

# ASPETTI ECONOMICI ED ENERGETICI DELLA COGENERAZIONE E DISTRIBUZIONE DEL CALORE TRAMITE TELERISCALDAMENTO

Filippo Insinga

Abstract: Questa ricerca ha lo scopo di studiare l'ottimizzazione dei processi di produzione/trasmissione/distribuzione di energia realizzati con tecniche di cogenerazione di elettricità e calore, con la contestuale distribuzione di quest'ultimo nelle aree urbane mediante teleriscaldamento. A questo proposito viene dapprima illustrato lo stato attuale dell'arte sul teleriscaldamento in Italia, con riferimento alle volumetrie allacciate, alle tipologie di centrali elettriche utilizzate per la cogenerazione ed alle fonti di energia primaria impiegate. Successivamente, viene valutato il potenziale del teleriscaldamento in Italia, nel medio-lungo periodo, in funzione sia del fabbisogno termico, sia della densità demografica dei Comuni in cui esso sarà ubicato, sia dei sistemi di riscaldamento attualmente utilizzati. Inoltre, dopo aver descritto il modello tecnico-economico-affidabilistico del progetto di teleriscaldamento relativo alla città di Piacenza, si analizzano i cash flow rilevanti ai fini del calcolo economico sulla profittabilità del progetto, con particolare approfondimento per i costi fiscali, i contributi amministrativi e i ricavi da certificati verdi e bianchi atti ad incentivare (lato fornitori e lato clienti finali) la realizzazione di tale progetto. Infine, viene descritto il modello economico-finanziario di calcolo realizzato per la valutazione della profittabilità del progetto di teleriscaldamento della città di Piacenza, rappresentandone i risultati ottenuti (VAN, TIR, PBPA, IP) attraverso la *sensitivity analysis*.

Key words: Teleriscaldamento, Cogenerazione, Modello economico-finanziario  
JEL Classification: L94, O32

# INDICE

<b>0. OBIETTIVI DELLO STUDIO .....</b>	<b>5</b>
<b>1. CARATTERISTICHE ATTUALI DEL TELERISCALDAMENTO IN ITALIA.....</b>	<b>7</b>
1.1 Volumetria allacciata a reti di riscaldamento urbano .....	9
1.2 Centrali di produzione dell'energia .....	9
1.3 Fonti utilizzate, energia prodotta, risparmio energetico e benefici ambientali nei sistemi di teleriscaldamento urbano.....	10
<b>2. POTENZIALITÀ NEL LUNGO TERMINE DEL TELERISCALDAMENTO IN ITALIA.....</b>	<b>11</b>
2.1 Centri urbani considerati.....	11
2.2 La volumetria residenziale riscaldata e quella teleriscaldabile.....	12
2.3 Fonti energetiche utilizzate attualmente per il riscaldamento.....	12
2.4 Volumetria residenziale “potenzialmente” ed “effettivamente” teleriscaldabile.....	14
2.5 Fabbisogni termici dell'utenza teleriscaldabile .....	15
2.6 Lo scenario tecnologico ipotizzato .....	16
2.7 Analisi economica preliminare .....	17
<b>3. STUDIO DI FATTIBILITÀ DEL PROGETTO DI TLR RELATIVO ALLA CITTÀ DI PIACENZA.....</b>	<b>18</b>
3.1 Descrizione dello scenario studiato .....	18
3.2 Dimensionamento del sistema di cogenerazione e connessione dei clienti alla rete in funzione del tempo.....	20
3.3 Interconnessione, in funzione del tempo, dei TG alla rete elettrica.....	23
<b>4. LA DETERMINAZIONE DEI CASH FLOW RILEVANTI PER IL PROGETTO DI TLR.....</b>	<b>24</b>
4.1 Investimenti in capitale fisso .....	24
4.2 Investimenti in capitale circolante .....	24
4.3 I costi di produzione: i costi del combustibile .....	25
4.4 I costi di produzione: i costi di manutenzione .....	25
4.5 I costi di produzione: i costi di personale .....	26
4.6 I costi fiscali.....	26
4.6.1 IRES ( <i>Imposta sul reddito delle società</i> ) .....	26
4.6.2 IRAP ( <i>Imposta regionale sulle attività produttive</i> ) (D. Lgs. n. 446/1997).....	27
4.6.3 ICI ( <i>Imposta Comunale sugli Immobili</i> ) (D.Lgs. n. 504/1992).....	28
4.6.4 IVA ( <i>Imposta sul valore aggiunto</i> ) (D.P.R. n. 633/1972).....	29
4.6.5 <i>Imposta di fabbricazione (accise) ex D.Lgs. n. 504/1995</i> .....	30
4.6.6 TOSAP ( <i>Tassa occupazione spazi ed aree pubbliche</i> ) (D. Lvo n. 507/1993).....	31
4.7 I Contributi ai Comuni per l'ubicazione e la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica e per oneri di urbanizzazione .....	31
4.8 Incentivazioni amministrative.....	32
4.8.1 <i>I certificati verdi</i> (D. Lgs. N. 79/1999).....	33
4.8.2 <i>I certificati bianchi</i> .....	34

## **5. MODELLO ECONOMICO-FINANZIARIO PER LA VALUTAZIONE DELLA PROFITABILITÀ DEL PROGETTO DI TLR DELLA CITTA' DI PIACENZA .....35**

- 5.1 La meritevolezza industriale del progetto di TLR ..... 36
- 5.2 La meritevolezza finanziaria del progetto di TLR..... 39
- 5.3 La meritevolezza complessiva del progetto di TLR ..... 41

## **6. CONCLUSIONI .....43**

### **INDICE DELLE TABELLE**

Tabella 1 – Produzione lorda (GWh) da fonti rinnovabili in Italia nel 2004.....	8
Tabella 2 – Risultati tecnici più significativi della simulazione del modello sul funzionamento delle unità di generazione termica. ....	19
Tabella 3 – Quadro sinottico della domanda e dell’offerta dei CV in Italia nel periodo 2002÷2005 .....	33
Tabella 4- Quadro sinottico delle principali caratteristiche dei certificati verdi e bianchi..	34
Tabella 5 – Risultati del modello economico-finanziario di valutazione della profittabilità industriale del TLR nel caso base. ....	37
Tabella 6– Matrice dei risultati (VAN industriale in k€) delle simulazioni. ....	38
Tabella 7 – Risultati della simulazione dell’impatto finanziario sulla profittabilità del TLR nel caso base. ....	40
Tabella 8 - Risultati del modello economico-finanziario di valutazione della profittabilità complessiva del TLR nel caso base. ....	42
Tabella 9 – Quadro sinottico dei risultati ottenuti. ....	43

### **INDICE DELLE FIGURE**

Figura 1 – Produzione separata di energia termica ed energia elettrica .....	6
Figura 2 – Produzione in cogenerazione (si ottiene un risparmio del 30,5% [(144-100)/144])	6

### **INDICE DEI GRAFICI**

Grafico 1 - Andamento del costo reale (in \$/barile) del petrolio greggio tipo Brent nel periodo 1950÷2005. ....	5
Grafico 2 – Dinamica in funzione del tempo dei numeri indici del PIL, del consumo interno lordo di energia e del consumo interno lordo di energia elettrica in Italia nel periodo 1963÷2004. ....	7
Grafico 3 – Dinamica in funzione del tempo della volumetria teleriscaldata ( $10^6$ m <sup>3</sup> ) in Italia. ....	9
Grafico 4- Istogramma della tipologia e potenza installata delle centrali di produzione in Italia. ....	10
Grafico 5– Istogramma della tipologia e potenza installata delle centrali di cogenerazione in Italia. ....	10
Grafico 6 – Volumetria riscaldata per tipologia di impianto/combustibile. ....	13
Grafico 7 - Fabbisogni termici delle nuove volumetrie teleriscaldabili suddivisi per Regione e per Nord, Centro e Sud Italia.....	16
Grafico 8 - Pay Back Period Attualizzato ( in anni) in funzione del tasso annuo di attualizzazione.....	18
Grafico 9 - Ripartizione tra gli impianti termici dell’energia termica giornaliera richiesta dalla rete.....	20
Grafico 10 – Determinazione del loss of load probability del sistema di cogenerazione a regime. ....	21
Grafico 11 – Modello tecnico-economico di ottimizzazione.....	21
Grafico 12 - Programma di realizzazione del progetto di TLR. ....	22

Grafico 13 - Piano degli investimenti conseguente al programma di realizzazione del progetto di TLR in esame. ....	22
Grafico 14 – Dinamica della domanda di energia termica in funzione del tempo. ....	23
Grafico 15 - Dinamica della domanda di energia elettrica in funzione del tempo. ....	23
Grafico 16 – Andamento del VAN industriale (k€) in funzione del tasso annuo di attualizzazione al variare dell'anno di inizio dell'esercizio commerciale. ....	38
Grafico 17 - Profilo di cash flow cumulato in funzione del tempo (valori espressi in k€)..	39
Grafico 18 - Flussi di cassa del progetto scomposti per natura economica, in funzione del tempo (valori espressi in k€).....	39

## 0. OBIETTIVI DELLO STUDIO

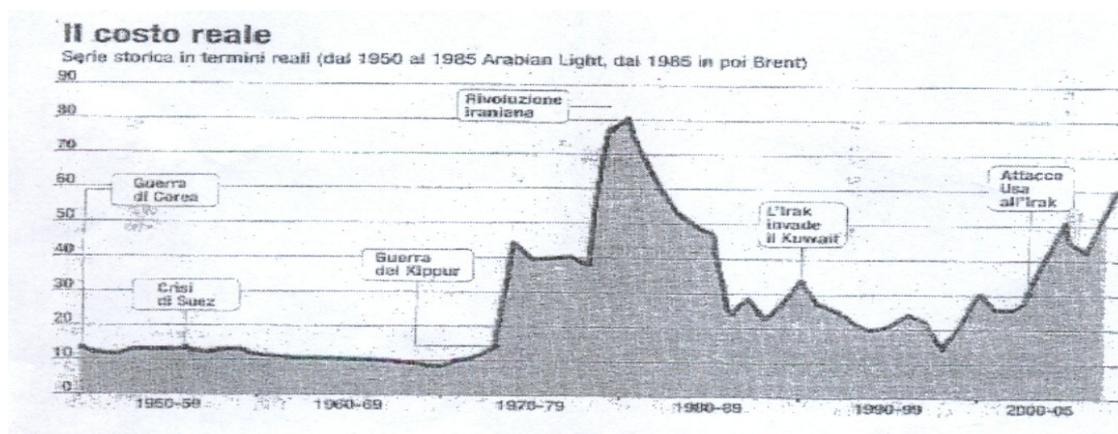
Questa ricerca<sup>1</sup> trae origine dall'esigenza di studiare l'ottimizzazione dei processi di produzione/trasmisione/distribuzione di energia realizzati con tecniche di cogenerazione di elettricità e calore e con la contestuale distribuzione di quest'ultimo nelle aree urbane tramite teleriscaldamento, che consenta di realizzare sia il risparmio energetico (in senso stretto<sup>2</sup>), sia lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (in senso lato), sia la riduzione dell'inquinamento ambientale dovuto all'emissione dei gas serra.

Il settore energetico è, fra tutti i settori produttivi, quello più capital intensive, che richiede, fra tutte le attività produttive, i più lunghi periodi di progettazione-costruzione delle immobilizzazioni tecniche, le quali, una volta entrate in esercizio commerciale, presentano le più lunghe durate per la loro reintegrazione economica.

Ciò fa sì che i calcoli per la determinazione della convenienza economica degli investimenti energetici devono svilupparsi su lunghi orizzonti temporali, con una loro conseguente elevata sensibilità al rischio, il quale influenza fortemente il costo del capitale e dunque il costo complessivo del prodotto/servizio energetico.

Il settore energetico è un fattore fortemente critico per lo sviluppo economico di un Paese, la cui problematicità viene accentuata dalla tendenza alla crescita in termini reali (deriva) del costo delle fonti energetiche primarie derivate da idrocarburi<sup>3</sup> (si veda il Grafico 1) e presenta un elevato impatto ambientale intrinseco in maggior o minor misura nella produzione-utilizzazione di tutte le fonti energetiche.

**Grafico 1 - Andamento del costo reale (in \$/barile) del petrolio greggio tipo Brent nel periodo 1950÷2005.**



Il riscaldamento urbano a rete consiste nella distribuzione, tramite una rete di condutture, di acqua calda o surriscaldata destinata al riscaldamento degli edifici ed alla distribuzione di acqua calda igienico-sanitaria.

L'energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento può essere generata tramite diverse soluzioni tecnologiche, siano esse basate su centrali termiche convenzionali di grosse dimensioni o su centrali di cogenerazione. In contrapposizione al teleriscaldamento e come modalità attualmente più diffusa, nei centri urbani nazionali la produzione del calore avviene tramite caldaie dimensionate per il singolo edificio o per ogni singola unità immobiliare; in tal caso generalmente si utilizza non più del 75-80% dell'energia primaria

<sup>1</sup>Questo studio origina da un progetto (GAME) sviluppato da CESI nell'ambito della Ricerca di Sistema per il triennio 2003-2005 ed ha per oggetto lo studio di soluzioni alternative per gli assetti energetici dei centri urbani, in primo luogo il teleriscaldamento.

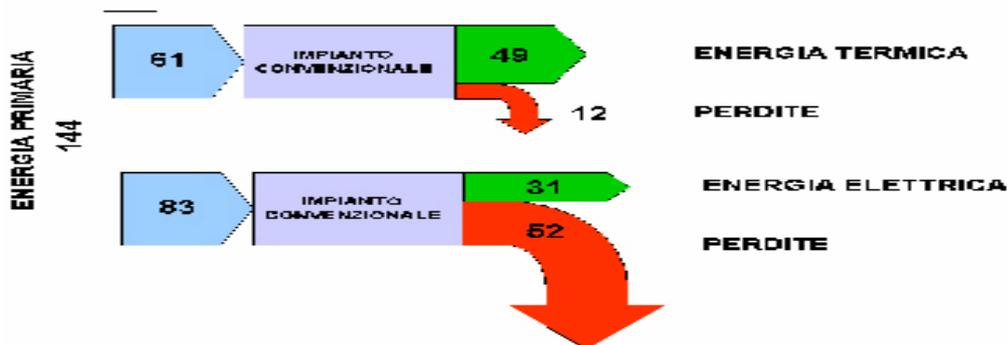
<sup>2</sup>Infatti, è importante osservare che un impianto di cogenerazione consente di raggiungere livelli di efficienza molto elevati, mediante il recupero di energia termica che altrimenti andrebbe perduta in un tradizionale impianto di generazione di energia elettrica. In tal modo è possibile ottenere un risparmio nella fonte di energia primaria in input di oltre il 30%.

<sup>3</sup>Le quali sono risorse naturali limitate e relativamente al petrolio sono in prossimità del raggiungimento del picco di produzione, a fronte di un consumo crescente.

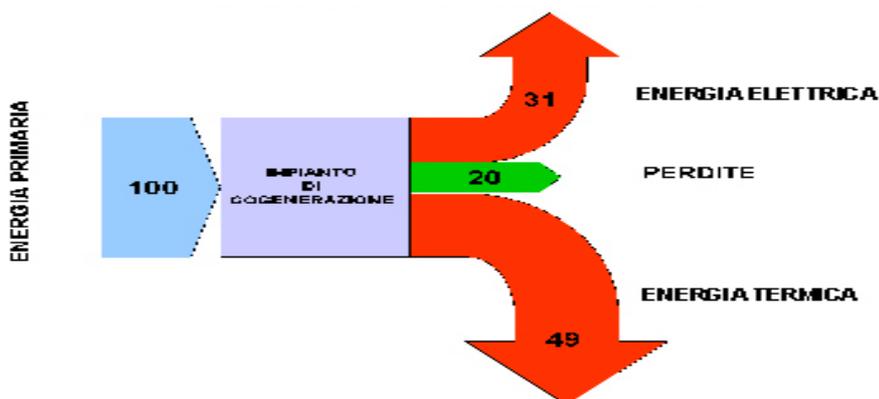
immessa in caldaia. Inoltre si impiega energia termodinamicamente pregiata per riscaldare un ambiente a soli 20°C.

Una centrale di cogenerazione, al contrario, consente di utilizzare una frazione cospicua dell'energia primaria contenuta nel combustibile, rispetto a quella consentita dalle produzioni separate di calore ed elettricità, con un risparmio energetico di circa il 30%, come illustrato nelle seguenti Figure 1 e 2. Inoltre la produzione centralizzata del calore consente di utilizzare fonti rinnovabili altrimenti disperse (Rifiuti Solidi Urbani e biomasse).

**Figura 1 – Produzione separata di energia termica ed energia elettrica**



**Figura 2 – Produzione in cogenerazione (si ottiene un risparmio del 30,5%  $[(144-100)/144]$ )**



Oltre al risparmio energetico, la realizzazione di sistemi di teleriscaldamento abbinati a cogenerazione è giustificata anche da considerazioni di impatto ambientale, oggi perfino prioritarie rispetto ai problemi di mero risparmio energetico. Infatti, le norme attuative degli accordi internazionali miranti alla riduzione dei gas serra (Protocollo di Kyoto) indicano proprio nel teleriscaldamento uno degli strumenti più efficaci per conseguire tale riduzione.

Infine, è importante osservare che il costo finale del calore da teleriscaldamento è inferiore a quello di qualunque altro vettore energetico commerciale oggi disponibile sul mercato.

