



# REPORT ATTIVITÀ DI SPERIMENTAZIONE PROMOSSE IN REGIONE LOMBARDIA

## LA REALIZZAZIONE DI RETI DI TELERISCALDAMENTO ALIMENTATE DA BIOMASSA LOCALE – VERIFICA DI FATTIBILITÀ

*Provincia di Bergamo*

**(DELIVERABLE 11 – Parte B)**

Versione finale - aprile 2013

## Sommario

<i>ENGLISH SUMMARY</i> .....	4
1 IL CONTESTO.....	6
1.1 La situazione attuale delle rinnovabili in Regione Lombardia .....	6
1.1.1 I contenuti del Piano per la Lombardia sostenibile .....	6
1.1.2 L'attuale contesto normativo .....	7
1.1.3 Gli obiettivi di Regione Lombardia per le rinnovabili nell'approccio burden sharing.....	9
1.2 La disponibilità di biomassa di origine forestale in Lombardia .....	12
1.3 La domanda di calore in Lombardia.....	16
1.4 Trend nell'utilizzo della biomassa e del teleriscaldamento da fonte rinnovabile .....	17
2 LE CENTRALI A BIOMASSA A SERVIZIO DI PICCOLE RETI DI TELERISCALDAMENTO .	19
2.1 Le tipologie di biomassa utilizzabili .....	20
2.2 Le principali tecnologie .....	20
2.3 Analisi economica-finanziaria di un impianto di TLR a biomassa .....	21
2.3.1 I risultati del progetto BioEnergis .....	21
2.3.2 Tecnologie alternative alla generazione da biomassa: costi energetici a confronto..	23
3 LE BARRIERE ALLO SVILUPPO DI RETI DI TELERISCALDAMENTO ALIMENTATE A BIOMASSA.....	26
3.1 Filiera non adeguatamente sviluppata .....	26
3.1.1 Gli effetti del processo di filiera corta .....	26
3.1.2 La situazione in Lombardia .....	27
3.2 Processi autorizzativi .....	29
3.3 Impatto ambientale .....	30
3.3.1 Emissioni da traffico veicolare.....	30
3.3.2 Emissioni da centrale termica .....	31
3.4 Le forme di finanziamento.....	32
3.4.1 Fondo ELENA (European Local ENergy Assistance).....	32
3.4.2 Fondo per l'efficienza energetica della BEI (EEEF).....	33
3.5 Accesso agli incentivi.....	33
3.6 La barriera della scarsa sensibilità e conoscenza .....	34
4 LA SPERIMENTAZIONE NELL'AMBITO DI FACTOR20: LA PROVINCIA DI BERGAMO .....	34
4.1 Ambito di indagine .....	34
4.1.1 La Provincia di Bergamo.....	34
4.1.2 I comuni selezionati .....	35
4.2 Lo studio di fattibilità .....	35
4.2.1 Analisi di fattibilità tecnico-economica di una rete di teleriscaldamento.....	36

5	APPROCCI STRATEGICI E PASSAGGI OPERATIVI PER LA REALIZZAZIONE E GESTIONE DEGLI IMPIANTI .....	67
5.1	Istituti e strumenti di riferimento per l'assegnazione e la gestione del progetto .....	67
5.1.1	L'opzione di riferimento per i piccoli comuni.....	68
5.2	La filiera: modalità operative per favorirne la gestione locale .....	68
5.2.1	Migliorare la sostenibilità economico finanziaria dei progetti .....	69
5.2.2	Favorire l'approvvigionamento locale di biomassa .....	69
5.3	La procedura di gara.....	70
5.3.1	Il disciplinare di gara .....	70
5.3.2	Il contratto di servizio .....	76
6	CONCLUSIONI.....	77

## ENGLISH SUMMARY

FACTOR20 project aims to promote an integrated approach to build an accounting and planning system for energy policies, that enhances regional and local contributions to the achievement of energy sustainability goals, established by the EU Climate Action for 2020. Thus, supporting tools dedicated to the promotion and evaluation of local actions will be prepared, in order to guide local and regional policies towards measures that can be highly effective in relation to costs.

Through the involvement of local authorities, F20 project will promote the definition of several Local Action Plans, in which an appropriate mix of policies addressing sustainable energy objectives by 2020 will be assessed.

Each region has identified measures that have been explored in the feasibility studies, analyzing the regional context, identifying areas of experimentation and briefly describing the steps scheduled in the upcoming studies.

The activity conducted in collaboration with the Province of Bergamo plans to evaluate the implementation of small networks powered by local biomass in mountain villages.

The task has initially sought a first identification of the municipalities to be involved to assess the feasibility of initiatives for the use of local forestry biomass for satisfying nearby heat demand. In the municipalities identified as interesting (Piazzatorre, Sant'Omobono, Alzano Lombardo) a feasibility study has been carried out to analyze the techno-economic feasibility of scenarios for use of biomass for energy purposes and the identification of possible schemes for organizing the supply chain and the management of the initiative, including preparation of an outline of the technical requirements, to be used by the municipalities to launch a tender for the design and construction of a heat / cogeneration plant and a local district heating network.

The activities carried out were as follows:

- Assessment of heat demand / potential users served by district heating network;
- Evaluation of biomass availability in close proximity to the potential site for energy generation, also consulting Biopole data;
- Evaluation of techno-economic feasibility of different scenarios of biomass-based heat generation, e.g. only heat or combined heat and power, considering biomass cost, conversion costs, etc.;
- Assessment of possible options for organizing the biomass supply chain and the heat distribution service;
- preparation of an outline of the technical requirements, to be used by the municipalities to launch a tender for the design and construction of a plant and a local district heating network.

The main results are reported in the table below.

	<b>Piazzatorre</b>	<b>Sant’Omobono Terme</b>	<b>Alzano Lombardo</b>
Type of installation suggested	- biomass boiler with a power of 850 kW - micro CHP for base thermal load, providing 20 kW <sub>el</sub> e 40 kW <sub>th</sub> - natural gas boilers for back-up and emergency	- biomass boiler with a power of 1.400 kW - micro CHP for base thermal load, providing 30 kW <sub>el</sub> e 60 kW <sub>th</sub> - natural gas boilers for back-up and emergency	- biomass boiler with a power of a 3.4 MW - micro CHP for base thermal load, providing 50 kW <sub>el</sub> e 100 kW <sub>th</sub> - natural gas boilers for back-up and emergency
Investment required	€ 1.860.000	€ 2.522.100	€ 2.156.500 <sup>1</sup>
Requested biomass	938 tons/year	1.575 tons/year	2.821 tons/year
CO <sub>2</sub> reduction	460 tons/year	772 tons/year	1.382 tons/year
Profitability ratios (20-years horizon)	- NPV: € 644.770 - IRR: 11% - PB period: 12 years	- NPV: € 1.596.160 - IRR: 15,8% - PB period: 8 years	- NPV:€ 1.484.000 - IRR: 17,5% - PB period: 7 years

<sup>1</sup> Existing network

# 1 IL CONTESTO

## 1.1 La situazione attuale delle rinnovabili in Regione Lombardia

### 1.1.1 I contenuti del Piano per la Lombardia sostenibile

Nei primi mesi del 2010, Regione Lombardia ha approvato il "Piano per l'energia sostenibile" nel quale è delineato un programma energetico regionale che prevede l'aumento al 50 per cento della quota di energia da fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2020. Si tratta di un Piano trasversale, che abbraccia tutti gli ambiti di governance regionali e che muove nella direzione di una svolta nelle modalità di vivere, muoversi, produrre, comunicare, abitare il territorio ed usufruire delle sue molteplici risorse e opportunità.

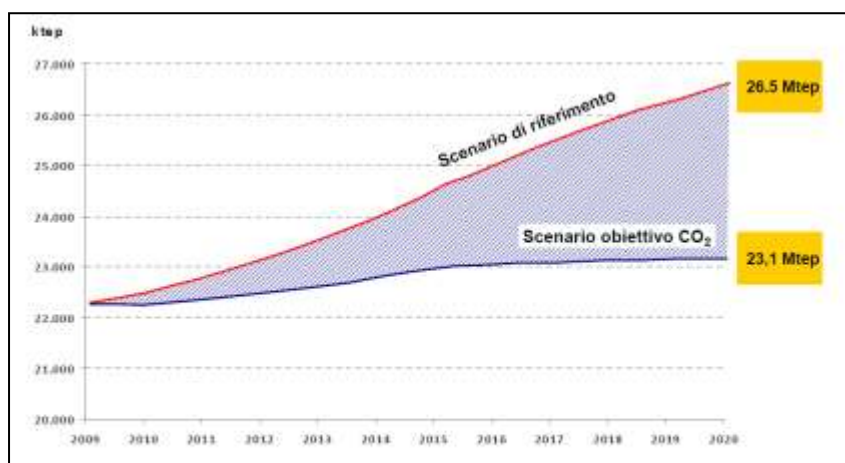


FIGURA 1 - CONSUMI FINALI IN REGIONE LOMBARDIA: CONFRONTO TRA SCENARIO DI RIFERIMENTO E SCENARIO OBIETTIVO

Il Piano prevede che, con l'applicazione di una serie di azioni verticali (programmazione a breve medio termine) e di misure trasversali (visione di medio lungo periodo) si possa raggiungere un valore di consumi finali di energia al 2020 di 23,1 MTEP (obiettivo più ambizioso di quanto previsto dal Decreto burden sharing).

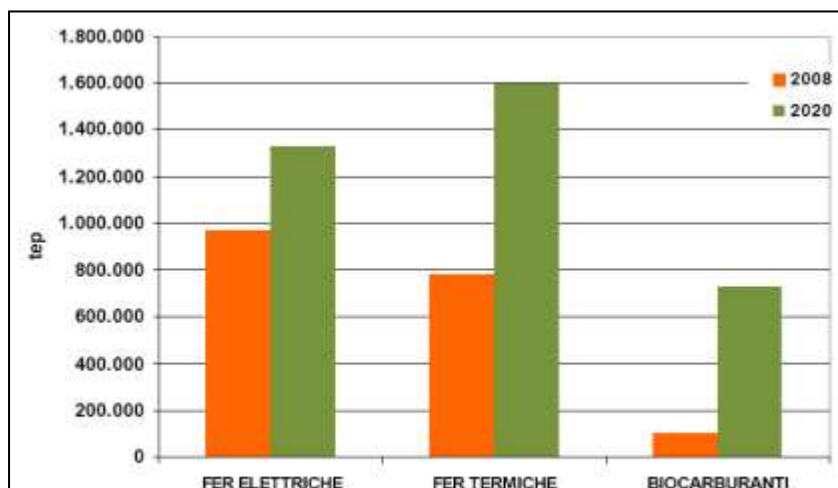


FIGURA 2 - SVILUPPI ATTESI DELLE FER AL 2020

Per potere raggiungere gli obiettivi si programma un aumento delle FER significativo, soprattutto per quelle termiche per le quali è ipotizzato un raddoppio dal 2008 al 2020.

Ricordiamo alcune delle azioni previste dal Piano per incrementare le FER termiche:

- Reti di Teleriscaldamento Urbano alimentate a biomassa con un finanziamento pubblico di 21,6 milioni di euro (fonte del finanziamento AdPQ, POR) e investimento generato di 54 milioni di euro;
- Finanziamento di impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione, nonché attivazione di filiera bosco-legno-energia tramite dgr n.20935 del 16.02.2005 "Interventi di filiera e multifunzionalità ambientale nel settore bosco-legno-energia" con un finanziamento

pubblico di 1,5 milioni di euro (fonte del finanziamento risorse autonome) e investimento generato di 5 milioni di euro.

### 1.1.2 L'attuale contesto normativo

La direttiva 2009/28/CE pone come target obbligatorio il raggiungimento entro il 2020, di una quota complessiva di energia rinnovabili a livello europeo pari ad almeno il 20% sul consumo finale lordo di energia.

Il principio fondamentale su cui si basa la direttiva è la condivisione degli obiettivi a diversi livelli (principio del Burden sharing).

Le disposizioni comunitarie prevedono dunque che il raggiungimento del target comunitario del 20% passi attraverso l'assegnazione di sotto traguardi nazionali, individuati a loro volta come percentuale di energia rinnovabile impiegata a copertura dei consumi finali lordi di energia del paese interessato. Tali obiettivi specifici sono stati definiti dalla Commissione europea in funzione della situazione attuale di diffusione delle fonti rinnovabili in ciascun stato membro e della valutazione dei rispettivi potenziali di crescita al 2020. Per l'Italia tale quota è stata fissata al 17%.

Al fine di raggiungere l'obiettivo ogni Stato Membro si dota di un Piano di Azione nazionale in cui sono fissati gli obiettivi settoriali e le misure adottate o da adottarsi.

L'Italia ha pubblicato il Piano di Azione nazionale per le rinnovabili nel giugno del 2010.

	2005			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
Elettricità	4,847	29,749	16,29%	8,504	32,227	26,39%
Calore	1,916	68,501	2,80%	10,456	61,185	17,09%
Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,530	39,630	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,127	-	-
<b>Totale</b>	<b>6,942</b>	<b>141,226</b>	<b>4,92%</b>	<b>22,617</b>	<b>133,042</b>	<b>17,00%</b>
<b>Trasporti ai fini dell'ob. 10%</b>	<b>0,338</b>	<b>39,000</b>	<b>0,87%</b>	<b>3,443</b>	<b>33,972</b>	<b>10,13%</b>

FIGURA 3: SINTESI DELLE PROSPETTIVE DI CRESCITA DELLE RINNOVABILI (PAN – PER 2010)

Le strategie per il raggiungimento dell'obiettivo sono così riassunte.

1. Stabilizzazione del denominatore - CFL<sub>TOT</sub> (cioè del Consumo finale lordo totale), ottenibile tramite l'imposizione di obblighi, l'individuazione di incentivi, la promozione di tecnologie efficienti e di comportamenti consapevoli).

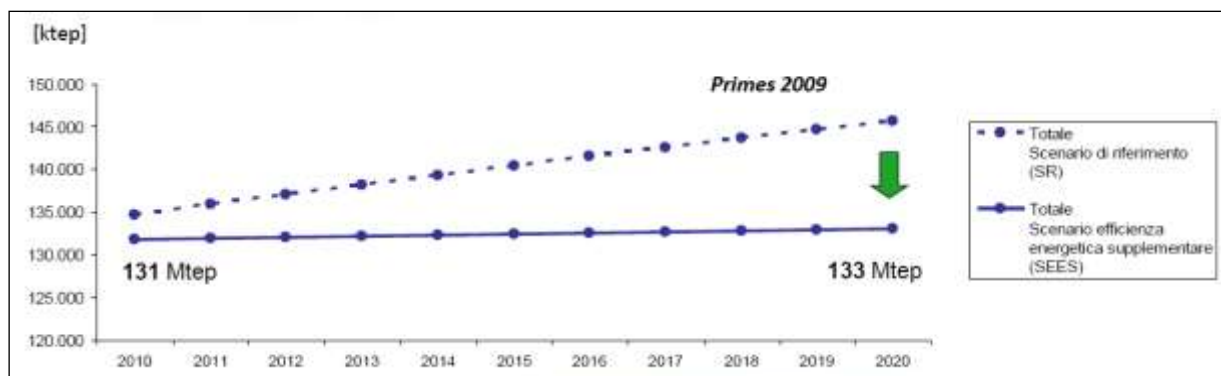


FIGURA 4: TRAIETTORIA DI STABILIZZAZIONE DEI CONSUMI FINALI TOTALI –(FONTE GSE)

## 2. Incremento del numeratore- $CFL_{FER}$ tramite:

- a. incremento dei consumi finali di elettricità da FER, ottenibile tramite la riproposizione di misure esistenti (certificati verdi, tariffa onnicomprensiva, conto energia) prevedendo azioni di aggiornamento.

	2005			2009			2020		
	Potenza installata FER-E	Produzione Lorda FER-E		Potenza installata FER-E	Produzione Lorda FER-E		Potenza installata FER-E	Produzione Lorda FER-E	
	MW	GWh	[ktep]	MW	GWh	[ktep]	MW	GWh	[ktep]
Idroelettrica*	15.466	43.768	3.764	16.458	42.155	3.625	17.800	42.000	3.612
Geotermica	711	5.325	458	737	5.342	459	920	6.750	580
Solare	34	31	3	1.142	676	58	8.600	11.350	976
Maree e moto ondoso	-	-	-	0	0	0	3	5	0
Eolica*	1.639	2.558	220	4.898	6.830	587	12.680	20.000	1.720
<b>Biomassa</b>	<b>937</b>	<b>4.675</b>	<b>402</b>	<b>1.728</b>	<b>7.631</b>	<b>656</b>	<b>3.820</b>	<b>18.780</b>	<b>1.615</b>
<b>Totale</b>	<b>18.787</b>	<b>56.356</b>	<b>4.847</b>	<b>24.962</b>	<b>62.634</b>	<b>5.387</b>	<b>43.823</b>	<b>98.885</b>	<b>8.504</b>

- b. incremento dei consumi finali di calore da FER, ottenibile tramite l'aggiornamento di una serie di misure, quali i Titoli di Efficienza energetica, detrazione fiscale per le ristrutturazioni edilizie, produzione acqua calda sanitaria 50% da FER.

	2005	2008	2020
	Produzione Lorda FER-C	Produzione Lorda FER-C	Produzione Lorda FER-C
	[ktep]	[ktep]	[ktep]
Geotermica (escluse pdc)	213	213	300
Solare	27	67	1.586
<b>Biomassa:</b>	<b>1.655</b>	<b>1.875</b>	<b>5.670</b>
En.rin.da pompe di calore:	21	1.083	2.900
<b>Totale</b>	<b>1.916</b>	<b>3.238</b>	<b>10.456</b>

- c. Incremento dei consumi finali di FER per i trasporti.

Con la pubblicazione del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è stata recepita la direttiva europea 2009/28/CE. In questo decreto è ribadito il concetto di Burden Sharing regionale, che trova la sua declinazione nel decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico.

### 1.1.3 Gli obiettivi di Regione Lombardia per le rinnovabili nell'approccio burden sharing

Il decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico, cosiddetto Decreto Burden Sharing (per il testo si veda il sito del [GSE](#)) definisce gli obiettivi per le Regioni e le Province Autonome per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale del 17% di energia da fonti rinnovabili sul Consumo Finale Lordo di energia e le modalità di gestione nei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi.

Per la Regione Lombardia sono fissati i seguenti obiettivi:

	2020	Note
<b>Consumo finale lordo</b>	25.810 kTEP	6.518,8 kTEP – elettrico 19.291,2 kTEP – non elettrico
<b>Consumi da fonti rinnovabili</b>	2.905 kTEP	1089,9 kTEP - FER elettriche 1.814,6 kTEP - FER termiche
<b>Rapporto <math>C_{FER} / CFL</math></b>	11,3%	

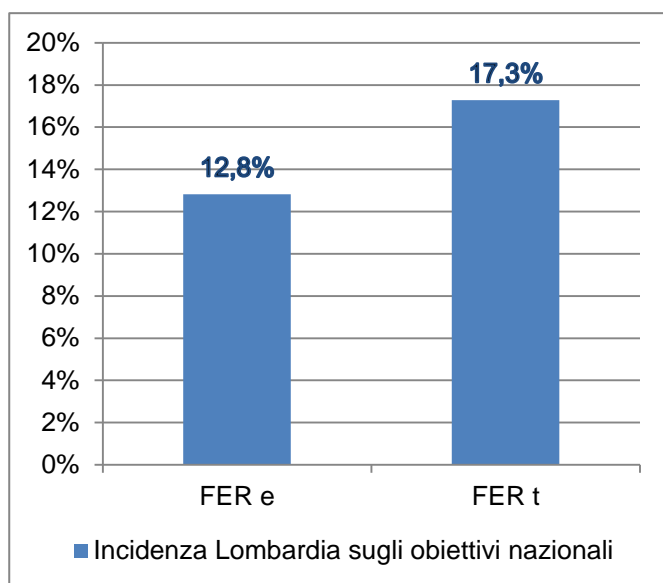
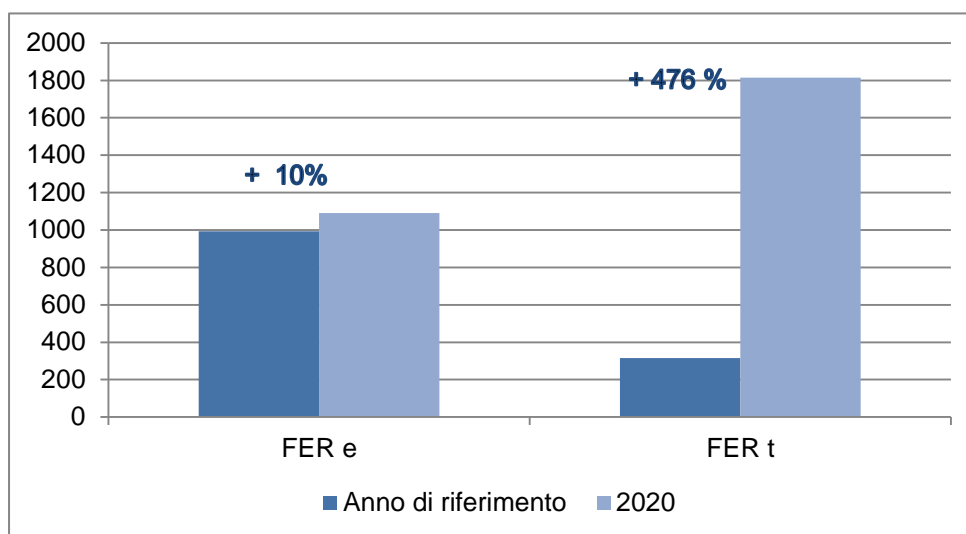


FIGURA 5 INCIDENZA DI REGIONE LOMBARDBIA RISPETTO AGLI OBIETTIVI NAZIONALI

L'impegno richiesto a Regione Lombardia è più significativo sulle FER termiche rispetto alle FER elettriche, così come si vede dal grafico a lato: infatti il contributo della Lombardia per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale è del 12,8% nel caso di FER elettriche (1090 su 8504 kTEP) e del 17,3% nel caso di FER termiche (1815 su 10506 kTEP).



In regione Lombardia l'incremento atteso delle FER elettriche si attesta al 10% (da 993 a 1090 kTEP), mentre l'incremento atteso delle FER termiche è del 476% (da 315 a 1815 kTEP), così come evidenziato in Figura 6.

FIGURA 6 - INCREMENTO ATTESO SU FER AL 2020 - LOMBARDIA

Il decreto Burden Sharing ipotizza un percorso di riduzione di CFL e contemporaneo aumento dei consumi da FER, riportato in Figura 7

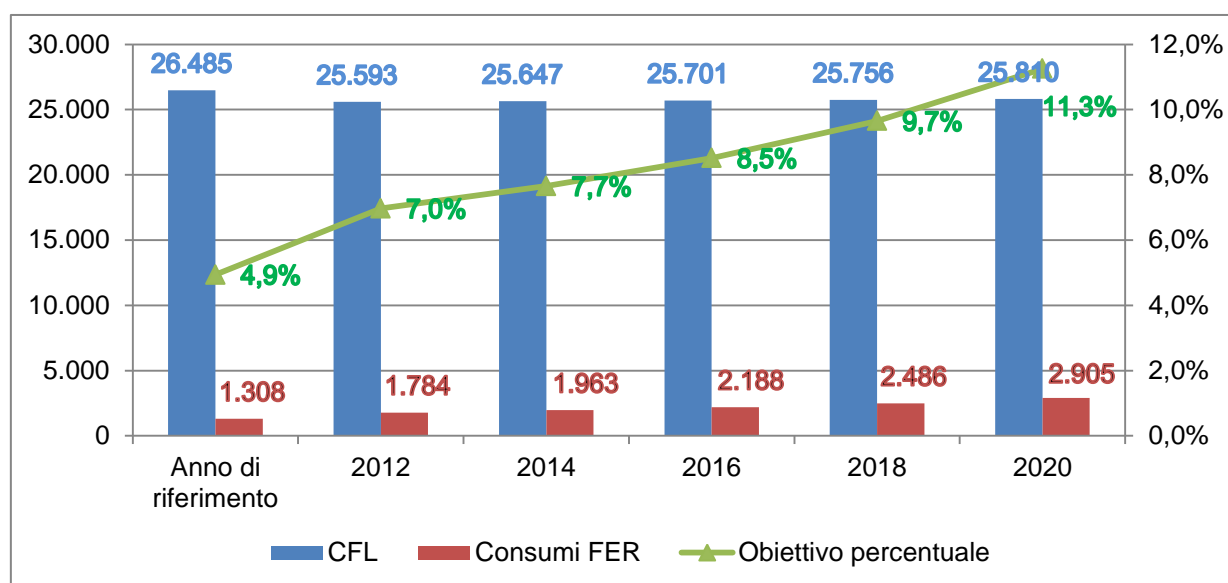


FIGURA 7 - TRAIETTORIA AL 2020 DI CFL, CONSUMI FER E OBIETTIVO % - LOMBARDIA

Il PAN prevede di raggiungere l'obiettivo di 10506 kTEP, con un contributo della biomassa pari a 5720 kTEP, di cui 650 da teleriscaldamento (580 nel settore residenziale e 70 nel terziario).

E' stato previsto un notevole incremento del contributo del teleriscaldamento, in linea con gli indirizzi del PAN e del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Impieghi	Biomassa [ktep]	Fonte aerotermica, geotermica e idrotermica		Solare termico [ktep]	Totale [ktep]
		media e alta temperatura (uso diretto) [ktep]	bassa temperatura (PdC) [ktep]		
<b>Residenziale</b>					<b>6.021</b>
riscaldamento	3.354		750		4.104
teleriscaldamento	580	180	40		800
acqua calda sanitaria			100	1.017	1.117
<b>Terziario</b>					<b>2.769</b>
riscaldamento		100	2.000	569	2.669
teleriscaldamento	70	20	10		100
acqua calda sanitaria					-
<b>Industria</b>					<b>1.000</b>
Produzione calore	1.000				1.000
Agricoltura					400
Produzione calore	400				400
Biometano/biogas in rete					316 <sup>2</sup>
Usi calore e trasporto	316				316
<b>Totale</b>	<b>5.720*</b>	<b>300</b>	<b>2.900</b>	<b>1.586</b>	<b>10.506*</b>

FIGURA 8 IPOTESI DI RIPARTIZIONE TRA SETTORI E TIPOLOGIE DI IMPIEGO DELLE FER T ATTESE AL 2020 - PAN

La definizione dell'energia imputata al teleriscaldamento da biomassa è stata così definita.

Si è ipotizzato che all'anno 2020 la volumetria teleriscaldata sia pari a 900 Mm<sup>3</sup> (nel PAN 2010 si indica che alla fine del 2009 la volumetria riscaldata ha complessivamente raggiunto i 200 milioni di metri cubi, con l'erogazione di 5,7 miliardi di kWh termici, dei quali si stima che circa il 15% provenga da fonti rinnovabili).

Se tale volumetria fosse costituita da sole unità

abitative, essa corrisponderebbe a circa 3 milioni di alloggi. Si tratta ovviamente di una stima per eccesso, poiché essa include anche edifici degli altri settori (in particolare di quello terziario), tuttavia costituisce una valutazione di massima del potenziale di teleriscaldamento, e della quota soddisfatta da fonti rinnovabili. In tal senso, ipotizzando che la quantità di calore immessa nella rete per soddisfare il fabbisogno medio per riscaldamento o acqua calda sanitaria sia pari a 1 tep/abitazione, ne deriva un impiego di calore di quasi 3 Mtep. Si assume che tale fabbisogno sia soddisfatto per una quota pari al 30% da fonti rinnovabili (attualmente la percentuale è intorno al 17%) e dunque il consumo finale di fonti rinnovabili per teleriscaldamento risulterebbe pari a circa 0,9 Mtep<sup>2</sup>. Di questi si è ipotizzato che 0,65 Mtep siano da biomassa e i restanti 0,25 Mtep da fonte geotermica/idrotermica.

<sup>2</sup> Il PAN stima che da teleriscaldamento possa pervenire un contributo di circa 0,9 Mtep, in termini di consumi finali coperti da rinnovabili, con la traiettoria delineata nella tabella sottostante, dove è riportato il contributo totale da FER.

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	215	226	232	239	246	253	260	268	275	283	292	300
Solare	27	113	148	192	250	326	424	552	719	936	1.218	1.586
<b>Biomassa:</b>	<b>1.655</b>	<b>2.239</b>	<b>2.449</b>	<b>2.679</b>	<b>2.932</b>	<b>3.212</b>	<b>3.521</b>	<b>3.863</b>	<b>4.243</b>	<b>4.666</b>	<b>5.139</b>	<b>5.670</b>
solida	1.629	2.206	2.406	2.624	2.862	3.121	3.404	3.713	4.050	4.417	4.817	5.254
biogas	26	26	33	41	52	66	83	105	132	167	211	266
bioliquidi (1)	0	7	20	14	18	23	33	45	61	82	111	150
<b>Energia rinnovabile da pompe di calore:</b>	<b>21</b>	<b>1.273</b>	<b>1.568</b>	<b>1.473</b>	<b>1.588</b>	<b>1.715</b>	<b>1.857</b>	<b>2.016</b>	<b>2.195</b>	<b>2.398</b>	<b>2.631</b>	<b>2.900*</b>
— di cui aerotermica	18	1.127	1.294	1.285	1.373	1.466	1.566	1.672	1.786	1.907	2.037	2.175
— di cui geotermica	4	40	52	67	87	112	145	187	242	313	404	522
— di cui idrotermica	2	105	112	120	128	137	146	156	167	178	190	203
<b>Totale</b>	<b>1.916</b>	<b>3.851</b>	<b>4.196</b>	<b>4.583</b>	<b>5.016</b>	<b>5.506</b>	<b>6.062</b>	<b>6.698</b>	<b>7.432</b>	<b>8.283</b>	<b>9.280</b>	<b>10.456</b>
Di cui teleriscaldamento (2)	80	144	173	208	250	300	360	433	520	624	749	900
Di cui biomassa in nuclei domestici (3)	1.145	1.471	1.610	1.762	1.928	2.209	2.398	2.525	2.761	3.024	3.308	3.620

La ripartizione tra le regioni avviene considerando i comuni situati nella zona climatica compresa fra la D e F, caratterizzati da condizioni medie climatiche tali da giustificare la predisposizione di reti di teleriscaldamento. Potenzialmente sono interessati poco meno di 7.000 comuni, in cui sono residenti circa 44,4 milioni di abitanti (circa 70% della popolazione). Tutti i comuni lombardi sono ubicati in zona E ed F (e quindi posseggono condizioni climatiche tali da permettere una eventuale realizzazione di un impianto di TLR). In termini di assunzioni sul parco abitativo, si prendono in considerazione le abitazioni monofamiliari o i condomini dotati di impianti di riscaldamento centralizzato. Alla luce di queste considerazioni si evince che il peso della Lombardia è sicuramente molto significativo.

