisi L.C.A"*.

SimaPro 8.0.4.26 Impact assessment Date: 28/09/2015 Time: 11.42.30  
Project Waste treatment\_Sabar

Calculation: Analyse  
Results: Impact assessment  
Product: 20035 ton **\*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro (of project Waste treatment\_Sabar)**  
Method: IMPACT 2002+250215 150415 indoor c. esterni 240615 V2.12 / IMPACT 2002+  
Costi esterni  
Indicator: Damage assessment  
Skip categories: Never  
Exclude infrastructure processes: No  
Exclude long-term emissions: No  
Per impact category: No  
Sorted on item: Damage category

Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	**Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) Scenario futuro			
21 metric ton lorry {GLO}  market for   Alloc Def, U	Selezione verde	ragno	(Scenario futuro)			
multi-output Scenario futuro	Triturazione SABAR (scenario futuro)	Essiccazione artificiale	con impianto di aspirazione (scenario futuro) con energia da multi-output Energia elettrica (da Electricity, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U)			
multi-output Scenario futuro	Energia termica (da Heat, at cogen ORC 1400kWth, wood, emission control, allocation exergy/CH U)	multi-output Scenario futuro				
Human health €	66354,493	0	2669,084	593,51478	3237,6957	3950,6035
	30970,62	24932,974				
Ecosystem quality €	14077,563	0	48,857505	20,064028	43,598359	
	801,51289	7292,6025	5870,9276			
Climate change €	5619,7898	0	607,54698	175,89592	488,82729	
	332,52219	2224,3106	1790,6868			
Resources €	131017,87	0	24977,189	7063,6195	19945,343	7917,2185
	39397,468	31717,029				
Human health indoor €	0	0	0	0	0	0
Energia rinnovabile MJ	105189,95	0	5143,4375	6124,4024	8530,8719	
	7335,3196	43243,021	34812,901			
Costi interni €	0	0	0	0	0	0

**Tabella 83 La tabella dei costi esterni con IMPACT 2002 del processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output)**

## 7.2 I costi interni dello scenario futuro

Le imprese spesso devono assumere decisioni che richiedono rilevanti impieghi di denaro in una fase iniziale e che producono conseguenze, dagli esiti più o meno incerti, per molti anni successivi al momento nel quale la decisione viene presa. La bassa reversibilità delle cosiddette “decisioni di lungo periodo”, nient’altro esprime se non la difficoltà a interrompere, senza dovere sostenere ingenti perdite, progetti di durata pluriennale

. La caratteristica essenziale di un investimento è quella che un impegno di risorse monetarie possa generare in futuro il denaro inizialmente investito più un rendimento sulla somma investita adeguata alla durata e al rischio dell’operazione. L’analisi di decisioni che comportano investimenti differenziali di lungo periodo sono denominati “problemi di analisi degli investimenti”. Si tratta di trovare l’elenco di investimenti che l’azienda intende realizzare, ponendoli a confronto considerando tutti i costi e i ricavi differenziali nell’arco di tempo in cui si è deciso di fare la valutazione. Per raggiungere tale obiettivo si utilizza lo strumento economico del VAN, la cui spiegazione e modalità di calcolo sono riportate in *ALLEGATO IX: “Materiale di supporto analisi economica”*.

Individuata la soluzione più conveniente dal punto di vista tecnico al caso S.A.BA.R ci si presta ora a darne una valutazione economica. Per quanto riguarda le diverse voci di costi e ricavi, i dati sono stati analizzati sul riscontro dei preventivi forniti dalle aziende in contatto con S.A.BA.R e dalla stessa.

In alcuni casi è stato possibile ottenere il preventivo e lo si è riportato tra i documenti dell’*ALLEGATO IX*, mentre i dati reperiti telefonicamente, mail ed dal personale tecnico interno

all'azienda non compariranno in allegato. Tuttavia, nelle tabelle seguenti, al fine di rendere immediatamente individuabile la fonte del dato, la si riporta tra parentesi tonde. Un'ultima precisazione riguardo la computazione dell'IVA, per S.A.B.A.R tale imposta non consiste in un costo allora ogni investimento è netto di tale voce.

Al fine di giungere ad una valutazione di fattibilità dell'impianto occorre scomputare dai costi i beni che verranno utilizzati per la gestione della biomassa di cui la discarica è già in possesso dato che, come si evince dallo scenario attuale, oggi la biomassa deve essere già selezionata, tritata e vagliata per poter essere ri-indirizzata a centrali a combustione del nord Italia.

La tabella 84 mostra che oggi la discarica è già in possesso: del terreno ove ubicare l'impianto, della piazzola di stoccaggio autorizzata fino a 15 000 t, di tutti i mezzi necessari alla movimentazione e trattamento della biomassa, nonché: trituratore, pala e ragno caricatore.

<b>MANCATI COSTI</b>			
<b><u>Opere di urbanizzazione (dati S.A.B.A.R)</u></b>			
Voce	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Costo unitario [€/m <sup>2</sup> ]	Importo [€]
Terreno nudo	200 000	4	800 000
Piazzola stoccaggio	6 400	150	960 000
<b>Totale opere di urbanizzazione</b>			<b>1 760 000</b>
<b><u>Costo acquisto macchine operatrice (dati S.A.B.A.R)</u></b>			
	Prezzo [€]		Importo [€]
Cippatrice (Doppstad AK 510)	280 000		280 000
Ragno caricatore (SOLMEC 311)	200 000		200 000
Pala (CAT)	250 000		250 000
<b>Totale acquisto macchine operatrici</b>			<b>730 000</b>

Tabella 84 - Mancati costi

In tabella 85 sono riportati i calcoli utili per calcolare le voci di cui non si disponeva direttamente del costo complessivo. I costi, così come i ricavi sono stati ampiamente dettagliati al fine di permettere di ricostruire uno scenario economico quanto più veritiero e cautelativo possibile.