La ricerca ha per oggetto:

- lo studio dello stato dell'arte attuale sul teleriscaldamento in Italia, con riferimento alle volumetrie allacciate, alle tipologie di centrali utilizzate per la cogenerazione e alle fonti di energia primaria utilizzate;
- la valutazione del potenziale del teleriscaldamento in Italia e nelle tre macro aree Nord, Centro e Sud in funzione sia della densità demografica dei Comuni in cui il teleriscaldamento è ubicato, sia dei sistemi di riscaldamento attualmente utilizzati;
- la descrizione tecnico-economica-affidabilistica del progetto di TLR relativo alla città di Piacenza;

- la determinazione dei cash flow rilevanti ai fini del calcolo economico sulla profittabilità del progetto, con particolare approfondimento per i costi fiscali, i contributi amministrativi e i ricavi da certificati verdi e bianchi atti ad incentivare<sup>4</sup> (lato fornitori e lato clienti finali) la realizzazione di progetti di cogenerazione per il teleriscaldamento;
- la messa a punto di un modello economico-finanziario di calcolo per la valutazione della profittabilità del progetto di teleriscaldamento della città di Piacenza con la rappresentazione dei risultati ottenuti attraverso la *sensitivity analysis*.

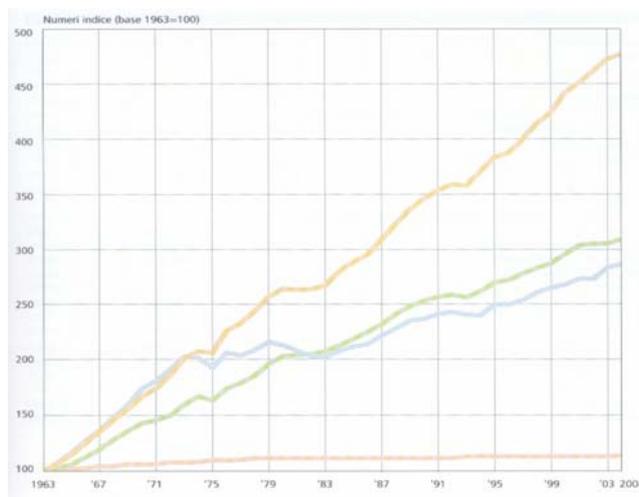
Il progetto di teleriscaldamento che si intende studiare sotto il profilo economico, prevede l'installazione di due turbogas e tre caldaie di integrazione e si presta ad essere impiegato in quei centri urbani sprovvisti di inceneritore o centrale termoelettrica nelle vicinanze. Esso verrà approfondito mediante un'opportuna analisi di sensitività che esplori l'impatto esercitato sui risultati da alcuni rilevanti parametri, quali il tasso medio annuo di deriva reale da applicare al costo del combustibile ed eventualmente al prezzo unitario di vendita delle due forme energetiche, il tasso annuo di attualizzazione, la leva finanziaria, il tasso annuo di interesse passivo sui mezzi finanziari presi a prestito, il periodo di grazia e le modalità di rimborso degli stessi, nonché gli strumenti finanziari esistenti ed ipotizzati per la valutazione della sostenibilità economica del progetto nel mercato competitivo.

## 1. CARATTERISTICHE ATTUALI DEL TELERISCALDAMENTO IN ITALIA

In Italia, l'evoluzione dei consumi energetici evidenzia il loro continuo aumento, congiuntamente ad una crescente penetrazione dell'elettricità, fra le fonti utilizzate per soddisfare gli usi energetici finali, come illustrato nel seguente Grafico 2.

Infatti, posto uguale a 100 i numeri indice nell'anno 1963 del PIL (linea verde), del consumo interno lordo di energia (linea blu) e del consumo interno lordo di energia elettrica (linea arancione), nel 2004 tali numeri indice risultavano pari rispettivamente a 308, 284 e 476, da cui la crescente penetrazione dell'energia elettrica nel soddisfacimento dei consumi energetici finali che dal 24% del 1963 è pari al 35,5% nel 2004.

**Grafico 2 – Dinamica in funzione del tempo dei numeri indici del PIL, del consumo interno lordo di energia e del consumo interno lordo di energia elettrica in Italia nel periodo 1963÷2004.**



Si osservi che tale fenomeno, anche in presenza di stagnazione economica e/o di minore intensità energetica e dunque di scarsa crescita dei consumi di fonti energetiche

<sup>4</sup> In positivo ed in negativo, penalizzando chi non aderisce al teleriscaldamento pur in presenza di condizioni tecniche fattibili, al fine di recuperare risorse economiche.

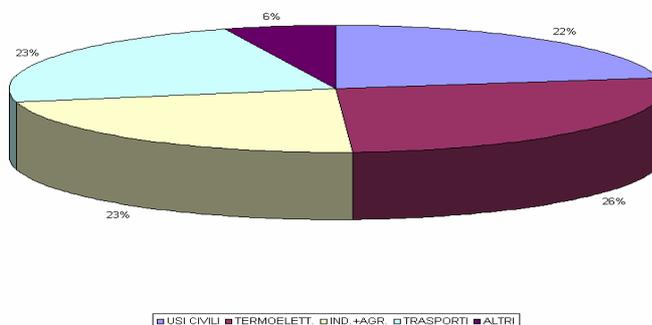
primarie, fa sì che per contro il consumo di elettricità cresca con ritmi assai maggiori rispetto a quello del totale delle fonti di energia.

Ciò rende necessario sviluppare il più possibile la produzione di elettricità mediante fonti energetiche rinnovabili (di cui fa parte la cogenerazione) onde affrancarsi dall'utilizzazione degli idrocarburi per la generazione elettrica, minimizzandone l'impatto economico<sup>5</sup> e ambientale. Nella seguente Tabella 1 viene esposta la distribuzione regionale e nazionale della Produzione lorda di energia elettrica (GWh) ottenuta da fonti rinnovabili nell'anno 2004.

**Tabella 1 – Produzione lorda (GWh) da fonti rinnovabili in Italia nel 2004**

Produzione Lorda (G W /h) da Fonti Rinnovabili in Italia nel 2004						
REGIONE	FONTI RINNOVABILI					TOTALE
	Idrica	Eolica	Fotovoltaica	Geotermica	Biomasse	
Piemonte	6.264,0	-	-	-	241,4	6.505,4
Valle D'Aosta	2.861,1	-	-	-	3,6	2.864,7
Lombardia	9.397,6	-	-	-	1.831,2	11.228,8
Trentino Alto Adige	8.606,3	-	-	-	80,4	8.686,7
Veneto	3.666,4	-	-	-	344,4	4.010,8
Friuli Venezia Giulia	1.722,5	-	-	-	87,1	1.809,6
Liguria	238,6	4,1	-	-	34,2	276,9
Emilia Romagna	1.032,8	3,7	-	-	769,7	1.806,2
Toscana	710,2	4,3	-	5.437,3	384,5	6.536,3
Umbria	1.633,4	3,6	-	-	120,9	1.757,9
Marche	589,1	-	-	-	29,0	618,1
Lazio	1.252,4	1,9	-	-	395,2	1.649,5
Abruzzi	1.864,6	176,5	0,4	-	-	2.041,5
Molise	229,0	60,2	-	-	119,9	409,1
Campania	621,3	519,8	2,5	-	100,9	1.244,5
Puglia	-	545,0	0,5	-	258,1	803,6
Basilicata	312,6	157,0	-	-	17,5	487,1
Calabria	1.313,8	-	-	-	690,0	2.003,8
Sicilia	117,3	152,2	-	-	62,0	331,5
Sanrdagna	311,5	218,2	0,6	-	67,2	597,5
<b>TOTALE</b>	<b>42.744,5</b>	<b>1.846,5</b>	<b>4,0</b>	<b>5.437,3</b>	<b>5.637,2</b>	<b>55.669,5</b>
<b>TOTALE %</b>	<b>76,8%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,0%</b>	<b>9,8%</b>	<b>10,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTALE (= 55.669,5) / CONSUMO LORDO ANNO 2004 (= 325.357,3)</b>						<b>17,11%</b>

E' altresì importante, ai fini del presente studio, esaminare l'incidenza dell'uso finale "riscaldamento" sul totale delle fonti energetiche primarie consumate nel nostro Paese. Ciò per evidenziare l'importanza dei consumi energetici per riscaldamento (e in generale per usi civili) sul totale della bolletta energetica e i connessi obiettivi di risparmio energetico conseguibili grazie alla produzione congiunta di calore ed elettricità, partendo dalla generazione termoelettrica. Il seguente diagramma a torta evidenzia che nel 2004 l'incidenza % dei consumi energetici del settore di utilizzo "usi civili" è del 23%.



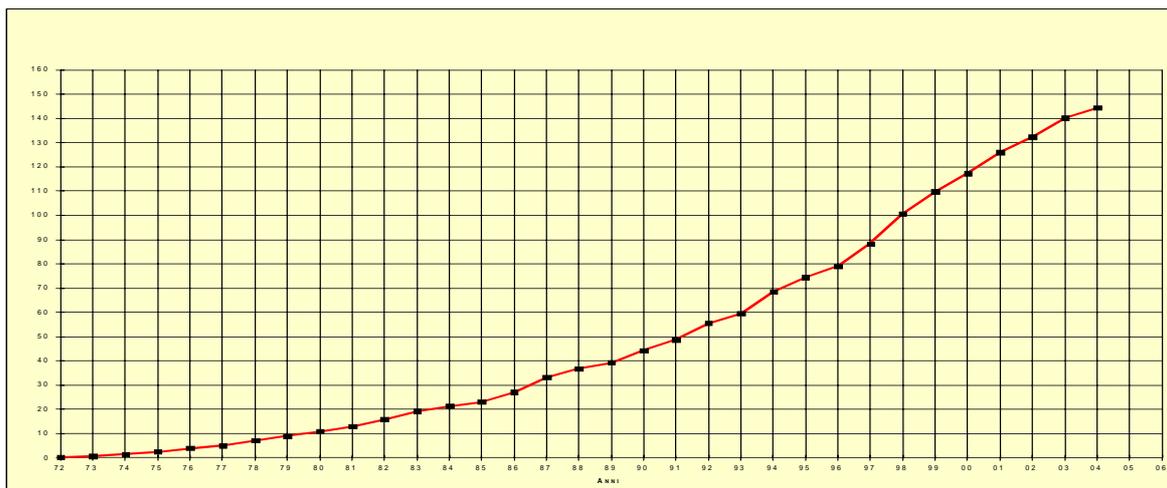
<sup>5</sup> L'importazione di petrolio greggio nell'anno 2005 è stata pari a circa 27 Miliardi di euro, mentre quella di gas naturale ha raggiunto il valore di 15 miliardi di Euro; ciò rappresenta circa il 13% delle importazioni totali e il 3,2% del PIL.

## 1.1 Volumetria allacciata a reti di riscaldamento urbano

Alla fine dell'anno 2004 sono 37 le città italiane che fruiscono di un servizio di teleriscaldamento con 84 reti di diversa estensione attualmente in esercizio, di lunghezza variabile tra i 290 km della rete di Brescia e i pochi chilometri delle piccole reti di quartiere, per un totale di 1.509 km di rete. Risultano altresì installate 27.949 sottocentrali d'utenza, con una potenza termica impegnata di 4.669 MWt.

Inoltre, alla fine del 2004 l'utenza servita da teleriscaldamento ha raggiunto i 144 milioni di m<sup>3</sup> di edifici (residenziali e non). Il trend, ormai consolidato, nel decennio 1994÷2004 mostra un tasso medio annuo di crescita del 7,17%<sup>6</sup> (si veda il Grafico 3).

**Grafico 3 – Dinamica in funzione del tempo della volumetria teleriscaldata (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>) in Italia.**



Si osservi che l'88,5% delle volumetrie teleriscaldate nell'anno 2004 sono concentrate nelle seguenti cinque città:

- ✓ Brescia: 35%
- ✓ Torino: 28%
- ✓ Reggio Emilia: 10%
- ✓ Verona: 9,5%
- ✓ Milano: 6%.

In sintesi, le reti sono attualmente concentrate nell'Italia Settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (circa 132 milioni di m<sup>3</sup>, pari al 92% della volumetria totale) è localizzata in quattro regioni:

- Lombardia: 61,5 Mm<sup>3</sup> (42,6% del totale)
- Piemonte: 33,5 Mm<sup>3</sup> (23,2% del totale)
- Emilia Romagna: 25,5 Mm<sup>3</sup> (17,7% del totale)
- Veneto: 11,4 Mm<sup>3</sup> (7,9% del totale).

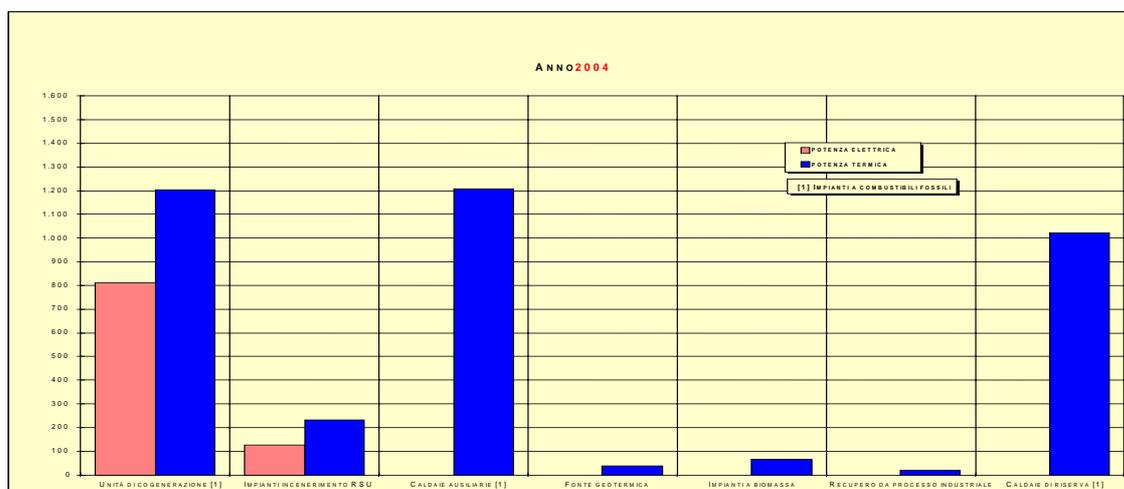
## 1.2 Centrali di produzione dell'energia

La tipologia e la potenzialità delle centrali di produzione dell'energia, in esercizio nell'anno 2004, è illustrata nel Grafico 4. La tipologia prevalente è costituita da impianti di cogenerazione alimentati con combustibili fossili e da caldaie di integrazione e riserva di tipo convenzionale. Si osservi che non è più trascurabile la presenza di impianti di incenerimento di Rifiuti Solidi Urbani RSU (Bologna-Frullo, Brescia, Como, Cremona, Ferrara, Milano, Reggio Emilia, Piacenza), mentre permane la scarsa importanza degli

<sup>6</sup> Che è simile alla legge del raddoppio ogni 10 anni dei consumi di energia elettrica nei Paesi occidentali negli anni '50 e '60 del secolo scorso (legge di Ailleret).

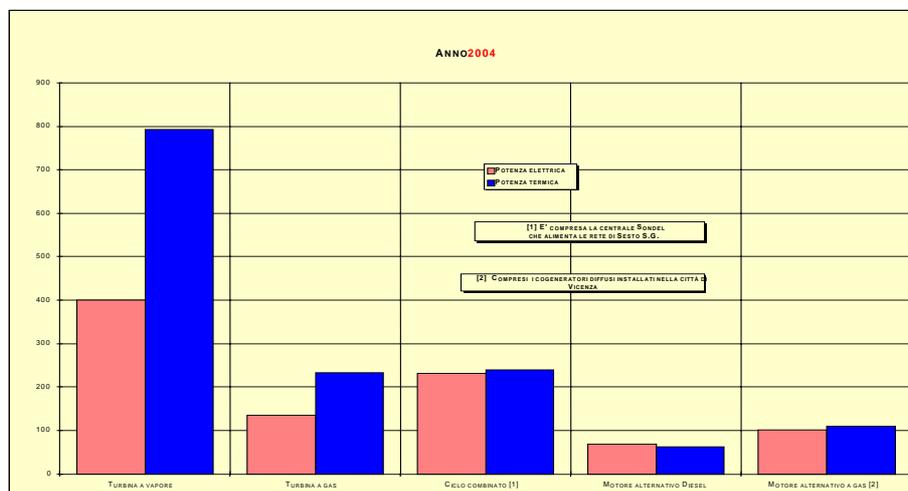
impianti utilizzanti altre fonti rinnovabili: recupero da processi industriali (unico caso: Mantova); geotermia (solo Castelnuovo e Ferrara, dopo la fermata del pozzo di Vicenza).

**Grafico 4- Istogramma della tipologia e potenza installata delle centrali di produzione in Italia.**



Il Grafico 5 riporta tipologia e potenzialità delle unità di cogenerazione: la turbina a vapore (impianti di Torino, Brescia, Reggio Emilia, Ferrara, Bologna-Frullo, Cremona inceneritore) e la turbina a gas costituiscono, in termini di potenza installata, le tipologie prevalenti; seguono gli impianti a ciclo combinato gas-vapore (impianti di Genova, Cremona Est, Verona Borgo Trento, Bologna Ovest e Sesto San Giovanni). I motori alternativi (diesel o a gas) hanno un minor peso che sta diminuendo negli anni.

**Grafico 5- Istogramma della tipologia e potenza installata delle centrali di cogenerazione in Italia.**



### **1.3 Fonti utilizzate, energia prodotta, risparmio energetico e benefici ambientali nei sistemi di teleriscaldamento urbano**

Il gas naturale costituisce la fonte principale (circa il 60%) per il teleriscaldamento; seguono l'incenerimento RSU con il 21%, il carbone con il 9% circa (utilizzato unicamente nell'impianto di Brescia), l'olio combustibile con l'8%.