## 1.2 La disponibilità di biomassa di origine forestale in Lombardia

Di seguito sono riportati i risultati di un progetto europeo BioEnerGIS che ha sviluppato uno strumento di supporto alle decisioni per la pianificazione, a scala regionale, dello sfruttamento sostenibile della biomassa in sistemi di teleriscaldamento. Sono state oggetto di studio 4 regioni: Lombardia, Nord Irlanda (UK), Slovenia e Vallonia (Belgio).

BioEnerGIS ha mappato:

- la biomassa (derivante da foreste, matrici agricole, frazione organica dei rifiuti domestici ed industriali) potenzialmente utilizzabile a fini energetici.
- la domanda di calore (dai settori residenziale, industriale e terziario) potenzialmente soddisfacibile da impianti a biomassa attraverso reti di teleriscaldamento

La definizione della disponibilità di biomassa avviene attraverso tre step:

*Stima della quantità complessiva di biomassa legnosa che può essere estratta, sia dal punto di vista teorico che ambientale*

L'ammontare complessivo della biomassa legnosa che può essere estratta in Lombardia, da un punto di vista teorico e ambientale è stato stimato in un range compreso tra 1.200.000 – 1.700.000 m<sup>3</sup>/anno.

Tale valore è stato calcolato in funzione di:

- tipologia di essenze presenti;
- gestione del bosco (ceduo / alto fusto);
- classificazione dell'area (produttiva / naturalistica / protetta)

Integrando queste informazioni sono state definite due mappe in cui è rappresentata:

- la distribuzione spaziale dell'incremento complessivo annuale (corrispondente alla quantità complessiva di legno che può essere annualmente estratto)- Figura 9;
- la distribuzione spaziale del complessivo taglio annuale consentito (la quantità globale di legno che potrebbe essere estratto in modo sostenibile dal punto di vista ambientale) - Figura 10.

	<b>Incremento annuale [m<sup>3</sup>/a]</b>	<b>Taglio consentito[m<sup>3</sup>/a]</b>		<b>Incremento annuale [m<sup>3</sup>/a]</b>	<b>Taglio consentito[m<sup>3</sup>/a]</b>
<i>Brescia</i>	453.339	296.043	<i>Milano</i>	42.465	33.364
<i>Bergamo</i>	305.973	192.922	<i>Mantova</i>	3.357	3.191
<i>Como</i>	203.086	181.676	<i>Pavia</i>	100.259	63.802
<i>Cremona</i>	2.086	1.765	<i>Sondrio</i>	334.653	170.616
<i>Lecco</i>	113.677	92.823	<i>Varese</i>	214.863	184.533
<i>Lodi</i>	3.316	2.715	<b>LOMBARDIA</b>	<b>1.777.075</b>	<b>1.223.721</b>

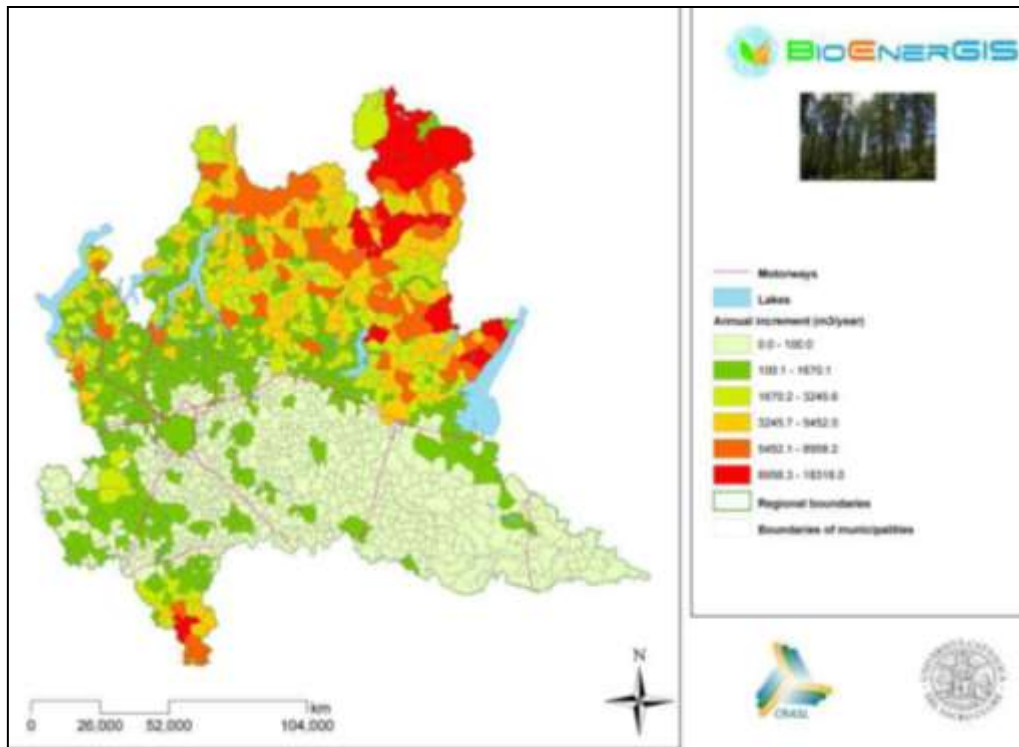


FIGURA 9 - INCREMENTO ANNUO

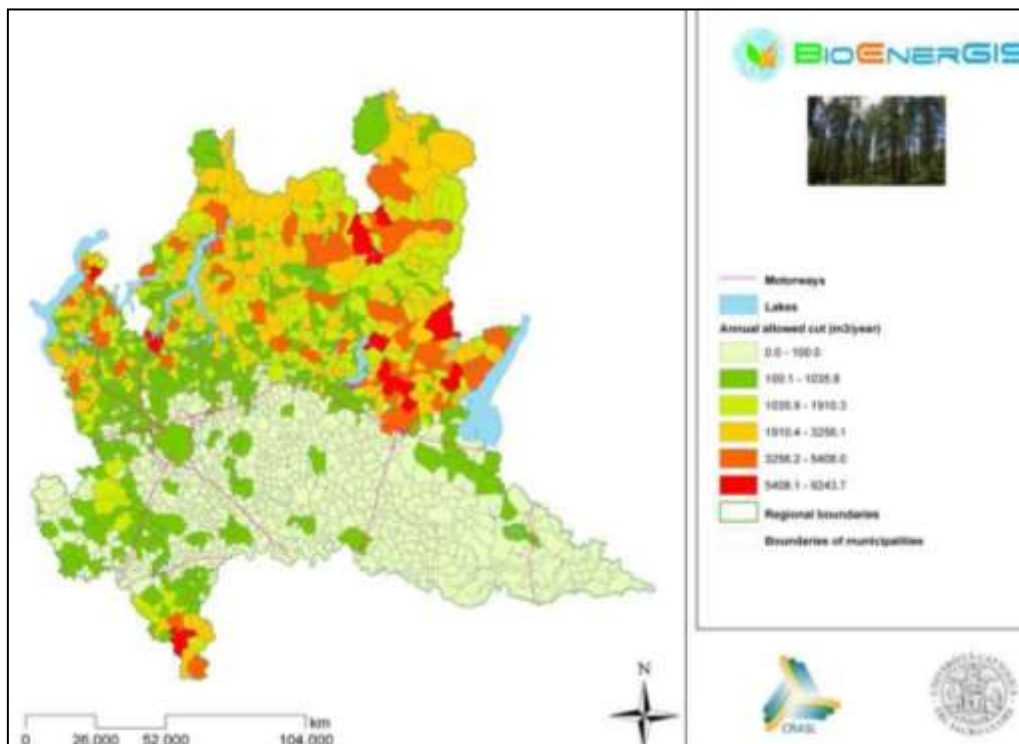


FIGURA 10 - TAGLI ANNUALI CONSENTITI

### Determinazione del potenziale tecnico

La stima della quantità complessiva di biomassa è ridimensionata considerando la effettiva possibilità di estrarla dalle foreste. A questo scopo, è stata sviluppata una metodologia basata sulla valutazione di sfruttabilità forestale considerando due possibili modalità di estrazione:

- cavo e gru: è l'opzione di riferimento, fattibile se:
  - o almeno un punto sia raggiungibile con trattore con rimorchio o camion;
  - o pendenza maggiore del 20%;
  - o la lunghezza del cavo sia compresa tra 100 e 800 metri;
- trattori e verricello: è l'opzione alternativa per le aree in cui cavo e gru non sono utilizzabili; è percorribile se:
  - o pendenza inferiore al 35%;
  - o distanza dalla strada inferiore a 100 metri.

Il potenziale tecnico per la Lombardia è stato stimato essere nell'intervallo 550.000-750.000 m<sup>3</sup>/anno.

	<b>Incremento annuale sfruttabile [m<sup>3</sup>/a]</b>	<b>Taglio consentito sfruttabile [m<sup>3</sup>/a]</b>		<b>Incremento annuale sfruttabile [m<sup>3</sup>/a]</b>	<b>Taglio consentito sfruttabile [m<sup>3</sup>/a]</b>
<i>Brescia</i>	186.452	114.538	<i>Milano</i>	42.465	33.634
<i>Bergamo</i>	94.327	64.901	<i>Mantova</i>	3.357	3.191
<i>Como</i>	81.233	78.877	<i>Pavia</i>	55.253	36.925
<i>Cremona</i>	2.085	1.765	<i>Sondrio</i>	126.931	74.703
<i>Lecco</i>	46.584	41.540	<i>Varese</i>	113.735	101.781
<i>Lodi</i>	3.316	2.715	<b>LOMBARDIA</b>	<b>755.740</b>	<b>554.570</b>

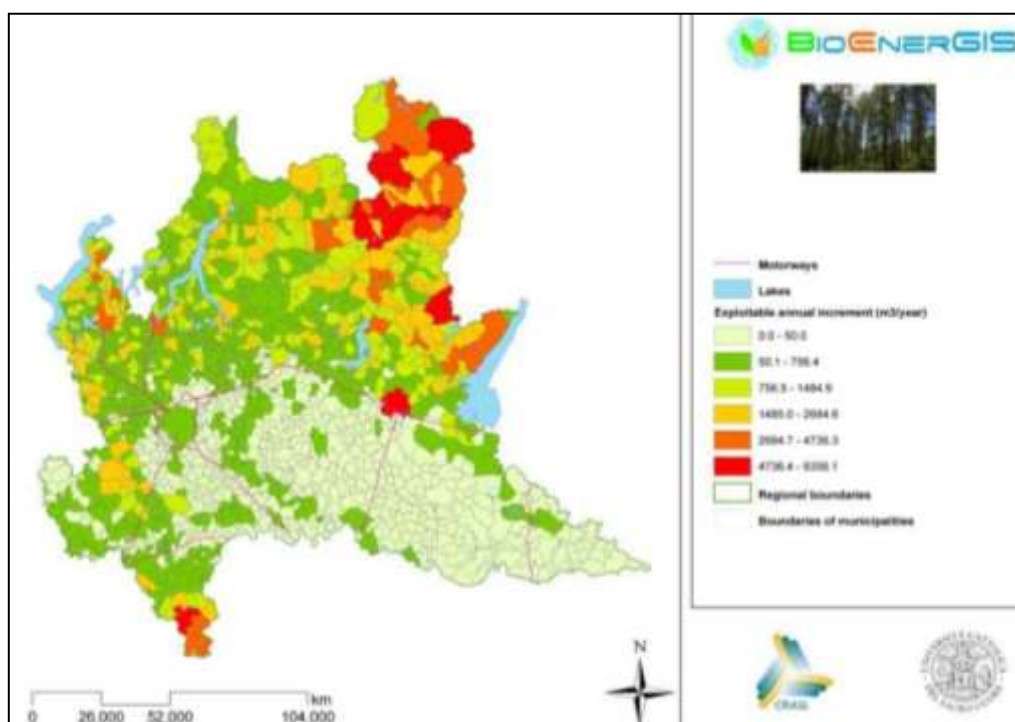


FIGURA 11 - INCREMENTO ANNUO SFRUTTABILE

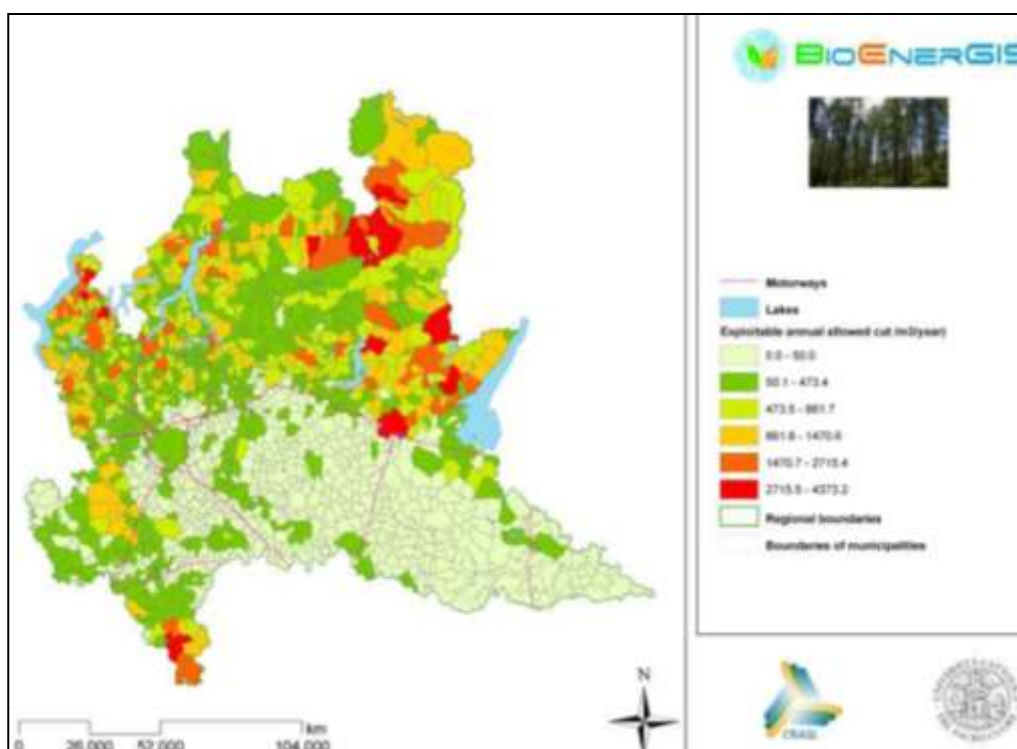


FIGURA 12 – TAGLI ANNUALI CONSENTITI SFRUTTABILI

### *Stima della quantità di biomassa legnosa che può essere orientato a filiere energetiche*

Sono stati valutati 4 scenari differenti e i risultati finali prevedono una disponibilità di biomassa compresa tra 140.000 e 500.000 m<sup>3</sup>/anno.

Si è ipotizzato che dei tagli effettuati realmente il solo 20%, corrispondente agli scarti (cime e ramaglie), possa essere destinato a filiere energetiche. Gli scenari sono stati costruiti ipotizzando differenti destinazioni dei potenziali non esauriti dai tagli effettuati.

Lo schema sotto riportato esplicita le ipotesi sottese ad ogni scenario.

BIOMASSA ORIENTABILE A FILIERE PRODUTTIVE					
		POTENZIALE NON ESAURITO DI INCREMENTO ANNUO SFRUTTABILE		POTENZIALE NON ESAURITO DI TAGLI ANNUI CONSENTITI SFRUTTABILE	
	SCARTI RESIDUI DEI TAGLI EFFETTIVI (20%)	SOLO SCARTI RESIDUI (20%)	TUTTO IL POTENZIALE (100%)	SOLO SCARTI RESIDUI (20%)	TUTTO IL POTENZIALE (100%)
SCENARIO 1	X	X			
SCENARIO 2	X		X		
SCENARIO 3	X			XX	
SCENARIO 4	X				X

In Figura 13 sono riportate le quantità di biomassa legnosa orientabili a filiere energetiche a seconda degli scenari e suddivisi per provincia.

Province	Scenario 1 potential (m3/year)	Scenario 2 potential (m3/year)	Scenario 3 potential (m3/year)	Scenario 4 potential (m3/year)
Brescia	125,766.6	41,656.1	65,032.7	29,509.3
Bergamo	52,623.1	26,077.0	39,728.7	23,498.1
Como	51,269.4	17,377.5	50,419.1	17,207.5
Cremona	1,895.8	614.9	1,641.7	564.1
Lecco	31,732.5	9,694.1	27,416.1	8,830.8
Lodi	3,143.4	766.2	2,557.5	649.0
Milano	35,659.9	9,031.8	27,796.0	7,459.0
Mantova	2,985.7	671.5	2,819.6	638.3
Pavia	40,129.2	11,733.5	26,706.7	9,049.0
Sondrio	84,629.4	26,655.1	43,994.5	18,528.1
Varese	69,585.9	24,935.9	62,664.5	23,551.6
<b>Total</b>	<b>499,420.9</b>	<b>169,213.4</b>	<b>350,777.1</b>	<b>139,484.7</b>

FIGURA 13 – QUANTITA' DI BIOMASSA LEGNOSA ORIENTABILI A FILIERE ENERGETICHE

### 1.3 La domanda di calore in Lombardia

La domanda di calore, nell'ambito del progetto Bioenergis, è stata calcolata utilizzando i dati e gli indicatori statistici riportati nella Tabella 1.

TABELLA 1 - STIMA DELLA DOMANDA PER SETTORE E DATI DISPONIBILI UTILIZZATI

Settori	Dati esistenti	Stima della domanda
Residenziale	Informazioni sulla superficie delle abitazioni per sezione censuaria (ISTAT) Domanda di energia per combustibile, dal modello energetico SIRENA	69.411 GWh/y
Ospedali	Localizzazione degli ospedali. Per circa il 65% sono disponibili informazioni puntuali sulla domanda di energia; per gli altri è stata fatta una stima considerando il volume riscaldato e il numero di posti letto.	1.564 GWh/y
Scuole	Localizzazione delle scuole (informazioni dal Provveditorato agli studi). Per il 17% delle scuole sono disponibili dati puntuali sulla domanda ( <i>Audit-GIS</i> ); per le altre, è stata effettuata la stima sulla base del numero di studenti per scuola.	370 GWh/y [213,5 kWh/m <sup>2</sup> year 1.700 kWh/student year]
Altri edifici pubblici	Informazioni puntuali da audit energetici su 3.500 edifici pubblici ubicati in 580 comuni lombardi di piccole dimensioni. Informazioni puntuali sulle sedi istituzionali di Regione Lombardia Localizzazione e dati su 1.200 biblioteche	137 GWh/y
Centri commerciali	Informazioni puntuali su alcuni centri (da Gestione dell'energia in Regione Lombardia) Informazioni e localizzazione su circa 8.500 negozi di medie e grandi dimensioni ( <i>Trade Observatory</i> ).	869 GWh/y per strutture di vendita medie 581 GWh/y per strutture di vendita grandi
Centri sportivi	Dati energetici da audit ( <i>Audit-GIS</i> ) Tipologia e localizzazione di centri sportivi	350 GWh/y
Piccola industria	Informazioni su proxy da ISTAT Dati di domanda energetica per settore industriale per comune (da SIRENA)	2.300 GWh/y

### 1.4 Trend nell'utilizzo della biomassa e del teleriscaldamento da fonte rinnovabile

BIOMASSA

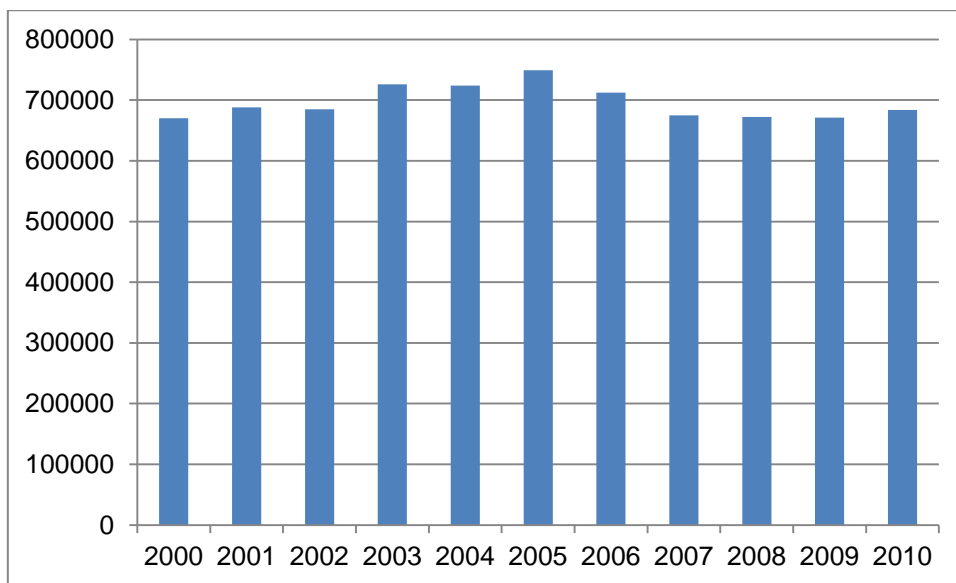


GRAFICO 1 - CONSUMI DI BIOMASSA - TUTTI I SETTORI – REGIONE LOMBARDIA - FONTE SIRENA

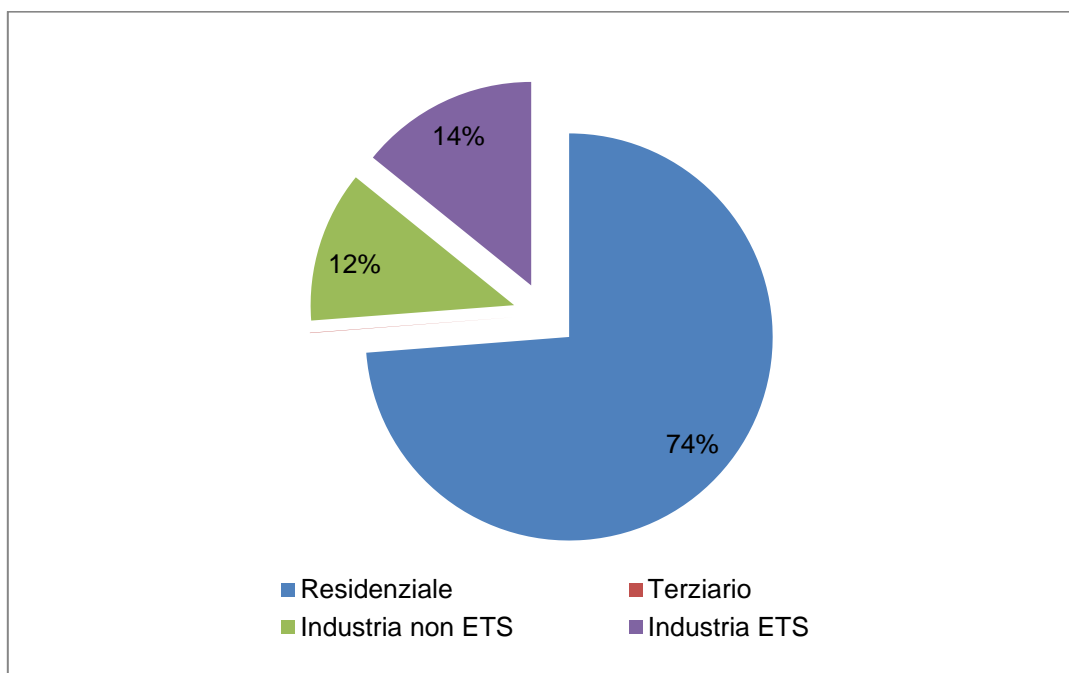


GRAFICO 2 - CONSUMI DI BIOMASSA PER SETTORE - REGIONE LOMBARDIA ANNO 2010 - FONTE SIRENA

## TELERISCALDAMENTO DA FONTI RINNOVABILI

In regione Lombardia i consumi legati al teleriscaldamento sono imputabili:

- per il 75% ai rifiuti solidi urbani;
- per il 25% a biomassa.

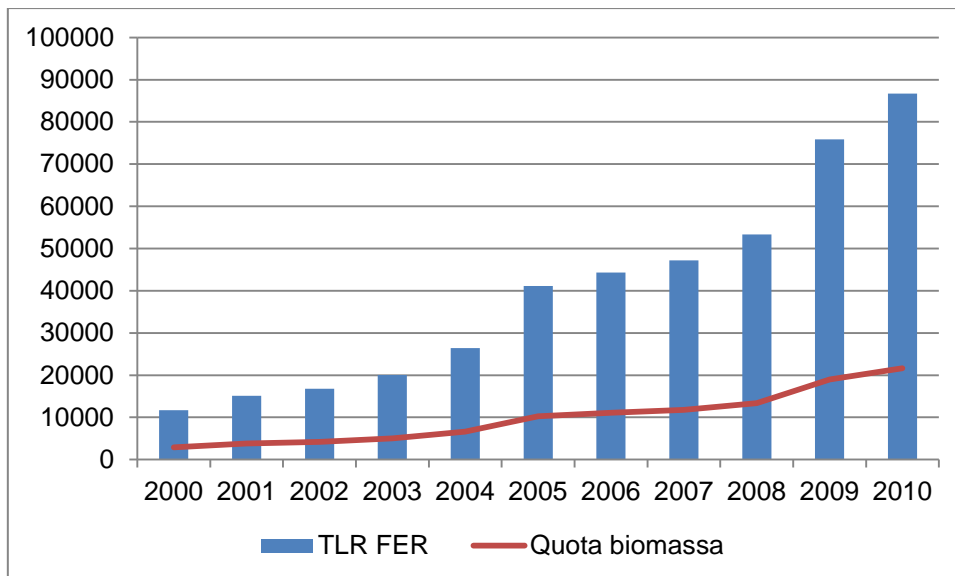


GRAFICO 3 - CONSUMI LEGATI AL TLR FER - TUTTI I SETTORI  
REGIONE LOMBARDIA - FONTE SIRENA

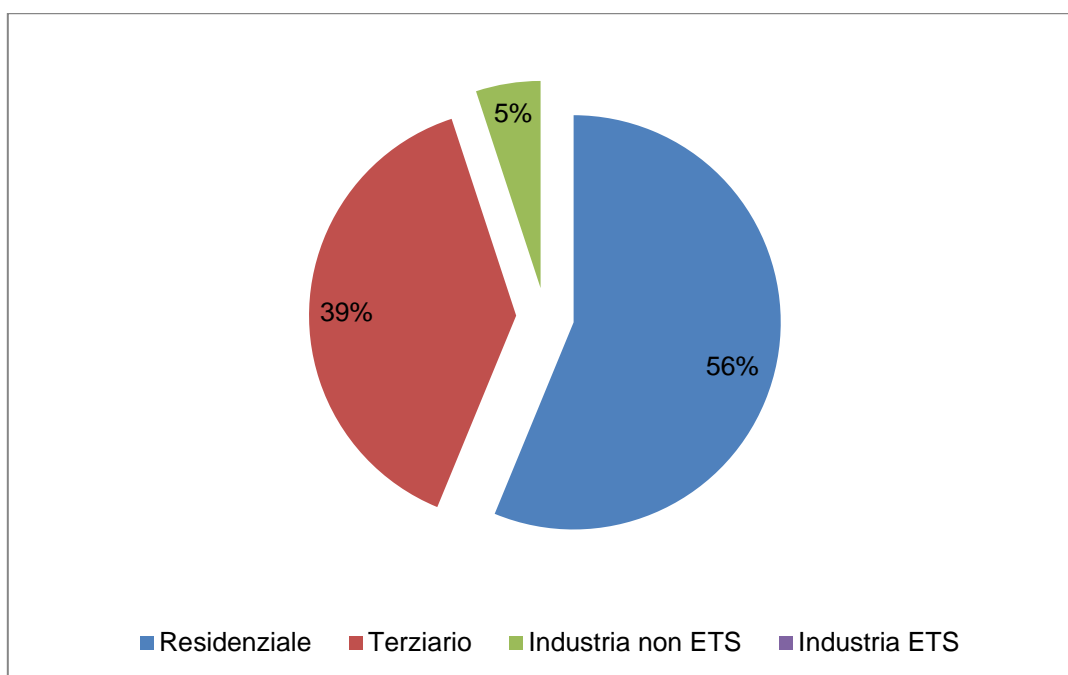


GRAFICO 4 - CONSUMI TLR FER PER SETTORE - REGIONE LOMBARDIA  
ANNO 2010 – FONTE SIRENA

## 2 LE CENTRALI A BIOMASSA A SERVIZIO DI PICCOLE RETI DI TELERISCALDAMENTO

Provincia	Comune	Tipo realizzazione	Anno entrata in servizio
BG	Sedrina	cogenerazione energia elettrica e termica	2009
BS	Brescia	sistema multicomcombustibile, cogenerazione energia elettrica e termica	2005
BS	Edolo	produzione calore	2004
BS	Sellero	cogenerazione energia elettrica e termica	2004
BS	Collio Val Trompia	cogenerazione energia elettrica e termica	2007
BS	Temù/Ponte di Legno	produzione calore	2005
CO	Villa Guardia	cogenerazione energia elettrica e termica	2010
SO	Tirano	cogenerazione energia elettrica e termica	2000
SO	Sondalo	produzione calore	2000
SO	Madesimo	produzione calore	2006
SO	Valfurva	produzione calore	2007
VA	Marchirolo	produzione calore	2008

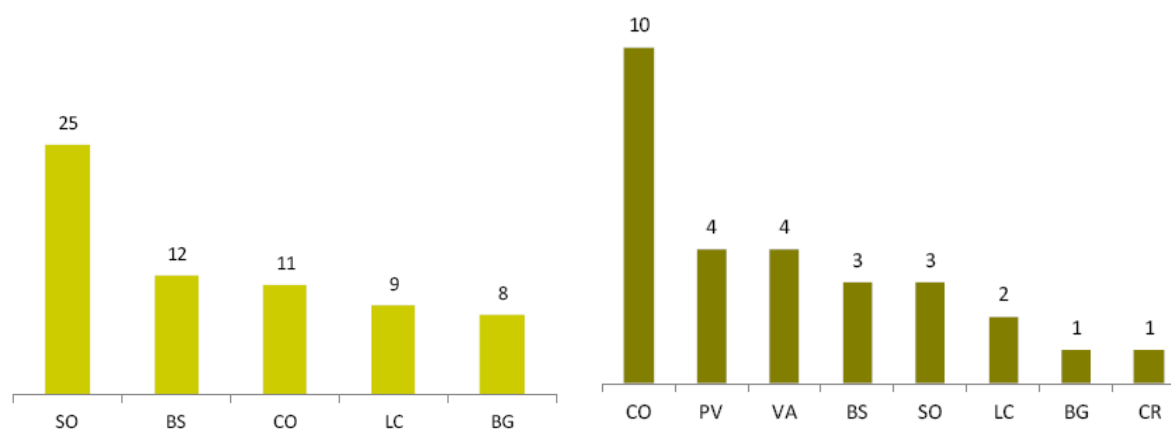
In Lombardia esistono almeno 12 reti di teleriscaldamento ad accesso pubblico e una serie di centrali ad uso privato in fase di censimento.

La tecnologia, sotto la spinta del successo del comparto, sta consentendo di produrre e utilizzare con costi vantaggiosi anche centrali di piccole dimensioni.

Questo fattore sta influenzando in modo determinante nell'aumento delle centrali a biomassa funzionanti sul territorio regionale.