<b>CALCOLI VAN</b>			
<b><u>Opere di urbanizzazione (dati studio ingegneristico Teneggi)</u></b>			
Voce	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Costo unitario [€/m <sup>2</sup> ]	Importo [€]
Capannone per stoccaggio del cippato	6 400	190	1 216 000
<b>Totale urbanizzazione</b>			<b>1 216 000</b>

<b>Combustibile di alimentazione macchine operatrice (dati S.A.BA.R)</b>				
		costo gasolio:	1.20	€/l
Voce	Consumo gasolio [l/h]	Produttività [t/h]	Ore attività [h/anno]	Importo [€]
Gasolio cippatrice (Doppstad AK 510)	25	16	1 252	37 000
Gasolio ragno caricatore (SOLMEC 311)	11	16	1 252	16 500
Gasolio pala (CAT)	14	18	1 113	18 400
<b>Totale combustibile</b>				<b>71 900</b>
<b>Gestione personale (dati S.A.BA.R)</b>				
Voce	N° addetti [n°]	Ore lavorative [h/anno]	Costo orario [€/h]	Importo [€]
Personale operativo (5 addetti a completo servizio)	5	1 556	25	194 500
Personale amministrativo (1 addetto a metà servizio)	1	778	40	31 100
<b>Totale personale</b>				<b>225 600</b>
<b>Gestione per smaltimento delle ceneri (dati S.A.BA.R)</b>				
	Cippato in combustione [t]	Frazione di cenere [%]	Costo smaltimento [€/t]	Importo [€]
Smaltimento ceneri	16 787	8.5%	115	164 600
<b>Totale smaltimento ceneri</b>				<b>164 600</b>

Tabella 85 - Calcoli VAN

In tabella 86 sono riportate tutte le voci che compongono il costo l'investimento iniziale dello scenario futuro.

<b>COSTI DI INVESTIMENTO INIZIALE DELLO SCENARIO FUTURO</b>	
Voce	Costo [€]
<b>Opere di urbanizzazione (dati studio ingegneristico Teneggi)</b>	
Capannone per lo stoccaggio della biomassa	1 216 000
<b>Totale opere di urbanizzazione</b>	<b>1 216 000</b>
<b>Sistema caldaia (dati Unicomfort)</b>	
Caldaia da 5,8 MWt (con bruciatore ausiliario)	2 200 000
<b>Totale caldaia</b>	<b>2 200 000</b>
<b>Sistema essiccatore (dati Scolari)</b>	
Essiccatore 1 T 188 (1.5 MWt)	360 000
<b>Totale essiccatore</b>	<b>360 000</b>
<b>Sistema dissipatore (dati Climarai)</b>	
N°2 Dissipatori Alfa Laval (VDDL 1006 CT)	64 000
<b>Totale dissipatore</b>	<b>64 000</b>
<b>Linea trattamento fumi (dati collaboratore S.A.BA.R)</b>	
Multiciclone	90 000
Filtro a maniche	100 000
Sistema SNCR con urea (NO <sub>x</sub> )	90 000
Sistema depurazione a secco (gas acidi SO <sub>x</sub> , HCl)	120 000
Monitoraggio e controllo in continuo (PLC)	100 000
<b>Totale linea trattamento fumi</b>	<b>500 000</b>

<b>Impianto ORC (dati Tuboden)</b>	
Impianto a ciclo ORC da 1 MW <sub>e</sub>	1 200 000
Isolamento termico	30 000
Trasporto	20 000
Montaggio	55 000
<b>Totale ORC</b>	<b>1 305 000</b>
<b>Trasformatore e allacciamento rete ENEL (dati S.A.BA.R)</b>	
Trasformatore e allacciamento alla rete ENEL	150 000
<b>Totale trasformatore e allacciamento rete ENEL</b>	<b>150 000</b>
<b>Ampliamento serre (dati Europrogrss e HTE)</b>	
Serra "Mutliart 9600" (8 navate)	197 700
Componentistica per coltura a basilico	553 600
<b>Totale ampliamento serre</b>	<b>751 300</b>
<b>Sistema di incentivazione (dati GSE)</b>	
Istruttoria	600
<b>Totale istruttoria</b>	<b>600</b>
<b>Spese generali</b>	
Spese legate alle materie prime	30 000
Spese legate all'installazione	20 000
Spese di progettazione e direzione lavori	250 000
Imprevisti	50 000
<b>Totale spese generali</b>	<b>350 000</b>
<b>TOTALE COSTI IMPIANTO A BIOMASSA</b>	<b>6 896 900</b>

Tabella 86 - Costi di investimento iniziale dello scenario futuro

In tabella 87 sono restituiti i costi derivanti dalla gestione dello scenario futuro che hanno una forte incidenza sul ritorno dell'investimento poiché sono da sostenersi ogni anno.

<b>COSTI GESTIONE DELLO SCENARIO FUTURO</b>	
Voce	Importo [€]
Costo gasolio (dati S.A.BA.R)	71 900
Costo personale (dati S.A.BA.R)	225 600
Gestione serre (illuminazione, personale, materiale) (dati S.A.BA.R)	400 000
Assicurazioni (antincendio, danni e danni a terzi ) (dati S.A.BA.R)	50 000
Manutenzione impianto ORC (dati Turboden)	23 500
Manutenzione caldaia + quadro analisi fumi + filtro maniche (dati S.A.BA.R)	45 000
Manutenzione essiccatore (dati Scalari)	8 000
Manutenzione dissipatore (dati Climarai)	8 000
Manutenzione serre (dati S.A.BA.R)	15 000
Costi gestione ceneri (dati S.A.BA.R)	164 600
Costi GSE (0,0005€/kW <sub>e</sub> h)	3 300
Spese generali (5% dei costi annuali)	41 200
Imprevisti	100 000
<b>COSTI DI GESTIONE</b>	<b>1 156 100</b>

Tabella 87 - Costi di gestione dello scenario futuro

In tabella 88, sono indicati i ricavi conseguenti allo smaltimento della biomassa, la vendita dell'energia elettrica alla rete prevista di sistema di incentivazione relativa all'anno 2015. Va precisato, per quanto concerne il ricavo derivante dalla valorizzazione del calore, che S.A.BA.R ha deciso di continuare a fornirlo gratuitamente alle serre esistenti al fine di sostenere l'eticità legata all'attività dalla "Cooperativa Sociale Il Bettolino". Mentre viene computato come ricavo la vendita annuale di basilico ed estiva di fiori in vaso che saranno coltivati nelle nuove serre di gestione S.A.BA.R. L'intera descrizione del sistema di incentivazione e relativi premi è riportata nell'ALLEGATO IX: "Materiale di supporto analisi economica".