E' importante osservare che i RSU sono ormai dal 1998 il secondo "combustibile" utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento in Italia, mentre le altre fonti rinnovabili rimangono ancora marginali, situate complessivamente attorno al 3%. Il peso di tali fonti è tuttavia meno secondario se riferito all'energia termica netta fornita.

Nell'anno 2004 le centrali al servizio di reti di teleriscaldamento hanno prodotto 3.671 GWh elettrici e 5.790 GWh termici che, al netto delle perdite di rete ed autoconsumi di centrale, diventano rispettivamente 3.399 GWh e 5.097 GWh forniti agli usi finali (92% ed 88% dell'energia prodotta).

Nel 2004 i sistemi di riscaldamento urbano operanti in Italia hanno conseguito un risparmio di energia primaria di circa 381.000 Tep, corrispondente a circa il 29% dell'energia consumata dai "sistemi convenzionali sostituiti" (caldaie di edificio e sistema elettrico nazionale).

Le emissioni degli impianti di teleriscaldamento in esercizio nell'anno 2004 evidenziano la seguente riduzione rispetto ai "sistemi convenzionali sostituiti":

- CO<sub>2</sub>: - 1.334.000 t.;
- SO<sub>2</sub>: - 6.262 t.;
- NO<sub>x</sub>: - 808 t.

## **2. POTENZIALITÀ NEL LUNGO TERMINE DEL TELERISCALDAMENTO IN ITALIA**

Le valutazioni che seguono, riguardanti l'individuazione di un potenziale a livello nazionale, si basano su stime parametriche, derivate prevalentemente da esperienze pregresse.

Lo studio si è sviluppato secondo le seguenti fasi successive:

1. Individuazione della distribuzione territoriale della popolazione italiana residente nei comuni con almeno 25.000 abitanti;
2. Identificazione, sulla base di dati urbanistici dei comuni presi in esame, della quota di volumetria residenziale riscaldata ubicata in aree ad elevata densità edilizia;
3. Accertamento dei combustibili e delle tipologie impiantistiche attualmente utilizzate nel riscaldamento degli edifici di cui alla fase precedente;
4. Stima della volumetria residenziale potenzialmente teleriscaldabile<sup>7</sup> e di quella effettivamente teleriscaldabile<sup>8</sup>;
5. Valutazione dei fabbisogni termici dell'utenza teleriscaldabile individuata nella fase precedente (in termini di potenza massima richiesta e fabbisogno energetico annuo);
6. Costruzione di uno "scenario tecnologico" plausibile relativo ai sistemi di produzione energetica;
7. Formulazione di un'analisi economica preliminare.

### **2.1 Centri urbani considerati**

Nel costruire lo scenario di sviluppo del teleriscaldamento urbano a rete in Italia, sono stati presi in considerazione solo i centri urbani aventi almeno 25.000 abitanti residenti, considerando tale limite inferiore quello necessario ad assicurare una densità demografica idonea ad essere servita economicamente dal teleriscaldamento.

In Italia sono presenti 359 centri urbani aventi oltre 25.000 abitanti, la cui popolazione (27,2 milioni di residenti) costituisce circa il 48% dell'intera popolazione (57 milioni di residenti)<sup>9</sup>.

Di tale popolazione, il 38% risiede nei centri urbani delle regioni del Nord a fronte di una popolazione residente che è pari al 45%, il 26% risiede nelle regioni del Centro a fronte di una popolazione residente che è pari al 22%, ed il restante 36% nelle regioni meridionali

<sup>7</sup> Intesa come la volumetria ubicata in aree ad elevata densità edilizia, dotata di impianti tecnicamente allacciabili ad una rete di teleriscaldamento, alimentati a combustibili liquidi o gassosi.

<sup>8</sup> Sulla base di una stima della propensione dell'utenza potenziale ad allacciarsi a reti di teleriscaldamento.

<sup>9</sup> Censimento Generale della popolazione (ottobre 2001) e dati relativi all'anno climatico-tipo definiti, per ciascuna località, dal DPR n. 412/1993.

ed insulari a fronte di una popolazione residente che è pari al 33%. Ne consegue che sotto il profilo meramente demografico il Centro e il Sud presentano una maggiore concentrazione della popolazione residente in centri urbani aventi almeno 25.000 abitanti e quindi presentano densità teoricamente più favorevoli al teleriscaldamento, mentre il contrario accade al Nord, dove però il clima è più rigido e dunque presenta una maggiore domanda di calore.

## **2.2 La volumetria residenziale riscaldata e quella teleriscaldabile**

Nella normativa tecnica, la volumetria riscaldata degli edifici è intesa come la volumetria lorda racchiusa dall'involucro edilizio (superficie base dell'edificio per altezza di gronda). Si stima che la volumetria effettivamente riscaldata degli edifici residenziali sia almeno il 15% superiore a quella degli alloggi propriamente detti.

La stima della volumetria riscaldata degli edifici residenziali è effettuata sulla base dei dati del Censimento Generale della popolazione, che fornisce, per ogni comune, il numero di abitazioni dotate di riscaldamento. Il calcolo della volumetria riscaldata è effettuato adottando lo stesso coefficiente maggiorativo utilizzato per il calcolo della volumetria lorda complessiva degli edifici ( $k = 1,15$ ).

Gli stessi dati Istat consentono, poi, sempre a livello comunale, di distinguere tra impianti di riscaldamento con distribuzione di un fluido termovettore (impianti centralizzati "C" ed impianti autonomi "A") ed altri impianti (stufe, caminetti).

Con riferimento ai soli centri urbani aventi almeno 25.000 residenti, in sintesi risulta:

- Volumetria riscaldata degli edifici residenziali: 3.049 Milioni di  $m^3$  ( $Mm^3$ )
- Volumetria riscaldata con impianti "C" ed "A": 2.710  $Mm^3$  (89%)
  - di cui volumetria riscaldata con impianti "C": 932  $Mm^3$  (34% di "C"+"A")
  - di cui volumetria riscaldata con impianti "A": 1.778  $Mm^3$  (66% di "C"+"A").

Quanto alla distribuzione geografica, si rileva che il 65% degli impianti centralizzati di riscaldamento (che meglio si prestano ad essere allacciati ad una rete di teleriscaldamento) è ubicato nelle regioni del Nord ( $602 Mm^3$ ); il 24% ( $232 Mm^3$ ) è localizzato nelle regioni del Centro, e solo l'11% ( $98 Mm^3$ ) è situato nelle regioni del Sud.

Ai fini della stima delle volumetrie economicamente allacciabili a reti di teleriscaldamento (cioè effettivamente teleriscaldabili), sarebbe tuttavia ottimistico assumere a riferimento tali dati. I vincoli tecnici ed economici propri delle reti di teleriscaldamento impongono, infatti, di prendere in considerazione solo le volumetrie ubicate nelle aree caratterizzate da elevata densità abitativa: diversamente i costi della rete di trasporto del calore sono eccessivi in rapporto all'energia termica distribuita e quindi tali da pregiudicare la fattibilità economica dell'iniziativa.

La frazione di territorio urbano ad elevata densità edilizia risulta, ovviamente, molto variabile da città a città. Comunque analisi statistiche a campione hanno consentito di stabilire che, mediamente, il **90%** circa della volumetria residenziale dei centri urbani presi in considerazione è ubicata in aree aventi densità edilizia compatibile con la posa di reti di teleriscaldamento.

## **2.3 Fonti energetiche utilizzate attualmente per il riscaldamento**

La conoscenza delle fonti energetiche attualmente utilizzate è molto importante perché consente di valutare due fattori decisivi ai fini dello sviluppo del teleriscaldamento:

- la "propensione" degli utenti ad allacciarsi alle future reti di teleriscaldamento, dipendente essenzialmente dal regime dei prezzi e delle tariffe energetiche;
- le emissioni attuali di inquinanti in atmosfera (e quindi i benefici ambientali conseguibili con i sistemi di teleriscaldamento).

I dati Istat riportano, a livello comunale, la ripartizione dei combustibili per riscaldamento delle abitazioni, distinguendo le seguenti categorie:

- liquido + gassoso;
- olio combustibile;
- solido.

Tale ripartizione non consente di distinguere il gas naturale ed il gasolio (accorpate nella medesima categoria, che peraltro comprende anche il GPL ed il kerosene), né di distinguere fra gli impianti a carbone (centralizzati) e gli impianti a legna.

Inoltre sussistono forti incertezze sull'affidabilità di tali dati: è dubbio infatti che la maggior parte degli intervistati/intervistatori che compilano le schede del Censimento Generale della popolazione sia in grado di distinguere il gasolio dall'olio combustibile.

Per quanto sopra argomentato, nel presente studio la stima della ripartizione delle fonti energetiche utilizzate per il riscaldamento degli edifici residenziali è stata effettuata sulla base:

- della tipologia degli impianti di riscaldamento, dato ritenuto ben più affidabile di quello relativo ai combustibili;
- delle vendite di gasolio per riscaldamento, rilevate mensilmente dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), ma disponibili solo a livello provinciale.

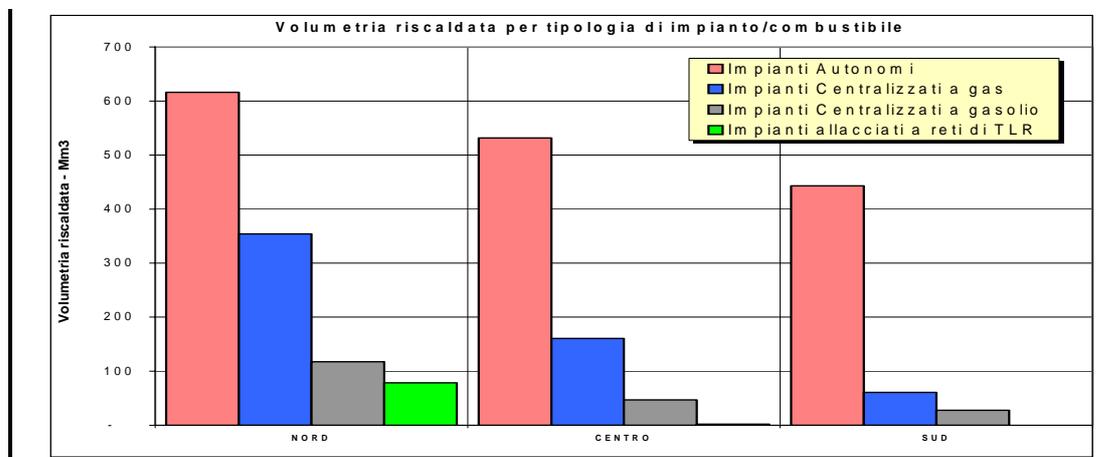
In Italia l'utilizzo del gasolio per riscaldamento è certamente minoritario rispetto all'uso del gas, ormai diffuso in ogni regione (con l'esclusione della sola Sardegna), ma non è trascurabile: nel 2004, infatti, sono state immesse sul mercato circa 2,8 milioni di tonnellate di gasolio, cui corrisponde una volumetria riscaldata di circa 1.200 Mm<sup>3</sup> (il 18% circa della volumetria complessivamente riscaldata in Italia, pari a 6.784 Mm<sup>3</sup>).

Le stime effettuate portano ad una volumetria di 423 Mm<sup>3</sup> riscaldati a gasolio nei centri urbani aventi almeno 25.000 abitanti. Il gasolio, pertanto, costituisce, nei centri urbani di nostro interesse ai fini della costruzione di uno scenario di sviluppo del teleriscaldamento, il 16% dei 2.710 Mm<sup>3</sup> riscaldati tramite impianti "C" + "A".

Le ulteriori elaborazioni riportate nel Grafico 6 evidenziano che nelle aree urbanizzate dei comuni aventi almeno 25.000 abitanti, gli impianti centralizzati (gas+gasolio), cioè quelli che meglio si prestano alla trasformazione in teleriscaldamento, costituiscono il 30% degli impianti totali nelle regioni del Nord; il 22% nelle regioni del Centro e solo l'8% nelle regioni del Sud.

Negli stessi centri urbani, le reti di teleriscaldamento servono il 6,7% della volumetria riscaldata nelle regioni del Nord; lo 0,3% nelle regioni del Centro; nessuna rete è presente nelle regioni del Sud.

**Grafico 6 – Volumetria riscaldata per tipologia di impianto/combustibile.**



## **2.4 Volumetria residenziale “potenzialmente” ed “effettivamente” teleriscaldabile**

Con il termine “potenzialmente teleriscaldabile” si intende l’utenza tecnicamente allacciabile a reti di teleriscaldamento senza modifiche agli impianti interni degli edifici, con costi complessivi competitivi rispetto ai sistemi convenzionali.

Sono potenzialmente teleriscaldabili, pertanto, gli edifici dotati di impianto di riscaldamento centralizzato, alimentati con qualunque tipo di combustibile (solido, liquido, gassoso).

Sulla base del criterio sopra esposto, nella presente analisi si riterranno non acquisibili al teleriscaldamento gli edifici a notevole sviluppo verticale dotati di impianti autonomi a gas. Risultano invece agevolmente allacciabili, come peraltro testimonia l’esperienza, gli edifici di piccole dimensioni o a sviluppo orizzontale (ville a schiera) dotati di impianti autonomi.

La percentuale di edifici dotati di impianti autonomi allacciabili ad una rete di teleriscaldamento è assunta pari mediamente al 30%.

Sulla base delle ipotesi assunte risulta che il potenziale di sviluppo è stimabile, sempre con riferimento al solo settore residenziale, attorno a 1.121 Mm<sup>3</sup> (ben 14 volte l’esistente, che nel 2004 risulta di circa 87 Mm<sup>3</sup> di edifici residenziali). Di tale potenziale, il 55% è localizzato nelle regioni del Nord; il 30% nelle regioni del Centro, e solo il 15% nelle regioni del Sud.

Inoltre, nelle regioni del Nord l’utenza potenzialmente teleriscaldabile è costituita per il 76% da impianti centralizzati (facilmente allacciabili a reti di teleriscaldamento); tale percentuale scende al 62% nelle regioni del Centro ed al 42% nelle regioni del Sud. In pratica, nelle regioni centro-meridionali si avrà una maggiore riduzione nel passaggio da “teleriscaldabilità” potenziale ad effettiva che non nelle regioni settentrionali.

Per il passaggio alla costruzione di uno scenario di sviluppo “effettivo” del teleriscaldamento, in Italia occorre tener poi conto di un ulteriore fattore limitante: la propensione dell’utenza ubicata in area servita da una rete di teleriscaldamento ad allacciarsi alla rete stessa, abbandonando il sistema di riscaldamento convenzionale preesistente. Si dovrà cioè stimare un “coefficiente di acquisizione al teleriscaldamento”, che tiene conto della propensione all’allacciamento e costituisce uno dei fattori di maggiore incertezza.

Il fattore decisivo che determina la propensione al teleriscaldamento è indubbiamente l’aspetto economico: l’utente manifesta propensione se percepisce la convenienza economica immediata del nuovo vettore energetico; solo in seconda istanza intervengono considerazioni connesse a sicurezza, salvaguardia ambientale, ecc.

Sulla base dell’esperienza acquisita nell’ambito dei sistemi di teleriscaldamento operanti in Italia, il fattore di acquisizione al teleriscaldamento risulta attorno al 90÷95% per utenze a gasolio (che fruiscono di un immediato beneficio economico passando al teleriscaldamento) ed attorno al 70÷80% per le utenze centralizzate a gas<sup>10</sup>. Inoltre l’acquisizione degli utenti di gasolio è generalmente la più rapida.

Le considerazioni sopra esposte hanno valore entro un arco di 15÷20 anni. Tuttavia, l’orizzonte temporale assunto dal presente studio è di 20÷25 anni ritenuti necessari affinché il sistema del teleriscaldamento vada a regime. Si adotteranno quindi i seguenti coefficienti:

- edifici con impianti centralizzati attualmente a gasolio: 100%
- edifici con impianti centralizzati attualmente a gas: 75%
- edifici con impianti autonomi a gas: 50%.

---

<sup>10</sup> Perché il beneficio economico immediato non è percepibile e il parco caldaie è mediamente più recente a causa delle “campagne di metanizzazione” promosse dai gestori.

I risultati delle elaborazioni effettuate adottando le ipotesi prima dette si sintetizzano come segue:

- la volumetria residenziale effettivamente teleriscaldabile è, a livello nazionale, dell'ordine di 788 Mm<sup>3</sup>, pari a circa 10 volte quella attuale;
- di tale volumetria, il 57% (450 Mm<sup>3</sup>) è ubicata nelle regioni del Nord; il 29% (230 Mm<sup>3</sup>) nelle regioni del Centro e il 14% (109 Mm<sup>3</sup>) nelle regioni del Sud.

Nelle regioni del Nord lo scenario di sviluppo effettivo del teleriscaldamento è prevalentemente costituito da impianti centralizzati; nelle regioni del Sud si evidenzia invece una forte prevalenza degli impianti autonomi; una situazione intermedia si presenta per le regioni del Centro. Tale situazione si rifletterà sull'analisi economica, stante i diversi costi di allacciamento delle diverse tipologie impiantistiche.

E' importante osservare che una rete di teleriscaldamento che serve un comparto urbano fornisce calore, oltre che agli edifici a destinazione residenziale (le cui stime sono state oggetto dei capitoli precedenti), anche alle utenze del settore terziario ubicate nell'area: edifici pubblici, strutture ospedaliere, impianti sportivi, edifici commerciali, ecc.