A conferma di questa tendenza, la nascita di imprese altamente specializzate capaci di fornire ai privati tutti gli elementi per la gestione delle centrali sul lungo periodo, alla produzione e fornitura del materiale

dalla messa in opera e manutenzione della caldaia comburente.



Comuni non metanizzati zona F (Fonte: FIPER)

Comuni non metanizzati zona E (Fonte: FIPER)

L'analisi del mercato energetico mette in luce ampi spazi per l'incremento del settore nella nostra regione. Infatti in Lombardia ci sarebbero le condizioni (zona climatica, dotazioni infrastrutturali, tipologia di edifici, dotazione di risorse naturali, tipologia di insediamenti edilizi) per avviare reti di teleriscaldamento a biomassa in 93 comuni (65 zone F- 28 zona E). I beneficiari dell'intervento sarebbero circa 90.000 abitanti.

## 2.1 Le tipologie di biomassa utilizzabili

Legna da ardere		Unità di misura	Valori
	Massa volumica	kg/m <sup>3</sup>	600 - 850
	Contenuto idrico (w)	%	20
	Potere calorifico inferiore	kWh/kg	4
	Densità energetica	kWh/msa (spacconi)	1785 - 2529
		kWh/msa (da stufa)	2168 - 3071
KWh/msr (da stufa)		1275 - 1806	
Ceneri	% (in peso)	0,2 - 0,5	

Legno cippato		Unità di misura	Valori
	Massa sterica	kg/msr	220 - 350
	Contenuto idrico (w)	%	30
	Potere calorifico inferiore	kWh/kg	3 - 3,4
	Densità energetica	kWh/msr	660 - 1190
	Ceneri	% (in peso)	0,2 - 0,5

Pellet di legno	Parametri Indicativi	Unità di Misura	Valore
	Lunghezza	mm.	10 ÷ 50
	Diametro	mm.	6 ÷ 10
	Massa volumica	kg/m <sup>3</sup>	1.150 ÷ 1.400
	Massa sterica	kg/msr	> 650
	Umidità	%	8 ÷ 12
	Potere calorifico inferiore	kWh/kg	4,7 ÷ 5
	Ceneri	% in peso	0,3 < 1

## 2.2 Le principali tecnologie<sup>3</sup>

<b>Combustione</b>	La combustione diretta è il trattamento termico più antico ed è stato per molto tempo l'unico mezzo per produrre calore ad uso industriale e/o domestico. Quando il combustibile viene immesso in camera di combustione, subisce inizialmente un'essiccazione, quindi man mano che la temperatura aumenta si succedono processi di pirolisi, gassificazione e combustione. Il prodotto finale è calore che può essere usato per il riscaldamento o impiegato in impianti per la produzione di energia elettrica o per cogenerazione (produzione combinata di energia termica ed elettrica).
<b>Pirolisi</b>	Le sostanze organiche con basso tasso di umidità (intorno al 20%) e alto contenuto in carbonio possono essere sottoposte ad un processo di pirolisi. La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici, ottenuto mediante l'applicazione di calore, a temperature comprese tra 400 e 1000 °C, in completa assenza di un agente ossidante oppure con una ridottissima quantità (nel qual caso il processo può essere descritto come una parziale massificazione). Il tempo di reazione è variabile ed in base ad esso si distinguono tre metodi differenti: pirolisi lenta, veloce o convenzionale. I prodotti che si ottengono sono costituiti da una frazione gassosa, una liquida ed una solida in proporzioni che dipendono dal metodo utilizzato e dai parametri di reazione.
<b>Gassificazione</b>	La massificazione può essere definita come la conversione termochimica di un combustibile solido o liquido in un gas; la materia viene riscaldata in presenza di un agente gassificante (aria, ossigeno, vapore) conducendo ad una sua parziale combustione. Il processo nel complesso è formato da tre fasi: una prima fortemente esotermica di combustione, una seconda di pirolisi ed infine la riduzione del carbonio (gassificazione propriamente detta). L'uso di aria produce un gas a basso potere calorifico (5.5 – 7.5 MJ/Nm <sup>3</sup> ) che può essere utilizzato in caldaie o motori. Sostituendo l'aria con ossigeno si ottiene una miscela a base di CO e H <sub>2</sub> , indicata con il

<sup>3</sup> "Vademecum fonti rinnovabili: Energia da biomassa" di MISE, Ministero Ambiente, APAT, Renael.

termine inglese di syngas, che può essere usata come combustibile (PCI 10-11 MJ/Nm<sup>3</sup>) o come base per la produzione di prodotti chimici. Tale gas deve subire un processo di depurazione nel caso di generazione di energia elettrica in turbine o motori a combustione interna.

La massificazione con vapore, generalmente indicata come reforming, produce un gas ricco di H<sub>2</sub> ed è un processo fortemente endotermico.

La massificazione si differenzia dalla combustione diretta, termine con cui si indica un rapido processo di ossidazione ad alta temperatura per ottenere calore, principalmente per il minore rapporto aria/combustibile (sottostechiometrico) che impedisce un'ossidazione completa del combustibile di partenza.

## 2.3 Analisi economica-finanziaria di un impianto di TLR a biomassa

### 2.3.1 I risultati del progetto BioEnergis

Si riportano i dati tratti dal "Publishable report on BioEnerGIS Project" riferiti all'ottobre 2011<sup>4</sup>.

#### 2.3.1.1 La definizione delle voci di costo e delle entrate

Sono stati considerati nella analisi 11 impianti presenti in Lombardia per i quali sono stati analizzati i diversi flussi economici.

- Costo di approvvigionamento: i costi per materie prime, dai primi risultati di BioEnergis, mostrano una grande variabilità tra le regioni. L'influenza di fattori come la disponibilità locale di biomassa e/o i costi di trasporto determinano l'elevata volatilità del costo stesso. La Lombardia presenta il costo medio per tonnellata più alto rispetto alle altre regioni coinvolte nel progetto: **34 €/ton**.
- Costi di trasporto: sono ovviamente legati alla distanza tra il luogo di prelievo e l'impianto e alla quantità di biomassa da trasportare. In Lombardia la distanza media tra punto di prelievo e punto di utilizzo è di **80 km**.
- Costi di manutenzione: la manutenzione è fondamentale per mantenere l'efficienza dell'impianto stesso. In funzione della tipologia di impianto i costi di manutenzione parametrati al kWh sono i seguenti:
  - o **2,18 c€/kWh** per impianti **cogenerativi**
  - o **1,40 c€/kWh** per impianti che producono **solo energia elettrica**
  - o **0,98 c€/kWh** per impianti che producono **solo energia termica**
- Altri costi operativi: sono riferiti al trattamento e smaltimento dei residui, polizze assicurative, costi amministrativi e consulenze, prodotti chimici. Rappresentano circa il **10% della spesa operativa** (Opex: 60% materie prime 30% manutenzione 10% altri costi).
- Entrate: Occorre distinguere tra entrate relative alla vendita di calore e di energia elettrica. La media per la Lombardia è pari a **0,27 €/kWh<sub>elett</sub>** e **0,07 €/kWh<sub>term</sub>**
- Costi di investimento: sulla base delle analisi condotte nell'ambito del progetto BioEnergis emerge che il costo di investimento iniziale, parametrato rispetto all'energia prodotta, è pari a **6 M€/MW<sub>e</sub>** per impianti cogenerativi e di **1,2 M€/MW<sub>th</sub>** per impianti di sola produzione di calore.

Dall'analisi condotta si vede che il contributo pubblico per coprire parzialmente l'investimento iniziale è indispensabile. Con una analisi di sensitività, è stato dimostrato che l'incremento del finanziamento a fondo perduto fa una grande differenza rispetto ai tempi di rientro dell'investimento. In particolare se tale finanziamento supera il 50% dell'investimento, si calcola un aumento dell'1% del TIR a fronte di un incremento del 10% di finanziamento a fondo perduto.

<sup>4</sup> [http://www.bioenergis.eu/portals/0/pdf/BioEnerGIS\\_Publishable%20Report.pdf](http://www.bioenergis.eu/portals/0/pdf/BioEnerGIS_Publishable%20Report.pdf)

### 2.3.1.2 Gli indicatori di investimento

- TIR (tasso di rendimento interno): il valore medio rilevato è pari al 11%. E' utile tuttavia differenziare tale valore rispetto alla tecnologia utilizzata: **12%** per **impianti cogenerativi**, **15%** nel caso di impianti a sola **produzione elettrica** e **7%** nel caso di sola **produzione termica**.
- Tempo di payback: il valore medio rilevato è pari al 9,4 anni. E' utile tuttavia differenziare tale valore rispetto alla tecnologia utilizzata: **8 anni** per **impianti cogenerativi**, **7,5** nel caso di impianti a sola **produzione elettrica** e **12,5** nel caso di sola **produzione termica**.
- VAN (Valore attuale netto): per gli impianti con sola produzione di energia termica il VAN risulta essere negativo, mentre per quelli per cui è prevista produzione elettrica il valore attuale netto assume valori positivi.

ID	NPV	PB	IRR Project	ID	NPV	PB	IRR Project
1	3,11	6	18,4%	19	n.a.	n.a.	n.a.
2	n.a.	n.a.	n.a.	20	0,2	10,00	0,106
3	2,8	8	14,0%	21	NEG	>25	NEG
4	1,9	8	12,5%	22	NEG	16,00	0,01
5	NEG	n.a.	n.a.	23	NEG	>25	NEG
6	0,8	10	8,0%	24	NEG	11,00	0,061
7	2,1	7	9,8%	25	NEG	>25	NEG
8	3,5	9	13,2%	26	n.a.	n.a.	n.a.
9	3,4	6	15,5%	27	1,2	6,00	0,259
10	2,4	9	13,2%	28	1,74	8,00	0,12
11	2,8	6	19,0%	29	n.a.	n.a.	n.a.
12	NEG	9	5,5%	30	n.a.	n.a.	n.a.
13	NEG	11	1,4%	31	n.a.	n.a.	n.a.
14	NEG	12	-0,9%	32	n.a.	n.a.	n.a.
15	NEG	n.a.	n.a.	33	n.a.	n.a.	n.a.
16	2	18	3,8%	34	n.a.	n.a.	n.a.
17	0,04	9	10,60%	35	n.a.	n.a.	n.a.
18	n.a.	n.a.	n.a.				

FIGURA 14 - INDICATORI DI REDDITTIVITÀ INVESTIMENTO - 35 IMPIANTI DI BIOENERGIS

### 2.3.1.3 Gli elementi del Business Plan

Per la stesura del Business Plan, occorre definire con precisione i seguenti elementi:

- Periodo di costruzione e vita utile dell'impianto;
- Costi di investimento e tempistica dei pagamenti significativi;
- Entità dei contributi pubblici;
- Incidenza delle tasse;
- Prezzi di vendita;
- Costo di acquisto della biomassa e costi di manutenzione;
- Fattore di carico;
- Efficienza dell'impianto e valore energetico della biomassa
- Proprietà.

## 2.3.2 Tecnologie alternative alla generazione da biomassa: costi energetici a confronto

### 2.3.2.1 Caldaia a gasolio di tipo tradizionale<sup>5</sup>

#### Ipotesi

- PCI gasolio: potere calorifico inferiore di 11,87 kWh/kg che rapportato al litro (considerando una massa volumica di 0,82-0,86 kg/litro) corrisponde a 10 kWh/litro;
- Rendimento medio stagionale dell'impianto termico a gasolio: 0,85;
- Rendimento medio stagionale della caldaia per la sola produzione di acqua calda sanitaria: 0,5
- Consumi di energia elettrica da ausiliari pari all'8% dei consumi di energia primaria
- Costo del kWh elettrico: 0,15 €

#### Tesi:

L'equivalenza energetica tra kWh fatturato dal TLR e gasolio è la seguente:

kWh fatturato dal TLR = 0,125 litri di gasolio

Con costi di manutenzione dell'impianto termico a gasolio di mercato e considerando nulli sia l'ammortamento dell'impianto stesso (impianto esistente), sia il costo di allacciamento al TLR sia nullo, si può valutare la variazione del risparmio ottenibile dall'allacciamento al TLR rispetto all'andamento del costo del gasolio, ipotizzando una tariffa per il teleriscaldamento pari a 0,07408 €/kWh (Figura 15).

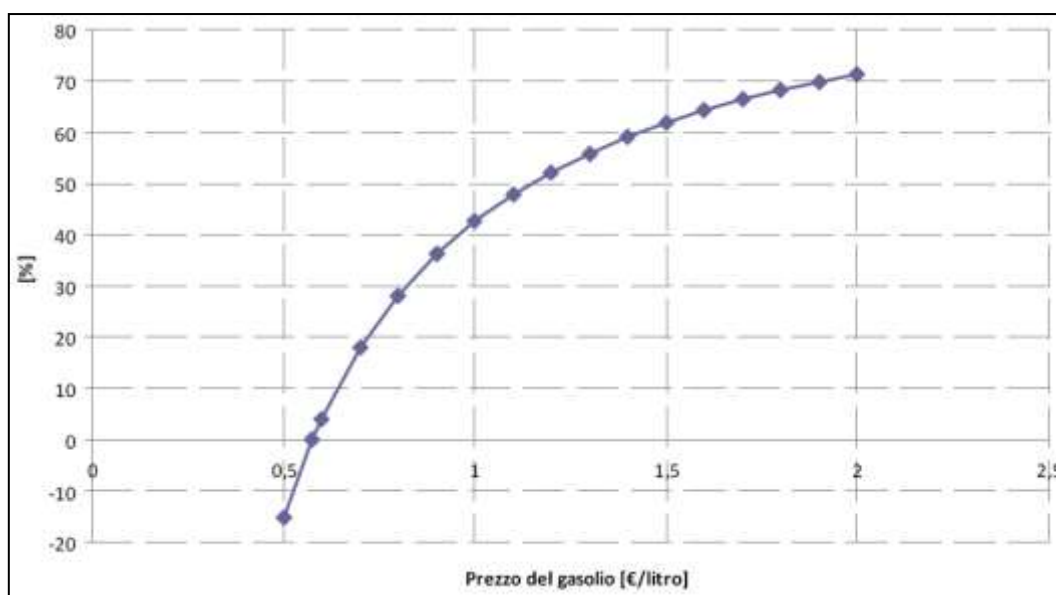


FIGURA 15 - RISPARMIO PERCENTUALE - SOSTITUZIONE GASOLIO CON TLR

E' possibile poi al variare del costo dell'una o dell'altra tecnologia valutare la retta che rappresenta i prezzi di pareggio tra il costo dell'energia termica da gasolio e il costo dell'energia termica da TLR (Figura 16). I punti sopra la retta sono a favore del gasolio mentre i punti sotto la retta rappresentano un vantaggio economico per il teleriscaldamento.

<sup>5</sup> "Teleriscaldamento nel comune di La Thuile: aspetti tecnico economico" Tesi di laurea di Gabriele Basso – Università degli studi di Padova - Facoltà di ingegneria - Corso di laurea in Ingegneria elettrotecnica.

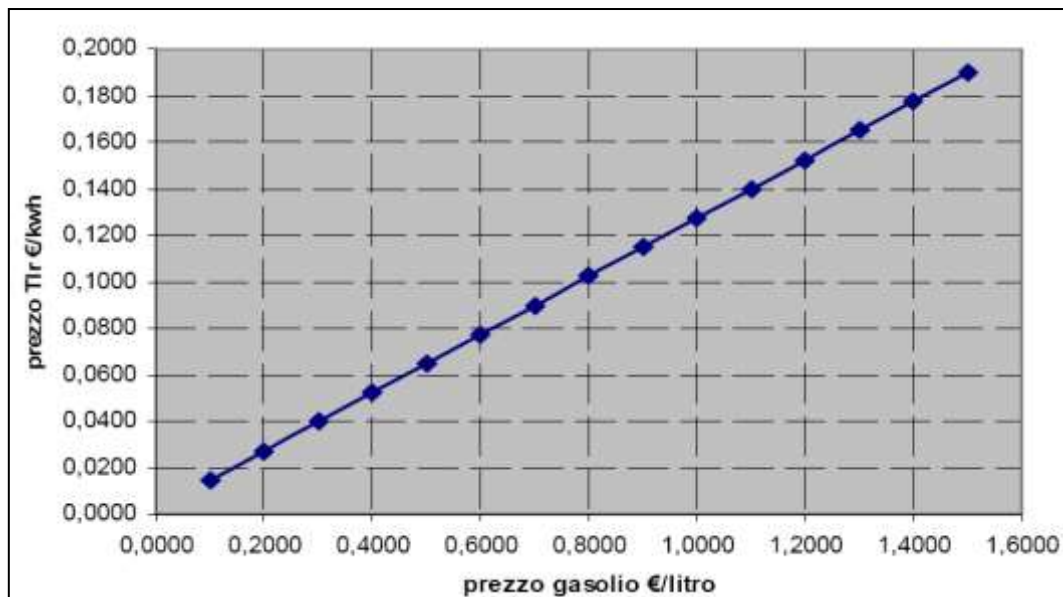


FIGURA 16 - RETTA DI PAREGGIO GASOLIO/TLR

### 2.3.2.2 Caldaia a condensazione

#### Ipotesi

- Rendimento medio stagionale dell'impianto termico a gasolio: 0,95;
- Rendimento medio stagionale della caldaia per la sola produzione di acqua calda sanitaria: 0,75
- Consumi di energia elettrica da ausiliari pari all'8% dei consumi di energia primaria
- Costo del kWh elettrico: 0,15 €

#### Tesi:

L'equivalenza energetica tra kWh fatturato dal TLR e gasolio è la seguente:

kWh fatturato dal TLR = 0,125 litri di gasolio

### 2.3.2.3 Pompa di calore geotermica

#### Ipotesi

- COP: 2,5
- SPF (Seasonal performance factor): 3÷3,5
- Costo del kWh elettrico: 0,15 €

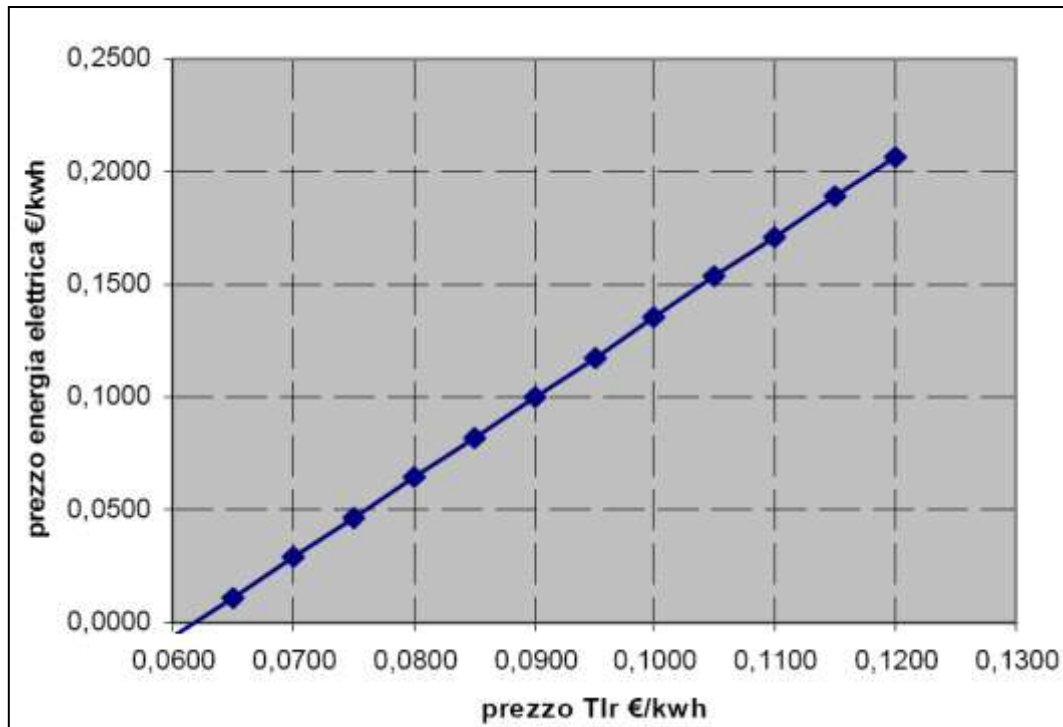


FIGURA 17 - RETTA DI PAREGGIO TLR/PDC GEOTERMICA

*Tesi*

Fissato il prezzo dell'energia elettrica che alimenta le pompe di calore e il prezzo dell'energia fornita dal teleriscaldamento i punti che stanno sopra la retta rappresentano punti di lavoro in cui è conveniente usare il TLR mentre i punti sotto la retta rappresentano un vantaggio economico a favore del geotermico.

**2.3.2.4 Confronto opzioni**

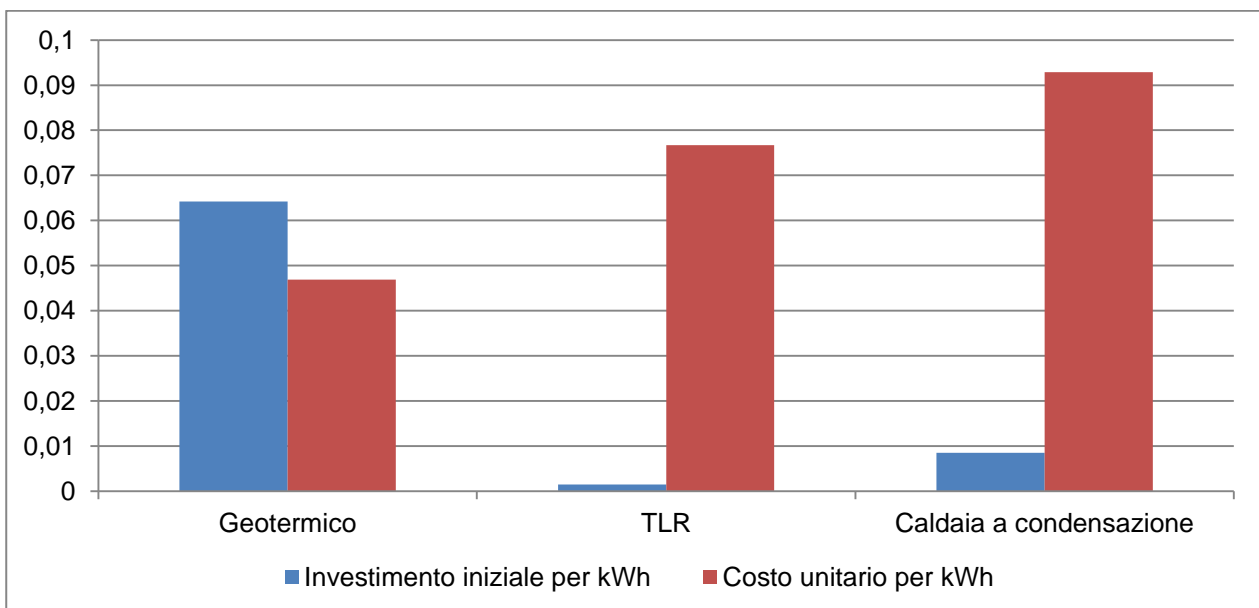


FIGURA 18 - CONFRONTO ECONOMICO

### 3 LE BARRIERE ALLO SVILUPPO DI RETI DI TELERISCALDAMENTO ALIMENTATE A BIOMASSA

#### 3.1 Filiera non adeguatamente sviluppata

La filiera è l'insieme delle attività che concorrono alla produzione, trasformazione, distribuzione e commercializzazione di un prodotto.

Nel caso di reti di teleriscaldamento servite da impianti a biomassa il cambiamento non riguarda tanto la tecnologia in sé, quanto l'eventuale cambio di vettore energetico.

È necessario che tutta la filiera collegata si sviluppi adeguatamente. Il sistema di approvvigionamento delle biomasse è tutto da costruire, dalla ricerca delle fonti, alla loro lavorazione e fornitura, fino alla gestione dei residui della combustione.

La filiera energetica per il recupero delle biomasse è composta da tre fasi:

- Raccolta e accumulo di biomasse: nel caso della biomassa forestale consiste nelle operazioni di esbosco e trasporto della biomassa al luogo di trasformazione.
- Preparazione del combustibile: per la biomassa legnosa questa fase corrisponde al momento della cippatura o della produzione di pellets o legna spaccata.
- Produzione di energia;
- Gestione dei residui.

##### 3.1.1 Gli effetti del processo di filiera corta

Per realizzare una filiera corta occorre che tutte le fasi della filiera vengano realizzate in un'area circoscritta e entro un raggio di 50/70 km dall'impianto a biomassa che utilizza il combustibile<sup>6</sup>. La lunghezza di questo raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del Comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa stessa.

La filiera agricolo forestale attiva sul territorio promuove:

- nuovi meccanismi produttivi;
- una ricaduta occupazionale;
- un'ottimizzazione e miglioramento delle attività di manutenzione dei boschi;
- un miglioramento paesaggistico;
- un mantenimento idrogeologico.

I vantaggi della filiera corta consistono nella sostenibilità in diversi ambiti:

- economico: prezzi dei beni più contenuti e trasparenti per gli acquirenti e più remunerativi per i produttori; incidenza ridotta dei costi di trasporto;
- ambientale: riduzione dei consumi energetici e dell'inquinamento legato al trasporto e del traffico;
- sociale: controllo diretto del prezzo e della qualità da parte dei consumatori, rapporto di fiducia e scambio di informazioni senza intermediari tra produttori e consumatori, possibilità di sviluppo per le aree marginali.

---

<sup>6</sup> Fugaro A.,2010, Biomasse, filiera corta, rivista Terra e Vita n.11/2010

### 3.1.2 La situazione in Lombardia<sup>7</sup>

#### 3.1.2.1 Il ruolo di Regione Lombardia

PROVINCE	BOSCHI ALTO FUSTO		BOSCHI CEDUI		TOTALE			
	AREA in ha	MASSA mc	AREA in ha	MASSA mc	AREA in ha	% AREA	MASSA mc	% MASSA
BG	358	31.489	1.271	98.751	1.630	18,46%	130.240	21,46%
BS	896	49.690	1.261	80.090	2.158	24,45%	129.780	21,38%
CO	99	9.047	954	60.351	1.052	11,92%	69.398	11,43%
CR	26	628	22	1.030	48	0,54%	1.658	0,27%
LC	36	3.575	403	31.689	440	4,98%	35.264	5,81%
LO			15	363	15	0,17%	363	0,06%
MN	18	265	1	79	19	0,22%	344	0,06%
MI	100	1.757	248	15.961	348	3,95%	17.718	2,92%
MB	12	513	48	2.986	60	0,68%	3.499	0,58%
PV	15	2.309	551	25.059	566	6,41%	27.368	4,51%
SO	839	59.042	488	31.368	1.327	15,03%	90.410	14,90%
VA	64	8.482	1.101	92.422	1.165	13,19%	100.904	16,62%
<b>TOTALE</b>	<b>2.463</b>	<b>166.797</b>	<b>6.364</b>	<b>440.147</b>	<b>8.827</b>		<b>606.944</b>	

L'amministrazione forestale lombarda è in capo alla **Direzione Generale Sistemi Verdi e Paesaggio di Regione Lombardia**, che esercita il ruolo attraverso la Struttura Foreste. **ERSAF**, l'Ente regionale per i servizi all'agricoltura e alle foreste,

FIGURA 19 - SUPERFICI E MASSE RICHIESTE AL TAGLIO PER PROVINCIA E PER GOVERNO DEL BOSCO

col suo Dipartimento Servizi al territorio rurale e

alle foreste, rappresenta il braccio operativo di Regione Lombardia in materia forestale.

Da marzo 2011 è entrato in funzione il nuovo applicativo per la presentazione delle denunce di taglio bosco, con l'acronimo SITAB Sistema Informativo Taglio Bosco<sup>8</sup>.

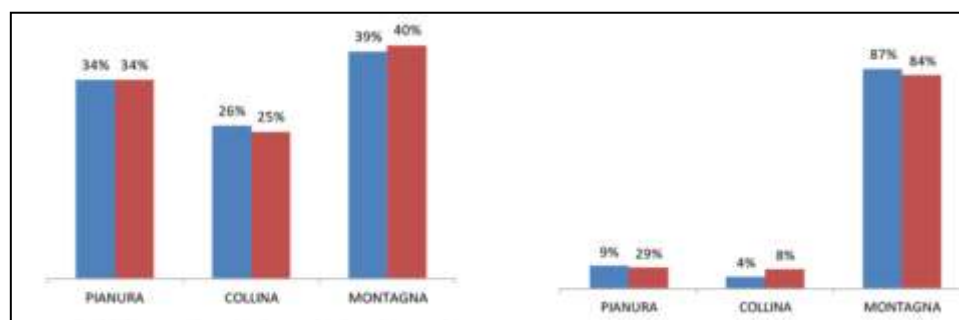


FIGURA 20 - SUPERFICI (BLU) E MASSE (ROSSO) RICHIESTE AL TAGLIO IN BOSCO CEDUO (A SINISTRA) E IN FUSTAIA (A DESTRA) – ERSAF 2011

#### 3.1.2.2 Le imprese boschive

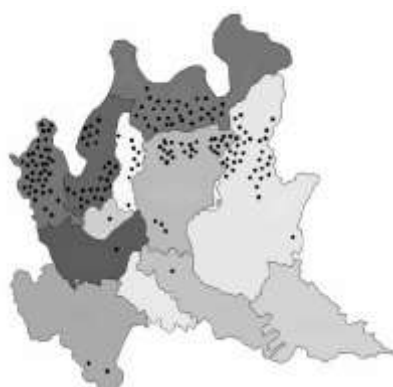


FIGURA 21 DISLOCAZIONE IMPRESE BOSCHIVE

In Lombardia sono 197 le imprese boschive iscritte all'Albo Regionale che occupano all'incirca 900 addetti.

La maggior parte delle imprese boschive ha sede in Valtellina, in Val Camonica, nel Varesotto e nelle altre valli alpine. Poche sono le imprese di pianura o di collina. Generalmente operano sia nel campo delle utilizzazioni forestali (boschi cedui e d'alto-fusto), sia in quello dei miglioramenti forestali. Alcune, una decina in tutta la Lombardia, realizzano tagli per manutenzione degli elettrodotti od opere di sistemazione idraulico forestale. Altre invece negli ultimi 4-5anni hanno iniziato a dedicarsi, chi a tempo pieno, chi invece come conseguenza dei tagli che attua, al settore del cippato.