<b>RICAVI DERIVANTI DALLO SCENARIO FUTURO</b>			
<b><u>Ricavo smaltimento biomassa (dati S.A.BA.R)</u></b>			
Voce	Quantità [t]	Tariffa [€/t]	Importo [€]
Potatura	13 699	20	274 000
Sfalci	6 337	51	323 200
<b>Totale ricavo smaltimento biomassa</b>			<b>597 200</b>
<b><u>Ricavo vendita energia elettrica (dati GSE)</u></b>			
Voce	Energia [kW <sub>e</sub> h]	Tariffa [€/kW <sub>e</sub> h]	Importo [€]
Tariffa base omnicomprensiva	6 504 960	0.209	1 359 500
Premio rispetto emissioni	6 504 960	0.030	195 100
Premio accesso CAR	6 504 960	0.010	65 000
<b>Totale vendita energia elettrica</b>			<b>1 619 600</b>
<b><u>Ricavo vendita basilico (dati Bettolino)</u></b>			
Voce	Quantità [t]	Tariffa [€/t]	Importo [€]
Vendita di basilico	70	7 000	490 000
<b>Totale ricavo vendita energia elettrica</b>			<b>490 000</b>
<b>RICAVI TOTALE GENERATO</b>			<b>2 706 800</b>

Tabella 88 - Ricavi derivanti dallo scenario futuro

Ci si presta ora alla valutazione del tempo di ritorno dell'investimento secondo il calcolo del VAN come descritto al presente capitolo. In tabella 89 sono riepilogati i parametri utili al calcolo.

<b>RIEPILOGO VOCI VAN</b>	
Voce	Costo [€]
Investimento iniziale	6 896 900
Costi annuali relativi all'impianto	1 156 100
Ricavi annuali relativi all'impianto	2 706 800
Utile generato dall'impianto annualmente	1 550 700

Tabella 89 - Riepilogo voci VAN

In tabella 90 si riporta i valori del VAN al variare degli anni e dei tassi di interesse.

VAN	VAN DELLO SCENARIO FUTURO										
	Interesse										
Anni	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
0	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900	-6 896 900
1	-5 346 200	-5 361 600	-5 376 600	-5 391 400	-5 405 800	-5 420 000	-5 434 000	-5 447 600	-5 461 100	-5 474 200	-5 487 200
2	-3 795 500	-3 841 500	-3 886 100	-3 929 700	-3 972 100	-4 013 500	-4 053 900	-4 093 200	-4 131 600	-4 169 000	-4 205 600
3	-2 244 800	-2 336 400	-2 424 800	-2 510 600	-2 593 500	-2 673 900	-2 751 900	-2 827 400	-2 900 600	-2 971 600	-3 040 500
4	-694 100	-846 200	-992 200	-1 132 800	-1 268 000	-1 398 100	-1 523 600	-1 644 400	-1 760 800	-1 873 000	-1 981 400
5	856 600	629 200	412 300	204 800	6 600	-183 100	-364 800	-538 800	-705 400	-865 200	-1 018 500
6	2 407 300	2 090 000	1 789 300	1 503 500	1 232 100	974 100	728 400	494 500	271 800	59 400	-143 200
7	3 958 000	3 536 400	3 139 300	2 764 400	2 410 500	2 076 200	1 759 700	1 460 200	1 176 600	907 700	652 600
8	5 508 700	4 968 400	4 462 800	3 988 500	3 543 600	3 125 800	2 732 600	2 362 700	2 014 400	1 685 900	1 376 000
9	7 059 400	6 386 300	5 760 400	5 177 000	4 633 100	4 125 400	3 650 500	3 206 200	2 790 100	2 399 900	2 033 600
10	8 610 100	7 790 100	7 032 500	6 330 900	5 680 700	5 077 400	4 516 400	3 994 500	3 508 400	3 054 900	2 631 500
11	10 160 800	9 180 000	8 279 700	7 451 200	6 688 000	5 984 100	5 333 300	4 731 200	4 173 500	3 655 800	3 175 000
12	11 711 500	10 556 200	9 502 400	8 538 800	7 656 600	6 847 600	6 104 000	5 419 700	4 789 300	4 207 100	3 669 100
13	13 262 200	11 918 700	10 701 100	9 594 800	8 587 900	7 670 000	6 831 000	6 063 200	5 359 500	4 712 900	4 118 300
14	14 812 900	13 267 800	11 876 300	10 620 000	9 483 400	8 453 200	7 516 900	6 664 600	5 887 500	5 176 900	4 526 600
15	16 363 600	14 603 500	13 028 500	11 615 300	10 344 400	9 199 100	8 164 000	7 226 600	6 376 300	5 602 600	4 897 800
16	17 914 300	15 926 000	14 158 100	12 581 600	11 172 300	9 909 500	8 774 400	7 751 900	6 828 900	5 993 200	5 235 300
17	19 465 000	17 235 400	15 265 600	13 519 800	11 968 400	10 586 100	9 350 300	8 242 800	7 248 000	6 351 500	5 542 100
18	21 015 700	18 531 800	16 351 300	14 430 700	12 733 900	11 230 400	9 893 600	8 701 600	7 636 100	6 680 200	5 821 000
19	22 566 400	19 815 400	17 415 700	15 315 000	13 469 900	11 844 100	10 406 100	9 130 400	7 995 400	6 981 800	6 074 600
20	24 117 100	21 086 300	18 459 300	16 173 600	14 177 600	12 428 500	10 889 600	9 531 100	8 328 100	7 258 500	6 305 100

Tabella 90 - VAN dello scenario futuro

Il grafico di figura 193 mostra l'andamento del VAN per un range di tassi d'interesse compreso tra 0% ed il 10%, ove si può constatare che l'investimento in funzione del saggio di capitalizzazione rientri in un lasso di tempo compreso tra i 4 e 6 anni.