L'analisi dei dati pubblicati annualmente dall'AIRU, mostra che la volumetria terziaria aggiuntiva costituisce una quota considerevole dell'utenza totale teleriscaldata localizzata in un'area urbana.

La volumetria totale teleriscaldata al dicembre 2004 ammonta a 144 Mm<sup>3</sup>, ripartita in 87 Mm<sup>3</sup> residenziali (~60%) e 57 Mm<sup>3</sup> nel settore pubblico e terziario (~40%): a livello nazionale per ogni metro cubo di volumetria residenziale risultano allacciati altri 0,66 m<sup>3</sup> di volumetria non residenziale.

Ciò è giustificato dal fatto che sovente tali sistemi tendono a svilupparsi partendo da un nucleo d'utenza pubblica (ospedali, grossi impianti sportivi, scuole, ecc.), per cui nella fase attuale, che rappresenta uno stadio di sviluppo ancora lontano dalla saturazione, tale tipologia d'utenza ha un peso significativo: a regime, è ragionevole l'ipotesi di teleriscaldare ulteriori 0,50 m<sup>3</sup> di edifici del settore pubblico/terziario per ogni metro cubo di edifici residenziali.

## **2.5 Fabbisogni termici dell'utenza teleriscaldabile**

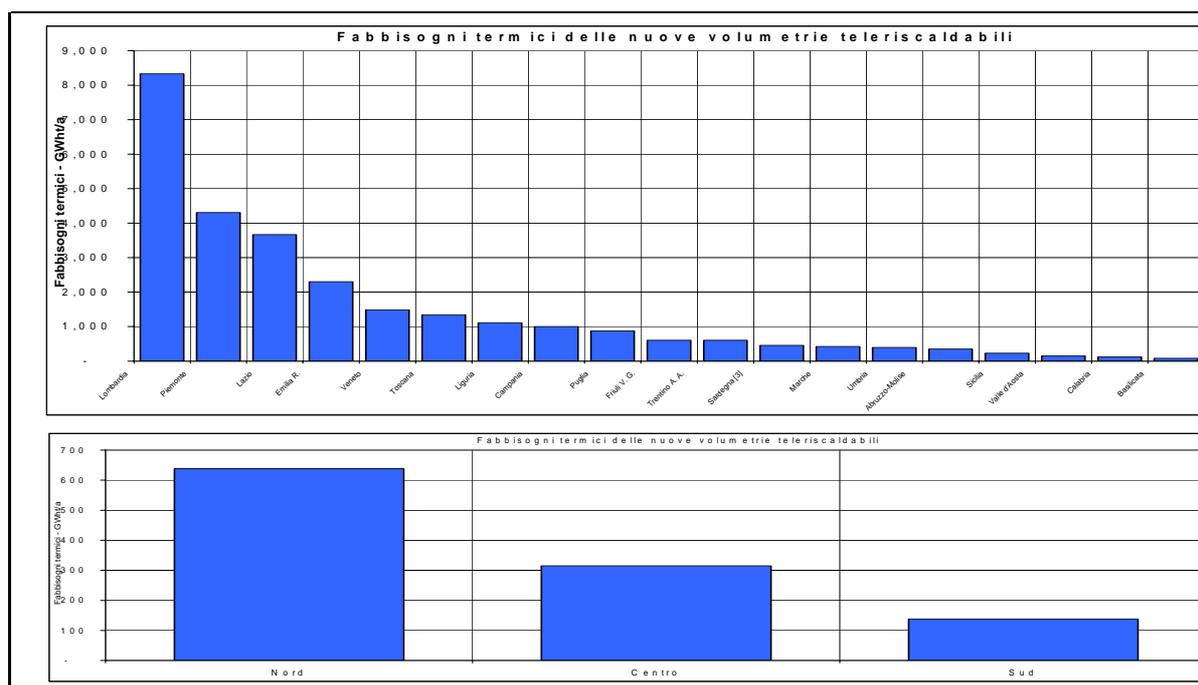
- 1) Potenza termica massima per riscaldamento invernale Pt.max (W/m<sup>3</sup>) Nel presente studio si è adottato un valore medio di fabbisogno termico massimo in centrale pari a 20 W/m<sup>3</sup>, indipendentemente dalle dimensioni dell'utenza e dalle condizioni climatiche del sito. Si tratta di un valore intermedio nel range 16÷23 W/m<sup>3</sup>, noto che il valore più basso si riscontra nelle reti di grosse dimensioni (sopra i 10 Mm<sup>3</sup>), mentre il valore più alto è tipico delle reti sotto 1 Mm<sup>3</sup>.
- 2) Fabbisogno termico annuo Ft/a. Sulla base dei rilievi effettuati da oltre 20 anni dalle Aziende che gestiscono reti di teleriscaldamento in Italia, il fabbisogno termico per riscaldamento ed acqua in aree a clima padano (circa 2.400 GG<sup>11</sup> secondo il DPR-412/93) si attesta attorno ai 12,50 Wh/a\*m<sup>3</sup>\*GG per il settore residenziale ed attorno ai 10,83 Wh/a\*m<sup>3</sup>\*GG per il settore non residenziale.

Al fabbisogno termico per riscaldamento va poi sommato quello per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS), stimato in 3,0 kWh/m<sup>3</sup>\*a per il settore residenziale ed 1,0 kWh/a\*m<sup>3</sup> per il settore non residenziale. Nel seguente Grafico 7 vengono rappresentati i fabbisogni termici delle nuove volumetrie teleriscaldabili suddivisi per Regione e per Nord, Centro e Sud Italia.

---

<sup>11</sup> GG = Gradi-Giorno.

**Grafico 7 - Fabbisogni termici delle nuove volumetrie teleriscaldabili suddivisi per Regione e per Nord, Centro e Sud Italia.**



## 2.6 Lo scenario tecnologico ipotizzato

Per “scenario tecnologico” si intende la tipologia e la potenzialità delle centrali di produzione dell’energia destinate ad alimentare le reti di teleriscaldamento, al servizio dell’ulteriore utenza individuata come teleriscaldabile nella regione.

Tale scenario è stato costruito sulla base dei seguenti criteri:

- adozione di tecnologia matura ed attuale: standard tipologici e prestazionali realmente disponibili sul mercato, senza prendere in considerazione gli sviluppi ed i miglioramenti, pure ipotizzabili nel medio periodo;
- adozione di tecnologie in grado di produrre benefici energetici ed ambientali, e cioè, nell’ordine: sistemi di recupero termico/elettrico dalla termodistruzione dei RSU; sistemi basati sull’utilizzo di biomassa di origine agricola o forestale; sistemi di cogenerazione elettricità-calore, alimentati a gas naturale, ove tale vettore energetico sia disponibile.

Dallo scenario tecnologico elaborato per ciascun centro urbano emergono in sintesi i seguenti elementi:

- Il carico termico di base richiesto dalle nuove reti di teleriscaldamento (8.750 MWt contro un picco di 21.825 MWt) è coperto per il 35% dagli impianti di incenerimento RSU (3.119 MWt) e per il restante 65% da impianti di cogenerazione a combustibili fossili (5.631 MWt).
- La quota coperta dai RSU è molto elevata nelle regioni del Sud (53%), stante il minor fabbisogno termico dell’utenza teleriscaldabile ubicata in tale area.
- La tipologia prevalente delle centrali di cogenerazione a combustibili fossili è costituita dai cicli combinati gas-vapore (3.424 MWt), che coprono circa il 40% della potenza di base richiesta dalle reti.
- la tecnologia di gran lunga prevalente è costituita da turbine a gas, sia in ciclo semplice che combinato.

Gli impianti di incenerimento RSU costituiscono, per importanza, la seconda fonte energetica utilizzabile per alimentare le reti di teleriscaldamento ipotizzate, in perfetta coerenza con la situazione nazionale degli impianti di teleriscaldamento già in esercizio.

## 2.7 Analisi economica preliminare

In questa fase dello studio si riporta unicamente una stima degli investimenti complessivi necessari per la realizzazione del programma di sviluppo ed una stima del Pay Back Period semplice e di quello attualizzato degli investimenti nei sistemi di teleriscaldamento<sup>12</sup>.

L'analisi è di tipo parametrico, cioè si adottano i parametri economici medi nazionali, ed è condotta in termini aggregati, cioè con riferimento all'intera volumetria teleriscaldabile di ciascuna regione e non per singolo impianto o centro urbano.

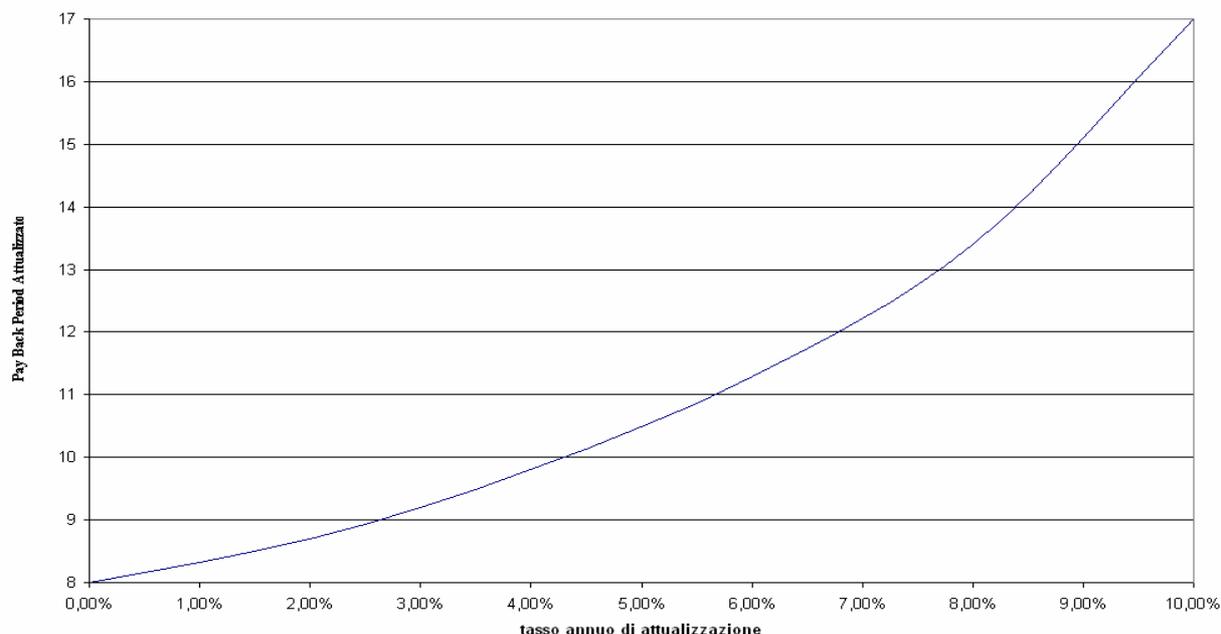
I risultati delle elaborazioni indicano che:

- a) l'investimento complessivo necessario per realizzare lo scenario di sviluppo ipotizzato è dell'ordine dei 13.500 M€ (distribuiti su circa 15 anni), di cui 60% per la realizzazione delle reti ed il restante 40% per la realizzazione delle centrali di produzione dell'energia. Per gli impianti di incenerimento RSU sono stati considerati solo i costi afferenti le opere necessarie al prelievo di vapore dal ciclo termico di potenza.
- b) Gli investimenti sono richiesti per il 57% dagli impianti previsti nelle regioni del Nord; per il 30% da quelli previsti nel Centro e per il restante 13% da quelli previsti nelle regioni del Sud. Gli impianti di produzione nelle regioni centro-meridionali sono caratterizzati da costi specifici inferiori a quelli previsti nelle regioni del Nord, stante la maggior presenza di impianti di incenerimento RSU.
- c) In relazione alla quota di popolazione teleriscaldabile (che determina la densità territoriale media dell'utenza teleriscaldabile), il costo specifico delle reti subisce incrementi significativi passando dalle regioni del Nord a quelle centro-meridionali: 4,4 M€/Mm<sup>3</sup> nelle regioni del Nord; 5,1 M€/Mm<sup>3</sup> nelle regioni del Centro (+16%); 5,7 M€/Mm<sup>3</sup> nelle regioni del Sud (+32%).
- d) Il risultato economico complessivo delle iniziative è fortemente influenzato dai costi specifici prima evidenziati (i ricavi specifici, per vendita di energia termica ed elettrica, sono supposti indipendenti dalla localizzazione geografica delle reti): il Pay Back Period semplice medio (ante imposte) risulta di 8 anni per le iniziative nelle regioni del Nord e di 12÷13 anni nelle regioni del Centro-Sud. Tenendo conto che il Pay Back Period Attualizzato (PBPA) con un tasso annuo del 9% assume valori circa doppi del Pay Back semplice e che la vita utile degli impianti è di circa 25 anni, ne risulta che nelle regioni centro-meridionali molto difficilmente gli investimenti in reti di teleriscaldamento potranno essere caratterizzati da redditività positiva (salvo, ovviamente, casi specifici che sfuggono alla presente analisi di tipo parametrico). Nel seguente Grafico 8 viene rappresentato l'andamento del PBPA in funzione del tasso annuo di attualizzazione. Si osservi che nel range del tasso annuo di attualizzazione 5%÷10%, il PBPA si incrementa dal 25%÷100% rispetto al PBPS, come illustrato nel seguente Grafico 8.

---

<sup>12</sup> Per un'analisi economica approfondita si veda il Cap. 5.

**Grafico 8 - Pay Back Period Attualizzato ( in anni) in funzione del tasso annuo di attualizzazione.**



### **3. STUDIO DI FATTIBILITÀ DEL PROGETTO DI TLR RELATIVO ALLA CITTÀ DI PIACENZA**

In questo capitolo si illustrano i principali risultati ottenuti nello studio di fattibilità del progetto di TLR relativo alla città di Piacenza, prendendo come riferimento uno scenario tecnologico basato sul sistema cogenerativo costituito da due turbogas (TG), nonché da tre caldaie integrative (CI) dedicati al teleriscaldamento (TLR) di tutta la frazione dell'utenza termica di Piacenza effettivamente teleriscaldabile. Questa consta di 4.978.760 m<sup>3</sup>, pari al 30% dell'intera utenza termica attuale calcolata per la città di Piacenza (16.407.348 m<sup>3</sup>), per la quale si stima un fabbisogno annuo di riscaldamento ed acqua calda sanitaria (ACS) di 158.154 MWht ed un picco di potenza richiesta all'uscita della centrale di 99,78 MWt. Le tre CI identiche da 36 MWt netti l'una vengono installate con funzione di integrazione e di riserva, in grado di consentire la copertura del picco annuo di richiesta della rete e di garantire altresì un elevato grado di affidabilità del sistema di generazione che alimenta tale rete. Inoltre, esse assolvono la funzione di produrre l'acqua calda sanitaria nei mesi estivi.

Le utenze interessate riguardano l'intera città di Piacenza, ma lo studio conserva una sua validità più generale, che può essere estesa a numerose altre città italiane come illustrato nel paragrafo 2.1 della prima parte.

Il presente capitolo, analizza i bilanci economici (con i connessi *cash flow*), energetici ed ambientali, propedeutici alla loro elaborazione mediante il modello economico-finanziario per la valutazione della profittabilità del progetto di cogenerazione - teleriscaldamento relativo alla città di Piacenza.

#### **3.1 Descrizione dello scenario studiato**

Nella seguente Tabella 2 vengono riassunti i risultati più significativi ottenuti dalla simulazione tecnico-economica delle unità di generazione che contemplano le ore annue di funzionamento di tali unità, l'energia termica e quella elettrica prodotta da ciascuna unità, nonché i rendimenti medi annui parziali e totali ottenuti.

**Tabella 2 – Risultati tecnici più significativi della simulazione del modello sul funzionamento delle unità di generazione termica.**

Unità di generazione	h/anno	Q <sub>medio annuo</sub> / %Q <sub>max</sub>	W <sub>medio annuo*</sub> / %W <sub>max</sub>	Energia Termica annua		Energia Elettrica annua		Rendimenti medi annui (%)		
				(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	η <sub>elettrico</sub>	η <sub>termico</sub>	η <sub>totale</sub>
TG 1	4020	98,2%	97,0%	63.005	35,9%	41.374	61,6%	32,0%	48,0%	80,0%
TG 2	2738	94,0%	88,0%	41.085	23,4%	25.790	38,4%	31,0%	49,0%	80,0%
Caldaia 1	7898	23,8%	-	67.605	38,5%	-	-	-	-	-
Caldaia 2	300	35,6%	-	3.829	2,2%	-	-	-	-	-
Caldaia 3	3	27,6%	-	28	0,0%	-	-	-	-	-
TOTALE				175.552	100,0%	67.164	100,0%	-	-	-

W<sub>medio annuo</sub> = valore medio annuo della potenza elettrica cogenerata da un tg, espresso come percentuale del valore massimo.

Q<sub>med annua</sub>=valore medio annuo della potenza termica generata, espresso come percentuale del valore massimo; ET<sub>annua</sub> =energia termica generata in un anno; EE annua= energia elettrica cogenerata in un anno.