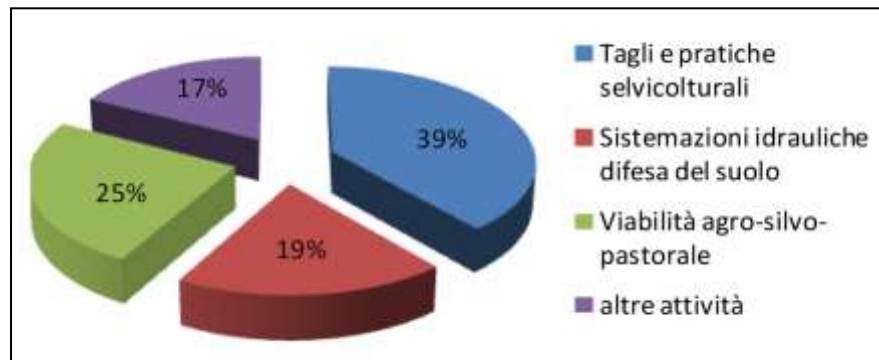
<sup>7</sup> Rapporto sullo stato delle foreste in Lombardia al 31 dicembre 2011 - Ersaf

<sup>8</sup> [www.denunciataglioboschi.servizirl.it](http://www.denunciataglioboschi.servizirl.it)

### 3.1.2.3 I consorzi forestali

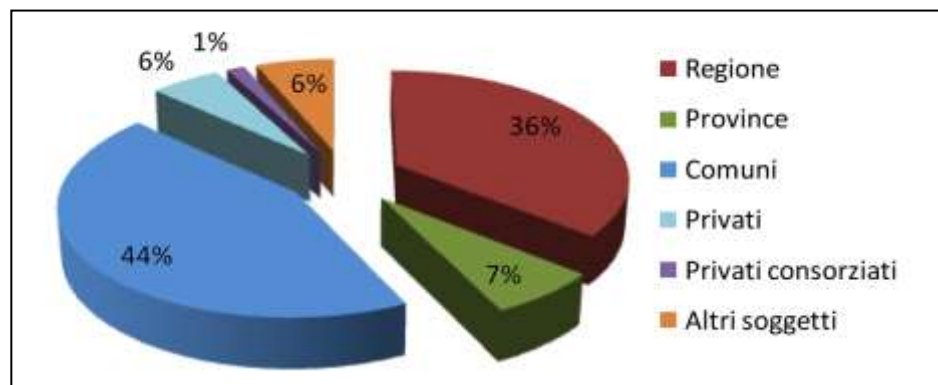
I consorzi forestali riconosciuti da Regione Lombardia sono 25 e gestiscono sia terreni pubblici che privati, per circa 105.000 ettari e forniscono lavoro a 270 operai e tecnici.

Si occupano non solo di gestione, ma anche di progettazione e monitoraggio, con lo scopo di intervenire nelle zone a rischio idrogeologico, ma anche di prevenire dissesti di varia natura, utilizzando la manodopera locale. I



consorzi forestali lombardi si occupano, per statuto, soprattutto della gestione forestale del territorio, ma in modo integrato, non solo come imprese, per loro natura volte esclusivamente alla produzione di reddito, ma anche effettuando tutti i lavori sussidiari al taglio che consentono di mantenere fruibili ed in equilibrio i popolamenti forestali ed il territorio nel suo complesso. L'opera progettuale ed operativa dei consorzi forestali è regolamentata dalle

Direttive sulla Costituzione e sulle Procedure di Riconoscimento dei Consorzi Forestali (D.G.R. n°20554/2005 integrata da D.G.R. n°3621/2006) che riconoscono



esplicitamente la funzione di pubblica utilità dei consorzi.

proprio per la ricaduta sociale (forza lavoro assunta direttamente), ambientale (monitoraggio e prevenzione) ed economica (affidamento dei lavori a macchiativo positivo alle Imprese Boschive e valorizzazione del legname mediante aste per la vendita).

CONSORZIO FORESTALE	ETTARI GESTITI	VARIAZIONE 2011-2010
ALTA VALLE CAMONICA	26.159	-258,47
DUE PARCHI	17.129	443,69
ALTA VALTELLINA	11.829	146,18
PIZZO BADILE	6.656	378,04
BASSA VALLE CAMONICA	4.546	-155,64
VALLE DELL'ALLIONE	4.471	-5,62
PIZZO CAMINO	4.023	-32,84
VAL CODERA	3.506	-0,06
PRESOLANA	3.486	-20,35
ALTO SERIO	3.426	426,52
DEL SEBINO BRESCIANO	3.009	18,12
ALTA VALLE BREMBANA	2.143	-381,85
BOSCO VIVO	1.696	1.696,04
LARIO INTELVESE	1.485	-99,14
TERRA FRA I DUE LAGHI	1.303	233,44
PADANO	1.293	69,91
DI NASEGO	1.252	20,08
UNIONE AGRICOLTORI DI PAVIA	1.232	264,21
DI PRATA CAMPORTACCIO	1.112	16,37
LECCHESE	1.112	-898,42
REGANZO - ONLUS	1.056	22,63
ALTA VAL TIDONE - ONLUS	1.003	23,48
ALTA VALLE STAFFORA - ONLUS	977	-33,16
BOSCHI ISOLA	912	13,01
DEL TICINO	581	35,36

### 3.2 Processi autorizzativi<sup>9</sup>

Per quanto riguarda le procedure e le autorizzazioni un ruolo di primaria importanza è svolto dalle Regioni e dalle Province. Questo ha creato una forte disomogeneità sul territorio italiano, dovuta al fatto che ad oggi le autorizzazioni alla costruzione di impianti da fonti rinnovabili sono regolati da una pluralità di ordinamenti validi a livello locale e spesso molto diversi gli uni dagli altri. Su questa accentuata non uniformità ha influito negativamente il ritardo che si è verificato nella pubblicazione delle Linee Guida nazionali. Tuttavia recentemente, dopo l'approvazione in Conferenza Unificata, che risale all'8 luglio 2010, sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010 è stato pubblicato il Decreto Ministeriale contenente "Le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"<sup>10</sup>, di cui potranno beneficiare anche gli impianti alimentati a biomasse.

Come è possibile vedere dalla Tabella 2 sono state decise a livello nazionale le soglie di potenza massima degli impianti per cui è necessario richiedere l'Autorizzazione Unica, quelle per cui è sufficiente la richiesta della SCIA (ex DIA) ed i casi in cui, trattandosi di "attività di edilizia libera", si ricorre semplicemente ad una comunicazione di inizio lavori al Comune.

<sup>9</sup> "Il sistema industriale lombardo nel business delle biomasse" RENLAB Camera di Commercio Milano

<sup>10</sup> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/riferimenti/20100910.htm>

TABELLA 2 - ITER AUTORIZZATIVI DIVERSE TIPOLOGIE DI IMPIANTI A BIOMASSE AGROFORESTALI

Impianti cogenerativi e non cogenerativi realizzati in edifici esistenti senza alterazione di volumi o superfici, cambi d'uso, modifiche strutturali, aumento del numero di unità immobiliari e incremento dei parametri urbanistici	0 – 200 kW	Comunicazione
Altri impianti cogenerativi	0-50 kW	Comunicazione
	50 kW – 1 MW	Dia/Scia
	Oltre 1 MW	Autorizzazione Unica
Altri impianti non cogenerativi	0 – 200 kW	Dia/Scia
	Oltre 200 kW	Autorizzazione Unica

Alle Regioni spetta il compito di individuare aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti e, per ciascuna area, spiegare i motivi dell'esclusione, che dovranno essere relativi ad esigenze di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio culturale. Inoltre l'autorizzazione alla realizzazione degli impianti non può essere subordinata o prevedere misure di compensazione in favore di Regioni e Province. Per i Comuni le misure compensative non saranno di natura monetaria, ma potranno comunque consistere in interventi di miglioramento ambientale, di efficienza energetica o di sensibilizzazione dei cittadini.

### 3.3 Impatto ambientale

Sebbene le biomasse sono considerate ad impatto ambientale zero, poiché nel loro processo di combustione emettono in atmosfera una quantità di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) corrispondente a quella già assorbita dai vegetali nel loro processo di crescita, molto spesso accade che l'opinione pubblica ritenga che gli impianti a biomassa ubicati sul proprio territorio possano peggiorare la qualità dell'aria.

Cruciale per superare questa barriera informare e sensibilizzare i cittadini sul tema.

In fase di esercizio, gli impatti sulla qualità dell'aria dovuti al funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento sono riconducibili al traffico veicolare indotto per l'approvvigionamento del combustibile ed alle attività collegate con la produzione di energia.

#### 3.3.1 Emissioni da traffico veicolare

Si riporta uno studio svolto sul caso di rete di teleriscaldamento a biomassa del comune di La Thuile (AO)<sup>11</sup>, che dimostra come l'effettivo aumento del traffico non incida in maniera significativa sulla qualità dell'aria: l'incremento delle emissioni risulta pari a circa 1% dell'inquinamento da traffico ed è praticamente trascurabile rispetto al bilancio delle emissioni a livello comunale.

<sup>11</sup> Si tratta di un impianto con potenza termica di 12 MW che movimentata all'incirca 10.000 tonnellate di biomassa all'anno

Tipologia	NOx	CO	SO2	Polveri	CO2
Situazione attuale	0,07	0,03	0	0,01	7,1
Situazione post-operam	0,2	0,1	0	0,03	20,82
Differenza	0,13	0,06	0	0,02	13,72
%rispetto alle emissioni					
Totali da traffico	0,50%	1,30%	1,30%	1,80%	1,00%

FIGURA 24 - BILANCIO EMISSIONI [T/ANNO] - IMPIANTO LA THUILE

### 3.3.2 Emissioni da centrale termica

Le principali sostanze inquinanti generate durante la combustione della biomassa sono costituite da CO, NO<sub>x</sub>, le polveri ed eventualmente, durante le fasi di accensione o spegnimento degli impianti, da idrocarburi incombusti e inquinanti policiclici aromatici. La concentrazione di NO<sub>x</sub>, CO, polveri ed SO<sub>2</sub> nei fumi della Centrale di Teleriscaldamento varia a seconda della tipologia di impianto e del combustibile utilizzato

TABELLA 3 - FATTORI DI EMISSIONI [g/GJ] - FONTE EMEP-CORINAIR

Impianto	NOx	CO	SO2	Polveri	CO2(1)
Caldaia a cippato	71	165	-	50	0
Caldaia a gasolio(2)	160	28	trascurabile	3,6	73326

(1) le emissioni da biomassa sono da considerarsi pari a zero in quanto la CO<sub>2</sub> liberata è pari a quella assorbita durante il ciclo di vita

(2) fattori di emissione calcolati dalla portata fumi fornita dal costruttore

I limiti per le emissioni sono fissate dal D.Lgs.152/2006. I valori di riferimento sono riportati all'Allegato I, parte III del Decreto "Valori di emissione per specifiche tipologie di impianto" e sono riportati in Tabella 4.

TABELLA 4- VALORI LIMITE EMISSIONI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

D.Lgs n. 152/2006 Allegato 1	Potenza termica nominale installata				
	35 - 150 kW	150kW - ≤3MW	>3 - ≤6MW	>6 - ≤20MW	>20MW
Valori espressi in mg/Nm <sup>3</sup>					
Polveri totali	200	100	30	30	30
Carbonio organico totale (COT)	-	-	-	30	20 10 <sup>(2)</sup>
Monossido di carbonio (CO)	-	350	300	250 150 <sup>(2)</sup>	200 100 <sup>(2)</sup>
Ossidi di azoto (espressi in NO <sub>2</sub> )	-	500	500	400 300 <sup>(2)</sup>	400 200 <sup>(2)</sup>
Ossidi di zolfo (espressi in SO <sub>2</sub> )	-	200	200	200	200

I valori si riferiscono ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%.

(2) Valori medi giornalieri

Per garantire l'abbattimento delle concentrazioni di inquinanti al di sotto dei limiti di legge in genere sono utilizzate misure di mitigazione come filtri mult ciclone e/o elettrofiltri per il filtraggio dei fumi

delle caldaie. L'utilizzo di tali strumenti permette di mantenere le concentrazioni di inquinanti ben al di sotto dei limiti di legge.

Si riporta, a titolo di esempio, in Tabella 5, la concentrazione garantita nel caso di un impianto a biomassa con potenza termica di 8MW<sup>12</sup>, dove sono stati installati sia un filtro mult ciclone che elettrofiltri per il filtraggio dei fumi che dimostra le concentrazioni degli inquinanti sono al di sotto dei limiti.

TABELLA 5 - CONCENTRAZIONE GARANTITA DELLE SOSTANZE INQUINANTI – UTILIZZO SISTEMI DI ABBATTIMENTO

sostanza	limite della conc.oraria (mg/Nm3) (1)	concentrazione garantita (mg/Nm3)
polveri totali	30	25
carbonio organico totale COT	30	trascurabile
monossido di carbonio CO	250	<125
	150 (media giornaliera)	<125
ossidi di azoto NO2	400	<250
	300 (media giornaliera)	<250
ossidi di zolfo SO2	200	trascurabile

Complessivamente a livello locale l'impatto della centrale a biomassa è da considerarsi a scala locale negativo e di bassa entità, limitatamente a CO e polveri. L'impatto è invece largamente positivo a scala nazionale per tutte le sostanze.

Bisogna comunque considerare che la sostituzione di tanti piccoli camini distribuiti con un unico camino della centrale porta inevitabilmente ad un peggioramento della qualità dell'aria nell'intorno della centrale e pertanto è bene localizzare l'impianto, se possibile, non nel centro abitato.

### 3.4 Le forme di finanziamento

I bilanci dei comuni non consentono certamente di trovare le risorse per potere finanziare iniziative importanti come la realizzazione di reti di teleriscaldamento. E' possibile ricorrere a strumenti ad hoc messi a punto dalla BEI – Banca Europea per gli Investimenti: il Fondo ELENA e il Fondo per l'Efficienza Energetica. Per un comune è fondamentale il ruolo delle strutture di supporto e coordinamento, in quanto capaci di collettare gli interventi previsti da più enti, raggiungendo la massa critica di volume di investimento che la BEI richiede.

#### 3.4.1 Fondo ELENA (European Local ENergy Assistance)

È un fondo della Commissione europea (programma CIP-IEE), gestito dalla BEI che finanzia l'Assistenza Tecnica necessaria a sviluppare i progetti di investimento finanziandone l'ingegnerizzazione tecnica, amministrativa e finanziaria. ELENA fornisce supporto a progetti di investimento che riguardano l'efficientamento di edifici pubblici e privati e l'eventuale utilizzo integrato di fonti energetiche rinnovabili, la realizzazione o l'ampliamento di reti di teleriscaldamento, la realizzazione di sistemi di trasporto urbano sostenibili, l'implementazione di infrastrutture locali per l'efficienza. L'obiettivo di ELENA è stimolare i programmi di investimento: a questo scopo è finanziato il 90% dei costi di assistenza tecnica di progetti che hanno una certa taglia o che sono comunque inseriti in un più ampio programma di investimenti. E' richiesta al beneficiario la garanzia di raggiungere un effetto leva di almeno 20 tra il costo totale di investimento e quello di assistenza tecnica, pena la revoca parziale o totale del finanziamento.

<sup>12</sup> Impianto di teleriscaldamento La Thuile (AO)

Non esistono di fatto né un limite minimo né massimo di costi elegibili, anche se le considerazioni sopra esposte determinano un valore ricorrente.

### 3.4.2 Fondo per l'efficienza energetica della BEI (EEEF)

Rappresenta una concreta possibilità di finanziamento per gli investimenti diretti. I beneficiari possono essere enti pubblici a livello locale e regionale (tra cui i Comuni), aziende pubbliche e private che operano al servizio degli enti locali quali le aziende del settore energetico dedite al pubblico servizio, fornitori di trasporto pubblico, associazioni di edilizia sociale, ESCo. Il valore aggiunto dell'EEEF è che i finanziamenti ai progetti sono assegnati in modo flessibile e veloce (dal primo screening e l'erogazione del finanziamento non passano più di 6 mesi). Il Fondo offre finanziamenti basati sul mercato, quindi il tasso di interesse dipende dalla struttura di rischio dell'investimento e può offrire un finanziamento a tassi variabili e fissi. Nella maggior parte dei casi il tasso base è l'EURIBOR ed è convertibile a un eventuale tasso di interesse fisso. La scadenza del finanziamento non può superare la vita utile del bene e comunque non può superare i 15 anni. Il volume minimo del progetto dovrà essere di 5 milioni di euro (in un range che va da 5 a 25mil/euro).

## 3.5 Accesso agli incentivi

Gli incentivi giocano un ruolo importante, in particolare consentono di superare l'attrito di primo distacco legato al maggiore costo iniziale della tecnologia. Dunque avere a disposizione schemi funzionali e di facile accesso risulta importante per velocizzare il processo di diffusione della soluzione.

Attualmente per gli impianti a fonti rinnovabili associati a reti di teleriscaldamento sono disponibili i seguenti regimi di sostegno<sup>13</sup>:

- Certificati Verdi (CV TLR) ai sensi del D.Lgs. 20/2007 e s.m.i. solo per quegli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da qualsiasi combustibile che hanno mantenuto i diritti previsti dalla L. 239/2004.
- Certificati verdi ai sensi della L. 102/2009, per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento agricolo.
- Meccanismo dei titoli di efficienza energetica, introdotto dai D.M. 24/04/2001 e successive modifiche ed integrazioni, basato sul conseguimento di precisi obiettivi nazionali di incremento di efficienza energetica degli usi finali di energia attraverso l'applicazione di tecnologie e sistemi efficienti. In particolare l'Autorità, tramite la delibera EEN 9/10, ha introdotto la scheda tecnica 22 bis per la quantificazione dei risparmi energetici relativi all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.
- Incentivazione fiscale, introdotta dalla L. 448/1998, n. 448 e successive modificazioni ed integrazioni, a favore degli utenti allacciati a reti di teleriscaldamento abbinate ad impianti alimentati da fonte geotermica e da biomasse. Tale meccanismo riconosce a favore dell'utente finale un incentivo di 25,8 €/MWh all'energia erogata da reti di teleriscaldamento alimentate da fonte geotermica e da biomassa, ed un ulteriore incentivo di circa 21,00 €/kWh installato nelle sottocentrali d'utenza a parziale copertura dei costi di allacciamento. I riferimenti normativi inerenti si riscontrano nei seguenti provvedimenti: art. 8, c. 10, L. n. 448/1998; art. 4, D.L. n. 268/2000; art. 60, L. n. 342/2000; art. 29, L. n. 388/2000; art. 6, D.L. n. 356/2001; art. 21, c. 7, L. n. 289/2002; art.17, c. 1, D.L. n. 269/2003; circ. 31.10.2001, n. 95/E.

<sup>13</sup> Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE

### **3.6 La barriera della scarsa sensibilità e conoscenza**

L'energia viene spesso data per scontata, in quanto commodity; l'ampia disponibilità di risorse del passato, i costi molto contenuti e la tecnicità del mercato energetico e di quello dell'efficienza energetica sono all'origine di questa barriera.

Occorre poi tenere in considerazione il timore degli amministratori (spesso non razionale) di non riuscire a garantire costantemente il servizio di riscaldamento e ACS per i loro cittadini. In questo caso è indispensabile fare conoscere, magari anche direttamente, i casi di successo già realizzati

## **4 LA SPERIMENTAZIONE NELL'AMBITO DI FACTOR20: LA PROVINCIA DI BERGAMO**

### **4.1 Ambito di indagine**

Finlombarda è partner di un progetto europeo finanziato nell'ambito del LIFE +, Factor 20, insieme a Regione Lombardia, Regione Basilicata, Regione Siciliana e Sviluppo Basilicata.

Il progetto FACTOR20 mira a promuovere un approccio integrato finalizzato alla costruzione di un sistema di contabilizzazione e di programmazione delle politiche energetiche regionali e locali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità stabiliti dall'Unione Europea al 2020.

Il progetto ha l'obiettivo primario di predisporre strumenti di supporto dedicati alla promozione e alla valutazione delle azioni locali per la lotta ai cambiamenti climatici, in modo da poter orientare le politiche regionali e locali nella direzione di misure ad elevata efficacia in rapporto ai costi.

Factor20 prevede una fase di sperimentazione, attraverso il coinvolgimento diretto di diversi Enti Locali, nella quale si promuovono una serie di azioni a livello locale ritenute in coerenza con la pianificazione regionale e caratterizzate da un alto potenziale di replicabilità, attraverso studi di fattibilità.

#### **4.1.1 La Provincia di Bergamo**

La Provincia di Bergamo ha attuato il proprio impegno in campo ambientale con numerose iniziative, tra le quali: la partecipazione ad Agenda 21 locale, l'elaborazione di un Rapporto sullo stato dell'ambiente e di un Piano di azione ambientale, la promozione delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico e riduzione dei gas serra con il ruolo di struttura di supporto della Commissione europea per il territorio provinciale nello sviluppo del Patto dei Sindaci.

Le Strutture di Supporto del Patto dei Sindaci sono definite Amministrazioni Pubbliche che grazie alla loro ruolo istituzionale e alle competenze tecniche, possono fornire una guida strategica, finanziaria e di competenza ai Comuni nel loro percorso di adesione, implementazione e monitoraggio del PAES.

In particolare la Provincia ha supportato i comuni con una serie di azioni:

- supporto all'acquisizione ed all'elaborazione di banche dati per la definizione della baseline e delle azioni del PAES;
- definizione di metodologie omogenee e coerenti con gli indirizzi europei per l'elaborazione del PAES;
- promozione di sinergie in termini di interventi su scala intercomunale;
- ricerca di finanziamenti, unendo più comuni per potere fare massa critica;
- definizione di macrosettori di intervento:
  - razionalizzazione efficienza energetica degli edifici scolastici di proprietà o in gestione del Comune con interventi sugli involucri e sugli impianti;

- razionalizzazione efficienza energetica degli altri edifici di proprietà o in gestione del Comune con interventi sugli involucri e sugli impianti;
- realizzazione di piccole reti di teleriscaldamento in zone facilmente servibili, ad alto potenziale energetico;
- sfruttamento delle fonti rinnovabili disponibili sul territorio quali idroelettrico, fotovoltaico, cogenerazione da biomasse, geotermia a bassa entalpia, solare termico;
- promozione dell'efficienza energetica negli edifici di proprietà privata attraverso l'adeguamento del Regolamento Edilizio e strumenti regolatori dei Piani Attuativi

Analizzando i PAES dei comuni della provincia di Bergamo, si vede che una delle azioni proposte con frequenza nei PAES in ambito montano è quella degli impianti a biomassa di medie dimensioni (tra 500kW e 1 MW di potenza termica) alimentanti una piccola rete di teleriscaldamento: sono infatti 36 gli impianti a biomassa inclusi in 96 PAES analizzati. Per tale motivo nell'ambito di Factor20 è stato deciso di approfondire questo tema con appositi studi di fattibilità.

#### 4.1.2 I comuni selezionati

L'attività ha previsto la realizzazione di uno studio sull'opportunità di avviare un progetto di sviluppo di una piccola rete di teleriscaldamento con impianto di generazione calore alimentato con biomasse legnose di provenienza locale, a servizio prioritario di utenze caratterizzate da consumo elevato (edifici di proprietà comunale e/o condomini) nei due comuni indicati nella Tabella 6 - comuni selezionati per la sperimentazione.

TABELLA 6 - COMUNI SELEZIONATI PER LA SPERIMENTAZIONE

Comune	Abitanti	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Zona altimetrica
Sant'Omobono Terme	3.571	10,80	Montagna interna
Piazzatorre	444	23,57	Montagna interna

E' stato inoltre richiesto di effettuare la valutazione della disponibilità di biomassa a livello locale anche per il Comune di Alzano Lombardo (13.757 abitanti; 13,43 km<sup>2</sup>), in cui è già presente una rete di teleriscaldamento, in relazione alla quale si vuole valutare la possibilità di alimentazione con biomassa locale.

## 4.2 Lo studio di fattibilità

Le attività previste nell'ambito dello studio di fattibilità sono le seguenti:

- analisi di fattibilità tecnico-economica di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomasse legnose nell'ambito di indagine. In particolare:
  - o approfondimento sulle potenziali utenze del servizio di teleriscaldamento, considerando le diverse tipologie di utenza presenti in ognuno dei comuni;
  - o verifica e valutazione dei dati sulla disponibilità di biomassa a livello locale e approfondimento sulla fattibilità di una filiera locale nei comuni;
  - o individuazione e valutazione, attraverso un'analisi di fattibilità tecnico-economica, di scenari di utilizzo della biomassa a fini energetici.
- individuazione delle modalità di organizzazione e gestione della filiera, con definizione di:
  - o proprietà dell'impianto e della rete;
  - o struttura societaria;
  - o contratti di servizio – es. per raccolta, cippatura, trasporto biomassa;

- partecipazioni pubbliche/private;
- modalità di finanziamento;
- regole di allacciamento ed espansione della rete;
- predisposizione di uno schema di capitolato tecnico, da utilizzarsi da parte di una amministrazione comunale, per l'avvio di una gara per la progettazione definitiva, progettazione esecutiva e la realizzazione di una centrale termica / di cogenerazione e della relativa rete di teleriscaldamento nonché la gestione funzionale ed economica del servizio locale di fornitura di energia termica.

#### 4.2.1 Analisi di fattibilità tecnico-economica di una rete di teleriscaldamento

##### 4.2.1.1 Comune di Piazzatorre

###### 4.2.1.1.1 Caratteristiche del comune

Il Comune di Piazzatorre è situato in Val Brembana, ad una quota di circa 868 metri. Ha una vocazione turistica grazie alla posizione strategica che lo colloca nelle Alpi Orobie, nell'alta Val Brembana, ma a pochi chilometri dai grandi centri abitati (45 km da Bergamo e 90 km da Milano).

In questo contesto la realizzazione e gestione di una rete di teleriscaldamento dovrà essere basata su una attenta analisi della domanda di calore da parte delle utenze, che certamente sarà caratterizzata da:

- una quota di utenze a carattere continuativo (pubbliche, terziarie, parte di quelle residenziali);
- una quota di utenze a carattere stagionale (alberghi, seconde case).

TABELLA 7 - DATI SU ABITAZIONI - COMUNE DI PIAZZATORRE - CENSIMENTO 2001

<b>Totale abitazioni ad uso residenziale</b>	<b>2.095</b>	
di cui	219	occupate da residenti con superficie media abitazione pari a 85,79 m <sup>2</sup>
	1.876	occupate da non residenti con superficie media abitazione pari a 61,21 m <sup>2</sup>

TABELLA 8 - POPOLAZIONE - COMUNE DI PIAZZATORRE - ISTAT

Anno	Popolazione	Variazione	Famiglie	Componenti
2001	475			
2002	471	-0,8%		
2003	470	-0,2%	223	2,11
2004	475	1,1%	228	2,08
2005	460	-3,2%	227	2,03
2006	449	-2,4%	225	2,00
2007	449	0,0%	220	2,04
2008	452	0,7%	225	2,00
2009	446	-1,3%	226	1,97
2010	444	-0,4%	233	1,91

I gradi giorno del comune sono pari a 3.302 (Zona Climatica F).

###### 4.2.1.1.2 Stima del potenziale di biomassa disponibile

E' stato valutato il potenziale considerando:

- materiale legnoso derivante dalla gestione forestale, nell'ambito del consorzio forestale Alta Val Brembana;
- scarti di prima lavorazione del legno delle unità produttive ubicate in Val Brembana.

## MATERIALE DI ORIGINE FORESTALE

La superficie gestita totale dal Consorzio forestale Alta Val Brembana ammonta ad oltre 3.640 ha che interessano i Comuni di Lenna, Mezzoldo, Piazza Brembana, Piazzatorre e Piazzolo. Secondo i dati del “*Piano di Indirizzo Forestale*” operativo sul territorio del Consorzio, le superfici boschive complessive ammontano a poco più di 5,000 ha (superfici gestite direttamente dal Consorzio più proprietà private). Peccete, Piceo-faggete, Faggete e Abieteti rappresentano, con gli Orno-Ostietti, le tipologie maggiormente presenti.

Il comprensorio dei 5 comuni del Consorzio non dispone di viabilità forestale significativa. Considerati i circa 5,000 ha di estensione forestale dell’area, la densità di infrastrutture forestali del comprensorio ammonta a 3,5 m/ha circa. In particolare in Tabella 9 è riassunta l’estensione della viabilità per classi di percorribilità<sup>14</sup>.

TABELLA 9 - ESTENSIONE DELLA VIABILITÀ PER CLASSE DI PERCORRIBILITÀ [KM]

	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
Comprensorio dei 5 comuni	0	860	5.267	11.513
di cui a Piazzatorre	0	0	3.601	6.747

Alla luce di quanto detto è stato definito il potenziale lordo (cioè teorico) e quello netto (tecnicamente possibile) di incremento (aumento annuo della provvigione legnosa) e di ripresa (materiale legnoso che può essere tagliato senza compromettere la funzionalità dell’ecosistema) che è riportato nella Tabella 10.

TABELLA 10 - POTENZIALI LORDO E NETTO [TON/ANNO]

	Incremento lordo	Incremento netto	Ripresa lorda	Ripresa netta
Comprensorio dei 5 comuni	15.430	1.965	7.317	928
di cui a Piazzatorre	6.504	853	2.390	343

Referenti del consorzio hanno reputato le stime effettuate corrette; in realtà è emerso il fatto che per l’area del comprensorio ci sia un ritardo rispetto alle previsioni di taglio di almeno 50.000 metri cubi. Ciò può far ritenere che le superfici boschive in gestione sul solo Comune di Piazzatorre possono esprimere, in modo sostenibile, un potenziale annuo di biomassa pari o di poco superiore alle 1.000 t/anno.

<sup>14</sup> Si riporta la classificazione dei tracciati d’interesse agro-silvo-pastorale

Rete viabile							
Classe di transitabilità <sup>1</sup>	Fattore di transitabilità		Largh. Minima (m)	Pendenza (%)			Raggio tornanti (m)
	Mezzi	Carico ammissibile <sup>2, 3</sup> (q)		Prevalente	Massima		
					F. naturale	F. stabilizzato	
I	Autocarri	250	3,5 <sup>4</sup>	<10	12	16	9
II	Trattori con rimorchio	200	2,5 <sup>14</sup>	<12	14	20	8
III	Trattori piccole dimensioni 90 CV	100	2,0	<14	16	25	6
IV	Piccoli automezzi	40	1,8	>14	>16	>25	<6

## SCARTI DELLA PRIMA LAVORAZIONE DEL LEGNO

Sono state contattate 28 aziende:

- 8 segherie;
- 15 tornerie;
- 5 aziende che lavorano il legno.

I risultati sono riportati nella tabella più sotto

TABELLA 11 - QUANTITATIVI DI SCARTO DISPONIBILI PER TIPOLOGIA DI MATERIALE IN FUNZIONE DELLA DISTANZA RISPETTO L'UBICAZIONE DELL'IMPIANTO [t/anno]

	Truciolì	Sfrisi di torneria	Refili	Segature	Cimali e ramaglie
<b>distanza ≤ 10 km</b>	0	0	0	0	0
<b>10 ≤ distanza ≤ 15 km</b>	625	125	576	288	0
<b>15 ≤ distanza ≤ 20 km</b>	0	0	0	0	0
<b>20 ≤ distanza ≤ 25 km</b>	0	0	0	20	0
<b>25 ≤ distanza ≤ 30 km</b>	0	0	150	0	0
<b>30 ≤ distanza ≤ 35 km</b>	0	0	0	0	0
<b>35 ≤ distanza ≤ 40 km</b>	95	63	0	7	200
<b>Totale</b>	<b>720</b>	<b>188</b>	<b>726</b>	<b>315</b>	<b>200</b>

La somma pesata rispetto ai quantitativi prodotti fa emergere un prezzo medio di vendita degli scarti vergini di prima lavorazione del legno sull'area della Valle Brembana pari a **35 €/ton** circa. Con valori che oscillano fra 0 €/ton (unità produttive che producono bassissimi quantitativi di segatura che, tipicamente, viene regalata ad imprenditori agricoli ed impiegata come lettiera) e 50 €/ton (massimo riconosciuto per materiale truciolare a bassissimo contenuto di umidità).