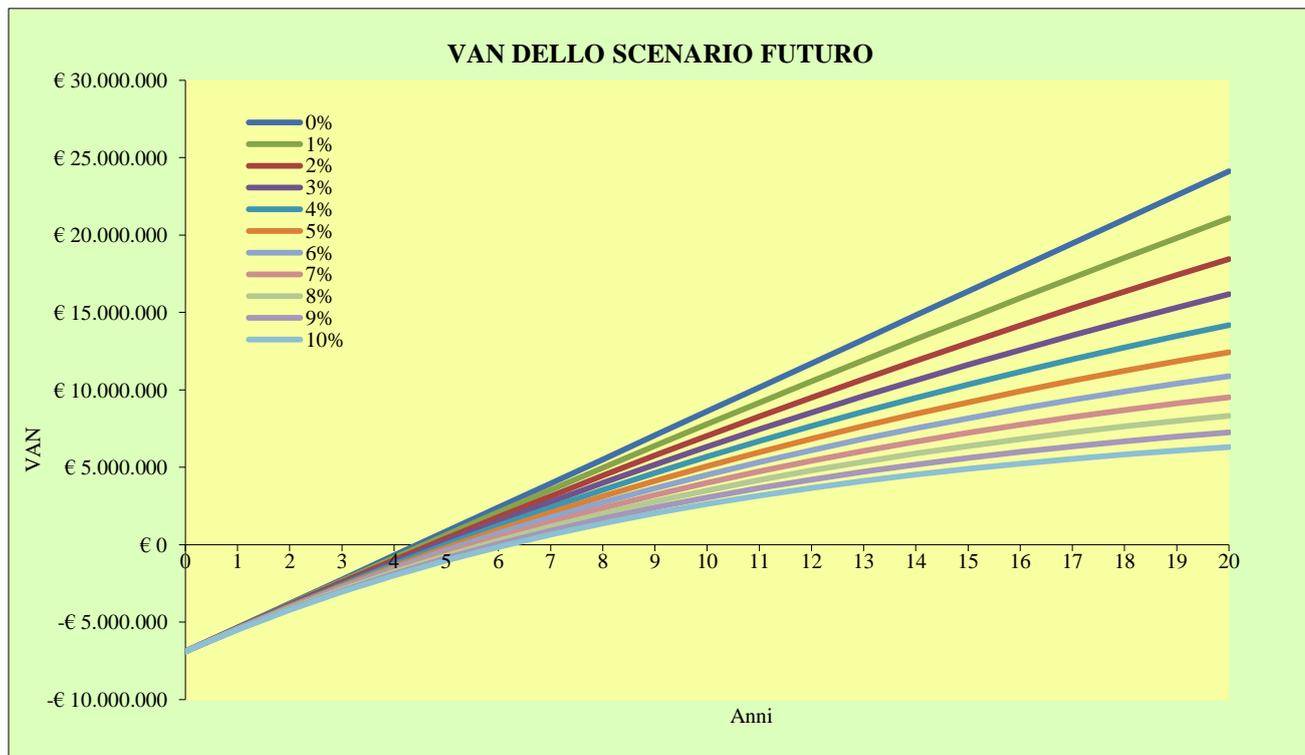


Figura 193 - VAN dello scenario futuro

Al fine di voler determinare il punto di pareggio nonché dare indicazione più precisa del periodo di ritorno si è scelto cautelativamente, in funzione dell'andamento del mercato, un saggio commerciale R del 4%, per il quale il periodo di ritorno si può stimare entro i 5 anni come mostra la figura 194, mentre senza incentivo si ottiene la figura 195.