Dalla suesposta Tabella si ricava che tutte le caldaie integrative entrano in funzione durante l'anno, anche se solo la Caldaia 1 è utilizzata per un rilevante numero di ore (7898), atteso che deve coprire anche il fabbisogno termico nei mesi in cui non si riscaldano gli edifici e conseguentemente i due Turbogas vengono spenti, come illustrato nel Grafico 9. L'energia elettrica cogenerata complessivamente dai due TG ammonta a 67.164 MWh/anno. E' importante osservare che il rendimento totale del sistema di cogenerazione è pari all'80%, realizzando così un sensibile risparmio energetico rispetto alla produzione disgiunta di elettricità e di energia termica, stimabile in circa il 30%.<sup>13</sup>

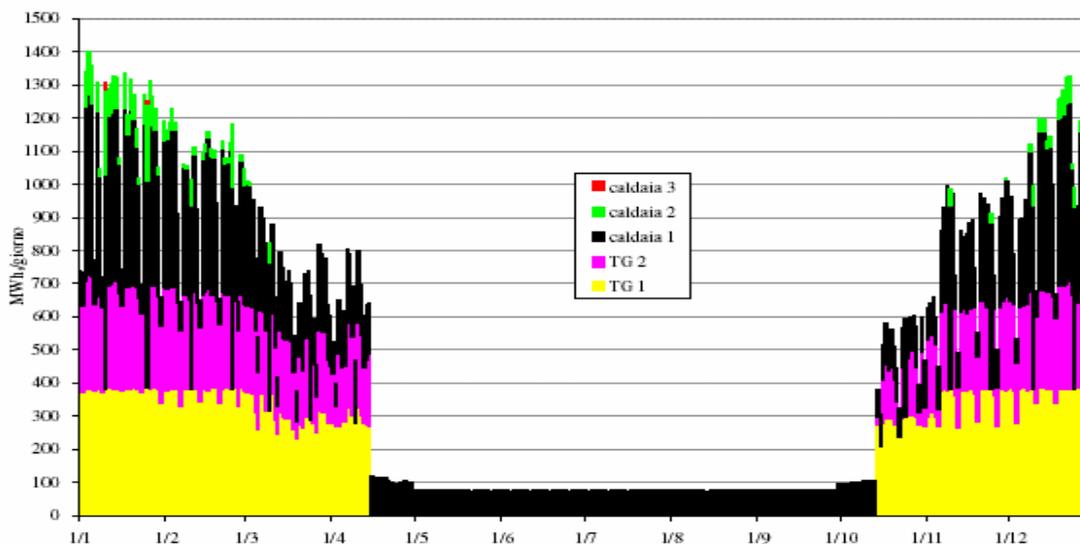
Si osservi tuttavia, che sotto il profilo strettamente economico-aziendale, il mancato funzionamento dei due TG nei mesi di aprile÷settembre, dove potrebbero comunque produrre energia elettrica, non consente di sfruttare pienamente le economie di scala connesse a tali unità di generazione, con una conseguente riduzione del margine di contribuzione e quindi della profittabilità dell'investimento. Pertanto, se la produzione congiunta di elettricità e calore consente, grazie alle innovazioni tecnologiche, di realizzare importanti economie di scopo, la limitazione a sei mesi per ogni anno del funzionamento dei due TG non consente di sfruttare pienamente le economie di scala connesse a tali impianti<sup>14</sup>. Inoltre, qualora il progetto pilota di Piacenza fosse esteso alle altre città dell'Italia del Centro-Nord aventi caratteristiche demografiche e climatiche similari, come già illustrato nella prima parte, aumenterebbe notevolmente il numero dei progetti realizzabili con le connesse economie di esperienza ottenibili e dunque si realizzerebbero ulteriori riduzioni dei costi di progettazione, costruzione, start-up e di strutturazione della *due diligence*.

Nel Grafico 9 viene rappresentata la ripartizione tra gli impianti termici dell'energia termica giornaliera richiesta dalla rete.

<sup>13</sup> Nei sistemi attuali, invece, le due forme di energia sono prodotte distintamente con una sensibile penalizzazione nei rendimenti energetici. L'impianto di cogenerazione, invece, recuperando l'energia termica che altrimenti andrebbe perduta in un tradizionale impianto di generazione termoelettrica, consente di raggiungere livelli di efficienza molto elevati, come rappresentato in Tabella 2.

<sup>14</sup> Si osservi che, qualora il costo unitario di produzione dell'elettricità fosse maggiore del prezzo di mercato della stessa non sarebbe economicamente conveniente far funzionare i turbogas per produrre solamente energia elettrica.

**Grafico 9 - Ripartizione tra gli impianti termici dell'energia termica giornaliera richiesta dalla rete.**



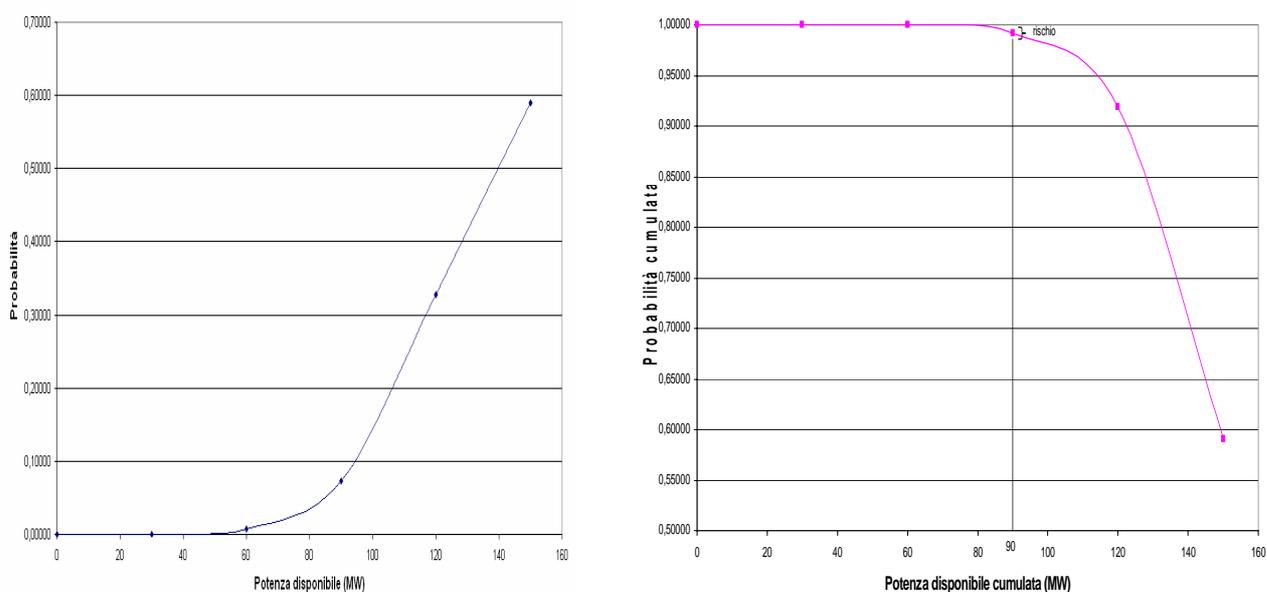
### **3.2 Dimensionamento del sistema di cogenerazione e connessione dei clienti alla rete in funzione del tempo**

Le centrali termiche che alimentano la rete sono dislocate in siti diversi della città di Piacenza. Il collegamento delle CI alla rete di distribuzione è lungo circa 1500 m. Quelli dei due TG sono lunghi rispettivamente 1700 m. e 1500 m. Il piano di realizzazione della rete si può ipotizzare sulla base delle seguenti considerazioni:

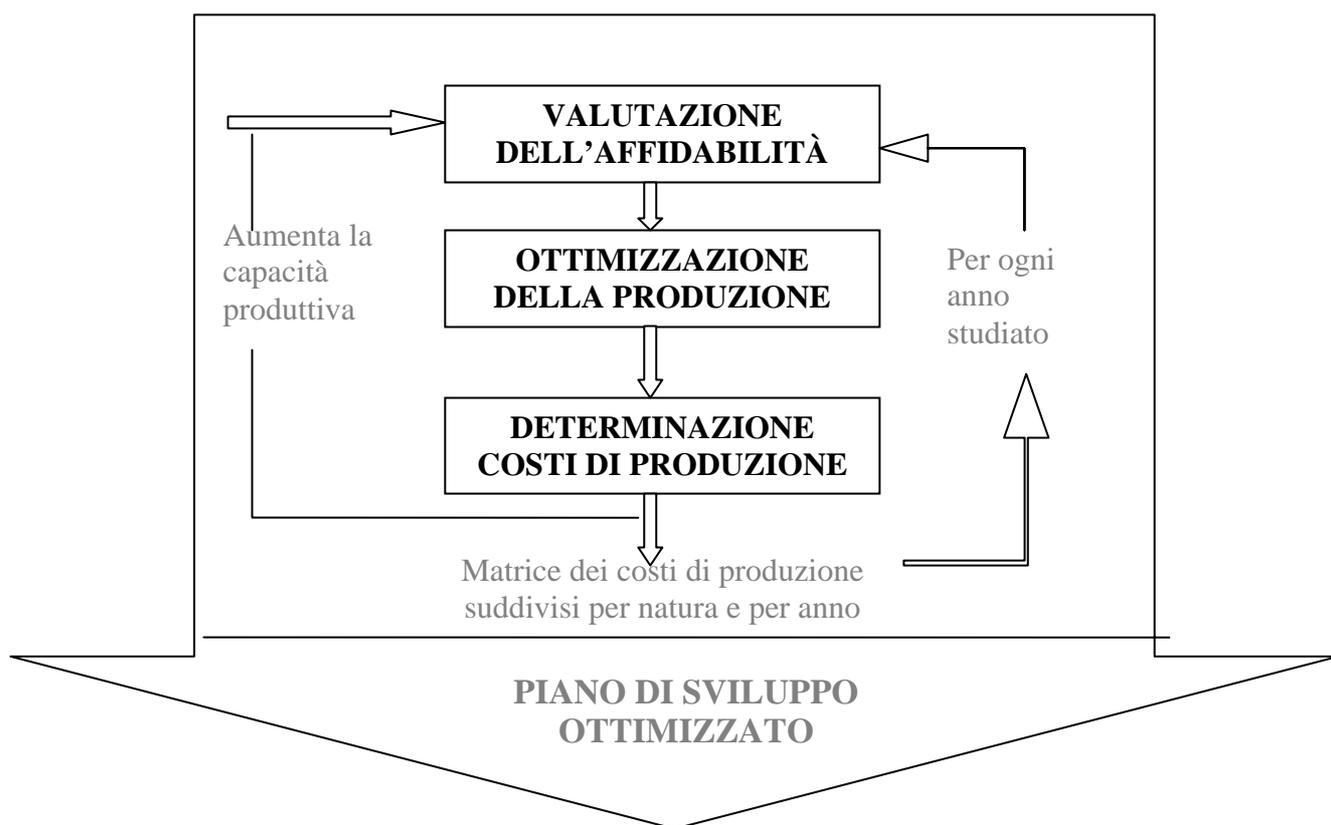
- vista l'ubicazione prescelta per i due TG e per le CI, si può ipotizzare un tasso annuo di allacciamento dell'utenza costante pari al 10% del valore massimo previsto.
- l'anno del transitorio nel quale entra in servizio un TG deriva dal compromesso tra l'esigenza di garantire un suo funzionamento non troppo parzializzato e quella di limitare l'impiego delle CI, ovvero di massimizzare i benefici economici energetici ed ambientali della cogenerazione. In questo scenario si ritiene che il primo TG possa entrare in servizio nel quarto anno e il secondo nel settimo. Nei primi due anni dall'inizio dell'allacciamento dell'utenza (anni 2 e 3), essa risulta perciò alimentata dalle sole CI. Entro il primo anno viene realizzato il feeder che collega le CI alla rete di distribuzione e la porzione di quest'ultima che consente di alimentare, nell'anno successivo, il 10% dell'utenza termica complessiva.

Nel primo anno vengono inoltre installate due CI; la seconda serve di riserva e garantisce una buona affidabilità del sistema di generazione. Nel seguente Grafico 10 viene sinteticamente illustrato il modello probabilistico per l'ottimizzazione del margine di riserva del sistema di generazione, mentre nel Grafico 11 viene rappresentato il modello tecnico-economico di ottimizzazione del sistema.

**Grafico 10 – Determinazione del loss of load probability del sistema di cogenerazione a regime.**



**Grafico 11 – Modello tecnico-economico di ottimizzazione.**

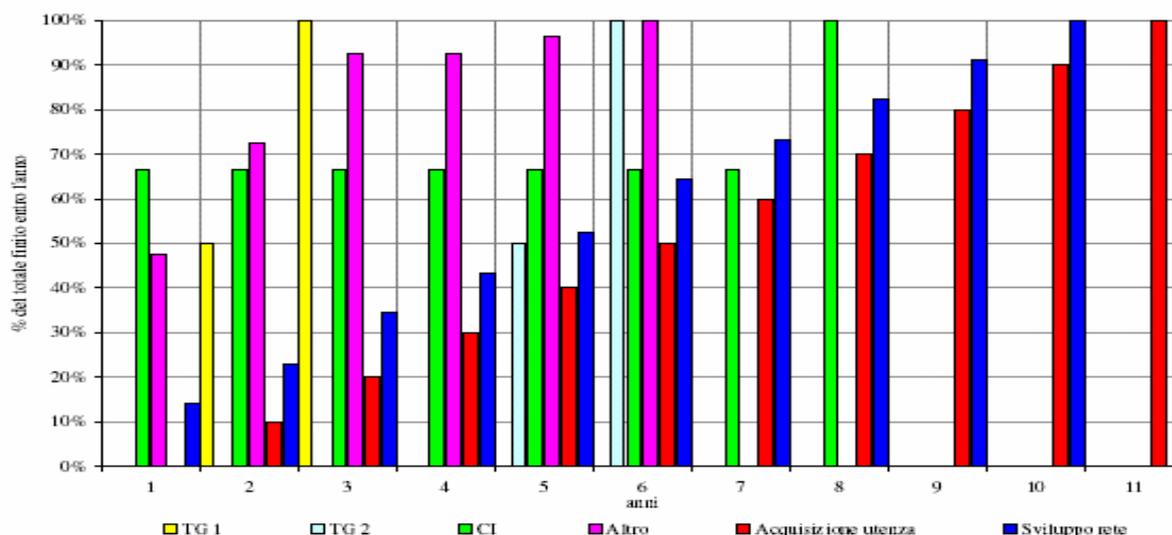


Lo sviluppo della rete parte dunque dal punto di arrivo del feeder delle CI e prosegue verso il punto di arrivo del feeder del TG che alimenta la rete dal quarto anno. Le CI, infatti, devono essere collegate a tutta la rete di distribuzione, onde alimentare tutta l'utenza allacciata nel periodo di inattività dei TG (da aprile ad ottobre) e nell'eventualità di una loro accidentale indisponibilità. Entro la fine dell'ottavo anno deve essere installata la terza CI,

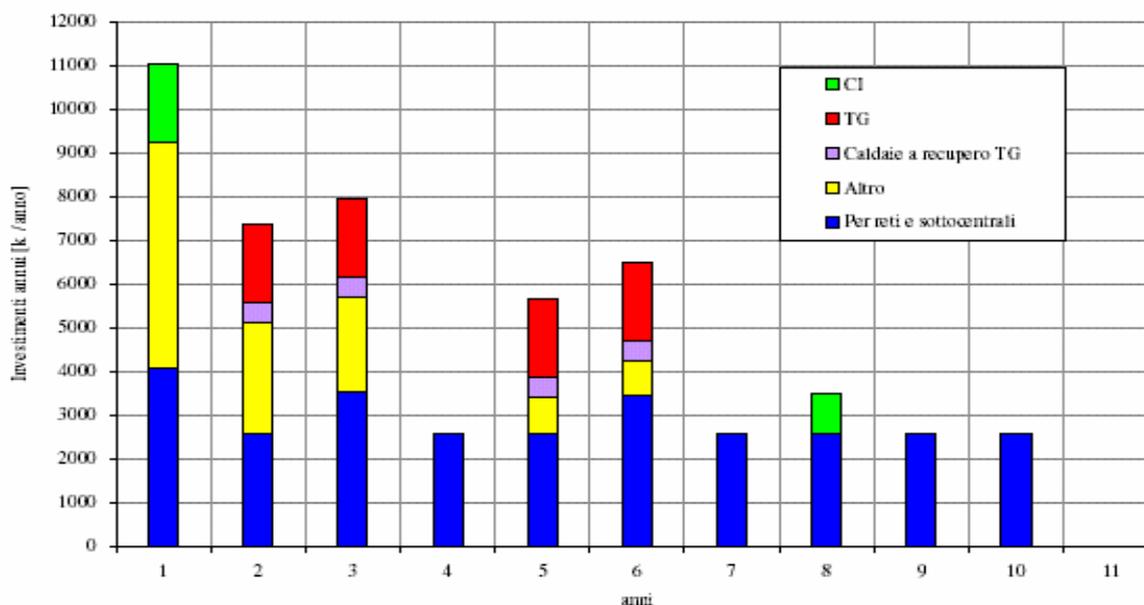
per poter garantire la copertura del massimo fabbisogno annuo della rete di TLR con le sole CI.

Nel Grafico 12 viene rappresentato il programma di realizzazione del progetto di TLR, mentre nel Grafico 13 viene mostrato il piano degli investimenti che deriva dal programma attuativo di realizzazione degli stessi. Si osservi che il 56% dell'investimento complessivo è destinato alla realizzazione della rete e delle sottocentrali termiche. La voce "Altro" mette insieme le seguenti voci di costo: sistemi ausiliari, edificio di centrale, area di centrale, ingegneria e spese generali.