## POTENZIALE COMPLESSIVO

Settore		t/anno
Foreste		Totale
Dati BioEnerGIS	Incremento lordo	~ 15'430
	Incremento netto	~ 7'317
	Ripresa lorda	~ 1'965
	Ripresa netta	~ 928
Dati Consorzio Forestale Alta Valle Brembana		~ 1'000 t/anno in media esboscate dal territorio del solo Comune di Piazzatorre e destinabili alla filiera energetica
		Ritardi rispetto ai Piani dei Tagli di oltre 50'000 m <sup>3</sup>
Lavorazione legno		~ 2'150

FIGURA 25 - SINTESI DEI POTENZIALI COMPLESSIVI

La Figura 25 riassume i livelli di potenziale stimati per la valutazione della fattibilità di approvvigionamento dell'impianto da filiera corta.

Diversi gli ambiti territoriali presi a riferimento per i due settori indagati:

- foreste: comuni all'interno dei quali opera il Consorzio Forestale Alta Valle Brembana (Mezzoldo, Piazzatorre, Piazzolo, Piazza Brembana, Lenna);
- lavorazione del legno: intero territorio di Valle Brembana.

#### 4.2.1.1.3 Le utenze potenzialmente allacciabili: censimento e stima del fabbisogno

Sono state identificate due categorie di utenze:

- Utenze allacciabili a breve termine (Estensione limitata): si tratta di edifici pubblici e condominiali con riscaldamento centralizzato ubicati nel centro del paese. Complessivamente la volumetria interessata è pari a 50.600 m<sup>3</sup> (9.700 m<sup>3</sup> edifici pubblici o adibiti ad uso pubblico, 9.450 m<sup>3</sup> hotel e ristoranti, 31.450 m<sup>3</sup> edifici residenziali);
- Utenze allacciabili in un secondo momento (Soluzione estesa): si tratta di una zona residenziale posta a ovest del centro abitato, caratterizzata da edifici di volumetria limitata e di condomini di piccole dimensioni con riscaldamento autonomo. Si è ipotizzato che il 50% degli edifici con più di 3 piani ubicati in quel quartiere potranno allacciarsi alla rete di teleriscaldamento. La volumetria interessata è pari a 79.750 m<sup>3</sup> di soli edifici residenziali.

TABELLA 12 - VALUTAZIONE DEL FABBISOGNO ANNUO E POTENZA DI PUNTA

	Volumetria [m <sup>3</sup> ]	Consumi di energia [kWh/anno]	Fabbisogno di punta [kW]	Fabbisogno annuo [kWh/anno]	Fabbisogno specifico annuo [kWh/m <sup>3</sup> anno]
Estensione limitata <sup>15</sup>	<b>50.600</b>	<b>1.330.203</b>	1.518	1.130.673	22,3
Incremento estensione <sup>16</sup>	<b>79.744</b>	1.876.329	2.392	1.594.880	<b>20,0</b>
Soluzione estesa	130.344	3.206.532	3.910	2.725.553	20,9

\* In grassetto i dati di input

La massima potenza richiesta su cui dimensionare la centrale è di 1.215 kW e 3.128 kW (rispettivamente per "estensione limitata" e per la fase "soluzione estesa"), considerando un fattore di contemporaneità di 0,8.

#### 4.2.1.1.4 I costi di investimento

ESTENSIONE LIMITATA:

E' prevista:

- una superficie fotovoltaica (sul tetto della centrale) per una potenza di 6 kWp. Tutta l'energia elettrica prodotta è stata prevista essere auto-consumata in loco, con ottenimento del contributo previsto dal V° Conto Energia di 114 €/MWh;
- una caldaia a biomassa con una potenza di 540 kWt; è garantita una copertura pari all'85%;
- caldaia a metano ad integrazione con potenza pari a 1500 kW in modo da garantire le richieste nei periodi di punta e bypassare la caldaia a biomassa in caso di guasto.

<sup>15</sup> Il fabbisogno specifico è stato calcolato partendo dalla volumetria interessata e dai consumi di energia, considerando pari a 0,85 il rendimento dei generatori esistenti.

<sup>16</sup> Il fabbisogno specifico è stato posto pari a 20 kWh/m<sup>3</sup>anno (dato di letteratura per seconde case) e utilizzato per calcolare il potenziale consumo di energia (considerando pari a 0,85 il rendimento dei generatori esistenti).

TABELLA 13-COSTI DI INVESTIMENTO (ESTENSIONE LIMITATA)

Componenti	Costi		
		Subtotale	Totale
		€	€
<b>Rete di distribuzione del calore</b>			
opere meccaniche		€ 403'098	
Sottostazioni di utenza		€ 198'630	
	0%		
<b>Totale rete teleriscaldamento caldo</b>			<b>601'728</b>
<b>Rete di distribuzione del freddo</b>			
opere meccaniche		-	
<b>Totale rete teleriscaldamento freddo</b>			<b>-</b>
<b>Centrale Termica</b>			
opere edili strutturali ed architettoniche (escluso terreno)		€ 50'000	
caldaia a biomassa incluso caricamento cippato		€ 200'000	
gruppo cogenerazione	-	€ -	
caldaie integrazione + caldaia carico base		€ 40'000	
centrale pompaggio		€ 9'800	
collegamenti idraulici in centrale	15%	€ 37'470	
opere elettriche e regolazione	5%	€ 12'490	
<b>Totale opere centrale termica</b>			<b>349'760</b>
<b>Fotovoltaico kW</b>	<b>6</b>	<b>€ 12'000</b>	<b>€ 12'000</b>
<b>Imprevisti su opere e costi tecnici</b>	<b>3.0%</b>	<b>963'488</b>	<b>28'905</b>
<b>Totale costo realizzazione opere</b>			<b>992'393</b>
<b>Costi tecnici</b>			
Progetto preliminare + definitivo + esecutivo + DL + VVF	8.0%	79'391	
Relazione ambientale e pratiche autorizzative	1.0%	9'924	
Oneri previdenziali obbligatori (CNPAIA, ..)	4%	3'573	
<b>Totale oneri tecnici</b>			<b>92'888</b>
<b>Totale complessivo imponibile</b>			<b>1'085'281</b>
IVA su opere	10%	-	
IVA costi tecnici	21%		
<b>Totale investimento</b>			<b>1'085'281</b>

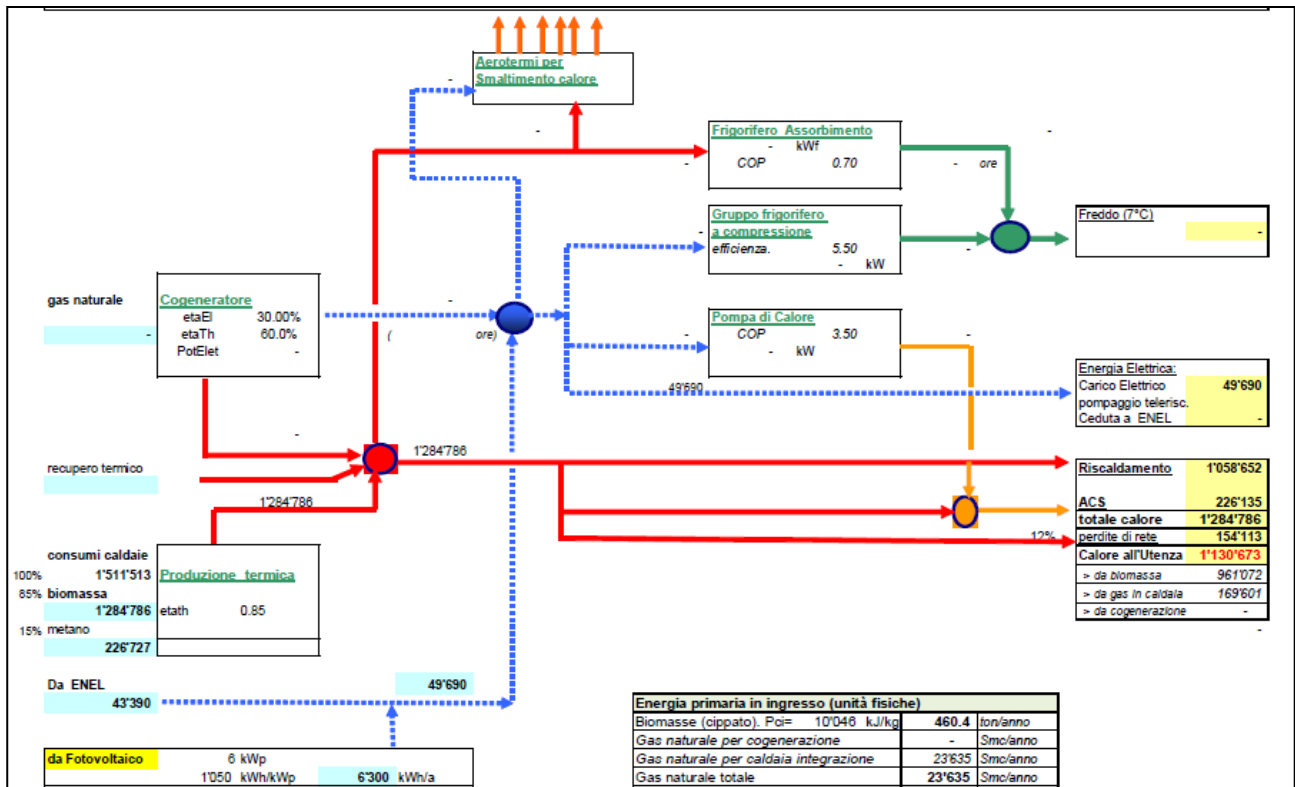


FIGURA 26 - BILANCIO ENERGETICO SU BASE ANNUA (ESTENSIONE LIMITATA A REGIME)

SOLUZIONE ESTESA:

E' prevista:

- unità di micro cogenerazione che garantisce 20 kW<sub>el</sub> e 40 kW<sub>th</sub> che, a condizione di poter auto consumare l'energia elettrica prodotta, mette a disposizione il calore cogenerato a costi inferiori a quelli della stessa biomassa;
- caldaia a gas (da 60 kW<sub>th</sub>) associata al gruppo di cogenerazione, per l'inseguimento delle oscillazioni del carico di base (pari a 100 kW<sub>th</sub>)
- caldaia a biomassa di potenza pari a 850 kW<sub>th</sub>, questa taglia è la minima a cui è possibile trovare sul mercato macchine con tecnologia della combustione in griglia mobile, ovvero adatta ad utilizzare anche biomassa relativamente umida; è garantita una copertura del 80%
- caldaia a metano ad integrazione con potenza pari a 3.100 kW in modo da garantire le richieste nei periodi di punta e bypassare la caldaia a biomassa in caso di guasto.

Per quanto riguarda l'investimento legato alla rete, è stato stimato un totale di spese per opere meccaniche di 322.000 a cui si aggiungono 374.500 per gli scavi; complessivamente il costo è di quasi 700.000 euro corrispondente a 358 €/km.

TABELLA 14.- COSTI DI INVESTIMENTO (SOLUZIONE ESTESA)

<b>FACTOR 20</b>		<b>Piazzatorre</b>	<b>Fase2</b>
<b>teleriscaldamento biomassa</b>		<b>cogen.</b>	<b>20 kW</b>
<b>Componenti</b>	<b>Costi</b>		
		<b>Subtotale</b>	<b>Totale</b>
		<b>€</b>	<b>€</b>
<b>Rete di distribuzione del calore</b>			
opere meccaniche		€ 662'296	
Sottostazioni di utenza		€ 388'154	
<b>Totale rete teleriscaldamento caldo</b>			<b>1'050'450</b>
<b>Rete di distribuzione del freddo</b>			
opere meccaniche		-	
<b>Totale rete teleriscaldamento freddo</b>			<b>-</b>
<b>Centrale Termica</b>			
<b>opere edili strutturali ed architettoniche (escluso terreno)</b>		€ 104'000	
Camino acciaio inox doppia parete - H 15 m		€ 15'000	
caldaia a biomassa incluso caricamento cippato		€ 255'850	
gruppo cogenerazione		€ 60'000	
caldaia integrazione da 3 MW + caldaia gas carico base		€ 70'000	
centrale pompaggio		€ 12'200	
collegamenti idraulici in centrale	15%	€ 59'708	
opere elettriche e regolazione	10%	€ 39'805	
<b>Totale opere centrale termica</b>			<b>616'563</b>
<b>Fotovoltaico kW</b>	-	€ 0	€ 0
<b>Imprevisti su opere e costi tecnici</b>	3.0%	1'667'012	50'010
<b>Totale costo realizzazione opere</b>			<b>1'717'022</b>
<b>Costi tecnici</b>			
Progetto preliminare + definitivo + esecutivo + DL + VVF	7.0%	120'192	
Relazione ambientale e pratiche autorizzative	1.0%	17'170	
Oneri previdenziali obbligatori (CNPAIA, ..)	4%	5'494	
<b>Totale oneri tecnici</b>			<b>142'856</b>
<b>Totale complessivo imponibile</b>			<b>1'859'879</b>
IVA su opere	10%	-	
IVA costi tecnici	21%		
<b>Totale investimento</b>			<b>1'859'879</b>

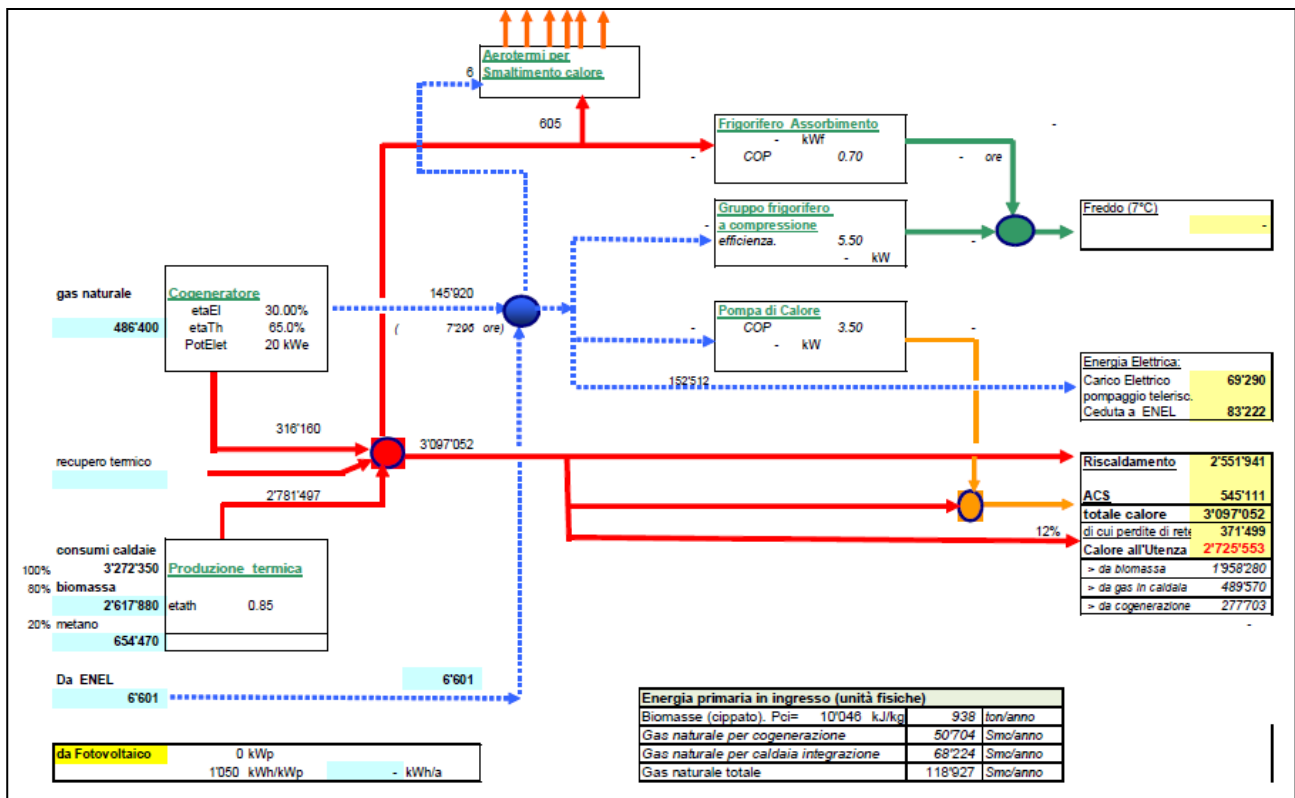


FIGURA 27 - BILANCIO ENERGETICO SU BASE ANNUA (SOLUZIONE ESTESA A REGIME)

#### 4.2.1.1.5 Bilancio annuo di gestione

##### IPOSTESI

- **Costo biomassa forestale:** si assume un costo unitario di 100 €/ton. Si tratta di un costo più elevato, pari a circa il doppio di quanto viene generalmente contemplato per le centrali a biomassa che prevedono anche la produzione di energia elettrica, che appare comunque appropriato per consentire lo sviluppo di una filiera di produzione a piccola scala, e soprattutto a scala locale, che possa consentire l'effettiva valorizzazione delle risorse territoriali;
- **Costo biomassa da scarto di lavorazione:** si assume un costo unitario medio pari a 35 €/ton.
- **Costo di acquisto del gas naturale:**
  - o 0,45 €/m<sup>3</sup> per il gas naturale utilizzato dal cogeneratore, coerente con un consumo consistente presso un unico punto di fornitura e considerando la esenzione dell'accisa in quanto utilizzato per produzione termoelettrica in unità di piccola taglia classificata come Cogenerazione ad Alto Rendimento;
  - o 0,636 €/m<sup>3</sup> per il gas naturale utilizzato dalle caldaie ad integrazione, dato che in questo caso non è prevista la possibilità di defiscalizzazione;
- **Valorizzazione dell'energia elettrica:**
  - o 0,20 €/kWh per l'energia elettrica acquistata dalla rete;
  - o 0,07 €/kWh è la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata (stima cautelativa)
- **Tariffa di vendita dell'energia termica:** per la definizione si è proceduto a ipotizzare la parificazione con il costo equivalente che un utente avrebbe se si approvvigionasse con il gas naturale; la tariffa relativa al MWh è pari a 107,92 € (si veda Tabella 15)

- *Costi di manutenzione della centrale a biomassa e smaltimento ceneri*: si assume un costo annuo di manutenzione pari al 2% del costo della caldaia a biomassa e una quota di costo per lo smaltimento delle ceneri pari a 50 €/t;
- *Costi di manutenzione della unità di micro cogenerazione*: 0.015 €/kWh<sub>el</sub> prodotto
- *Valorizzazione Titoli di Efficienza Energetica*: è considerato il solo calore erogato all'utenza ottenuto da biomassa (al netto delle perdite di distribuzione) e come energia fossile sostituita quella di una produzione a metano con rendimento 90%. Il dato ottenuto viene poi moltiplicato per il coefficiente  $\tau = 3.36$  come indicato nella scheda di calcolo n. 22T predisposta dalla Autorità per l'Energia e il Gas. Si ottiene una stima di produzione di TEE pari a 629 tep/anno. Il valore commerciale dei TEE è variabile nel tempo in quanto soggetto all'andamento della domanda/offerta sul mercato: si assume tale valore pari a 100 €/TEE

TABELLA 15 - CALCOLO DELLE TARIFFE DI FORNITURA DI CALORE ALL'UTENZA

Costo base del gas- Utenti mercato vincolato	0.72	€/Smc
pari a:	75.21	€/MWh
rendimento caldaia convenzionali	0.85	
costo del calore prodotto a gas	88.48	€/MWh
oneri di gestione caldaie convenzionali	12%	
costo del calore di riferimento	99.10	
IVA	21%	
<b>Costo del calore all'Utente della rete gas</b>	<b>119.91</b>	<b>€/MWh</b>
Tariffa Teleriscaldamento (IVA inclusa)	119.91	€/MWh
IVA 10%	10.90	
<b>Tariffa teleriscaldamento (IVA esclusa)</b>	<b>109.01</b>	<b>€/MWh</b>

ESTENSIONE LIMITATA:

Si ipotizza l'utilizzo di biomassa in parte proveniente da foresta (70%) e in parte da scarti di lavorazione (30%). In questo caso il costo della biomassa pesato è pari a 80 €/ton.

TABELLA 16 - BILANCIO COSTI RICAVI E DET. DEL CASH FLOW (ESTENSIONE LIMITATA)

		Consumi combustibile	tariffa	costo gestione	
<b>Situazione di Progetto</b>					
<b>Costi operativi</b>					
<i>acquisto combustibili ed energia</i>					
metano per cogeneratore		- mc/a	0.45 €/mc	-	€/a
acquisto biomassa		460'382 kg/a	0.08 €/kg	36'831	€/a
smaltimento ceneri	5%	23'019 kg/a	0.05 €/kg	1'151	€/a
Metano per caldaia integraz.		23'635 mc/a	0.636 €/mc	15'032	€/a
acquisto da ENEL- pompaggio+ motori		43'390	0.20 €/kWh	8'678	€/a
<i>manutenzione + gestione</i>					
manutenzione cogeneratore all inclusive		- kWh/a	0.015 €/kWh	-	€/a
manutenzione caldaia biomassa	2%			4'000	€/a
gestione e manutenzione sistema		0.25 fte	40'000 €/fte	10'000	€/a
<b>Totale Costi operativi</b>				<b>75'691</b>	<b>€/a</b>
<b>Ricavi di gestione</b>					
Autoconsumo prod. elettrica eccedente	1	- kWh/a	0.07 €/kWh	-	€/a
Titoli EE	1	309 tep/a	100.0 €/tep	30'857	€/a
Contributo Legge 448/2002 (L.203/08)	1	961'072 kWh/a	0.026 €/kWh	24'796	€/a
Vendita calore all'Utenza (base metano)	100%	1'130'673 kWh/a	0.109 €/kWh	123'256	€/a
incentivo fotovoltaico		6'300 kWh/a	0.114 €/kWh	718	€/a
<b>Totale ricavi gestione</b>				<b>179'627</b>	
<b>Cash Flow annuo (a regime, costi costanti)</b>				<b>103'936</b>	<b>€/a</b>

## SOLUZIONE ESTESA:

Si ipotizza l'utilizzo di biomassa totalmente proveniente da foresta (soluzione ottimale per gli amministratori pubblici). In questo caso il costo della biomassa è pari a 100 €/ton.

TABELLA 17 - BILANCIO COSTI RICAVI E DETERMINAZIONE DEL CASH FLOW (SOLUZIONE ESTESA)

		Consumi combustibile	tariffa	costo gestione	
<b>Situazione di Progetto</b>					
<b>Costi operativi</b>					
<i>acquisto combustibili ed energia</i>					
metano per cogeneratore		50'704 mc/a	0.45 €/mc	22'817	€/a
acquisto biomassa		938'074 kg/a	0.10 €/kg	93'807	€/a
smaltimento ceneri	5%	46'904 kg/a	0.05 €/kg	2'345	€/a
Metano per caldaia integraz.		68'224 mc/a	0.636 €/mc	43'390	€/a
acquisto da ENEL- pompaggio+ motori	1	6'601 kWh/a	0.20 €/kWh	1'320	€/a
Accise su autoproduzione elettrica	1	62'698 kWh/a	0.0125 €/kWh	784	€/a
<i>manutenzione + gestione</i>					
manutenzione cogeneratore all inclusive		145'920 kWh/a	0.015 €/kWh	2'189	€/a
manutenzione caldaia biomassa	2%			5'117	€/a
gestione e manutenzione sistema		0.50 fte	40'000 €/fte	20'000	€/a
<b>Totale Costi operativi</b>				<b>191'769</b>	<b>€/a</b>
<b>Ricavi di gestione</b>					
Cessione a rete surplus elettrico	1	83'222 kWh/a	0.07 €/kWh	5'826	€/a
Certificati Bianchi	1	629 tep/a	100.0 €/tep	62'874	€/a
Incentivo Legge 203/2008	1	1'958'280 kWh/a	0.0258 €/kWh	50'524	€/a
Vendita calore all'Utenza	1	2'725'553 kWh/a	0.109 €/kWh	297'117	€/a
<b>Totale ricavi gestione</b>				<b>416'340</b>	
<b>Cash Flow annuo (a regime, costi costanti)</b>				<b>224'571</b>	<b>€/a</b>

#### 4.2.1.1.6 Analisi economica del progetto

ESTENSIONE LIMITATA:

Il Margine Operativo Lordo varia da 73.079 €/anno senza TEE a 103.936 €/anno con TEE.

Considerando la vita utile dell'investimento pari a 20 anni, il VAN risulta pari a 57.059 €.

Dato il costo di investimento pari a circa 1,086 M€, si deduce che il bilancio economico non è positivo; l'investimento si rivela non fattibile senza un eventuale supporto esterno.

Il T.I.R. è pari al **5.9%**.

SOLUZIONE ESTESA:

Il Margine Operativo Lordo varia da 161.697 €/anno senza TEE a 224.571 €/anno con TEE.

Si riportano gli indicatori i valutazione dell'investimento:

- TIR: 11%
- VAN: € 644.770 (tasso del 5%)
- Tempo di rientro: 12 anni.

Se si ipotizza una certa quota del materiale legnoso combustibile possa essere resa disponibile a prezzi inferiori ai 100 €/t. Si può assumere, ad esempio, un costo medio di approvvigionamento di 80 €/t, che contempla due ipotesi:

- lo sfruttamento in via preferenziale delle superfici forestali maggiormente accessibili e più facilmente cantierabili;
- la copertura di una quota del fabbisogno annuo di biomassa con scarti della prima lavorazione del legno localmente reperibili per cifre intorno ai 40 €/t.

Con questa ipotesi di riduzione nei costi di approvvigionamento del combustibile legnoso, il costo annuo per l'acquisto della biomassa si ridurrebbe a 75.200 €. Con conseguenze positive sul TIR che, dal 11% del progetto nella sua formulazione base, salirebbe ad un valore di 12.9 %.

Il tempo di ritorno dell'investimento, pari a 12 anni nel caso base, scenderebbe invece a 10 anni.

#### 4.2.1.1.7 Opportunità e criticità del progetto

Sono numerosi i **punti di forza** e le **opportunità** che caratterizzano il progetto.

- il Comune di Piazzatorre si è rivelato particolarmente interessato alla realizzazione della rete, riconoscendo nel teleriscaldamento a biomasse uno strumento chiave per attivare percorsi di valorizzazione delle risorse locali;
- l'area si addice all'insediamento di una rete di teleriscaldamento, poiché numerose utenze pubbliche e private di grandi dimensioni sono localizzate in un raggio di poche centinaia di metri dal sito che potrebbe ospitare l'impianto;
- Piazzatorre si trova in una situazione particolarmente positiva per quanto riguarda l'approvvigionamento della biomassa: tutto il fabbisogno potrebbe essere garantito da un unico interlocutore. Il Consorzio Forestale Alta Valle Brembana gestisce infatti in via diretta superfici boschive sufficienti a coprire l'intero fabbisogno dell'impianto. Il Consorzio ha consuetudine di rapporti con le principali ditte boschive della zona e potrebbe pianificare le attività di taglio in modo da garantire continuità di approvvigionamento di combustibile e qualità dello stesso. Il Consorzio potrebbe inoltre rivestire un ruolo di riferimento nella società preposta alla gestione ed erogazione del servizio calore;
- una rivitalizzazione delle attività di taglio boschi avrebbe ricadute positive di vario livello: forestale (progressivo incremento della qualità degli ecosistemi boschivi e del valore delle provvigioni); fito-sanitario (destinazione remunerativa per le piante che muoiono in piedi in conseguenza di attacchi di patogeni); rischi naturali (riduzione dell'esposizione dei versanti a scenari di rischio di carattere idrogeologico ed incendi boschivi); economico (via diretta: lavoro in ambito forestale; via indiretta: rivitalizzazione del settore della prima lavorazione del legno);
- possibilità di integrare (sia per opportunità relative alla qualità della miscela combustibile che per ridurre il costo generale della biomassa necessaria all'impianto) il materiale forestale con scarti della prima lavorazione del legno generati da unità produttive presenti sul contesto locale. Anche questi operatori esprimono un potenziale che, da solo, potrebbe saturare il fabbisogno di combustibile della rete. Alcuni di essi potrebbero quindi essere vantaggiosamente coinvolti nella futura società preposta alla gestione ed erogazione del servizio calore;
- la messa a sistema di biomasse di origine forestale e di scarti di prima lavorazione del legno renderebbe annualmente disponibile un quantitativo di biomasse notevolmente superiore rispetto al fabbisogno dell'impianto di Piazzatorre. Si potrebbero quindi creare significative economie di scala attivando e mettendo a sistema (lato approvvigionamento combustibile e gestione del servizio) diversi impianti a livello locale.

A fronte di punti di forza ed opportunità così numerosi e importanti, il progetto soffre di **un punto di debolezza** significativo, che può tradursi in una minaccia determinante per la riuscita dell'iniziativa:

- il fabbisogno termico complessivamente da soddisfare ha difficoltà a raggiungere livelli di energia termica fatturata all'utenza sufficienti a garantire margini di recupero elevati e, soprattutto, per rientrare in tempi rapidi dall'investimento iniziale;
- il progetto può quindi risultare solo parzialmente interessante (e, comunque, solo nell'ipotesi di massimo sviluppo) per investitori privati.

#### 4.2.1.2 Comune di Sant'Omobono Terme

##### 4.2.1.2.1 Caratteristiche del comune

Sant'Omobono Terme (BG) è un Comune della Valle Imagna. E' situato ad una quota di 427 m s.l.m. e ha una estensione territoriale di circa 10 km<sup>2</sup>.

Secondo i dati ISTAT, al gennaio 2010 vi risultavano 3.533 abitanti residenti, con una densità abitativa di 327 ab/km<sup>2</sup> e un numero di abitanti in costante crescita nel corso degli ultimi 50 anni.

Sant'Omobono, collocato in posizione intermedia fra i comuni montani e l'area di pianura, è il centro principale della Valle Imagna. L'abitato è caratterizzato da un nucleo principale che si è sviluppato lungo il fondovalle e da diverse frazioni che, su entrambi i versanti orografici, occupano le posizioni di mezzacosta.

Il clima, dal punto di vista del fabbisogno del riscaldamento, è caratterizzato da 2'698 gradi giorno. Il Comune è quindi collocato in Zona Climatica E.

TABELLA 18 - DATI SU ABITAZIONI - COMUNE DI SANT'OMOBONO TERME - CENSIMENTO 2001

<b>Totale abitazioni ad uso residenziale</b>	<b>2110</b>	
di cui	1220	occupate da residenti con superficie media abitazione pari a 101,84 m <sup>2</sup>
	890	occupate da non residenti con superficie media abitazione pari a 79,19 m <sup>2</sup>

##### 4.2.1.2.2 Stima del potenziale di biomassa disponibile

E' stato valutato il potenziale considerando:

- materiale legnoso derivante dalla gestione forestale, nell'ambito della Comunità Montana di Valle Imagna;
- scarti di prima lavorazione del legno delle unità produttive ubicate in Valle Imagna.