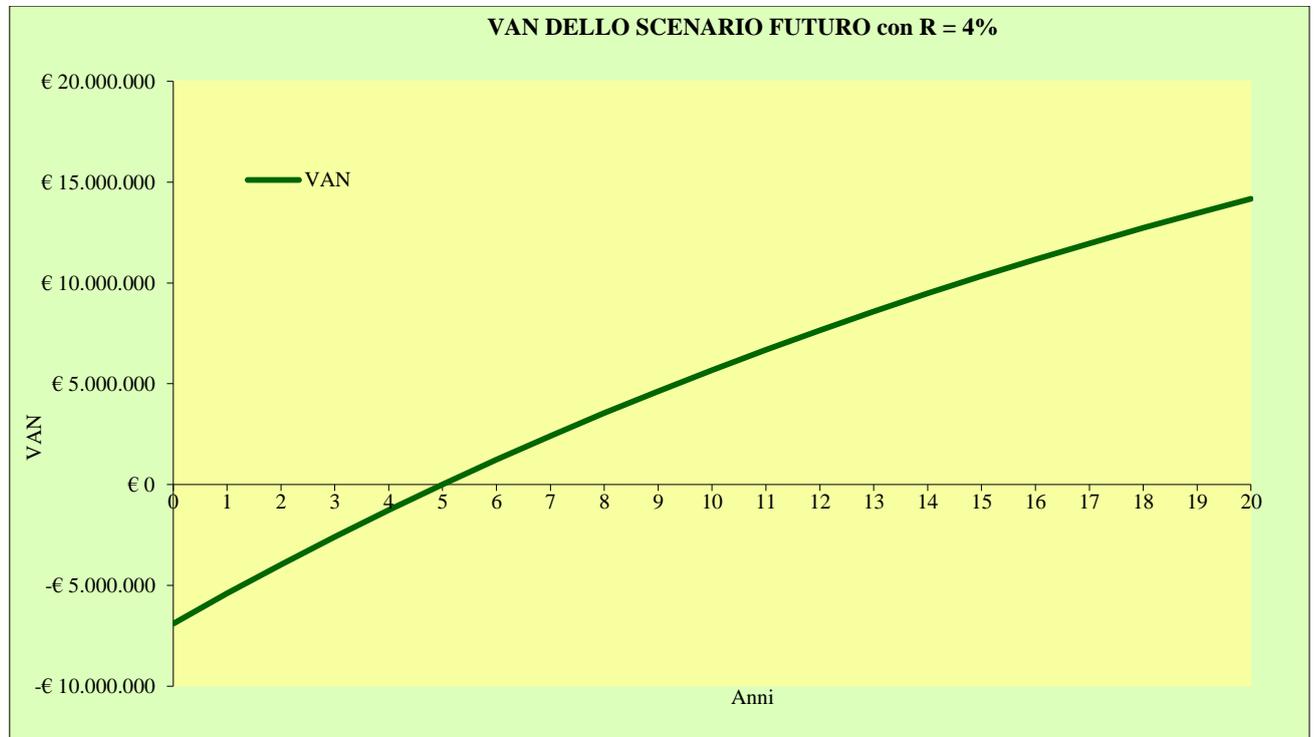


Figura 194 - VAN dello scenario futuro con R = 4%

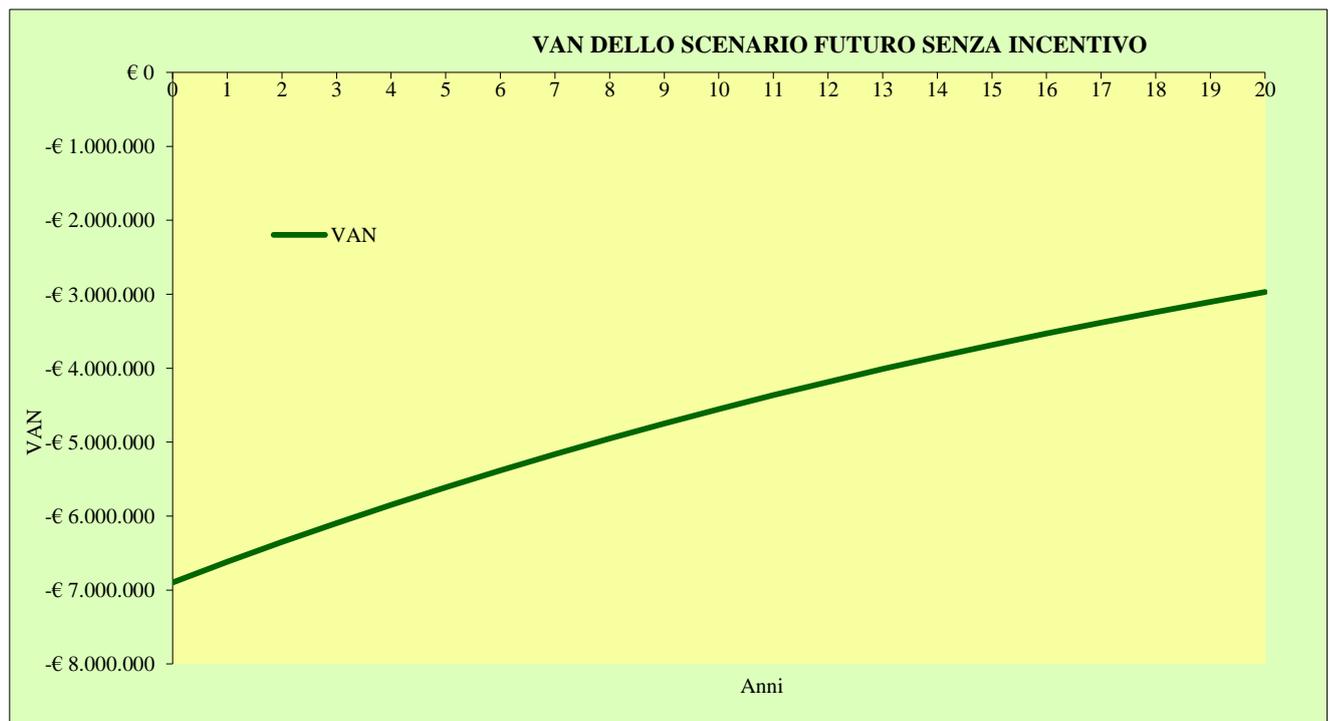


Figura 195 - VAN dello scenario futuro senza incentivo

Dal confronto fra i due grafici è immediatamente comprensibile come il contributo statale sia fondamentale tale da determinarne la sua realizzazione o meno, a prescindere dalla validità tecnica ed ambientale in essa racchiusa. Nel secondo grafico infatti si è ammesso che l'unico ricavo dall'immissione in rete sia dato dal solo costo dell'energia elettrica stimabile, secondo indagini commerciali, in 0.055 €/kWh, (sensibilmente minore rispetto al valore precedente incentivato con premi ammontante a 0.249 €/kWh). In questo secondo caso, infatti, il punto di pareggio non si raggiunge nemmeno all'interno della vita utile dell'impianto.

La presente questione è di estrema attualità: dei 5.8 miliardi di euro stanziati dallo Stato a sostegno dell'incentivazione per l'energia prodotta da fonte rinnovabile, ad oggi ne sono già stati collocati circa 5.4 miliardi. Esiste, quindi, la reale probabilità per l'impresa di non poter usufruire di questa forma di sostegno e con questa svanisce anche l'intenzione di realizzare l'opera. La speranza è quella che il governo ricollochi nuove risorse di incentivazione simili a quelle attuali, promuovendo gli investimenti in questo settore dove il margine economico porta con sé anche benefici ambientali a cui l'Europa è molto vicina.

### 7.3 I costi interni ed esterni dello scenario futuro

In tabella vengono riportati i risultati del calcolo dei costi esterni con EPS 2000 (vedi paragrafo 7.1.1) e con IMPACT 2002 modificato (vedi paragrafo 7.1.2), oltre a quelli interni esaminati nel precedente paragrafo; da questi sono poi state condotte ulteriori considerazioni.