**Grafico 12 - Programma di realizzazione del progetto di TLR.**

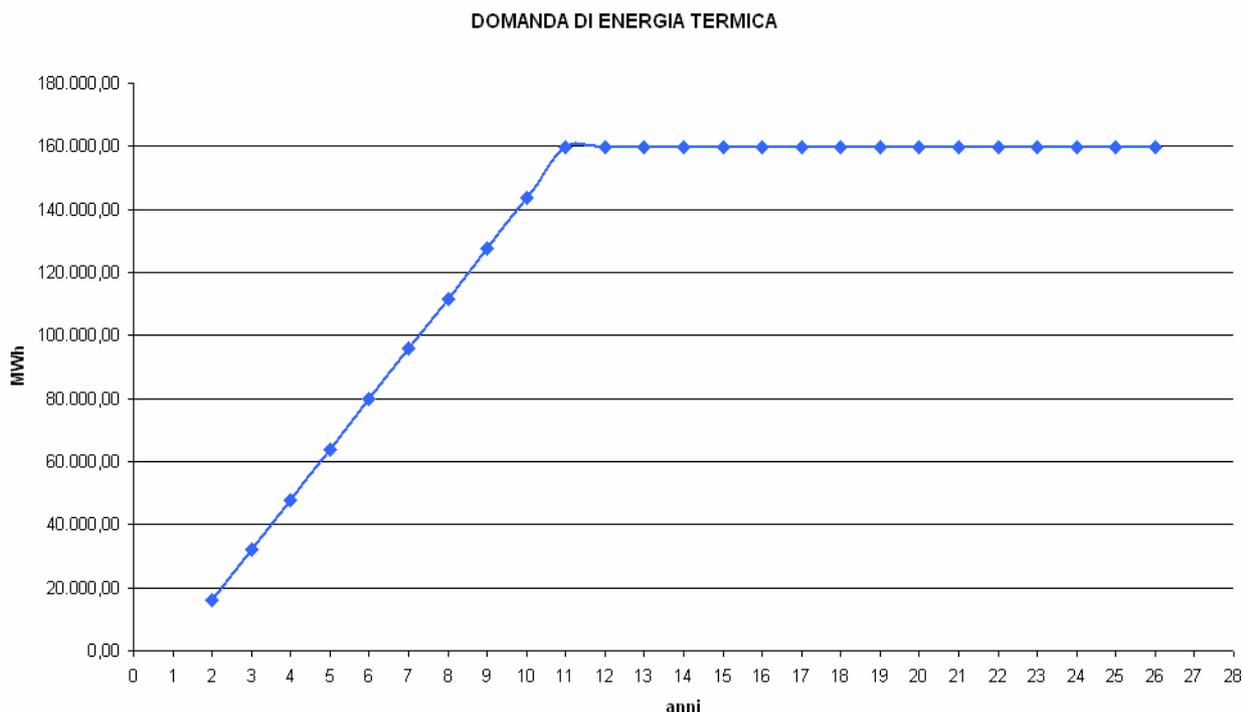


**Grafico 13 - Piano degli investimenti conseguente al programma di realizzazione del progetto di TLR in esame.**



Nel seguente Grafico 14 viene rappresentata la dinamica dell'evoluzione della domanda di energia termica in funzione del tempo. Come si può facilmente rilevare, la domanda totale a regime viene raggiunta dopo 10 anni dall'inizio dell'esercizio commerciale, con una legge di incremento delle connessioni di tipo lineare e dunque pari, per ciascun anno del periodo transitorio, al 10% della domanda a regime.

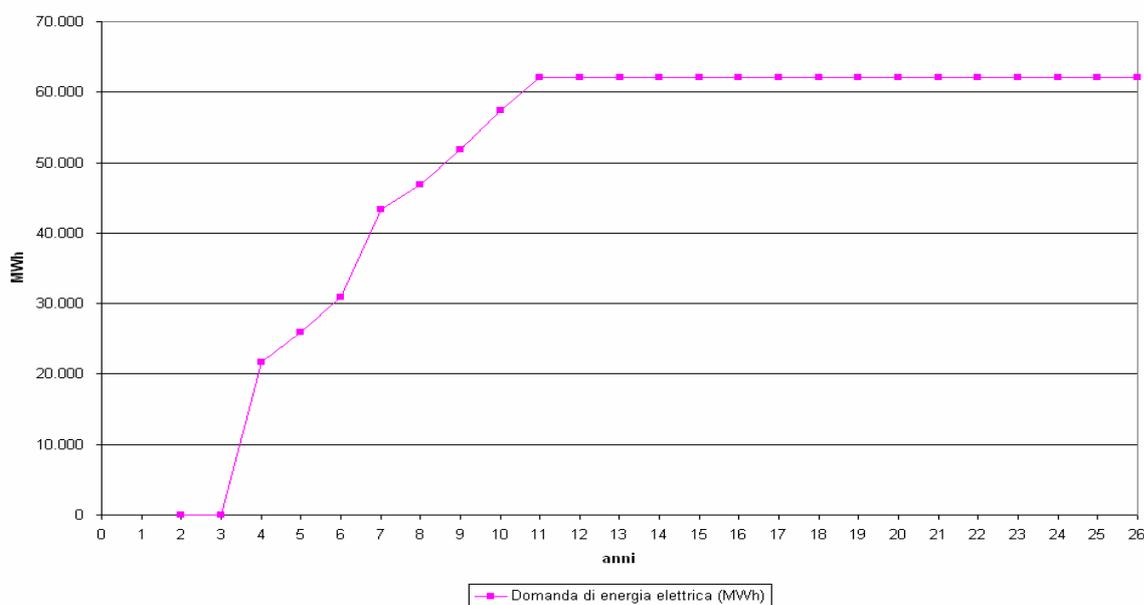
Grafico 14 – Dinamica della domanda di energia termica in funzione del tempo.



### 3.3 Interconnessione, in funzione del tempo, dei TG alla rete elettrica

Nel seguente Grafico 15 viene rappresentata la dinamica dell'evoluzione della domanda di energia elettrica in funzione del tempo. Come si può facilmente rilevare, la domanda totale a regime viene raggiunta all'anno 11 dello studio, con una legge di incremento dell'interconnessione vincolata all'entrata in servizio dei due turbogas, che ha luogo rispettivamente all'anno 4 e all'anno 7.

Grafico 15 - Dinamica della domanda di energia elettrica in funzione del tempo.



## **4. LA DETERMINAZIONE DEI CASH FLOW RILEVANTI PER IL PROGETTO DI TLR**

In questo capitolo vengono descritti i flussi di cassa rilevanti per il progetto<sup>15</sup> che si manifestano in funzione del tempo e che occorre attualizzare al fine di pervenire alla determinazione di una cifra di merito che quantifichi la convenienza economica del progetto di TLR.

Per comodità espositiva tali flussi di cassa, che si manifestano in funzione del tempo, saranno riferiti a:

- investimenti in capitale fisso;
- investimenti in capitale circolante;
- costi di produzione;
- costi fiscali;
- contributi amministrativi;
- ricavi operativi;
- ricavi da certificati bianchi;
- ricavi da certificati verdi;
- Interessi passivi fiscalmente deducibili.

In particolare saranno esaminati i cash flow relativi ai costi fiscali, ai contributi amministrativi ed ai ricavi da certificati verdi e bianchi.

### **4.1 Investimenti in capitale fisso**

Sono composti dai flussi di cassa inerenti ai seguenti beni strumentali:

- a) Edifici in cui risultano installati gli impianti, comprensivi dei terreni pertinenziali, nonché dei costi di progettazione, di engineering, notarili e delle imposte di registro, ipotecarie e catastali direttamente inerenti;
- b) Impianti e macchinari termoelettrici comprensivi dei costi di progettazione e di engineering;
- c) Reti di distribuzione del calore.

### **4.2 Investimenti in capitale circolante**

Le alternative di sviluppo di un sistema di TLR richiedono, oltre agli investimenti in immobilizzazioni tecniche (fabbricati, impianti termoelettrici, reti di distribuzione del calore) ed immateriali (brevetti, ricerca e sviluppo, formazione, ecc.), anche investimenti in capitale circolante (scorte di materiali di ricambio per manutenzioni e riparazioni, scorte di combustibili, crediti alla clientela e crediti IVA sugli impianti in costruzione, riserva di liquidità).

L'ammontare e la composizione di queste voci è funzione della natura dell'investimento in immobilizzazioni.

Un incremento nel capitale circolante produce l'effetto di aumentare il cash outflow annuale connesso all'investimento.

Nel nostro caso il capitale circolante risulta costituito dalle seguenti componenti:

- a) crediti sistematici IVA, che si manifestano nei primi anni di esercizio del sistema produttivo a causa della presenza degli investimenti in impianti già assoggettati ad imposta che generano forti crediti IVA. Si è supposto che in sede di dichiarazione

---

<sup>15</sup> Si rammenta che il principio della rilevanza prescrive che vengano elaborati solo i flussi di cassa incrementali dovuti al progetto studiato. Cfr. F. Insinga, Guida pratica alle decisioni aziendali, Ed. Il Sole 24 Ore Libri, Milano, 1993, pp. 110÷112.

- annuale IVA venga richiesto da parte dell'Utility il rimborso dell'IVA netta a credito, previa prestazione di idonea garanzia fideiussoria a favore dell'Erario<sup>16</sup>;
- b) scorte di parti di ricambio e di materiali per la manutenzione;
  - c) scorte medie del combustibile necessario per il funzionamento della centrale;
  - d) saldo, se positivo, dei crediti vs. clienti rispetto ai debiti vs. i fornitori;
  - e) riserva di liquidità.

#### **4.3 I costi di produzione: i costi del combustibile**

I costi del combustibile sono stati calcolati ottimizzando il funzionamento delle unità di produzione ordinate nella presa di carico per costi marginali crescenti, calcolando le quantità fisiche di gas naturale bruciato e trasformando tali quantità in costo complessivo mediante l'applicazione di un costo unitario comprensivo delle accise.

#### **4.4 I costi di produzione: i costi di manutenzione**

I costi di manutenzione presentano due distinti profili: quello economico e quello fiscale.

Sotto il profilo economico la manutenzione dei beni strumentali può generare costi di manutenzione ordinaria e/o costi di manutenzione straordinaria.

I **costi di manutenzione ordinaria** sono quelli sostenuti per mantenere in normale efficienza le immobilizzazioni tecniche, onde garantirne l'originaria capacità produttiva durante la loro prevista vita utile. Tra tali costi rientrano quelli di *manutenzione cd. programmata o ciclica annuale*, che contemplano interventi preventivi di sostituzione di parti usurate, ma non ancora guaste, al fine di evitare blocchi nella produzione, nonché quelli legati a *guasti e riparazioni* delle immobilizzazioni tecniche. Tale categoria di costi di manutenzione (ordinaria) dà luogo a oneri che economicamente vanno imputati interamente all'esercizio in cui sono stati sostenuti.

I **costi di manutenzione straordinaria** riguardano gli oneri sostenuti per l'ampliamento, l'ammodernamento e il miglioramento degli elementi strutturali di un'immobilizzazione tecnica, che si traducono in un significativo e sostanziale incremento della sua vita utile o della sua capacità produttiva o della sua sicurezza. Questi costi andrebbero patrimonializzati e successivamente assoggettati al processo di ammortamento.

Queste definizioni, ancorché perspicue sotto un profilo logico-economico, sono difficilmente traducibili in semplici regole quantitative applicabili dal fisco per la determinazione della base imponibile delle imposte, che evitino l'insorgere di un contenzioso con i contribuenti difficilmente gestibile.

E' questo il motivo per il quale sotto il **profilo fiscale** (art. 102, comma 6, DPR 917/1996), non si distingue tra manutenzione ordinaria e straordinaria, ma più semplicemente si stabilisce che le spese di manutenzione (implicitamente considerate di manutenzione ordinaria), le quali non sono portate ad incremento del costo del bene (ossia patrimonializzate), se relative a beni di proprietà, sono deducibili entro il limite del 5% del costo dei beni materiali ammortizzabili, come risultanti dal registro dei beni ammortizzabili all'inizio dell'esercizio di riferimento. Per contro, l'eventuale differenza tra il totale di queste spese e il 5% del costo dei beni materiali ammortizzabili (implicitamente considerata manutenzione straordinaria) deve essere patrimonializzata ed è deducibile in quote costanti nell'anno in corso e nei quattro esercizi successivi.

Inoltre, non sono assoggettati a detta limitazione i compensi periodici corrisposti a terzi per le manutenzioni c.d. programmate o cicliche annuali, le quali sono dunque deducibili

---

<sup>16</sup> Il costo di tale operazione è stato supposto pari al 2% dell'importo richiesto a rimborso. Va da sé che questo schema è valido nell'ipotesi di project financing ove non è possibile consolidare tali crediti IVA con debiti IVA derivanti da altri business aziendali.

nell'esercizio di competenza senza alcun limite (es. canoni periodici contrattuali per assistenza ai macchinari). In questo caso il bene cui si riferisce tale tipologia di manutenzione non concorre alla formazione del plafond su cui si calcola il suddetto 5%.

Nel nostro caso si è fatta l'ipotesi semplificatrice che il costo medio annuo di manutenzione ordinaria fosse pari ad una percentuale del costo a nuovo delle immobilizzazioni tecniche ed essendo tale percentuale inferiore al 5%, ad evidenza si soddisfano anche i vincoli posti dalle norme fiscali e il relativo costo di manutenzione può essere imputato interamente all'anno nel quale viene calcolato.

#### **4.5 I costi di produzione: i costi di personale**

Si è fatta l'ipotesi che per la gestione degli impianti di cogenerazione-teleriscaldamento fossero necessarie 6 persone, con un costo medio annuo unitario di €50.000,00.

#### **4.6 I costi fiscali**

Le imposte dirette e indirette costituiscono delle importanti grandezze da valutare per poter determinare tutti i flussi di cassa che afferiscono ad un progetto di investimento, nonché per poter accertare quali imposte incidono meno sull'Utility rispetto a quelle applicate ai settori produttivi concorrenti e quindi configurano oggettivamente un incentivo per il teleriscaldamento.

I costi fiscali a carico delle Utilities derivano dalle applicazione delle seguenti *imposte dirette*: IRES (Imposta sul Reddito delle Società), IRAP (Imposta Regionale sulle Attività Produttive) e ICI (Imposta Comunale sugli Immobili), nonché delle seguenti *imposte indirette*: IVA (Imposta sul valore aggiunto), Imposta di fabbricazione (accise), Imposta di registro ipotecarie e catastali, Imposta di bollo, ecc.

##### **4.6.1 IRES (Imposta sul reddito delle società)**

L'imposta sul reddito delle società (IRES), introdotta dal 2004 in sostituzione della precedente IRPEG, si applica alle società di capitali, agli enti pubblici e privati commerciali ed alle società non residenti nel territorio dello Stato. L'imposta si applica sul reddito complessivo netto ed è attualmente pari al 33%<sup>17</sup>. Il reddito complessivo dei soggetti IRES si determina in base al bilancio di esercizio, redatto secondo le norme civilistiche, chiuso nel periodo di imposta. Si parte dal risultato dell'esercizio (utile o perdita) come indicato nel Conto Economico e ad esso si apportano le modifiche richieste dalla legislazione fiscale, che possono essere in aumento, quando per esempio non vengono ammessi in deduzione dei costi, o in diminuzione nel caso di ulteriori valori che possono essere dedotti<sup>18</sup>.

Ai sensi dell'art. 8, comma 10, lett. d) della L. 448/1998, fruiscono di un credito d'imposta IRES le Società che effettuano investimenti sulle reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa o con energia geotermica<sup>19</sup>. Il credito d'imposta è pari al 20% dei

---

<sup>17</sup> E' quindi un'imposta proporzionale; infatti, l'aliquota è fissa e non cambia al variare della base imponibile, è dovuta per ogni periodo di imposta o di gestione ed è determinata mediante autoliquidazione nella dichiarazione fiscale dei redditi predisposta dal contribuente.

<sup>18</sup> La determinazione del reddito di impresa deve rispettare le seguenti norme generali:

- *criterio di competenza*: i ricavi, le spese e le altre componenti positive e negative concorrono a formare il reddito nell'esercizio di competenza;
- *imputazione a conto economico*: le spese e le altri componenti negative non sono ammesse in deduzione se e nella misura in cui risultano imputate al conto economico relativo all'esercizio di competenza.

<sup>19</sup> L'art. 8 della L. n. 448/1998 disciplina la *Tassazione sulle emissioni di anidride carbonica e misure compensative*. La lettera d) dell'art. 8, co. 10, L. n. 448/1998, così recita:

“Le maggiori entrate derivanti per effetto delle disposizioni di cui ai commi precedenti sono destinate:

costi sostenuti per le reti di teleriscaldamento ed effettivamente rimasti a carico dell'investitore. Sarebbe opportuno estendere i benefici della L. 448/1998 anche al teleriscaldamento con centrali alimentate con RSU e a gas metano.

A tale credito occorre aggiungere quello derivante dalla lettera f) della stessa norma che dispone la concessione di un'agevolazione fiscale con credito d'imposta pari a lire 20 per ogni chilovattora (kWh) di calore fornito, da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale<sup>20</sup>.

Gli incentivi fiscali di cui alle lettere d) ed f) dell'art. 8, comma 10, della L. 448/1998 sono fra loro cumulabili.