##### MATERIALE DI ORIGINE FORESTALE

Le foreste dell'area della Comunità Montana si estendono per poco meno di 6.000 ha. Una quota limitatissima (pari al 4,5%) di esse è rappresentata da boschi di proprietà pubblica. Si tratta, in particolare, delle proprietà afferenti alla Foresta Regionale Monte Resegone che, sul territorio di Valle Imagna, interessa poco più di 260 ha di superficie boschive.

Il comprensorio dispone di viabilità forestale discreta: il 72% delle aree boschive è ubicato in zone ben servite (terreni pianeggianti raggiungibili con piste lunghe non oltre 1 km e in altre situazioni con meno di 100 m di dislivello); il 23% in zone scarsamente servite (distanti da strade per oltre 1 km se in terreni con pendenza fino al 10% e tra i 100 e 300 metri di dislivello). Il restante 5% si trova in zone non servite.

E' stato definito il potenziale lordo (cioè teorico) e quello netto (tecnicamente possibile) di incremento (aumento annuo della provvigione legnosa) e di ripresa (materiale legnoso che può essere tagliato senza compromettere la funzionalità dell'ecosistema) che è riportato nella Tabella 19.

TABELLA 19 - POTENZIALI LORDO E NETTO COMUNITÀ MONTANA VALLE IMAGNA [TON/ANNO]

	Incremento lordo	Incremento netto	Ripresa lorda	Ripresa netta
Comunità montana	18.500	9.000	14.000	6.700

Secondo stime effettuate intervistando chi si occupa dei tagli nei boschi della Valle Imagna, il materiale legnoso approvvigionato dai boschi locali potrebbe essere reso disponibile all'impianto a biomassa a costi indicativi di 80 - 100 €/t, considerando:

- acquisto piante in piedi, abbattimento e depezzamento: 50 – 70 €/t;
- cippatura: 15 €/t;
- trasporto: 15€/t

#### SCARTI DELLA PRIMA LAVORAZIONE DEL LEGNO

Sono state contattate 30 aziende:

- 4 segherie;
- 24 tornerie;
- 2 aziende che lavorano il legno.

Complessivamente sono disponibili all'incirca 910 tonnellate l'anno.

TABELLA 20 - QUANTITATIVI DI SCARTO DISPONIBILI PER TIPOLOGIA DI MATERIALE IN FUNZIONE DELLA DISTANZA RISPETTO L'UBICAZIONE DELL'IMPIANTO [t/anno]

	Trucioli	Refili	Segature	Corteccia	Cimali e ramaglie
<b>distanza ≤ 1 km</b>	500	20	80	0	20
<b>1 ≤ distanza ≤ 2,5 km</b>	0	0	0	0	0
<b>2,5 ≤ distanza ≤ 5 km</b>	90	0	20	0	0
<b>5 ≤ distanza ≤ 7,5 km</b>	0	0	0	0	0
<b>7,5 ≤ distanza ≤ 10 km</b>	110	0	0	0	20
<b>10 ≤ distanza ≤ 12,5 km</b>	0	0	0	0	0
<b>12.5 ≤ distanza ≤ 20 km</b>	0	0	0	50	0
<b>Totale</b>	<b>700</b>	<b>20</b>	<b>100</b>	<b>50</b>	<b>40</b>

La somma pesata rispetto ai quantitativi prodotti fa emergere un prezzo medio di vendita degli scarti vergini di prima lavorazione del legno sull'area della Valle Imagna pari a 42 €/ton, con valori che oscillano fra 0 €/ton e 130 €/ton

#### POTENZIALE COMPLESSIVO

Complessivamente dunque si è valutata la disponibilità di biomassa pari a 7.610 tonnellate, di cui 910 proveniente da aziende che lavorano il legno e 6.700 da foreste.

Nel comune di Sant'Omobono Terme è disponibile circa il 70% della biomassa proveniente da scarti di lavorazione del legno (620 tonnellate) e l'8% di quella proveniente da boschi (564 tonnellate).

La distribuzione per classi di distanza è indicata in Figura 28.

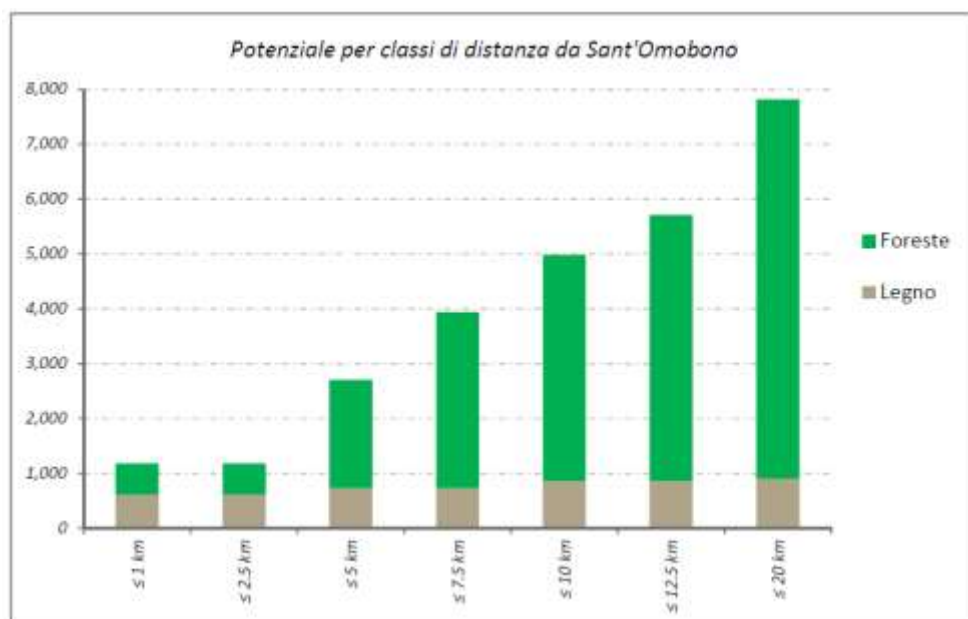


FIGURA 28 - POTENZIALE DEI SETTORI FORESTALE E.LAVORAZIONE DEL LEGNO, PER CLASSI DI DISTANZA – SANT'OMOBONO TERME

#### 4.2.1.2.3 Le utenze potenzialmente allacciabili: censimento e stima del fabbisogno

Sono state identificate due categorie di utenze:



FIGURA 29 - DISLOCAZIONE UTENZE

- Utenze allacciabili a breve termine ▲ (Estensione limitata): si tratta di edifici pubblici (scuola materna, elementare, media, municipio, caserma, ufficio postale, piscina, ambulatorio, bocciodromo, palestra, chiesa, oratorio), il centro commerciale, gli edifici ubicati in un lotto residenziale in fase di costruzione e un edificio condominiale con riscaldamento centralizzato ubicati nel centro del paese.

- Utenze allacciabili in un secondo momento ● (Soluzione estesa): si tratta prevalentemente di edifici di tipo residenziale, molti dei quali attualmente dotati di riscaldamento autonomo che si ritrovano in prossimità della dorsale della futura rete di teleriscaldamento.

TABELLA 21 - VALUTAZIONE DEL FABBISOGNO ANNUO E POTENZA DI PUNTA – SOLUZIONE ESTESA

	Volumetria [m <sup>3</sup> ]	Fabbisogno di punta [kW]	Fabbisogno annuo [kWh/anno]
Estensione limitata		2.881	2'915'641
Incremento estensione		995	1.335.805
Soluzione estesa	297.500	3.876	4.251.446

La massima potenza richiesta su cui dimensionare la centrale è di 2.305 kW e 3.100 kW (rispettivamente per “estensione limitata” e per la fase “soluzione estesa”), considerando un fattore di contemporaneità di 0,8.

#### 4.2.1.2.4 I costi di investimento

ESTENSIONE LIMITATA:

E' prevista:

- un motore di micro-cogenerazione da 30 kW<sub>el</sub>;
- una caldaia a biomassa di 1.400 kW<sub>th</sub>, in grado di garantire oltre il 60% del carico massimo invernale e oltre il 90% del fabbisogno termico complessivo, al netto anche di quello proveniente dal cogeneratore;
- caldaia a metano ad integrazione con potenza pari a 1500 kW in modo da garantire le richieste nei periodi di punta e bypassare la caldaia a biomassa in caso di guasto.

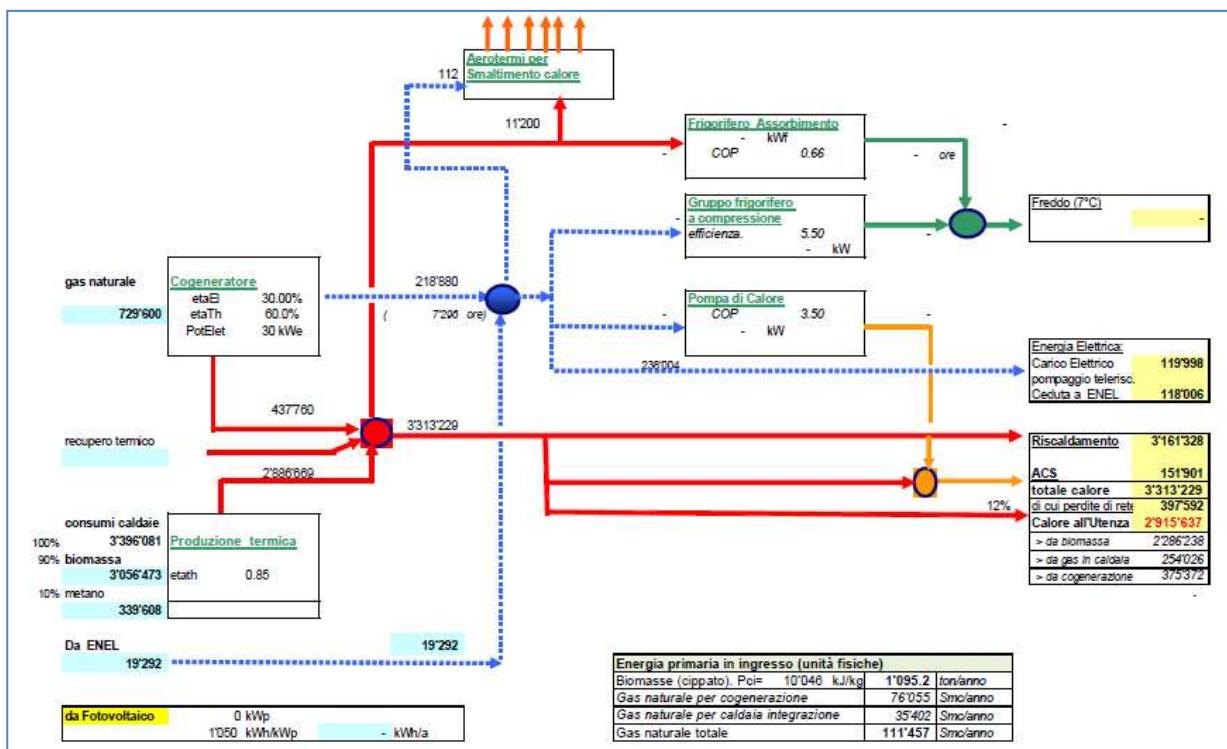


FIGURA 30 - BILANCIO ENERGETICO SU BASE ANNUA (ESTENSIONE LIMITATA A REGIME)

TABELLA 22- COSTI DI INVESTIMENTO (ESTENSIONE LIMITATA)

Componenti	Costi		
		Subtotale	Totale
		€	€
<b>Rete di distribuzione del calore</b>			
opere meccaniche		€ 758'778	
Sottostazioni di utenza		€ 310'714	
<b>Totale rete teleriscaldamento caldo</b>			<b>1'069'492</b>
<b>Rete di distribuzione del freddo</b>			
opere meccaniche		-	
<b>Totale rete teleriscaldamento freddo</b>			<b>-</b>
<b>Centrale Termica</b>			
opere edili strutturali ed architettoniche (escluso terreno)		€ 170'000	
Camino acciaio inox doppia parete - H 20 m		€ 20'000	
caldaia a biomassa incluso caricamento cippato		€ 387'800	
gruppo cogenerazione		€ 90'000	
caldaia integrazione da 1.5 MW + caldaia a gas estiva		€ 70'000	
centrale pompaggio		€ 11'000	
collegamenti idraulici in centrale	15%	€ 83'820	
opere elettriche e regolazione	10%	€ 55'880	
<b>Totale opere centrale termica</b>			<b>888'500</b>
<b>Fotovoltaico kW</b>	-	€ 0	€ 0
<b>Imprevisti su opere e costi tecnici</b>	3.0%	1'957'992	58'740
<b>Totale costo realizzazione opere</b>			<b>2'016'732</b>
<b>Costi tecnici</b>			
Progetto preliminare + definitivo + esecutivo + DL + VVF	7.0%	141'553	
Relazione ambientale e pratiche autorizzative	1.0%	20'167	
Oneri previdenziali obbligatori (CNPAA, ..)	4%	6'469	
<b>Totale oneri tecnici</b>			<b>168'189</b>
<b>Totale complessivo imponibile</b>			<b>2'184'921</b>
IVA su opere	10%	-	
IVA costi tecnici	21%		
<b>Totale investimento</b>			<b>2'184'921</b>

SOLUZIONE ESTESA:

E' prevista:

- unità di micro cogenerazione che garantisce 30 kW<sub>el</sub> e 60 kW<sub>th</sub> ;
- caldaia a gas (da 60 kW<sub>th</sub>) associata al gruppo di cogenerazione, per l'inseguimento delle oscillazioni del carico di base (pari a 40 kW<sub>th</sub>)
- una caldaia a biomassa di 1.400 kW<sub>th</sub>, in grado di garantire circa il 90% del fabbisogno termico complessivo, al netto anche di quello proveniente dal cogeneratore;
- caldaia a metano ad integrazione con potenza pari a 3.000 kW in modo da garantire le richieste nei periodi di punta e bypassare la caldaia a biomassa in caso di guasto.

TABELLA 23 - COSTI DI INVESTIMENTO (SOLUZIONE ESTESA)

Componenti	Costi		
		Subtotale	Totale
		€	€
<b>Rete di distribuzione del calore</b>			
opere meccaniche		€ 854'480	
Sottostazioni di utenza		€ 512'583	
<b>Totale rete teleriscaldamento caldo</b>			<b>1'367'063</b>
<b>Rete di distribuzione del freddo</b>			
opere meccaniche		-	
<b>Totale rete teleriscaldamento freddo</b>			<b>-</b>
<b>Centrale Termica</b>			
opere edili strutturali ed architettoniche (escluso terreno)		€ 170'000	
Canino acciaio inox doppia parete - H 20 m		€ 20'000	
caldaia a biomassa incluso caricamento cippato		€ 387'800	
gruppo cogenerazione		€ 90'000	
caldaia integrazione da 3 MW + caldaia gas carico base		€ 70'000	
centrale pompaggio		€ 15'000	
collegamenti idraulici in centrale	15%	€ 84'420	
opere elettriche e regolazione	10%	€ 56'280	
<b>Totale opere centrale termica</b>			<b>893'500</b>
<b>Fotovoltaico kW</b>	-	€ 0	€ 0
<b>Imprevisti su opere e costi tecnici</b>	3.0%	2'260'563	67'817
<b>Totale costo realizzazione opere</b>			<b>2'328'380</b>
<b>Costi tecnici</b>			
Progetto preliminare + definitivo + esecutivo + DL + VVF	7.0%	162'987	
Relazione ambientale e pratiche autorizzative	1.0%	23'284	
Oneri previdenziali obbligatori (CNPAIA, ...)	4%	7'451	
<b>Totale oneri tecnici</b>			<b>193'721</b>
<b>Totale complessivo imponibile</b>			<b>2'522'101</b>
IVA su opere	10%	-	
IVA costi tecnici	21%		
<b>Totale investimento</b>			<b>2'522'101</b>

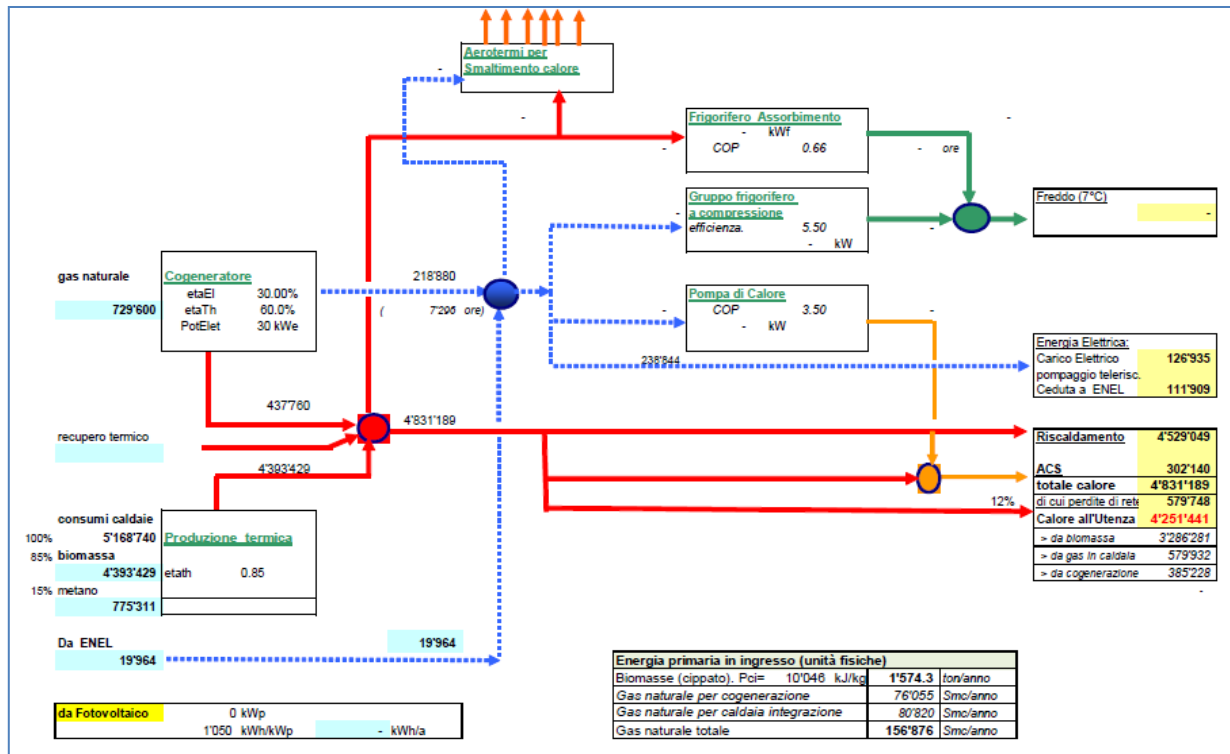


FIGURA 31 - BILANCIO ENERGETICO SU BASE ANNUA (SOLUZIONE ESTESA A REGIME)

#### 4.2.1.2.5 Bilancio annuo di gestione

##### IPOTESI

- *Costo biomassa forestale*: si assume un costo unitario di 100 €/ton, margine superiore dei livelli di costo emersi nel corso dell'indagine;
- *Costo biomassa da scarto di lavorazione*: si assume un costo unitario medio pari a 42 €/ton.
- *Costo di acquisto del gas naturale*:
  - o 0,45 €/m<sup>3</sup> per il gas naturale utilizzato dal cogeneratore, coerente con un consumo consistente presso un unico punto di fornitura e considerando la esenzione dell'accisa in quanto utilizzato per produzione termoelettrica in unità di piccola taglia classificata come Cogenerazione ad Alto Rendimento;
  - o 0,636 €/m<sup>3</sup> per il gas naturale utilizzato dalle caldaie ad integrazione, dato che in questo caso non è prevista la possibilità di defiscalizzazione;
- *Costo dell'energia elettrica*:
  - o 0,20 €/kWh per l'energia elettrica acquistata dalla rete;
  - o 0,07 €/kWh è la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata (stima cautelativa)
- *Tariffa di vendita dell'energia*: per la definizione si è proceduto a ipotizzare la parificazione con il costo equivalente che un utente avrebbe se si approvvigionasse con il gas naturale; la tariffa relativa al MWh è pari a 107,92 €
- *Costi di manutenzione della centrale a biomassa e smaltimento ceneri*: si assume un costo annuo di manutenzione pari al 2% del costo della caldaia a biomassa e una quota di costo per lo smaltimento delle ceneri pari a 50 €/t;
- *Costi di manutenzione della unità di micro cogenerazione*: 0.015 €/kWh<sub>el</sub> prodotto
- *Valorizzazione Titoli di Efficienza Energetica*: è considerato il solo calore erogato all'utenza ottenuto da biomassa (al netto delle perdite di distribuzione) e come energia fossile

sostituita quella di una produzione a metano con rendimento 90%. Il dato ottenuto viene poi moltiplicato per il coefficiente  $\tau = 3.36$  come indicato nella scheda di calcolo n. 22T predisposta dalla Autorità per l'Energia e il Gas. Si ottiene una stima di produzione di TEE pari a 1.055 tep/anno. Il valore commerciale dei TEE è variabile nel tempo in quanto soggetto all'andamento della domanda/offerta sul mercato: si assume tale valore pari a 100 €/TEE

ESTENSIONE LIMITATA:

Il costo del personale è corrispondente a quello di una sola persona impiegata part time.

TABELLA 24- BILANCIO COSTI RICAVI E DET. DEL CASH FLOW (ESTENSIONE LIMITATA)

		Consumi combustibile	tariffa	costo gestione	
<b>Situazione di Progetto</b>					
<b>Costi operativi</b>					
<i>acquisto combustibili ed energia</i>					
		76'055	mc/a	0.45 €/mc	34'225 €/a
					€/a
<i>acquisto biomassa</i>					
		1'095'236	kg/a	0.10 €/kg	109'524 €/a
	5%	54'762	kg/a	0.05 €/kg	2'738 €/a
<i>Metano per caldaia integraz.</i>					
		35'402	mc/a	0.636 €/mc	22'515 €/a
<i>acquisto da ENEL- pompaggio+ motori</i>					
	1	19'292	kWh/a	0.20 €/kWh	3'858 €/a
<i>Accise su autoproduzione elettrica</i>					
	1	100'874	kWh/a	0.0125 €/kWh	1'261 €/a
<i>manutenzione + gestione</i>					
<i>manutenzione cogeneratore all inclusive</i>					
		218'880	kWh/a	0.015 €/kWh	3'283 €/a
<i>manutenzione caldaia biomassa</i>					
	2%				7'756 €/a
<i>gestione e manutenzione sistema</i>					
		0.50	fte	40'000 €/fte	20'000 €/a
<b>Totale Costi operativi</b>					
					205'160 €/a
<b>Ricavi di gestione</b>					
<i>Cessione della prod. elettrica eccedente</i>					
	1	118'006	kWh/a	0.07 €/kWh	8'260 €/a
<i>Titoli EE (per 5 anni)</i>					
	1	734	tep/a	100.0 €/tep	73'403 €/a
<i>Incentivo Legge 203/2008</i>					
	1	2'286'238	kWh/a	0.0258 €/kWh	58'985 €/a
<i>Vendita calore all'Utenza</i>					
	1	2'915'637	kWh/a	0.109 €/kWh	317'838 €/a
<b>Totale ricavi gestione</b>					
					458'487
<b>Cash Flow annuo (a regime, costi costanti)</b>					
					253'327 €/a

SOLUZIONE ESTESA:

TABELLA 25 - BILANCIO COSTI RICAVI E DETERMINAZIONE DEL CASH FLOW (SOLUZIONE ESTESA)

Situazione di Progetto		Consumi combustibile	tariffa	costo gestione	
<b>Costi operativi</b>					
<i>acquisto combustibili ed energia</i>					
		76'055	mc/a	0.45 €/mc	34'225 €/a
					€/a
<i>acquisto biomassa</i>					
		1'574'312	kg/a	0.10 €/kg	157'431 €/a
smaltimento ceneri	5%	78'716	kg/a	0.05 €/kg	3'936 €/a
Metano per caldaia integraz.		80'820	mc/a	0.636 €/mc	51'402 €/a
acquisto da ENEL- pompaggio+ motori	1	19'964	kWh/a	0.20 €/kWh	3'993 €/a
Accise su autoproduzione elettrica	1	106'971	kWh/a	0.0125 €/kWh	1'337 €/a
<i>manutenzione + gestione</i>					
manutenzione cogeneratore all inclusive		218'880	kWh/a	0.015 €/kWh	3'283 €/a
manutenzione caldaia biomassa	2%				7'756 €/a
gestione e manutenzione sistema		0.50	fte	40'000 €/fte	20'000 €/a
<b>Totale Costi operativi</b>					<b>283'363 €/a</b>
<b>Ricavi di gestione</b>					
Cessione alla rete ENEL	1	111'909	kWh/a	0.07 €/kWh	7'834 €/a
Titoli EE	1	1'055	tep/a	100.0 €/tep	105'512 €/a
Incentivo Legge 203/2008	1	3'286'281	kWh/a	0.026 €/kWh	84'786 €/a
Vendita calore all'Utenza	1	4'251'441	kWh/a	0.109 €/kWh	463'456 €/a
<b>Totale ricavi gestione</b>					<b>661'588</b>
<b>Cash Flow annuo (a regime, costi costanti)</b>					<b>378'225 €/a</b>

#### 4.2.1.2.6 Analisi economica del progetto

ESTENSIONE LIMITATA:

Il Margine Operativo Lordo varia da 179.923 €/anno senza TEE a 253.327 €/anno con TEE.

Dato il costo di investimento pari a circa 2,184 M€ e considerando la vita utile dell'investimento pari a 20 anni:

- VAN: 621.561 €
- T.I.R.: 9.9%
- PB: 13 anni

SOLUZIONE ESTESA:

Il Margine Operativo Lordo varia da 272.713 €/anno senza TEE a 378.225€/anno con TEE.

Si riportano gli indicatori i valutazione dell'investimento:

- VAN: € 1.596.160
- TIR: 15.8%
- Tempo di rientro: 8 anni.

Se si ipotizza una certa quota del materiale legnoso combustibile possa essere resa disponibile a prezzi inferiori ai 100 €/t. Si può assumere, ad esempio, un costo medio di approvvigionamento di 80 €/t, che contempla due ipotesi:

- lo sfruttamento in via preferenziale delle superfici forestali maggiormente accessibili e più facilmente cantierabili;

- la copertura di una quota del fabbisogno annuo di biomassa con scarti della prima lavorazione del legno localmente reperibili per cifre intorno ai 42 €/t.

Con questa ipotesi di riduzione nei costi di approvvigionamento del combustibile legnoso il TIR salirebbe ad un valore di 18.1 %.

Il tempo di ritorno dell'investimento, pari a 8 anni nel caso base, scenderebbe invece a 7 anni.

#### 4.2.1.2.7 Opportunità e criticità del progetto

Sono numerosi i **punti di forza** e le **opportunità** che caratterizzano il progetto.

- Sia l'Amministrazione Comunale di Sant'Omobono Terme che la Comunità Montana di Valle Imagna si sono rivelati particolarmente interessati all'iniziativa e stanno svolgendo un ruolo proattivo nella sua promozione;
- La rivitalizzazione dell'economia del legno tramite filiere legno-energia è un obiettivo di interesse primario per le Comunità Locali e ciò è testimoniato dal fatto che lo sfruttamento energetico delle biomasse (e il processo di filiera a monte) è stato riconosciuto come tematica chiave nell'ambito del progetto 'Lavoro in Valle', un tavolo di confronto fra Istituzioni locali e realtà imprenditoriali recentemente attivato;
- il Comune di Sant'Omobono Terme risulta particolarmente adatto per l'insediamento di una rete di teleriscaldamento: lungo un asse viario principale, il paese ospita infatti una serie di edifici pubblici, assimilabili a pubblici e privati di notevoli dimensioni che potrebbero essere vantaggiosamente allacciati alla rete di teleriscaldamento;
- sono inoltre attualmente in fase di realizzazione, in Comune di Sant'Omobono Terme, due progetti edilizi di particolare interesse per il teleriscaldamento: la piscina nella parte Nord del paese e un'area di espansione residenziale in zona Sud;
- in un'ottica di più lungo termine, inoltre, dovrebbero sorgere, sempre nell'area a livello della quale è stata valutata la fattibilità del progetto, altre due aree di espansione (già approvate all'interno del Piano Regolatore Generale del Comune), una di carattere residenziale e la seconda di tipo artigianale, che potrebbero essere allacciate alla rete di teleriscaldamento;
- una delle unità produttive di lavorazione del legno operative in Sant'Omobono Terme ha dichiarato la propria disponibilità, oltre che all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento, anche ad ospitare la centrale termica all'interno di spazi non più utilizzati;
- il Piano di Indirizzo Forestale, considera la strutturazione di filiere legno-energia una priorità cui è associata una classe di urgenza elevata e auspicio di attivazione nel breve periodo;
- il Comune di Sant'Omobono Terme e la Valle Imagna intera vantano una prestigiosa tradizione nel settore della lavorazione del legno, con particolare vocazione per le attività di torneria. Nonostante il periodo di crisi del settore, nel contesto territoriale sono tuttora operative numerose unità produttive i cui scarti vergini potrebbero essere conferiti all'eventuale centrale termica a biomassa.

A fronte di punti di forza ed opportunità così numerosi e importanti, il progetto presenta alcuni **punti di debolezza**:

- la sostenibilità economico-finanziaria dell'iniziativa è legata alla possibilità di allacciare alla rete di teleriscaldamento una quota significativa delle utenze potenziali individuate. Molte di queste sono però dotate di impianti di riscaldamento autonomi a gas;
- l'attivazione di una filiera legno energia in Valle Imagna deve principalmente confrontarsi con criticità di carattere strutturale (frammentazione delle proprietà, frammentazione delle imprese e mancanza di organizzazione del settore).

#### 4.2.1.3 Comune di Alzano Lombardo

Da diversi anni, nel Comune di Alzano Lombardo, è operativa una rete di teleriscaldamento che serve numerose utenze comunali (Municipio, Scuola Elementare, Scuola Media, Direzione Didattica, Nuovo Auditorium, Nuovo Palazzetto dello Sport) e non (fra queste, l'Ospedale e la Scuola dell'Infanzia).

Originariamente la rete è stata alimentata con il calore prodotto dalla centrale di cogenerazione in ciclo combinato (50 MW<sub>e</sub>) della Cartiera Pigna.

Cessate le condizioni per tale configurazione, da alcuni anni (2003) la rete viene gestita dal gruppo Siram, che opera in Alzano tramite la società controllata Irene.

In questo contesto, il Comune di Alzano ha inteso compiere alcune verifiche preliminari finalizzate a valutare la fattibilità di una conversione a biomassa del sistema di teleriscaldamento, attualmente alimentato a metano.