Metodo	Human Health [€]	Ecosystem production capacity [ELU]	Abiotic stock resource [€]	Biodiversity Ecosystem quality [€]	Climate change [€]	Totale [€]
EPS	312.13E3	-0.31E3	303.56E3	1.8682E3	/	617 250
IMPACT	66354	/	131025	14078	5619.8	217 077
Costi interni	Ottenuti considerando costi di installazione con un tempo di ammortamento di 20 anni (tab. 86) + costi di gestione (tab. 87) al netto della tassazione					1 500 945
Ricavi	Ottenuti dalla tabella 88					-2 706 800
Bilancio economico	Ottenuto sommando i costi interni(+) ai ricavi (-), risulta un guadagno					-1 205 855
Totale costi interni e costi esterni calcolati con EPS	Ottenuto sommando i costi interni coi costi esterni EPS					2 118 195

**Tabella 91 – Tabella riassuntiva dei costi interni, esterni e dei ricavi relativi al processo \*\*Il ciclo di vita del rifiuto verde raccolto nella Bassa Reggiana (Modello multi-output) scenario futuro**

Dalla tabella si nota che:

- il costo esterno calcolato con IMPACT (217 077 €) è il 35.17% di quello calcolato con EPS (617 250 €). I due metodi usati usano una filosofia diversa sia nella definizione delle categorie di impatto e di danno, sia per i criteri usati per l'attribuzione dei costi ai danni. Inoltre, mentre EPS è un Metodo della Svezia, IMPACT è stato modificato nel corso degli studi LCA effettuati come tesi di laurea durante 18 anni di attività presso l'ENEA.
- Il costo esterno calcolato con EPS è il 41.12% del costo interno.
- Se si sommano i costi interni (senza tassazione) sostenuti da S.A.BA.R ai costi esterni sostenuti dalla Comunità nazionale, si ottiene un costo totale di 2 118 195 €.

#### Conclusioni economiche

Dall'analisi economica si possono trarre le seguenti conclusioni:

- Il costo esterno calcolato con IMPACT è il 35.17% di quello calcolato con EPS
- Il costo esterno calcolato con EPS è il 41.12% del costo interno.

## **Conclusioni della tesi**

Il lavoro svolto ha mostrato come sia complesso e vario lo scenario legato alla valorizzazione della biomassa. L'estrema variabilità delle caratteristiche chimico-fisiche e le differenti tipologie di questa risorsa necessitano di uno studio approfondito legato al contesto in cui si collocano. Questa tesina ha cercato di prefiggersi proprio questo obiettivo: valorizzare un sottoprodotto disponibile e programmabile conciliandolo con gli obiettivi di S.A.BA.R.

È per questo che l'elaborato fin da subito ha analizzato tutti gli aspetti e le complessità del problema senza perdere come riferimento la finalità dello studio: lo smaltimento della biomassa. Si sono valutati i possibili e attuali processi tecnologici, in modo da poter analizzare la casistica più ampia delle soluzioni ammissibili.

La complessità maggiore è stata quella di riuscire a garantire un'attenta riconversione dello scenario attuale, cercando di integrare le risorse e le tecnologie attuali con quelle future. Un'attenta analisi ha portato a concludere che l'impianto ORC risulta essere la miglior soluzione al caso in questione. Per consentire di uniformare le caratteristiche fisiche della biomassa e renderla idonea per le fasi successive, l'impianto verrà associato ad un essiccatore che consentirà, inoltre, di ottimizzare il recupero termico. Tale sistema è risultato il miglior compromesso in termini di finalità energetiche, affidabilità, sicuro smaltimento ed efficienza energetica. Senza trascurare la flessibilità e possibilità di essere integrato facilmente con le tecnologie già presenti in S.A.BA.R. e con le utenze servibili. Non bisogna dimenticare inoltre il positivo impatto etico e sociale che tale soluzione garantirebbe evitando il ridimensionamento delle attività svolte della Cooperativa Sociale il Bettolino.

In particolare molta attenzione è stata riservata all'aspetto ambientale. In virtù di ciò, è stata impiegata la metodologia L.C.A. per quantificare e valutare complessivamente il danno derivante dalla gestione attuale e quindi futura del rifiuto ligno-cellulosico conferito in S.A.BA.R.; utilizzando propriamente l'analisi del ciclo di vita come uno strumento di gestione ambientale. Per la gestione attuale si osserva come il danno massimo deriva dalla produzione di energia termica e incida in misura maggiore sulla salute dell'uomo, soprattutto a causa dei prodotti della combustione. Diversamente il processo che impatta maggiormente nello scenario futuro, sempre sulla salute dell'uomo, è la produzione di energia elettrica da biomassa ligno-cellulosica. Questo è strettamente legato alla maggior produzione di energia elettrica rispetto a quella termica che l'impianto futuro è in grado, per la maggior efficienza, di erogare.

Al fine di considerare i risultati nella misura più completa possibile, per entrambe le gestioni sono state analizzate tre diverse modalità di calcolo dell'L.C.A: considerando il danno totale derivante dalla gestione dei rifiuti, riducendo il danno in funzione dei coprodotti in uscita dal processo ed,

infine, considerando proprio i coprodotti come prodotti evitati, ovvero all'intero danno del processo è sottratto il relativo danno che si avrebbe nel produrre quel coprodotto. Dal confronto di queste modalità si è osservato come il risultato cambi notevolmente a seconda del punto di vista.

Nel caso in cui si considera solamente il danno prescindendo dai prodotti originati, quale può essere la visione di un comitato o di una pubblica amministrazione, la gestione futura risulta essere più impattante (31.91%) rispetto a quella attuale. Tale aumento di danno si registra in tutte le categorie di danno ed è dovuto principalmente all'aumento della produzione di energia elettrica e termica causato dall'aumento del cippato combusto e dalla maggior efficienza dell'impianto futuro. A tale riguardo occorre tenere presente che l'aumento del danno proviene anche dall'aumento di emissioni causato dalla diminuzione della taglia scelta per l'impianto di cogenerazione nello scenario futuro.