Nel calcolo del reddito fiscale, che costituisce la base imponibile dell'IRES, è particolarmente importante il calcolo degli ammortamenti fiscalmente deducibili, data la natura capital intensive del settore produttivo TLR. Per questo motivo nel seguito viene sinteticamente illustrato il calcolo degli ammortamenti fiscalmente deducibili ex art. 102 DPR 917/86, il quale prevede due tipi di ammortamento:

- a) **l'ammortamento ordinario** (art. 102, commi 1 e 2, DPR 917/1986) dispone che le quote di ammortamento siano deducibili a partire dall'esercizio di entrata in funzione del bene, nella misura massima specificata dai coefficienti ministeriali (D.M. 31.12.1988), ridotta al 50% per il primo esercizio di utilizzo del bene strumentale. La quota di ammortamento va calcolata sul costo iniziale del bene, comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione (costi di progettazione, di engineering, notarili e delle imposte di registro, ecc.);
- b) **l'ammortamento fiscale anticipato** (art. 102, comma 3, DPR 917/1986) consente di elevare l'aliquota di ammortamento ordinario fino a due volte nell'esercizio in cui i beni sono entrati in funzione e nei due successivi.

Nel nostro caso, occorre preliminarmente identificare la natura dei beni da ammortizzare (opere civili, centrali termoelettriche, reti di trasmissione del calore, stazioni di trasformazione, ...) al fine di stabilire l'aliquota fiscale di ammortamento ordinario ad essi applicabile ex D.M. 31.12.1988. Questa aliquota viene raddoppiata nei primi tre anni di vita del cespite, fermo restando che per il primo esercizio di utilizzo del bene strumentale essa è ridotta al 50% di quella ordinaria.

#### **4.6.2 IRAP (Imposta regionale sulle attività produttive) (D. Lgs. n. 446/1997)**

L'imposta si applica sulle attività produttive esercitate nel territorio delle regioni, ha carattere reale e non è deducibile ai fini delle imposte sui redditi.

Presupposto soggettivo dell'imposta è l'esercizio abituale di un'attività, autonomamente organizzata, diretta alla produzione o allo scambio di beni o alla prestazione di servizi. L'imposta, con aliquota pari al 4,25%, si applica sul valore della produzione netta che

---

*d) a concorrere, a partire dall'anno 2000, al finanziamento delle spese di investimento sostenute nell'anno precedente per la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza energetica degli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica nella misura del 20 per cento delle spese sostenute ed effettivamente rimaste a carico, e comunque in misura non superiore al 25 per cento dell'accisa dovuta a norma del presente articolo dal gestore dell'impianto medesimo nell'anno in cui le spese sono effettuate. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro delle finanze, determina la tipologia delle spese ammissibili e le modalità di accesso all'agevolazione;"*

<sup>20</sup>La lettera f) dell'art. 8, co. 10, L. n. 448/1998, così recita:

*"Le maggiori entrate derivanti per effetto delle disposizioni di cui ai commi precedenti sono destinate:*

*f) a misure compensative di settore con incentivi per la riduzione delle emissioni inquinanti, per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nonché per la gestione di reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa quale fonte energetica nei comuni ricadenti nelle predette zone climatiche E ed F, con la concessione di un'agevolazione fiscale con credito d'imposta pari a lire 20 per ogni chilovattora (kWh) di calore fornito, da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale."*

deriva dall'attività esercitata nel territorio di una regione ed è trasferita alla regione nel cui territorio è realizzato il valore della produzione netta.

In generale, la base imponibile è costituita dalla differenza tra la somma delle componenti positive e negative ordinarie di reddito, con esclusione delle componenti di natura straordinaria, finanziaria, di perdite o accantonamenti di perdite su crediti e delle spese per il personale dipendente (c.d. valore della produzione netta).

Più in particolare: l'imposta si applica sul valore della produzione netta derivante dall'attività esercitata nel territorio della regione, determinato dalla differenza tra:

- la somma delle voci classificabili nel valore della produzione di cui al primo comma, lett. A, dell'articolo 2425 del codice civile<sup>21</sup>:
  - 1) ricavi delle vendite e delle prestazioni;
  - 2) variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti;
  - 3) variazione dei lavori in corso su ordinazione;
  - 4) incrementi di immobilizzazioni per lavori interni;
  - 5) altri ricavi e proventi, con separata indicazione dei contributi in conto esercizio.
- la somma di quelle classificabili nei costi della produzione di cui alla lettera B) del medesimo comma, ad esclusione delle perdite su crediti e delle spese per il personale dipendente (comprese quelle per incarichi a progetto e attività occasionali), ovvero i costi per:
  1. materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci;
  2. servizi;
  3. godimento di beni di terzi;
  4. ammortamenti e svalutazioni;
  5. variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci;
  6. accantonamenti per rischi;
  7. altri accantonamenti;
  8. oneri diversi di gestione.

Tra i soggetti passivi dell'imposta rientrano le società di capitali, gli enti commerciali, le società di persone, incluse le società semplici, gli imprenditori individuali e i professionisti.

L'IRAP è dovuta per periodi d'imposta a ciascuno dei quali corrisponde un'obbligazione tributaria autonoma, seguendo le regole stabilite per le imposte sui redditi.

In prospettiva, è prevista la graduale riduzione, fino all'eliminazione, dell'Irap per le imprese innovative ed ecosostenibili, nonché l'introduzione del credito di imposta per le PMI che aderiscono al sistema comunitario di ecogestione.

In merito agli incentivi possibili, lato produzione, si potrebbero consolidare le agevolazioni attualmente previste e cioè:

- ✓ agevolazioni regionali, che non possono essere esenzioni dall'imposta<sup>22</sup>, ma soltanto sconti derivanti da riduzione di aliquota o aumento di deduzione della base imponibile;
- ✓ agevolazioni statali: il D.L. n. 35/2005 (cd. sulla competitività), convertito, con modificazioni, dalla Legge 14/05/2005 n. 80, ha stabilito un incremento della deducibilità dalla base imponibile IRAP, determinata nella misura base massima di € 20.000,00 per ciascuna unità incrementale occupata. Tale agevolazione ha termine il 31/12/2008.

#### **4.6.3 ICI (Imposta Comunale sugli Immobili) (D.Lgs. n. 504/1992)**

Oggetto dell'ICI sono tutti gli immobili siti nel territorio dello Stato, compresi quelli strumentali o prodotti nell'esercizio dell'attività di impresa e destinati alla vendita. Per

<sup>21</sup> Detta disposizione opera anche per i soggetti non tenuti all'applicazione dell'art. 2425 c.c.

<sup>22</sup> In quanto trattasi di imposta dello Stato (Cass. 296-297-311/2003).

immobili si intendono i fabbricati, le aree fabbricabili, i terreni agricoli e le centrali elettriche comprensive di turbine e alternatori.

I soggetti passivi dell'imposta sono i possessori di immobili a titolo di proprietà o a titolo di usufrutto, uso o abitazione, superficie, enfiteusi, anche se residenti all'estero. Per gli immobili concessi in leasing, soggetto passivo è il locatario, mentre in caso di concessione di aree demaniali, soggetto passivo è il concessionario (art. 3 del D.Lgs.n. 504/1992).<sup>23</sup>

La base imponibile dell'ICI è costituita dal valore degli immobili, determinato in base alle sue caratteristiche catastali (categoria e rendita). L'aliquota è deliberata da ciascun comune entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento e può variare dal 4 per mille al 7 per mille.

#### **Applicazione dell'I.C.I. alle centrali elettriche**

Nel caso del teleriscaldamento assume particolare importanza l'attuale disciplina che estende l'applicazione dell'ICI, oltre che al fabbricato, anche agli impianti (turbine ed alternatori) componenti le immobilizzazioni tecniche delle centrali elettriche<sup>24</sup>. Quindi, vengono prese in considerazione due distinte basi imponibili, la prima sull'immobile e la seconda sulla turbina. Infatti, premesso che la centrale elettrica, quale immobile, è da considerarsi un fabbricato da classificarsi nel gruppo catastale "D/1 – Opifici", per tali beni (una volta iscritti in catasto con la connessa attribuzione della rendita) la base imponibile ai sensi dell'art. 5, 3° comma, del D. L.vo 30/12/1998 n. 504 è la seguente:

Rendita x 50 x 1,05.

Si precisa che:

- la rendita è attribuita per stima diretta del valore da parte dell'Ufficio del Territorio;
- il moltiplicatore "50" è previsto dal D.M. 14 dicembre 1991;
- "1,05" è il coefficiente di rivalutazione, fino all'entrata in vigore delle nuove tariffe d'estimo (art. 3, comma 48, L. 662/1996).

Inoltre, è importante osservare che, circa la base imponibile relativa alla turbina, la legge prevede attualmente (si veda l'art. 1 – quinquies del D.L. n. 44/2005, convertita con modificazione in Legge 31/05/2005 n. 88) che per le centrali elettriche "concorrono alla determinazione della rendita catastale, ai sensi dell'art. 10 del citato regio decreto legge, gli elementi costitutivi degli opifici e degli immobili costruiti per le speciali esigenze dell'attività industriale". Pertanto, salvo diversa pronuncia della Sezione Unite della Corte di Cassazione (alla quale è stato rinviato il caso con ordinanza della Corte di Cassazione – Sezione Tributaria – del 28 ottobre – 22 dicembre n. 23798), occorre includere, nel valore censuario del fabbricato speciale in questione, i generatori elettrici a gas e a vapore, comprensivi di turbine e alternatori. A tal proposito si ricorda che con sentenza n. 13794, depositata il 27 giugno 2005, la Corte di Cassazione ha finanche confermato l'assoggettamento a tassazione, ai fini ICI, delle piattaforme petrolifere in mare.

#### **4.6.4 IVA (Imposta sul valore aggiunto) (D.P.R. n. 633/1972)**

<sup>23</sup> Per le concessioni di aree demaniali da parte di enti pubblici: dal 1° gennaio 2001 (si veda sentenza Cassazione n. 8637 del 26/04/2005) è stato stabilito dalla Legge 388/2000 la soggettività passiva ai fini ICI del concessionario, modificando così l'art. 3, 2° comma, del D. L.vo 504/1992. La questione potrebbe avere rilievo per le aree non strettamente pertinenti rispetto al terreno su cui viene costruita la centrale elettrica.

<sup>24</sup> Si osservi invece che le reti di distribuzione del calore non sono assoggettate ad ICI. Invero, il DDL sulla Finanziaria 2006, all'art. 42, prevede l'istituzione di un'addizionale erariale al canone ed alla tassa per l'occupazione di spazi e aree pubbliche con grandi reti di trasmissione dell'energia. Tale tassa, assimilabile alla TOSAP, tuttavia non dovrebbe essere applicabile alle reti di distribuzione del calore. (Cfr. *Infra*, par. 4.6.6).

E' un'imposta sui consumi che si applica su tutti gli scambi di beni e servizi. Tale imposta riguarda tre soggetti: un fornitore che sia necessariamente imprenditore o lavoratore autonomo, un cliente e l'Erario.

Il fornitore deve addebitare al cliente il tributo IVA e a sua volta deve versarlo all'Erario al netto del tributo da lui stesso corrisposto ai propri fornitori. L'IVA corrisposta ai fornitori di beni e servizi acquistati nell'esercizio delle imprese, arti o professioni, può infatti essere detratta dall'IVA sulle operazioni attive, col diritto al rimborso di eventuali eccedenze. L'IVA in sostanza giunge a colpire il consumatore finale, mostrandosi "neutrale" nei passaggi intermedi di beni e servizi tra soggetti IVA. La determinazione della differenza tra l'IVA sulle operazioni attive (IVA a debito) e l'IVA sugli acquisti (IVA a credito) non viene calcolata per singola operazione ma "per masse periodiche", mensili o trimestrali, sulla scorta di apposite annotazioni contabili da rilevarsi nei registri fiscali IVA.

La direttiva 2003/92/CE stabilisce che il luogo di tassazione è la residenza del cessionario.

Ai contratti di servizio energia per uso domestico (nei quali si colloca il teleriscaldamento), l'IVA si applica con l'aliquota ridotta del **10%**.

Affinché si possa parlare di contratto di servizio energia devono essere rispettati in particolare i seguenti vincoli:

- ❑ acquisto e gestione a cura dell'impresa dei combustibili che alimentano il processo per la produzione del fluido termovettore;
- ❑ idonea misurazione e contabilizzazione dell'energia utilizzata dall'utenza secondo le unità di misura del sistema internazionale;
- ❑ diagnosi energetica obbligatoria da effettuare sull'edificio.

Inoltre, la L. n. 488/1999 dispone che il costo dei lavori necessari all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento degli immobili adibiti prevalentemente ad uso residenziale sia assoggettato all'aliquota ridotta del **10%**.

#### **4.6.5 Imposta di fabbricazione (accise) ex D.Lgs. n. 504/1995**

Il D.Lgs. N. 504/1995 disciplina le accise, ovvero l'imposizione indiretta sulla produzione e sui consumi di determinati beni. Il presupposto impositivo delle accise coincide con la produzione o l'importazione di beni soggetti ad imposizione (oli minerali, alcool e bevande alcoliche, energia elettrica, carbone e simili). L'imposta diventa esigibile quando i suddetti beni sono immessi al consumo (effettivo o presunto).

Soggetto passivo obbligato al pagamento è il titolare del deposito fiscale dal quale avviene l'immissione al consumo.

Nel seguente prospetto vengono rappresentate le accise gravanti attualmente sul gas metano, suddivise nella quota erariale e in quella regionale, in funzione degli usi finali del consumo del metano.

<b>ACCISE SUL GAS METANO</b>			
<b>USI</b>	<b>IMPOSTA (€/mc)</b>		
	<b>erariale</b>	<b>regionale</b>	<b>totale</b>
<b>Domestici</b>	<b>0,0448491</b>	<b>0,005165</b>	<b>0,050014</b>
<b>Riscaldamento</b>			
- fino a 250 mc/a	0,0788526	0,005165	0,084018
- oltre 250 mc/a	0,1733074	0,005165	0,178472
<b>Altri usi civili</b>	<b>0,1733074</b>	<b>0,005165</b>	<b>0,178472</b>
<b>Industriali</b>	<b>0,012498</b>	<b>0,005165</b>	<b>0,017663</b>
<b>Produzione elettricità</b>	<b>0</b>	<b>0,005165</b>	<b>0,005165</b>

Attualmente l'accisa per il teleriscaldamento è pari ad €0,017663/m<sup>3</sup> e si potrebbe portare al livello dell'accisa applicata per la produzione di elettricità. Sull'energia elettrica grava un'imposta erariale di 0,0031 €/kWh e un'addizionale Provinciale compresa tra 0,0093÷0,0113 €/kWh.

La direttiva 2003/96/CE, già in vigore dall'1.01.2004, stabilisce, per i prodotti energetici diversi dagli oli minerali (tra cui particolare rilievo rivestono l'energia elettrica e il gas), livelli minimi di tassazione (Tabella C) al fine anche di ridurre le differenze esistenti tra gli Stati membri dell'Unione. Prevede inoltre che la generazione combinata di calore e di elettricità possa beneficiare di un trattamento fiscale privilegiato. Disciplina anche nuove ipotesi di esenzione e di riduzione dell'accisa (miglioramento dell'efficienza energetica e della protezione ambientale), le quali diventano esigibili all'atto del consumo finale.

#### **4.6.6 TOSAP (Tassa occupazione spazi ed aree pubbliche) (D. Lvo n. 507/1993)**

La **TOSAP** si colloca tra le tasse industriali ed ha quale suo presupposto l'occupazione del sottosuolo con condutture, cavi, impianti in genere ed altri manufatti destinati all'esercizio e alla manutenzione delle reti di erogazione di pubblici servizi.

L'entità della TOSAP è determinata dal Comune/Provincia forfetariamente in base alla lunghezza delle strade comunali o provinciali per la parte di essa effettivamente occupata, in base ai seguenti minimi e massimi:

- a) strade comunali: da € 129,11 ad € 258,23 per Km lineare o frazione e per anno;
- b) strade provinciali: da € 77,47 ad € 154,94 per Km lineare o frazione e per anno.

#### **4.7 I Contributi ai Comuni per l'ubicazione e la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica e per oneri di urbanizzazione**

##### **a) Contributo *una tantum* per gli impianti di produzione di energia elettrica.**

L'articolo 17, comma 5 della legge 896/1986, ha previsto l'obbligo di corrispondere da parte dell'Enel o da altri soggetti utilizzatori ai Comuni sede dell'impianto di produzione di energia elettrica, un contributo *una tantum* di Euro 6,2 per kW di potenza nominale dello stesso impianto. L'importo base del contributo è indicizzato ogni due anni sulla base di appositi parametri stabiliti dal collegio nazionale dei costruttori.

Il gettito dei predetti contributi è vincolato e in particolare deve essere destinato dai Comuni alla promozione di investimenti finalizzati al risparmio e al recupero di energia, alle migliori utilizzazioni geotermiche, alla tutela ambientale dei territori interessati dagli insediamenti degli impianti, nonché al riassetto e sviluppo socio-economico, anche nel quadro degli interventi previsti dal piano regionale di sviluppo.

##### **b) Contributo *una tantum* per le opere di urbanizzazione secondaria.**

L'articolo 15 della legge 393/1975, stabilisce che, per le opere di urbanizzazione secondaria che il Comune deve eseguire in relazione alla costruzione di centrali termiche di qualsiasi tipo, il soggetto produttore di elettricità è tenuto a corrispondere all'ente locale un contributo di euro 1,14 per chilowatt di potenza nominale dell'impianto stesso. La suddetta misura deve essere indicizzata annualmente sulla base dei parametri stabiliti dal Collegio nazionale dei costruttori.

Nel caso in cui la centrale ricada sul territorio di più comuni il contributo predetto è ripartito proporzionalmente con decreto del Presidente della regione nella quale è installato l'impianto stesso, sentiti, ove necessario, i Presidenti delle altre regioni interessate.

Il pagamento della somma deve essere effettuato gradualmente in relazione allo stato di avanzamento delle opere di urbanizzazione.