##### 4.2.1.3.1 Caratteristiche del comune e della rete di teleriscaldamento presente

Il Comune di Alzano Lombardo si trova a meno di 10 km dalla città di Bergamo, in direzione NE rispetto al capoluogo provinciale. La quota media del suo territorio è di 550 m circa s.l.m. La municipalità si estende però fra i 270 m circa delle sue propaggini meridionali e gli oltre 1'100 m delle parti montuose. Il Comune è posto in destra orografica della Valle Seriana e fa parte dell'omonima Comunità Montana. Conta 13.757 abitanti (dato ISTAT 2011).

La rete di teleriscaldamento rappresenta l'ultima fase del progetto della centrale di cogenerazione in ciclo combinato da 50 MW<sub>e</sub> realizzata nell'anno 2000 dalle Cartiere Paolo Pigna SpA. La rete utilizza come fluido termovettore acqua calda a 90°C resa disponibile da un recupero termico realizzato nella centrale di cogenerazione.

La rete consiste in:

- un sistema di produzione di acqua calda a 90°C tramite recupero termico realizzato sui gas di scarico della turbina a gas installata nella centrale di cogenerazione;
- un sistema di trasporto di acqua calda a 90 °C alle utenze termiche, tramite tubazione interrata;
- n° 10 sotto-centrali, dove sono alloggiati gli scambiatori di calore di tipo 'a piastre' per il riscaldamento dell'acqua calda circolante all'interno degli edifici allacciati;
- un sistema di controllo per la gestione delle singole utenze, ubicata nella centrale di cogenerazione.

Dato	Valore
Sviluppo (a doppio tubo)	2'000 m
Tipo di tubazione	Sistema compatto 'Bonded'
Profondità media di posa	- 1.4 m
Volume d'acqua	~ 130'000 l
Temperatura di mandata acqua calda	90°C
Temperatura di ritorno acqua calda	65°C
Potenza termica allacciata	8'175 kWt

FIGURA 32 - CARATTERISTICHE DELLA RETE

#### 4.2.1.3.2 La domanda di energia termica e il fabbisogno di biomassa

Le utenze attualmente allacciate alla rete di teleriscaldamento sono indicate in Figura 33

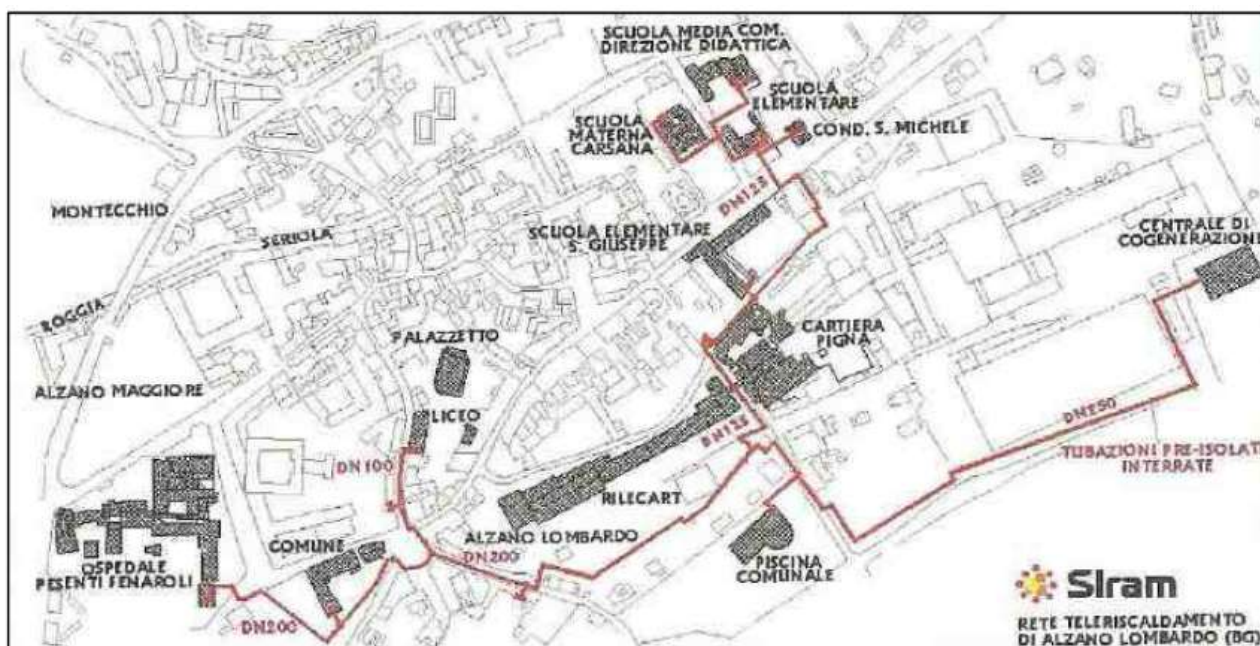


FIGURA 33 - LAYOUT RETE DI TELERISCALDAMENTO

I dati di consumo di energia termica delle utenze attualmente allacciate sono riportati più sotto.

TABELLA 26 - CONSUMI UTENZE ALLACCIATE

Edificio	Volume [m3]
Municipio	7.560
Direzione Didattica	2.800
Scuola Media	5.992
Scuola elementari	8.920
Auditorium	6.930
Palazzetto dello sport	11.275
Scuola materna	6.970
Scuole elementari	12.100
Palazzo Barzizza	7.500
Condominio	11.700
Ospedale	84.000
Piscina	

In termini energetici, secondo le serie storiche disponibili, la domanda di energia termica complessiva soddisfatta dalla rete è stata in media, negli anni, di poco superiore agli 8.500 MWh/anno. E' prevista tuttavia il distacco di alcune utenze, per cui l'impianto è stato dimensionato sulla base di una domanda pari a 8.000 MWh/anno.

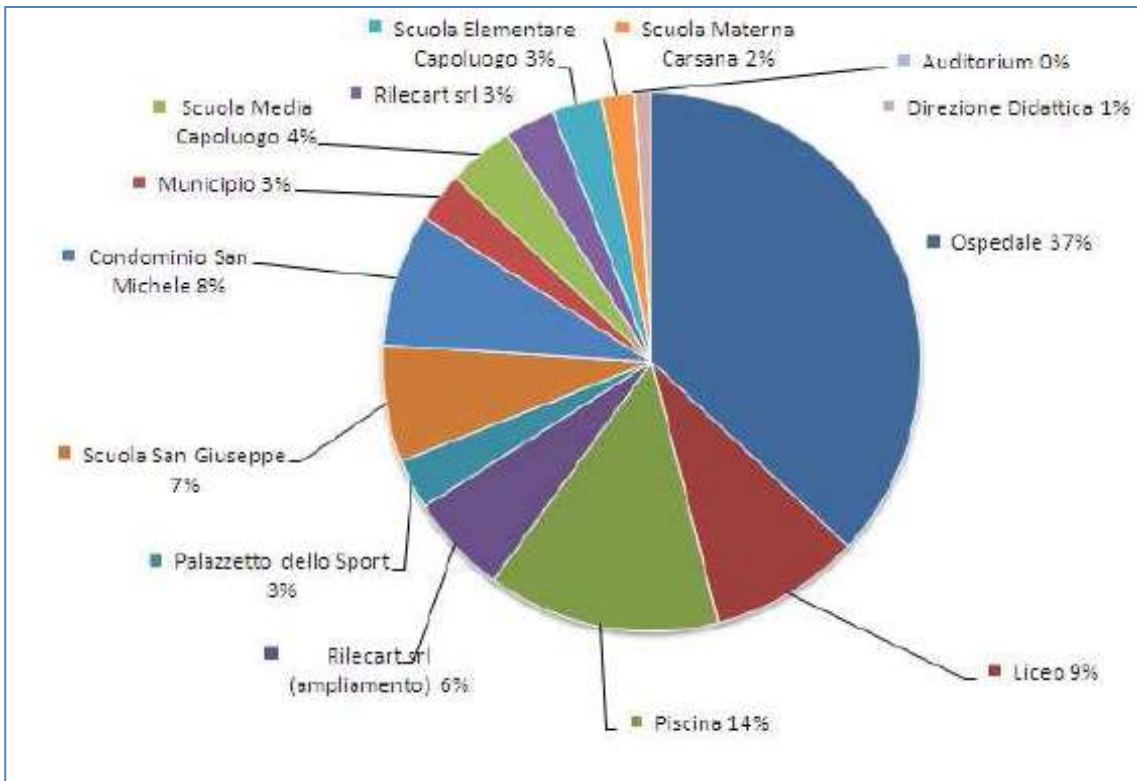


FIGURA 34 - DOMANDA ENERGETICA RELATIVA DELLE SINGOLE UTENZE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI ALZANO LOMBARDO

A valle del distacco di tali utenze, la potenza termica nominale complessiva richiesta dovrebbe ammontare a 8'850 kW termici, con oltre il 40% di pertinenza dell'Ospedale.

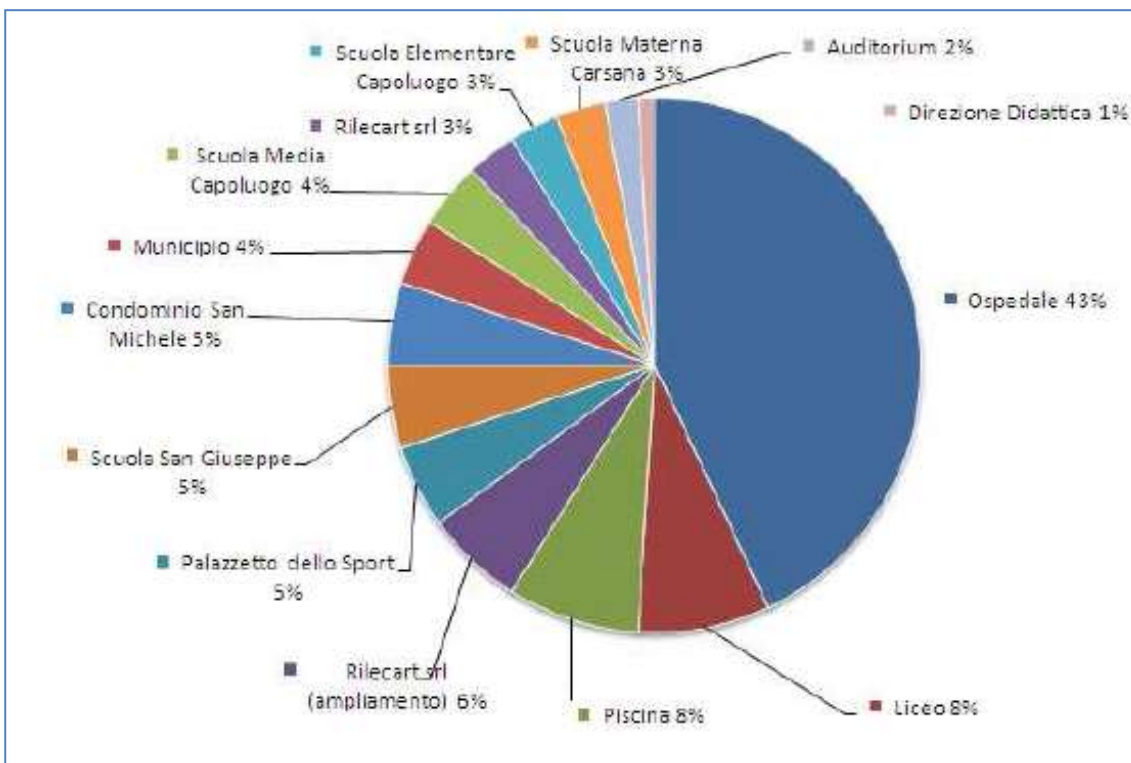


FIGURA 35 - POTENZA RELATIVA RICHIESTA DALLE SINGOLE UTENZE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI ALZANO LOMBARDO

A partire dal dato di domanda di energia termica annua calcolata al punto precedente (circa 8.000 MWh) è stata stimata la quantità di biomassa (t/anno) che, in modo indicativo, sarebbe necessario per il funzionamento dell'impianto.

Ipotizzando:

- efficienza della caldaia: 85%
- P.C.I. della biomassa: 2.400 kcal/kg

la stima indicativa del fabbisogno dell'impianto è pari a 2.820 t/anno di biomassa.

#### 4.2.1.3.3 Disponibilità di biomassa a scala locale

##### SETTORE FORESTALE

Secondo i dati DUSAF 2007 (*Destinazione d'Uso dei Suoli. Agricoli e Forestali* – ERSAF), l'estensione complessiva delle zone boschive in provincia di Bergamo ammonta a 106.000 ha. A livello di intero territorio provinciale, i boschi di latifoglie rappresentano il 66% dell'estensione complessiva delle aree boscate, le conifere si attestano poco sopra il 23% mentre i boschi misti coprono l'11% del totale delle superfici.

TABELLA 27 - ESTENSIONE FORESTALE E DELLE FORESTE ASSESTATE

Territorio	Proprietà	Estensione foreste (ha)	Foreste assestate (ha) <sup>4</sup>	%
ERSAF	Foreste di Lombardia: Pessogone e Poggibonno	912	912	100%
CM Laghi Bergamaschi	Berzo S. Fermo, Bonate, Costa Volpino, Valle del Freddo, Rogno, Adrate S. Bartolomeo, Adrate S. Rocco, Fanzola, Predore, Sarnico, Tavernola Bergamasca, Viadecica, Vigli	16'739	4'629	28%
CM Valle Brembana	Averara, Brianza, Carona, Cassiglio, Corno, Isola Fondra, Mezzobello, Olmo, Pizzorno, Orzico, Pizzanone, Roncole, S. Brigida, Valleve, Valtorta <sup>1</sup>	21'178	8'520	40%
CM Valle di Scalve	Azzone, Colere, Schignano, Villesimo	6'140	884	14%
CM Valle Seriana	Carnigo, Colate, Ficozze, Gerolamo, Pella, Salsino, Albino, Pradalunga, Vertova, Ardesio, Cenate, Costarate della Provola, Sarnedine, Gorno, Onore, Rovereta, Songavazzo, Valgriglio <sup>1</sup>	27'427	6'844	25%
CM Valle Imagna	Nessuna superficie assestate	2'635	0	0%
CM Valle San Martino	Nessuna superficie assestate	845	0	0%
Pianura	Nessuna superficie assestate	30'757	0	0%
<b>Totale</b>		<b>~ 106'000</b>	<b>~ 21'700</b>	<b>~ 20%</b>

Considerando il solo territorio montano (aree appartenenti ad una Comunità Montana), invece, le conifere rappresentano il 35% c.ca del totale, mentre latifoglie e boschi misti interessano, rispettivamente, il 50% e 15% della superficie complessiva.

Le foreste assestate rappresentano circa il 20% dell'estensione forestale.

All'incirca 12.000 ha sono gestiti da Consorzi forestali (sono 3 ad operare in provincia di Bergamo).

È stato definito il potenziale lordo e netto di incremento (rispettivamente 305.973 t/anno e 94.327 t/anno) e di ripresa (192.922 t/anno e 64.901 t/anno), così come definito nel 4.2.1.1.2.

Analizzando i dati resi disponibili dal Sistema Informativo Taglio Boschi (SITaB), si può verificare che, con riferimento alla stima di ripresa netta, il potenziale disponibile stimato risulterebbe già sfruttato per poco più del 50% (all'incirca pari a 30.601).

E' stato poi stimato il costo di approvvigionamento della biomassa, confrontando tre realtà che possono essere considerate rappresentative della situazione dei tagli selvicolturali in ambito bergamasco:

- Consorzio Forestale Alta Valle Brembana opera infatti in contesto alti montano, con superfici quasi esclusivamente governate a fustaia, limitata dotazione infrastrutturale e forte acclività dei versanti;
- Consorzio Forestale Alto Serio gestisce superfici in ambito montano, in un contesto ancora dominato dall'alto fusto ma con estese superfici governate a ceduo;
- una ditta forestale privata che ha invece riportato dati specificamente riferiti ad attività di esbosco in Valle Imagna, esclusivamente su formazioni a ceduo.

I risultati sono riportati in Tabella 28.

TABELLA 28 - COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA BIOMASSA IN AREA BERGAMESCA

Realtà	Componente di costo		Costo unitario (€/m <sup>3</sup> )	Costo unitario (€/t)	Costo di riferimento (€/m <sup>3</sup> )	Costo di riferimento (€/t)
Consorzio Forestale Alto Serio	Esbosco	per avvallamento libero	14.4 – 25.2	-	60 <sup>a</sup>	85 <sup>a</sup>
		con trattore forestale	12.1 – 19.2	-		
		con gru a cavo	20.3 – 33.5	-		
	Raccolta & concentrazione		19.14	27.14		
	Trasporto		9.55	13.54		
	Cippatura		11.28	16.00		
Consorzio Forestale Alta Valle Brembana	Interventi di gestione selvicolturale fitosanitaria, con esecuzione in amministrazione diretta di tagli di abbattimento, tagli di allestimento e successivo esbosco del legname con elicottero (con voli medi di circa 2,5-3 min.) su piazzale camionabile		-	-	100	-
Ditta forestale Val Taleggio	Acquisto piante in piedi (15 €/t), abbattimento, depezzamento e raccolta (considerati costi di manodopera, ammortamenti attrezzature e ricarica dell'azienda)		-	50 – 70 <sup>10</sup>	-	80 - 100
	Cippatura		-	15		
	Trasporto		-	15		

#### LAVORAZIONE DEL LEGNO

In provincia di Bergamo sono presenti 138 unità produttive che operano nel settore del legno:

- 37 segherie;
- 48 tornerie;
- 28 legname da lavoro;
- 25 pallet e imballaggi in legno.

Tutte queste aziende sono state contattate al fine di verificare l'eventuale disponibilità dell'azienda di conferire scarti di lavorazione alla filiera.

I risultati della survey sono i seguenti:

- 9 aziende sono in fase di chiusura;
- 28 non producono scarti vergini;
- 26 bruciano tutti gli scarti in azienda;
- 48 smaltiscono in parte o completamente gli scarti esternamente;
- 13 non si sono dette interessate;
- 14 non sono hanno fornito risposte.

La quantità di biomassa disponibile è pari a circa 14.000 t/anno, ripartite, per classi di distanza così come indicato nella Figura 36.

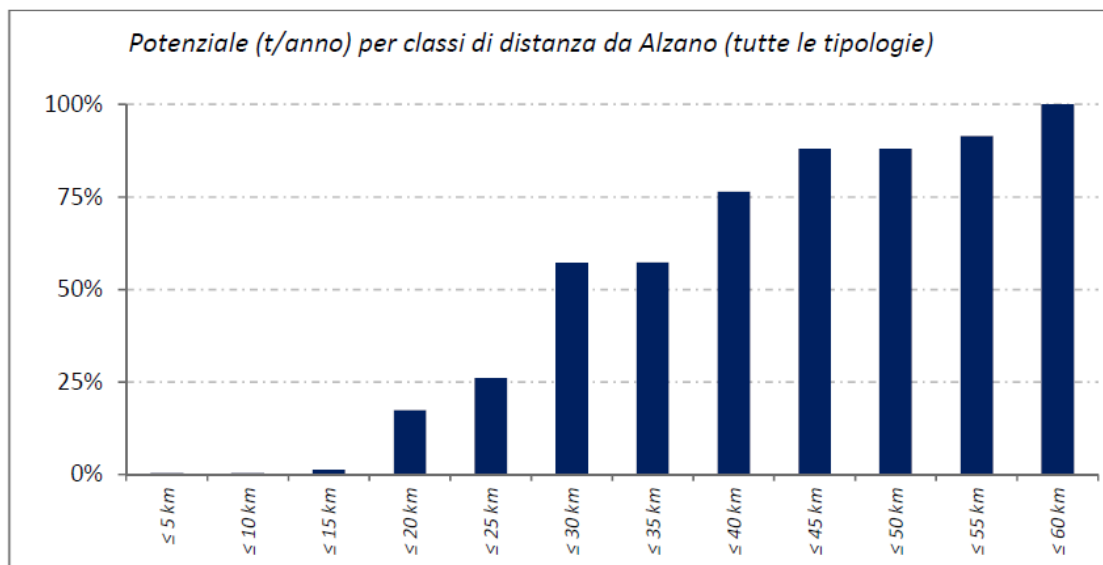


FIGURA 36 - QUANTITATIVI DEGLI SCARTI DI LAVORAZIONE PER CLASSI DI DISTANZA

Per quanto attiene il livello di valorizzazione economica che le aziende riescono ad ottenere dagli scarti, 34 aziende hanno comunicato il prezzo cui, tipicamente, riescono a cedere i propri materiali vergini di risulta sul mercato. La media pesata dei valori forniti è di 35 €/t circa, con un range compreso fra 0 e 130 €/t.

#### SCARTI DI POTATURA DELLA VITE

Utilizzando le metodologie e i dati di uno studio condotto dall'università di Brescia, è stato stimato un potenziale di sarmenti che potrebbero essere conferiti all'impianto di Alzano pari a 5.000 t/anno (di cui 3.400 provenienti dalla Franciacorta e la restante parte dalla provincia di Bergamo).

#### COPERTURA DEL FABBISOGNO DELL'IMPIANTO

Tutto il materiale necessario potrebbe essere teoricamente reperito entro una distanza di 18 km dal sito della centrale.

In particolare:

- le biomasse ritratte da foreste pubbliche coprirebbero il 23% del fabbisogno;
- gli scarti di potatura della vite potrebbero contribuire per il 30%;
- il ruolo preponderante sarebbe invece svolto dagli scarti della prima lavorazione del legno (47%).

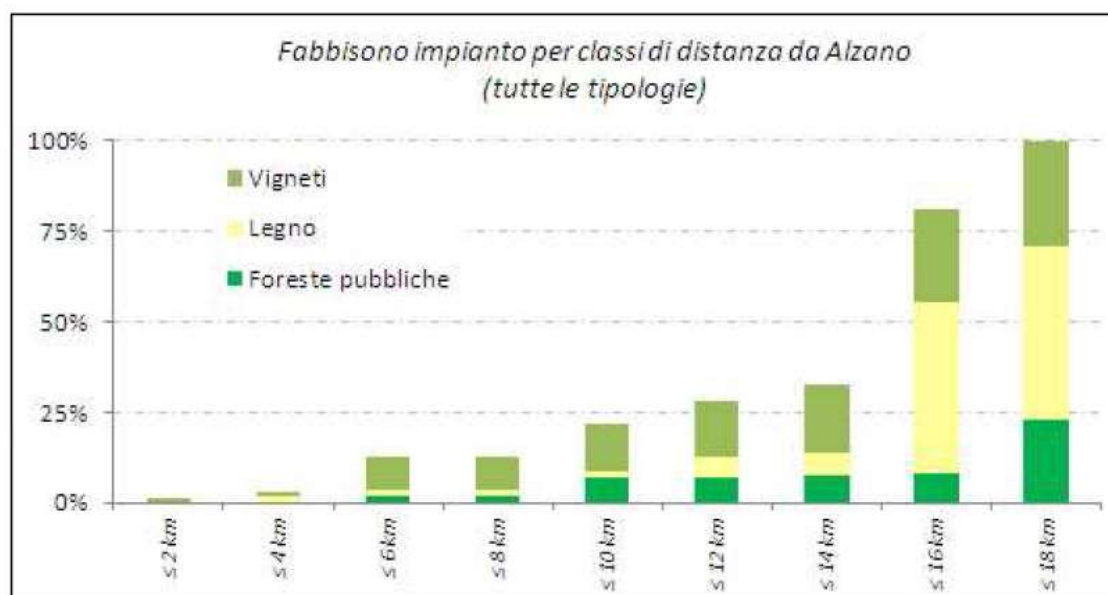


FIGURA 37 - CONTRIBUTO RELATIVO AL FABBISOGNO DELL'IMPIANTO DA PARTE DI CIASCUNO DEI MACROSETTORI INDAGATI

Se, al fine di limitare il numero di soggetti con i quali si renderebbe necessario interagire per l'approvvigionamento, dall'analisi vengono esclusi i vigneti (un'indagine dedicata andrebbe effettuata per determinare il livello di frammentazione delle proprietà viticole), emerge che:

- il raggio di approvvigionamento sale a 19 km di distanza massima;
- oltre il 70% del potenziale è coperto da scarti della prima lavorazione del legno;
- 30% è derivante da gestione forestale (proprietà pubbliche).

#### 4.2.1.3.4 Fattibilità tecnica ed economica

La soluzione tecnica prospettata è la seguente:

- un motore di micro-cogenerazione da 50 kW<sub>el</sub>;
- una o più centrali termiche a biomassa, di potenza complessiva pari a 3.4 MW<sub>t</sub>, in grado di coprire l'85% del carico termico annuale (la quota restante sarebbe coperta dalla integrazione a gas);
- una o più caldaie di integrazione a metano, capaci di erogare in ogni momento la potenza massima necessaria (si è ipotizzato il mantenimento dei gruppi a gas esistenti).

Con questo tipo di configurazione, il sistema consuma:

- 2.820 t/anno di biomassa vegetale (PCI di 10'046 kJ/kg, pari a 2'400 kcal/kg);
- 331.840 m<sup>3</sup>/anno di gas naturale (di cui 126.760 per il cogeneratore e 205.080 per l'integrazione a metano).

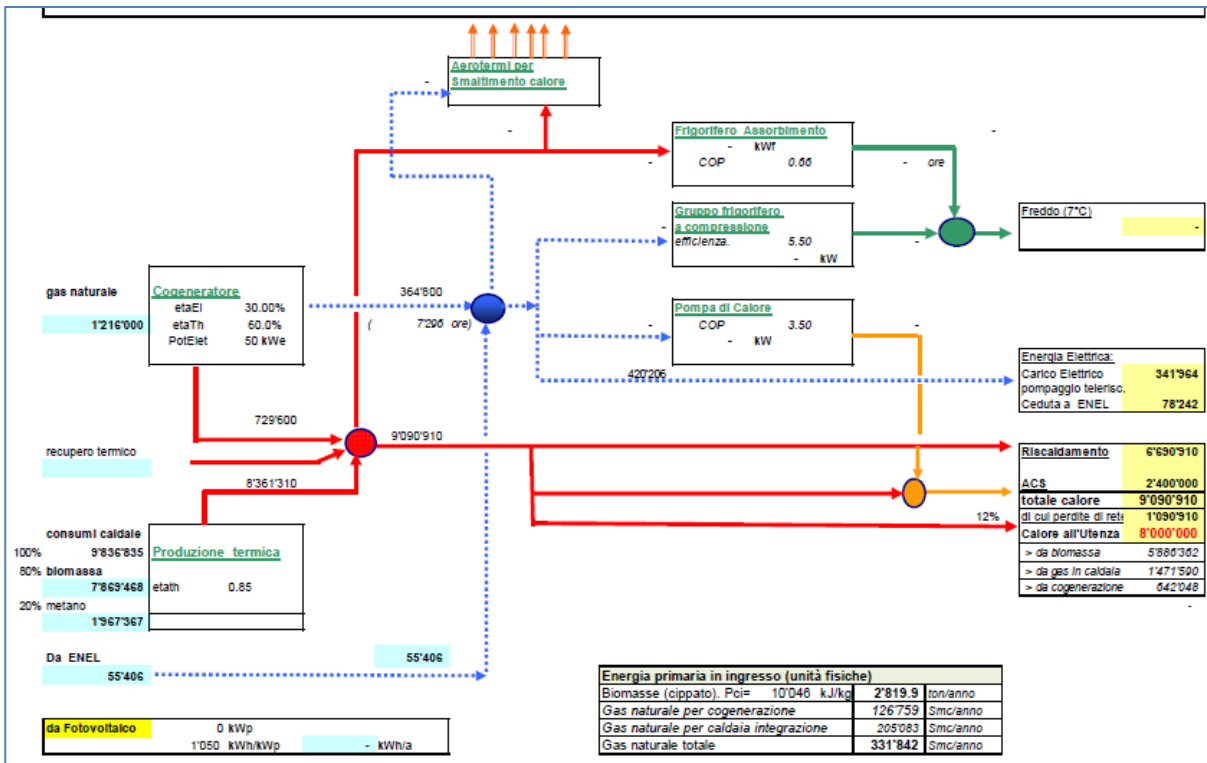


FIGURA 38 - BILANCIO ENERGETICO SU BASE ANNUA

La valutazione dell'investimento tiene conto dell'andamento dei costi/ricavi nella gestione ordinaria, riportato in Figura 39 e dell'entità dell'investimento (si veda la Figura 40). Occorre ricordare che l'investimento complessivo, pari a 2.156.500 euro, non prevede alcun costo per la realizzazione della rete, già presente.

		Consumi combustibile	tariffa	costo gestione	
<b>Situazione di Progetto</b>					
<b>Costi operativi</b>					
<i>acquisto combustibili ed energia</i>					
		126'759	mc/a	0.45 €/mc	57'041 €/a
					€/a
		2'819'893	kg/a	0.08 €/kg	225'591 €/a
	5%	140'995	kg/a	0.05 €/kg	7'050 €/a
		205'083	mc/a	0.636 €/mc	130'433 €/a
	1	55'406	kWh/a	0.20 €/kWh	11'081 €/a
	1	286'558	kWh/a	0.0125 €/kWh	3'582 €/a
<i>manutenzione + gestione</i>					
		364'800	kWh/a	0.015 €/kWh	5'472 €/a
	2%				17'136 €/a
		2.00	fte	40'000 €/fte	80'000 €/a
					537'387 €/a
<b>Ricavi di gestione</b>					
	1	78'242	kWh/a	0.07 €/kWh	5'477 €/a
	1	1'890	tep/a	100.0 €/tep	188'991 €/a
	1	5'886'362	kWh/a	0.026 €/kWh	151'868 €/a
	1	8'000'000	kWh/a	0.075 €/kWh	600'000 €/a
					946'337 €/a
<b>Cash Flow annuo (a regime, costi costanti)</b>					<b>408'950 €/a</b>

FIGURA 39 - BILANCIO DEI COSTI - RICAVI DELLA GESTIONE ORDINARIA

Componenti	Costi		
		Subtotale	Totale
		€	€
<b>Rete di distribuzione del calore</b>			
opere meccaniche		€ -	
Sottostazioni di utenza		€ -	
<b>Totale rete teleriscaldamento caldo</b>			-
<b>Rete di distribuzione del freddo</b>			
opere meccaniche		-	
<b>Totale rete teleriscaldamento freddo</b>			-
<b>Centrale Termica</b>			
opere edili strutturali ed architettoniche (escluso terreno)		€ 356'000	
Camino acciaio inox doppia parete - H 15 m		€ 50'000	
caldaia a biomassa incluso caricamento cippato		€ 856'800	
gruppo micro cogenerazione		€ 150'000	
Sistema filtrazione fumi (DeNOx)		€ 200'000	
caldaia integrazione carico base			
centrale pompaggio			
collegamenti idraulici in centrale	15%	€ 181'020	
opere elettriche e regolazione	10%	€ 120'680	
<b>Totale opere centrale termica</b>			<b>1'914'500</b>
<b>Fotovoltaico kW</b>	-	€ 0	€ 0
<b>Imprevisti su opere e costi tecnici</b>	3.0%	1'914'500	57'435
<b>Totale costo realizzazione opere</b>			<b>1'971'935</b>
<b>Costi tecnici</b>			
Progetto preliminare + definitivo + esecutivo + DL + VVF	8.0%	157'755	
Relazione ambientale e pratiche autorizzative	1.0%	19'719	
Oneri previdenziali obbligatori (CNPAIA, ...)	4%	7'099	
<b>Totale oneri tecnici</b>			<b>184'573</b>
<b>Totale complessivo imponibile</b>			<b>2'156'508</b>
IVA su opere	10%	-	
IVA costi tecnici	21%		
<b>Totale investimento</b>			<b>-</b>

FIGURA 40 - RIEPILOGO DEI COSTI DI INVESTIMENTO

L'analisi dell'investimento, considerando una vita utile di 20 anni, ha portato la definizione dei seguenti indicatori:

- VAN: 1.484.000 euro
- TIR: 17,8%
- PB: 7 anni.