Nel caso si considera la modalità multi-output si ottiene, invece, che lo scenario futuro produce un danno inferiore (15.11%) rispetto a quello dello scenario attuale. Tale scenario infatti considera, più propriamente, la vita autonoma dei coprodotti che saranno utilizzati da altri soggetti indipendenti, così facendo riduce il danno sulla funzione secondo un'allocazione di tipo economica. La diminuzione del danno si registra in tutte le categorie ed è una conseguenza dell'aumento della produzione di energia elettrica e termica che costituiscono i coprodotti che secondo un'allocazione di tipo economica vanno a ridurre in parte l'impatto.

Infine con l'ultima modalità di calcolo del L.C.A. si considerano i coprodotti come veri e propri prodotti del sistema, in questo caso si realizza effettivamente il passaggio da rifiuto a risorsa; significa considerare il verde urbano non più un rifiuto ma un combustibile da cui si ottiene energia elettrica e termica che viene effettivamente utilizzata/venduta. Essa si sostituisce a quella che si sarebbe dovuta ottenere impiegando gas naturale (principale fonte da cui ancora oggi si ottiene energia elettrica), motivo per cui, in questa modalità di calcolo si sottrae al danno totale i prodotti evitati. In questo modo la soluzione risulta addirittura un vantaggio, quindi un beneficio per l'intera comunità che è 11.9 volte maggiore rispetto a quello dello scenario attuale. L'aumento del vantaggio avviene in misura consistente in Climate change e in Resources, in misura meno marcata in Human health per le emissioni evitate. Invece in Ecosystem quality, si ha un leggero aumento del danno dovuto alla maggiore massa di cippato combusto. Pertanto, oltre a non destinare allo smaltimento una notevole quantità di materiale legnoso, vi è un apporto positivo all'ambiente perché si andrebbero a sostituire parte dell'utilizzo delle fonti fossili. Si diminuisce con questa modalità l'incidenza sull'effetto serra e l'uso di risorse, prospettive che consentirebbero all'Italia di avvicinarsi maggiormente agli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto e ribaditi nel promettente programma europeo Horizon 20-20-20.

Le considerazioni ambientali sono rientrate a pieno titolo anche nell'aspetto economico: al costo e al ricavo derivanti dalla fatturazione aziendale si è sovrapposto il costo esterno. Esso rappresenta il costo sostenuto dalla Comunità (locale, nazionale, internazionale) per rimediare ai danni prodotti sull'ambiente e non è trascurabile: risulta essere il 41.12% del costo interno. Un secondo aspetto di natura prettamente economica, messo in luce dall'elaborato è quello dell'importanza degli incentivi statali per il futuro e la crescita del settore delle rinnovabili: con l'attuale sistema di incentivazione l'impianto rientrerebbe in 5 anni, ma in assenza di aiuti economici il punto di pareggio non si raggiunge nemmeno all'interno della vita utile dell'impianto. Sono, quindi, sforzi necessari che lo Stato dovrà sostenere ancora nel tempo se vorrà guardare ad un futuro più pulito e ad uno sfruttamento energetico più consapevole e razionale.

Dal punto di vista umano è stato un lavoro stimolante e appassionante considerando anche le enormi potenzialità e possibilità che una realtà così virtuosa e così desiderosa di investire potrà garantire. Appare quindi evidente la continua necessità di approfondimento e di analisi di queste importanti tematiche che mi lasciano un insegnamento: *gli sforzi intrapresi che guardando al benessere futuro sono sempre difficili da compiere, ma il futuro dipende proprio dalla qualità di questi sforzi che rappresentano il terreno fertile su cui esso può crescere e fiorire.*

## **Ringraziamenti**

Si ringrazia sentitamente l'Ing. Ing. Marco Boselli, Direttore Generale di S.A.BA.R. a Dott. Mirco Marastoni e a tutto il personale S.A.BA.R. senza dimenticare il responsabile dell'impianto Ivan Rocchi e il suo inseparabile collega Ing. Stefano Salati per la disponibilità mostrata e la tempestività con cui ci sono stati forniti i dati richiesti.

Un sentito grazie alla relatrice Prof. Ing Anna Maria Ferrari e l'Ing. Paolo Neri per la disponibilità, la serietà mostrata durante la redazione dell'analisi ambientale Un'ultimo ringraziamento al Prof. Ing. Paolo Tartarini, Ing. Giulio Allesina, Ing. Simone Pedrazzi per le preziose nozioni impiantistiche ed energetiche.

Un grazie speciale ai genitori Roberto e Luciana per il sostegno fisico, economico e morale durante questi anni di intenso studio. Un grazie al gemello Andrea che ha condiviso con me, in questi anni, il sapere, le preoccupazioni, le soddisfazioni e la felicità. Un grazie a Silvia che nell'ultimo periodo di tesi ha sopportato alla grande le diverse circostanze. Infine un ultimo grazie particolare ai Nonni, i quali mi hanno insegnato che lo studio comporta tanta fatica, tanto tempo, tante occasioni mancate ma che è al contempo l'unico strumento per crescere davvero.