## 5 APPROCCI STRATEGICI E PASSAGGI OPERATIVI PER LA REALIZZAZIONE E GESTIONE DEGLI IMPIANTI

Ovviamente ogni contesto ha peculiarità proprie e dunque le soluzioni implementabili variano a seconda dei casi. Le differenze riscontrate nei diversi contesti potranno avere ripercussioni sulle scelte da adottare per la modalità di realizzazione delle opere, strutturazione delle filiere e gestione dei servizi di distribuzione del calore.

### 5.1 Istituti e strumenti di riferimento per l'assegnazione e la gestione del progetto

E' innanzitutto opportuno comporre il quadro degli istituti e dei principali strumenti<sup>17</sup> attraverso i quali le Amministrazioni Pubbliche possono giungere alla realizzazione di progetti di teleriscaldamento.

#### GESTIONE IN ECONOMIA:

Pur conferendo all'esterno alcune fasi della gestione del servizio pubblico di erogazione dell'energia termica prodotta (realizzazione delle opere, loro manutenzione e fornitura della biomassa), l'Amministrazione ricorre all'apparato organizzativo proprio dell'ente per tutte le attività di progettazione e gestione del servizio.

L'Ente Territoriale deve vantare al proprio interno un complesso organizzativo dotato delle conoscenze tecniche e dell'esperienza necessaria. Si tratta quindi di una opzione praticabile per impianti di dimensione limitata e a bassa complessità tecnologica.

#### CONCESSIONE

La Pubblica Amministrazione è promotrice di un progetto, per la cui realizzazione e gestione si affida ad un privato, che beneficia, in concessione, di una serie di controprestazioni che remunerano il capitale investito.

Questa fattispecie non è praticabile in tutti i casi in cui la remuneratività di un progetto non sia sufficientemente elevata da rendere la gestione del servizio interessante per l'imprenditore privato.

#### APPALTO

La Pubblica Amministrazione predispone (su incarico) un progetto, lo realizza mediante gara di appalto e ne affida la gestione sempre mediante gara ad evidenza pubblica.

Questa opzione presuppone la disponibilità integrale delle risorse finanziarie necessarie da parte della Amministrazione. Essa si assume inoltre tutti i rischi connessi con l'eventuale insuccesso dell'iniziativa.

#### SOCIETÀ IN HOUSE O A CAPITALE MISTO (PUBBLICO/PRIVATO)

Viene creato un soggetto giuridico ad hoc che, a fronte di un piano economico e gestionale che giustifichi la natura dello strumento prescelto, si occupa in via diretta dello sviluppo e della gestione

---

<sup>17</sup> A.Finocchiario, P. Martini. 2001. "Aspetti giuridici e amministrativi relativi all'acquisizione e alla gestione degli impianti termici a biomasse". Pubblicazione realizzata dall'Assessorato Politiche per la Montagna e Foreste della Regione Piemonte

dell'iniziativa. Tale soggetto può prevedere la partecipazione di privati la cui individuazione deve necessariamente avvenire mediante gara ad evidenza pubblica. Una volta costituita con queste regole, la Società in house fornirà al territorio i servizi previsti in via esclusiva.

I tempi per la costituzione della Società in genere sono lunghi e la complessità di ordine burocratico istituzionale non è irrilevante. Esiste un vincolo di almeno 30.000 abitanti sul territorio degli Enti Territoriali (anche in associazione tra loro) che costituiscono la società.

### **5.1.1 L'opzione di riferimento per i piccoli comuni**

Lo strumento della concessione debba essere interpretato quale opzione di riferimento per le attività di progettazione definitiva, progettazione esecutiva, realizzazione e gestione di una rete di teleriscaldamento e servizio di distribuzione del calore.

Con la concessione, una Pubblica Amministrazione appaltante affida, previa gara, la realizzazione e la gestione di un impianto e del servizio di teleriscaldamento ad un soggetto Concessionario che si assume l'onere degli investimenti necessari. Il Concessionario potrà ricevere dall'investimento un utile di impresa beneficiando, in concessione, di una serie di controprestazioni quali, fra l'altro, i ricavi derivanti dalla vendita di calore alle utenze e, eventualmente (in caso di cogenerazione), gli income riconducibili alla vendita dell'energia elettrica prodotta e ceduta al gestore della rete nazionale, oltre agli eventuali incentivi previsti dalla normativa vigente. L'aggiudicatario rimane proprietario dell'impianto sino a conclusione del periodo di concessione, al termine del quale la proprietà delle strutture e la responsabilità della gestione ritorna all'Ente appaltante che, a quel punto, potrà decidere se gestire il servizio in proprio o attivare nuove forme di affidamento dello stesso.

## **5.2 La filiera: modalità operative per favorirne la gestione locale**

Dai risultati delle analisi svolte negli studi di fattibilità è emerso che nell'area alpina lombarda i costi di esbosco in ambito alpino e pre-alpino lombardo sono piuttosto elevati, per diverse cause:

- scarsa dotazione infrastrutturale;
- limitata accessibilità delle particelle forestali;
- elevata frammentazione delle proprietà e conseguente difficoltà a creare filiere sufficientemente grandi da consentire margini economici significativi;
- stato di abbandono dei boschi e conseguente difficoltà a collocare sul mercato in maniera ottimale gli assortimenti principali degli interventi, condizione necessaria al contenimento dei costi del sottoprodotto cippato).

Dunque a fronte di potenziali stimati anche molto elevati, spesso quelli effettivamente sfruttabili rappresentano una frazione molto contenuta rispetto al teorico.

In alcuni impianti già operativi sull'area lombarda, pur a fronte di progetti che presupponevano l'uso di materiale da filiera corta, preferiscono di fatto, in fase operativa, approvvigionarsi da ambiti territoriali diversi dal contesto locale, dimezzando in questo modo il costo di approvvigionamento della biomassa.

Se non si creano le filiere locali, non si attivano i processi virtuosi di incremento della gestione del bosco e di rivitalizzazione dell'economia locale e la accettabilità sociale degli impianti risulta limitata.

### 5.2.1 Migliorare la sostenibilità economico finanziaria dei progetti

Il fattore *economia di scala* può essere cruciale nel determinare la sostenibilità economico-finanziaria di un sistema di progetti che, presi singolarmente, non garantirebbero livelli di remuneratività sufficienti.

Riprendendo le sperimentazioni effettuate in provincia di Bergamo, emerge chiara l'indicazione che se più impianti ubicati in un medesimo contesto geografico venissero inseriti in un'unica gara, si potrebbero ottenere economie di scala.

I Comuni interessati (ad esempio quelli dell'Alta Valle Brembana o della Valle Imagna o quelli della provincia di Bergamo) possono sottoscrivere un **accordo di programma** per coordinare le proprie attività in ambito di gestione forestale, valorizzazione dei prodotti della lavorazione del legno e sfruttamento energetico delle biomasse.

A valle dell'accordo di programma il gruppo di comuni identifica una municipalità di riferimento, che potrà operare come stazione appaltante in nome e per conto del raggruppamento. L'attivazione di tale strumento consente quindi di indire, per ciascun ambito, un'unica gara per la concessione, cui corrisponde la individuazione di un unico concessionario che, attraverso la messa a sistema dei diversi impianti, può valorizzare al meglio le possibili economie di scala esistenti e garantire migliori standard nell'erogazione del servizio.

### 5.2.2 Favorire l'approvvigionamento locale di biomassa

Affinché tali progetti determinino le esternalità positive attese sul territorio, soprattutto in termini di valorizzazione delle risorse e delle economie locali, è però necessario che garantire che le filiere di approvvigionamento si alimentino localmente (filiera corta), innescando percorsi virtuosi di incremento della gestione del bosco e valorizzazione degli scarti di prima lavorazione.

Nel Bando di gara per la concessione del servizio di teleriscaldamento il piano degli approvvigionamenti può certamente essere uno dei fattori ponderali considerati per l'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, ma è dubbio che il reperimento della biomassa da filiera corta possa essere imposto con il Disciplinare di gara, pena il rischio di ricorsi motivati da parte dei concorrenti esclusi<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Si veda ad esempio il caso di Lamporecchio, con procedura di gara in cui è stato imposto il vincolo di reperimento entro 70 km, <http://www.comune.lamporecchio.pt.it/appalto/realizzazione-di-impianto-di-teleriscaldamento-alimentato-biomasse>. Sul tema del vincolo di reperimento biomassa e possibile incompatibilità con il regime di libera concorrenza si veda anche la "Ordinanza del 24 maggio 2012 emessa dal Tribunale amministrativo regionale per la Sicilia sul ricorso proposto da Alin Spa contro Regione Siciliana - Assessorato Energia e Servizi di pubblica utilità: Energia - Norme della Regione Siciliana - Fondo regionale di garanzia per l'installazione di impianti fotovoltaici - Obbligo per il produttore di energia di rifornirsi di biomassa (per almeno il 50% del fabbisogno) da aree dislocate in un raggio non superiore a km. 70 dall'impianto e, nel caso in cui tali biomasse non siano disponibili entro tale perimetro, di rifornirsi esclusivamente di biomasse provenienti dal territorio regionale - Contrasto con la normativa statale di principio in materia di produzione di energia, nonché con lo Statuto regionale che non contempla fra le materie oggetto di potestà esclusiva la disciplina della produzione di energia", <http://www.gazzettaufficiale.it/do/gazzetta/downloadPdf?dataPubblicazioneGazzetta=20120926&numeroGazzetta=38&tipoSerie=S1&tipoSupplemento=GU&numeroSupplemento=0&estensione=pdf&edizione=0> (pag. 46).

Uno strumento abbastanza nuovo, e ancora poco utilizzato, da valutare per le amministrazioni locali potrebbe essere il **Dialogo Competitivo**<sup>19</sup> (articolo 58 del d.lgs. 163/2006. Codice degli appalti pubblici, in applicazione di quanto previsto dalla direttiva n. 2004/18/CE).

Si tratta una di procedura con la quale l'amministrazione aggiudicatrice avvia un dialogo con i possibili candidati per valutare soluzioni tecniche, giuridiche e finanziarie che soddisfino le esigenze dell'Ente appaltante, in caso di appalto complesso.

La complessità di un appalto è per esempio riconducibile ai casi in cui l'Ente appaltante ha difficoltà a definire i mezzi tecnici con i quali realizzare un intervento; o ai casi in cui lo stesso non è in condizione di specificare la migliore impostazione giuridica o finanziaria di un progetto. Nel caso dei progetti su Alta Valle Brembana e Valle Imagna, la complessità nasce ad esempio dalla difficoltà, da parte delle Amministrazioni locali, di strutturare gruppi proponenti e proposte progettuali che siano effettivamente in grado di produrre ricadute positive sul territorio (problematiche della necessità di una filiera locale).

Con questo strumento, quindi, le stazioni appaltanti che dovranno gestire la procedura di concessione potranno invitare al dialogo, in piena trasparenza, tutti i soggetti che esse riterranno strategici per la formulazione di una proposta progettuale, incrementando con ciò la probabilità che si riescano a strutturare uno o più gruppi proponenti a connotazione locale, che presentino offerte in grado di soddisfare pienamente le esigenze delle Amministrazioni e delle comunità locali.

### 5.3 La procedura di gara

A partire dai progetti preliminari degli impianti che si vorranno realizzare ed affidare in gestione tramite concessione, l'Amministrazione Comunale (singola o in quanto stazione appaltante di riferimento per un raggruppamento di Comuni a valle di un eventuale Accordo di Programma) potrà attivare una procedura di Gara ad evidenza pubblica.

Operativamente, il Bando si dovrà comporre di alcuni elementi portanti:

- un Capitolato Tecnico, che riprende e allega:
  - o i progetti preliminari degli impianti;
  - o una relazione descrittiva che inquadri il tema del potenziale di biomassa a livello locale e fornisca indicazioni generali sulle condizioni economiche di accesso al combustibile legnoso;
- un Disciplinare di Gara che, fra l'altro, definisca i fattori ponderali sui quali verrà basata la procedura di aggiudicazione della concessione ed illustri i metodi di calcolo per la valutazione delle offerte;
- la bozza del Contratto di Servizio che dovrà essere sottoscritto dalle parti (Amministrazioni Comunali e Società Concessionaria) a valle della aggiudicazione della gara.

#### 5.3.1 Il disciplinare di gara

Si riporta uno schema di disciplinare di gara.

---

<sup>19</sup> Andrea Mascolini, 'Il dialogo competitivo. In arrivo una nuova procedura che cambierà la gestione degli appalti pubblici complessi'. In 'Normativa & Giurisprudenza'. Giugno 2007

<b>1</b>	<b>DATI AMMINISTRATIVI. Inquadramento generale della Amministrazione Aggiudicatrice</b>	
<b>1.1</b>	STAZIONE APPALTANTE	Dati anagrafici della Amministrazione Aggiudicatrice
<b>1.2</b>	RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO	Individuazione del Responsabile Unico del Procedimento
<b>1.3</b>	SEGRETERIA DEL BANDO DI GARA	Riferimenti generali della Segreteria che deve garantire la disponibilità degli atti

<b>2</b>	<b>OGGETTO DELLA CONCESSIONE. Descrizione generale dell'Opera</b>	
<b>2.1</b>	DESCRIZIONE	Definizione delle caratteristiche generali della Concessione, con indicazione del fatto che essa prevede progettazione esecutiva, esecuzione delle opere, somministrazione di tutte le provviste e mezzi d'opera, fornitura e installazione di tutti i materiali necessari per la realizzazione, nonché successiva gestione e conduzione funzionale ed economica degli impianti per un numero di anni definito (fatto salvo diverso termine proposto dall'Aggiudicatario in fase di gara)
<b>2.2</b>	IMPORTO DELL'INVESTIMENTO OGGETTO DELLA CONCESSIONE	Dettaglio dell'importo dell'investimento oggetto della Concessione
<b>2.3</b>	CATEGORIA DELLE OPERE	Definizione delle categorie e classifiche dei lavori, ex art. 3, D.P.R. n. 34/2000. Definizione delle qualificazioni, attestazioni e abilitazioni richiesta al Concessionario

2.3.1	SUBAPPALTO E LIMITE MINIMO DA APPALTARE A TERZI	Indicazione dei limiti e delle modalità per l'affidamento a terzi dei lavori da parte del Concessionario
2.4	CORRISPETTIVO PER IL CONCESSIONARIO	Definizione delle controprestazioni a favore del Concessionario (es. diritto di superficie delle aree sulle quali sorgerà la centrale, concessione in uso del sottosuolo per la realizzazione della rete di teleriscaldamento, proprietà superficaria degli impianti realizzati, riconoscimento di un eventuale contributo pubblico, ricavi dalla vendita di calore alle utenze, energia elettrica prodotta e ceduta al gestore della rete nazionale)
2.5	TEMPO DI ESECUZIONE DEI LAVORI	Definizione del tempo complessivo previsto sino all'entrata in esercizio degli impianti (fatte salve eventuali offerte migliorative da parte del Concessionario)
2.6	DURATA DELLA CONCESSIONE	Indicazione della durata massima della
		Concessione (salvo termini diversi che il Concessionario potrà proporre in sede di Gara)
2.7	DOCUMENTAZIONE RIGUARDANTE L'APPALTO	Il dettaglio di tutti i documenti di cui si compone l'Appalto

3	PROCEDURA DI APPALTO. <b>Inquadramento generale dell'Appalto</b>	
3.1	RIFERIMENTI NORMATIVI	Definizione dei riferimenti normativi che regolano la gara
3.2	LINGUA PRESCRITTA	Lingua ufficiale da utilizzare per la partecipazione alla gara
3.3	PROCEDURA D'APPALTO/ SETTORE/ CRITERIO DI AGGIUDICAZIONE	Definizione del tipo di: <ul style="list-style-type: none"> <li>• contratto in cui l'appalto si inquadra;</li> <li>• procedura per l'identificazione dell'Aggiudicatario;</li> <li>• criterio per la valutazione delle Offerte.</li> </ul> Definizione dei motivi di esclusione dalla Gara. Definizione dei fattori ponderali per la determinazione dell'Aggiudicatario
3.3.1	CRITERI DI AGGIUDICAZIONE	Dettaglio delle modalità di attribuzione dei punteggi sui vari fattori ponderali

4	PRIMA FASE: PREQUALIFICA E REQUISITI DI PARTECIPAZIONE. <b>Fase di candidatura</b>	
4.1	MODALITA' DI PARTECIPAZIONE ALLA GARA	
4.1.1	PARTECIPAZIONE ALLA GARA	Indicazioni generali sulle categorie di soggetti ammessi a partecipare alla Gara e sulle categorie di soggetti che ne sono escluse
4.1.2	REQUISITI DI PARTECIPAZIONE ALLA GARA	Condizioni minime che i Concorrenti devono soddisfare, pena esclusione dalla Gara
4.1.3	CAUSE DI ESCLUSIONE PER INCOMPATIBILITÀ DEI PARTECIPANTI	Definizione della cause di esclusione
4.1.4	DOMANDE DI CHIARIMENTO IN FASE DI PREQUALIFICA	Identificazione delle modalità per la sottoposizione di domande di chiarimento

4.2	DOMANDA DI PARTECIPAZIONE	Definizione di: <ul style="list-style-type: none"> <li>• termine temporale per la presentazione della domanda di partecipazione;</li> <li>• documentazione da allegare alla domanda di partecipazione;</li> <li>• modalità di sottoscrizione;</li> <li>• modalità di consegna;</li> <li>• data di apertura in seduta pubblica della domanda;</li> </ul>
4.3	COMMISSIONE DI PREQUALIFICA	Ruoli e compiti generali della Commissione
4.4	LAVORI DELLA COMMISSIONE DI PREQUALIFICA	Dettaglio dell'oggetto del lavoro della Commissione
4.5	VERBALI COMMISSIONE DI PREQUALIFICA	Modalità di stesura dei verbali, sino a stesura della lista dei Concorrenti ammessi alla Seconda Fase
5	<b>SECONDA FASE: FASE DI GARA. I soggetti invitati presentano la propria Offerta. Si giunge a stilare una classifica finale con identificazione di un Aggiudicatario</b>	
5.1	MODALITÀ DI PRESENTAZIONE DELL'OFFERTA	Indicazioni generali di presentazione dell'offerta
5.1.1	PRIMA BUSTA ('DOCUMENTAZIONE AMMINISTRATIVA')	Definizione dei contenuti (e relativa modalità di sottoscrizione) che, pena esclusione, devono essere contenuti nella 'Documentazione Amministrativa'. A titolo di esempio si possono prevedere: <ul style="list-style-type: none"> <li>• dichiarazione di presa visione e accettazione degli Allegati al Disciplinare di Gara;</li> <li>• attestazione del permanere delle condizioni e requisiti minimi di partecipazione presentati con la Domanda di Partecipazione;</li> <li>• indicazione progettista designato e sua dichiarazione di ottemperamento dei requisiti minimi previsti (rif. 4.1.2);</li> <li>• comunicazione dei lavori previsti in subappalto a terzi;</li> <li>• Deposito Cauzionale Provvisorio, pari al X% dell'investimento;</li> <li>• impegno, da parte di un Istituto Bancario, a rilasciare garanzia fideiussoria per l'esecuzione dei lavori (Cauzione Definitiva, pari al X% dell'investimento);</li> <li>• verbale di sopralluogo;</li> <li>• etc.</li> </ul>
5.1.2	SECONDA BUSTA ('OFFERTA TECNICA')	Si può prevedere che essa consista nel progetto definitivo che, ai sensi degli art. 24-32 del D.P.R. 207/2010), si deve comporre di: relazione generale, relazioni tecniche e specialistiche, rilievi plano-altimetrici, elaborati grafici di progetto, studio di fattibilità ambientale, calcoli delle strutture e degli impianti secondo quanto specificato all'art. 29, del D.P.R. 207/2010, disciplinare descrittivo e prestazione degli elementi tecnici secondo quanto specificato all'art. 30, del D.P.R. 207/2010, elenco dei prezzi unitari ed eventuali analisi secondo quanto specificato all'art. 32, del D.P.R. 207/2010, computo metrico estimativo, aggiornamento del documento contenente prime indicazioni e

		disposizioni per la stesura dei piani di sicurezza, redatto in fase di progetto preliminare, quadro economico con l'indicazione dei costi di sicurezza secondo quanto specificato all'art. 32, del D.P.R. 207/2010
5.1.3	TERZA BUSTA ('OFFERTA ECONOMICA')	Dichiarazioni attestanti i ribassi offerti per ciascun fattore ponderale. Piano Economico-Finanziario della Concessione.
5.2	DOMANDE DI CHIARIMENTO IN FASE DI GARA	Identificazione delle modalità per la sottoposizione di domande di chiarimento
5.3	VERIFICHE AMMINISTRATIVE	Definizione delle procedure che l'Amministrazione Aggiudicatrice porrà in atto sino alla fase di verifica completezza della documentazione e la conformità e validità delle dichiarazioni attestate nella 'Documentazione Amministrativa'. Le proposte idonee passano alla fase successiva.
5.4	LAVORI DELLA COMMISSIONE GIUDICATRICE	Definizione delle modalità operative con cui la Commissione Aggiudicatrice completa la stesura della classifica finale e aggiudica provvisoriamente al Concorrente Aggiudicatario dell'appalto
5.4	PUBBLICAZIONE DEI RISULTATI DELLA SECONDA FASE	Modalità di pubblicazione finale dei punteggi, ai sensi di legge

6	ALTRE INFORMAZIONI. <b>Elementi accessori vari, fra cui:</b>	
	SOPRALLUOGO	Obbligo di ciascun Concorrente ammesso a presentare offerta di compiere un sopralluogo sui luoghi dell'intervento
	AVVALIMENTO	Definizione delle modalità attraverso le quali il Concorrente comunica l'intenzione di avvalersi di soggetti ausiliari al fine di soddisfare i requisiti di ammissione
	PUBBLICAZIONE DEL BANDO DI GARA	Ai sensi di legge
	DISPOSIZIONI FINALI, ACCETTAZIONE DELLE NORME DEL BANDO DI GARA, PAGAMENTI, COPERTURE ASSICURATIVE E GARANZIE, TRASPORTO ED ASSICURAZIONE, TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI	-

### 5.3.1.1 La definizione dei criteri di aggiudicazione

Al punto 3.1.1 dello schema di Disciplinare di gara sopra riportato, si chiede di dare un dettaglio delle modalità di attribuzione dei punteggi sui vari fattori ponderali.

E' stata effettuata una analisi di casi studio. Si è visto come la scelta dei fattori ponderali varia, in funzione delle specifiche esigenze e problematiche locali.

Si può però evidenziare che:

- tutti i casi di studio analizzati hanno applicato, per l'individuazione finale del Concessionario, il metodo della offerta economicamente più vantaggiosa;
- la maggior parte delle casistiche riportate utilizzano il metodo aggregativo comprensoriale quale strumento per l'individuazione di tale offerta.

Nelle seguenti tabelle sono riportati i criteri tecnici ed economici che possono essere utilizzati quali criteri di valutazione

TABELLA 29- CRITERI TECNICI

<b>Qualità e completezza del progetto</b>	Una valutazione del progetto nella sua globalità, con particolare riferimento alla qualità del materiale prodotto e alla sua attinenza con le prescrizioni previste in Offerta Tecnica
<b>Qualità delle soluzioni architettoniche adottate</b>	Valutazione dell'inserimento paesaggistico del progetto, al fine di limitare al massimo l'impatto ambientale e l'occupazione dei suoli. In particolare, sarà valutato l'impatto visivo delle opere esterne (canna fumaria, deposito cippato ecc...) e la sistemazione generale dell'area con gli accorgimenti di mitigazione dell'impatto ambientale, compresa la scelta di materiali, finiture, abachi di elementi architettonici adottati e di arredi, anche nel rispetto delle tradizioni costruttive dei luoghi, nonché di soluzioni alternative innovative in generale a basso impatto ambientale
<b>Requisiti tecnici della caldaia</b>	Si potranno valutare rendimento di combustione, sistema di regolazione della combustione, consumo di energia elettrica a carico nominale, efficienza e affidabilità del sistema di caricamento e trasporto automatico della biomassa alla caldaia, affidabilità del sistema di scarico ceneri
<b>Qualità delle sottostazioni di utenza</b>	Con particolare riferimento a tipologia di regolazione, possibilità di tele-lettura, efficienza nella produzione di acs
<b>Qualità delle tubazioni di tipo pre-isolato</b>	Con particolare riferimento a conducibilità dell'isolante e garanzie sulla durata nel tempo del coefficiente di conducibilità, presenza del sistema di segnalazione perdite, eventuale inserimento nello scavo di polifora e relativi pozzetti per il cablaggio elettrico
<b>Caratteristiche di impatto ambientale della centrale a biomassa</b>	In particolare: <ul style="list-style-type: none"> <li>• parametri garantiti di concentrazione al camino di NOx, PTS, CO;</li> <li>• progettazione dei componenti finalizzata alla minimizzazione delle ricadute degli inquinanti atmosferici.</li> </ul>
<b>Qualità della gestione</b>	Capacità di reazione sulla segnalazione di guasti (tempistica entro la quale si garantisce l'intervento di verifica in sito a la definizione ed avvio della procedura di riparazione)
<b>Piano di approvvigionamento della biomassa</b>	Valutazione di efficacia e praticabilità del piano di approvvigionamento della biomassa. Costituirà fattore premiante la capacità del proponente di dimostrare l'esistenza di accordi sottoscritti che attestino la effettiva capacità di approvvigionamento a livello locale e la durata nel tempo dei tassi di approvvigionamento garantito da filiera corta. Valutazione delle modalità di gestione del trasporto, stoccaggio in loco e cippatura del materiale vegetale

TABELLA 30 - CRITERI ECONOMICI

<b>Canone annuo</b>	Proposta: come canone si impone una percentuale (offerte al rialzo) del fatturato derivante dalla cessione dell'energia termica. Per incentivare l'utilizzo di biomassa proveniente da filiera corta, la cifra su cui si applica il canone si sconta per una quota percentuale (possibilità di offerte al ribasso) dei costi (dimostrabili) derivanti da acquisto di biomassa su scala locale
<b>Lunghezza della tubazione (m) inclusa negli oneri di allacciamento già assunti a carico della Società Concessionaria</b>	Ogni proponente indica fino a quale distanza dalla rete dorsale l'allacciamento delle utenze rimane a carico della Società Concessionaria
<b>Durata della concessione</b>	Il proponente indica il ribasso applicato su una durata ipotizzata pari a 20 anni
<b>Tempi di esecuzione dei lavori</b>	Numero di mesi (proposte al ribasso rispetto al cronoprogramma di progetto preliminare) necessari al completamento, sulla rete dorsale, delle opere utili per l'acquisizione delle utenze della Fase 1.

### 5.3.2 Il contratto di servizio

Si tratta dello strumento che definisce le regole che la Stazione Appaltante concorda con la Società Concessionaria per la corretta ed efficiente gestione del servizio di teleriscaldamento. In via generale una possibile struttura del contratto si articola in:

- definizione della decorrenza e durata del contratto;
- articolazione delle prerogative dell'Ente Appaltante;
- indicazione di prerogative, obblighi e responsabilità della Società Concessionaria;
- dettaglio dei principi di erogazione del servizio;
- contenuti della Carta dei Servizi e Qualità;
- illustrazione dei rapporti economico-finanziari per la gestione d'esercizio, le tariffe e gli acquisti di calore;
- illustrazione dei rapporti economico-finanziari per finanziamenti, investimenti ed accadimenti al termine dell'affidamento;
- definizione dei rapporti tecnico-amministrativi per investimenti in nuovi piani urbanistici attuativi;
- indicazione delle regole di trasmissione informazioni all'Ente Appaltante;
- dettaglio delle funzioni di indirizzo, vigilanza e controllo dell'Ente Appaltante;
- definizione delle conseguenze di inadempienze;
- cause di risoluzione del contratto e altre cause di interruzione anticipata;
- definizione delle casistiche di cessione del contratto.

## 6 CONCLUSIONI

Si riporta una sintesi dei risultati principali degli studi di fattibilità effettuati.

	<b>Piazzatorre</b>	<b>Sant'Omobono Terme</b>	<b>Alzano Lombardo</b>
Tipologia impiantistica suggerita	- caldaia a biomassa, potenza di 850 kW circa - micro-cogenerazione per copertura carico base (estivo) (ipotesi: 20 kW <sub>el</sub> e 40 kW <sub>th</sub> ) - caldaie a metano per integrazione ed emergenza	- caldaia a biomassa, potenza di 1.400 kW circa - micro-cogenerazione per copertura carico base (estivo) (ipotesi: 30 kW <sub>el</sub> e 60 kW <sub>th</sub> ) - caldaie a metano per integrazione ed emergenza	- una o più centrali termiche a biomassa, potenza complessiva 3.4 MW circa - micro-cogenerazione per copertura carico base (estivo) (ipotesi: 50 kW <sub>el</sub> e 100 kW <sub>th</sub> ) - caldaie a metano per integrazione ed emergenza
Investimento richiesto	€ 1.860.000	€ 2.522.100	€ 2.156.500 <sup>20</sup>
Biomassa richiesta	938 ton/anno	1.575 ton/anno	2.821 ton/anno
CO <sub>2</sub> evitata	460 <sup>21</sup> ton/anno	772 <sup>22</sup> ton/anno	1.382 <sup>23</sup> ton/anno
Indici di redditività (orizzonte 20 anni)	- VAN: € 644.770 - TIR: 11% - Tempo di rientro: 12 anni	- VAN: € 1.596.160 - TIR: 15,8% - Tempo di rientro: 8 anni	- VAN: € 1.484.000 - TIR: 17,5% - Tempo di rientro: 7 anni

<sup>20</sup> Rete già presente

<sup>21</sup> Si ipotizza che l'energia prodotta dall'impianto vada a sostituire impianti a metano con un rendimento medio dell'85%. Si ipotizza pari a 0 il fattore di emissione della biomassa.

Energia prodotta da biomassa [1.958.280 kWh] \* fattore di emissione gas naturale [0,1998 kg CO<sub>2</sub> eq/kWh]/0.85

<sup>22</sup> Valgono stesse ipotesi della nota precedente

Energia prodotta da biomassa [3.286.281 kWh] \* fattore di emissione gas naturale [0,1998 kg CO<sub>2</sub> eq/kWh]/0.85

<sup>23</sup> Valgono stesse ipotesi della nota precedente

Energia prodotta da biomassa [5.885.362 kWh] \* fattore di emissione gas naturale [0,1998 kg CO<sub>2</sub> eq/kWh]/0.85