*Enrico Minarelli*

## Bibliografia

- AIMAG, 2013. *Linea di Qualità di Compostaggio Fossoli*
- ARPA, 2012. *L'emissioni di centrali a biomassa DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I.*
- ARPA, 2014. *Sistemi abbattimento fumi*, Reggio Emilia
- ARPA-EMR, 2011. *Mappa di Zonizzazione PM10 /NO2, Delibera A.L. 51 del 26 luglio, 2011*, Regione Emilia Romagna
- CER, N., 2011. *Smaltimento ceneri da biomassa*
- CILA, C. I. L. A., 2013. *Consumo di calore CILA [Intervista] 2013*
- Cimellaro, A., 2013. *Autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*
- Climarai, 2015. *Dissipatore preventivo*
- Climatemonitor, 2014. *Relazione fra CO2 atmosferica e temperature globali*
- CNA\_Energia, 2015. *PCI metano*
- Ecoinvent, 1998 - 2014. *Swiss Centre for Life Cycle Inventories TYPO3*, ifu Hamburg GmbH
- ENEA, 2012. *Externally Fired Gas Turbine*
- ENEA, 2013. *Le celle a combustibile*
- EnergyLab, 2013. *Fluidi per cicli termodinamici*
- EnergyLab, 2015. *Processo di valorizzazione di biomassa integrata o dedicata*
- Europea, U., 2008. *“Il patto dei sindaci”*, Bruxelles
- Europeo, P., 2006. *Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE)*, Bruxelles:
- Europeo, P., 2020. *Horizon “20-20-20”*, Bruxelles
- EuroProgress, 2015. *Preventivo serre*
- FIPER, 2010. *Impianti a biomasse soci di FIPER*
- Goedkoop, M., 2009. *SimaPro 8.0.4*, Nederland : Pré Consultants
- Governo, 2013. *Decreto Legge n° 63 del 4 giugno 2013*
- Governo, 2014. *Combustione in loco dei residui vegetali di natura agricola e forestale*
- Greenreport, 2014. *Diritto dell'ambiente*
- GSE, 2003. *Soglie di potenza per l’applicazione dell’Autorizzazione Unica ex D.Lgs. 387/2003*
- GSE, 2013. *Guide sugli incentivi*
- Humbert, S., 2012. *IMPACT 2002+. User Guide, 1 Draft for version Q2.2.*
- IEA, W., 2013. *Rapporto World Energy Outlook IEA*
- Ing.Allesina, G., 2015. *Biomasse*, Modena
- Ing.Benassi, P. A., 2014. *Le Tecnologie di trattamento rifiuti*, Modena

- Ing.Cantore, P. G., 2008. *Fondamenti di Motori endotermici alternativi*
- Ing.Pedrazzi, S., 2015. *La gassificazione biomasse*, Modena
- Ing.Prof.Tartarini, 2015. *Le celle a combustibile*, Modena
- ISPRA, 2014. *Rapporto ISPRA per la produzione del rifiuto*
- McGraw-Hill, 2011. *Elementi di fisica tecnica per l'ingegneria*.
- MISE, 2012. *Gli incentivi previsti dal Decreto del 6 luglio 2012*
- MISE, M. d. S. E., 2013. *Strategia Energetica Nazionale (SEN)*
- MSE, 2014. *Consumo fonti fossili in Italia*
- Neri, P., 2009. *L'analisi ambientale della gestione dei rifiuti con il metodo LCA*. Lcarifiuti.net a cura di Bologna: CNR Area Ricerca.
- Nigris, S. C. e. D. D., 2003. *Le caldaie a combustione*
- Normativa, 2003. *Normativa biomassa*
- Normativa, 2006. *Il Codice dell'Ambiente*
- Normativa Nazionale, 2012. *DM 06 luglio 2012*
- Obernberger, 2000. *Valorizzazione delle ceneri di combustione*
- Padana-Legnami, 2013. *Quantitativi cippato trattato nel 2013 [Intervista] 2013*
- Parlamento Europeo, 2009. *direttiva 2009/28/ce del parlamento europeo e del consiglio*
- Piemonte, R., 2011. *Il PCI del Legno*
- Prof.Barbieri, L., 2014. *Tecnologie chimiche per il trattamento dei rifiuti*, Modena
- Provincia, 2015. *Modifica AIA*
- Provincia-RE, 2013. *Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2013*, Reggio Emilia
- Regione, 2013. *Piano Energetico Regionale*, Emilia Romagna
- Regione Lombardia, 2003. *BIOCEN: gestione e valorizzazione delle ceneri di combustione nella filiera Legno-Energia*
- RSE, 2001. *Motori Stirling*
- S.A.BA.R., 2010. *Il cippato legnoso*
- S.A.BA.R., 2010. *Planimetria piazzola con sistema di trattamento acqua*
- S.A.BA.R., 2013. *Dichiarazione ambientale di S.A.BA.R., Novellara: EMAS*
- S.A.BA.R., 2015. *Foto dell'impianto S.A.BA.R., Novellara*
- Scolari, 2015. *Scolari Essiccatori scheda tecnica*
- Steen, B., 1999 - 2004. *A systematic approach to environmental priority strategies in product development (EPS). Version 2000 – General system characteristics*. Chalmers University of Technology, Technical Environmental Planning

TERNA, 2013. *Riepilogo produzione Energia da Fonti Rinnovabili in Italia*

TERNA, 2014. *Produzione energia elettrica per fonte in Italia*

Turboden, 2015. *Gli impianti ORC-CHP.*

Uniconfort, 2015. *Griglia per camera di combustione*

Vesterinen, 2003. *Le ceneri da combustione*, Finlandia

WEO, 2011. *Crescita della produzione da FER media annua*

## **Allegati della tesi**

Nel dischetto presente in coda alla tesi, sono riportati tutti gli allegati su cui si basano le considerazioni trattate e sviluppate, archiviati in cartelle salvate con gli stessi nomi dell'elenco che segue:

ALLEGATO I: Quantitativi biomassa e analisi cippato (dati S.A.BA.R. e Provincia Reggio Emilia)

ALLEGATO II: Scheda tecnica riassuntiva impianto (dati Turboden e Uniconfort)

ALLEGATO III: Preventivo ampliamento serre (dati EuroProgress)

ALLEGATO IV: Preventivo essiccatore (dati Scolari) e dissipatori (dati Climarai)

ALLEGATO V: Analisi emissioni polveri legno dure e analisi dei reflui primo e secondo semestre 2013 (dati S.A.BA.R)

ALLEGATO VI: Analisi materiale compostaggio (dati AIMAG)

ALLEGATO VII: Caratteristiche centrali scenario attuale (dati F.I.P.E.R.)

ALLEGATO VIII: Materiale di supporto analisi L.C.A.

ALLEGATO IX: Materiale di supporto analisi economica

ALLEGATO X: Elaborati grafici