##### **c) Contributo *una tantum* per oneri di urbanizzazione.**

L'art. 19 del T.U. dell'edilizia (DPR 06/06/2001 n. 380) prevede che "il permesso di costruire relativo a costruzioni o impianti destinati ad attività industriali o artificiali dirette alla trasformazione di beni ed alla prestazione di servizi comporti la corresponsione di un contributo pari all'incidenza delle opere di urbanizzazione, di quelle necessarie al trattamento e allo smaltimento dei rifiuti solidi, liquidi e gassosi e di quelle necessarie alla sistemazione dei luoghi ove ne siano alterate le caratteristiche".

Seppur vincolata a parametri che ogni regione definisce (con i criteri di cui all'art. 16 di detto DPR, nonché in relazione ai tipi di attività produttiva), l'incidenza di tali opere è stabilita con deliberazione del Consiglio comunale.

E' importante osservare che la regione può:

1. ridurre anche in modo consistente detti oneri di urbanizzazione per la costruzione di impianti da eseguirsi nelle aree comprese nei piani per gli insediamenti produttivi;
2. detrarre totalmente o parzialmente, previa autorizzazione del Comune, da detti oneri dovuti, la spesa relativa alla realizzazione diretta di una o più opere di urbanizzazione primaria o secondaria (emblematica risulta in proposito la Legge Regionale della Lombardia dell'11.3.2005, n. 12, "Legge per il governo del territorio", artt. 44-45).

#### **d) Indennità statali a favore dei Comuni.**

Nel disegno di legge sul "governo del territorio", approvato dalla Camera dei deputati il 28.06.2005, all'art. 6 sono previste specifiche indennità a favore sia del Comune in cui è ubicato l'impianto, sia di quelli limitrofi e ciò al fine di compensare i costi sociali conseguenti all'installazione dell'impianto, da valutarsi da parte di appositi analisti del valore.

#### **e) Contributo a favore dei proponenti la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica.**

L'art. 3, comma 5, del D.L. 18.07.2003, n. 25, così come modificato dalla Legge di conversione del 17.04.2003, n. 83, recante disposizioni urgenti in materia di oneri del sistema elettrico, prevede la corresponsione di un apposito contributo pari a € 10.000 a favore dei proponenti la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica assoggettati a procedure VIA.

### **4.8 Incentivazioni amministrative**

#### **a) Erogazione di contributi *ad acta***

L'art. 2 del decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 27.07.2005 contenente il regolamento di attuazione della Legge 09.01.1991, n.10, dispone che i comuni sono tenuti a introdurre nei regolamenti edilizi locali norme che incentivino la progettazione e la costruzione di edifici economicamente efficienti.

Va da sé che, a questo proposito, potrebbe risultare di particolare interesse l'erogazione di contributi *ad hoc* a favore degli utenti che si allacciano alla rete di teleriscaldamento.

#### **b) Aree da cedere in proprietà o in diritto di superficie dal Comune ad imprese per attività produttive.**

Si ricorda la possibilità da parte dei Comuni di cedere, in proprietà o in diritto di superficie, aree da destinare ad attività, dunque anche alla costruzione di centrali per la produzione combinata di energia e calore.

Si richiama l'art. 14 della legge 26/04/1983 n. 131, il quale obbliga i Comuni a verificare la quantità e la qualità delle aree e fabbricati da destinarsi alla residenza, alle attività produttive e terziarie ai sensi delle leggi 18 aprile 1982 n. 167 e successive modificazioni e integrazioni, 22 ottobre 1971 n. 865 e 5 agosto 1978 n. 453, che potranno essere cedute in proprietà o in diritto di superficie.

I prezzi di tali aree vengono stabiliti con deliberazione del Consiglio comunale, annualmente, in sede di approvazione del bilancio di previsione e sono ordinariamente più che vantaggiosi rispetto a quelli di mercato, anche perché trattasi di terreni acquisiti con procedure espropriative.

#### 4.8.1 I certificati verdi (D. Lgs. N. 79/1999)

Il D. Lgs. N. 79/1999, all'art. 11 (Energia elettrica da fonti rinnovabili), introduce l'obbligo per i produttori e gli importatori, a partire dal 2002, di immettere ogni anno in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per una quota pari al 2% (che si incrementa ogni anno dello 0,35% a partire dal 2004) dell'energia elettrica da fonti non rinnovabili prodotta o importata nell'anno precedente.

I certificati verdi (CV) sono pertanto titoli rappresentativi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e sono negoziabili continuamente in un apposito mercato regolamentato, nel quale la **domanda** è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una "**quota**" di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% di quanto prodotto e/o importato da fonti non rinnovabili nell'anno precedente<sup>25</sup>. L'**offerta**, invece, è rappresentata dai Certificati Verdi emessi a favore degli Operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione **IAFR** (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) dal Gestore della rete (GRTN), così come dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti Cip 6/92. Nella seguente Tabella viene rappresentato un quadro sinottico della domanda e dell'offerta di certificati verdi nel periodo 2002÷2005, con associato il prezzo medio degli stessi praticato dal GRTN.

**Tabella 3 – Quadro sinottico della domanda e dell'offerta dei CV in Italia nel periodo 2002÷2005**

ANNO	DOMANDA (TWh)	OFFERTA (TWh)		PREZZO CV GRTN (€/MWh)
		Impianti IAFR	GRTN (cip 6/92)	
2002	3,23	0,89	2,34	84,18
2003	3,47	1,49	1,98	82,40
2004	3,89	2,89	1,00	97,39
2005 (*)	4,70	4,00	0,70	108,92

(\*) Dati fisici di domanda e offerta stimati.

Si osservi che attualmente oltre il 15% dell'offerta IAFR è prodotta attraverso biomasse o RSU.

<sup>25</sup> A partire dall'anno 2004 e fino al 2006, la quota d'obbligo è incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali (art.4 comma 1 del D.Lgs. 387/2003). Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal Ministero delle Attività Produttive.

#### 4.8.2 I certificati bianchi

I D.M. del Ministero delle Attività Produttive e dell'Ambiente del 20.07.2004 hanno introdotto i certificati bianchi, che sono titoli di efficienza energetica emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate e di società operanti nel settore dei servizi energetici) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati.

L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che certifica i risparmi conseguiti dopo aver verificato e controllato che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità alle disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa.

La compravendita di questi titoli avverrà tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità.

La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato. Il meccanismo garantisce che il costo complessivo di raggiungimento degli obiettivi fissati risulti più contenuto rispetto ad uno scenario alternativo in cui ciascuno dei distributori fosse obbligato a soddisfare gli obblighi di risparmio energetico sviluppando in proprio progetti per l'uso razionale dell'energia.

In tal modo viene creato un mercato del risparmio e dell'efficienza energetica attestati proprio dai certificati bianchi.

Nella seguente Tabella 4 viene rappresentato un quadro sinottico delle principali caratteristiche dei certificati verdi e bianchi.

Tabella 4- Quadro sinottico delle principali caratteristiche dei certificati verdi e bianchi.

	<b>CERTIFICATI VERDI</b>	<b>CERTIFICATI BIANCHI</b>
<b>Settore interessato</b>	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Efficienza e risparmio negli usi finali dell'energia
<b>Cosa sono</b>	Titolo commerciabile che attesta una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Titolo commerciabile che attesta un risparmio energetico
<b>Cosa si crea</b>	Viene creato un mercato dell'elettricità verde imponendo un obbligo di produzione minima	Viene creato un mercato dell'efficienza e del risparmio imponendo un obbligo di risparmio minimo

<b>Chi ha l'obbligo</b>	I produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili	I distributori di energia elettrica e gas
<b>Chi lo rilascia</b>	Gestore della rete (GRTN)	Gestore del Mercato (GME) sulla base delle indicazioni dell'Autorità
<b>Chi lo può ottenere</b>	Chiunque produca elettricità da rinnovabili con nuovi impianti	Società che effettuano interventi di efficienza e risparmio
<b>Dove si commercia</b>	Contratti bilaterali e in una borsa specifica presso il gestore del mercato elettrico (già operativa)	Contratti bilaterali e in una borsa specifica presso il gestore del mercato elettrico (operatività prevista 2004)
<b>Chi paga l'incentivo</b>	I soggetti che hanno l'obbligo, che possono recuperare sui prezzi dell'elettricità	I soggetti che hanno l'obbligo, che potranno recuperare attraverso: tariffe di distribuzione, partecipaz. dei clienti, contributi pubblici...
<b>Risultati</b>	Maggiore sicurezza del sistema energetico. Uso di fonti nazionali. Crescita occupazionale. Riduzione impatto ambientale	Maggiore sicurezza del sistema energetico. Uso di fonti nazionali. Crescita occupazionale. Riduzione impatto ambientale e spesa energetica

## 5. MODELLO ECONOMICO-FINANZIARIO PER LA VALUTAZIONE DELLA PROFITABILITA' DEL PROGETTO DI TLR DELLA CITTA' DI PIACENZA

In questo capitolo si illustrano, per ogni anno dell'orizzonte economico del progetto, i flussi di cassa positivi<sup>26</sup> e negativi<sup>27</sup>, quello netto, il corrispondente flusso attualizzato (DCF), quello attualizzato e cumulato (DCF cumulato), nonché i conseguenti indici di meritevolezza economico-finanziari VAN, PBPA, TIR e IP. Inoltre, viene calcolato l'indice *Annual Debt Service Cover Ratio (ADSCR)* al fine di testare la capacità del progetto di far fronte al servizio del debito durante l'intero suo orizzonte economico.

In particolare, per il calcolo degli indici di meritevolezza<sup>28</sup> del progetto verrà applicato il metodo del VAN modificato, che scinde lo stesso in due parti: quella industriale, connessa agli aspetti tecnico-economici dell'investimento e quella finanziaria, inerente alle modalità di finanziamento del progetto.

Inoltre verrà studiata la fattibilità finanziaria del progetto nell'ipotesi che esso venga realizzato con la tecnica del Project Financing. Al fine di verificare la sostenibilità finanziaria del servizio del debito con i flussi di cassa al netto degli oneri fiscali generati dal progetto, viene calcolato l'indice *Annual Debt Service Cover Ratio (ADSCR)*, pari al rapporto tra il flusso netto di cassa del progetto in un dato anno e il servizio del debito

<sup>26</sup> Si osservi che sono considerati flussi positivi di cassa sia le entrate finanziarie connesse ai ricavi, sia i mancati esborsi finanziari dovuti ai costi evitati.

<sup>27</sup> Si osservi che sono considerati flussi negativi di cassa sia le uscite finanziarie connesse ai costi di investimento e ai costi di esercizio, sia i mancati introiti dovuti all'impatto negativo che il progetto esplica su eventuali altre iniziative del soggetto titolare del progetto.

<sup>28</sup> Costituiti dal VAN, TIR, PBPA, IP.

totale al netto del risparmio fiscale IRES<sup>29</sup>. Va da sé che questo indice dovrà assumere in ogni anno di durata del progetto un valore maggiore di uno. In caso contrario, infatti, la Società Progetto non sarebbe in grado di rimborsare il suo debito e dunque dovrebbe ricorrere ad operazioni straordinarie di rifinanziamento e/o di ricapitalizzazione.

### **5.1 La meritevolezza industriale del progetto di TLR**

Il calcolo economico viene effettuato a moneta costante<sup>30</sup> con potere di acquisto dell'anno 2005.

I principali parametri tecnico-economico-finanziari e fiscali sono i seguenti:

- la durata dello studio (orizzonte economico): 25 anni;
- periodo di costruzione degli impianti: 9 anni;
- Potenza elettrica nominale della centrale di cogenerazione: 90 MW;
- Lunghezza della rete primaria per la distribuzione del calore: 15 km;
- Lunghezza della rete secondaria per la distribuzione del calore: 30 km;
- Incidenza media percentuale dei costi di manutenzione sul capitale investito in immobilizzazioni tecniche: 1,50%;
- Incidenza media percentuale delle parti di ricambio stoccate in magazzino sul capitale investito in immobilizzazioni tecniche: 0,25%;
- Aliquota annua fiscale di ammortamento ordinario delle opere termoelettriche: 9%
- Aliquota annua fiscale di ammortamento ordinario degli edifici: 4%
- Aliquota annua fiscale di ammortamento ordinario della rete TLR: 5%
- Aliquota annua fiscale IRES = 33%
- Aliquota annua fiscale IRAP = 4,25%
- Aliquota annua fiscale ICI = 0,60%
- Ricavo unitario per risparmio energetico (certificati bianchi): 0,025 €/kWh
- Tasso annuo di attualizzazione: 5%;
- Tasso annuo di deriva reale sul costo del combustibile: 2%

Il caso base studiato contempla un tasso annuo di attualizzazione pari al 5% e un inizio dell'esercizio commerciale del TLR fissato all'inizio dell'anno 2. Inoltre, al fine di esplorare la variabilità dei risultati ottenuti in funzione di tali due variabili (ritenute le più significative), è stata effettuata una *sensitivity analysis*, assumendo quali tassi annui di attualizzazione anche il 4% e il 6% e l'anno 3 quale anno di inizio dell'esercizio commerciale.

Con riferimento all'ipotesi base, nella seguente Tabella 5, vengono rappresentate analiticamente, in funzione del tempo, le grandezze economiche elaborate dal modello, con le risultanti cifre di meritevolezza ottenute.

---

<sup>29</sup> Infatti, gli oneri finanziari sono costi fiscalmente deducibili, ai fini IRES, dal reddito d'impresa.

<sup>30</sup> Sui principi del calcolo economico a moneta costante che incorpora le derive, cfr. F. Insinga, Guida pratica alle decisioni aziendali, Ed. Il Sole 24 Ore Libri, Milano, 1993, pp. 44-61.



Le imposte (dirette e indirette) sono state calcolate con le aliquote attualmente vigenti applicate alla base imponibile fiscalmente rilevante per ciascuna imposta e cioè:

- IRES: Ricavi operativi + Certificati bianchi – Costi di produzione (comprensivi degli ammortamenti) + Imposte indeducibili (IRAP + ICI);
- IRAP: Ricavi operativi + Certificati bianchi – Costi di produzione (comprensivi degli ammortamenti, ma al netto del costo del lavoro);
- ICI: Valore cumulato dell’immobile e degli impianti (cd. “*ICI sulle turbine*”).

Le aliquote ordinarie di ammortamento sono state ricavate dalle Tabelle del D.M. 31.12.1988. Non si è ritenuto opportuno applicare le nuove aliquote previste dal D.L. n. 211/2005<sup>31</sup>, perché esse sono applicabili solo nell’anno 2005, mentre la durata dell’esercizio commerciale del TLR è di 25 anni ed inoltre perché non si applicano né alla generazione di elettricità, né alla distribuzione di calore, come si evince dall’art. 1, comma 325, della Legge Finanziaria del 2006.

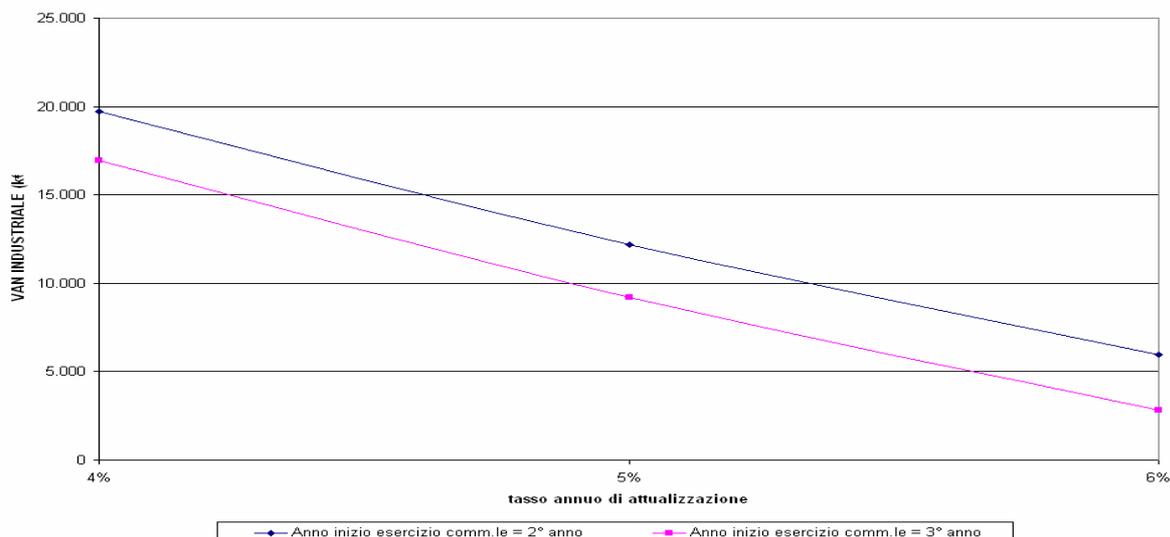
Nella seguente Tabella 6 vengono rappresentati i risultati delle simulazioni della gestione industriale ottenuti facendo variare i due parametri più significativi: tasso annuo di attualizzazione ed inizio dell’esercizio commerciale del TLR.

**Tabella 6– Matrice dei risultati (VAN industriale in k€) delle simulazioni.**

Tasso annuo di Attualizzazione	Anno inizio esercizio comm.le	
	2° anno	3° anno
4%	19.692,60	16.937,66
5%	12.202,27	9.208,58
6%	5.966,75	2.829,03

Il Grafico 16 illustra l’andamento del VAN industriale (espresso in k€), in funzione del tasso annuo di attualizzazione, nelle due ipotesi di inizio dell’esercizio commerciale.

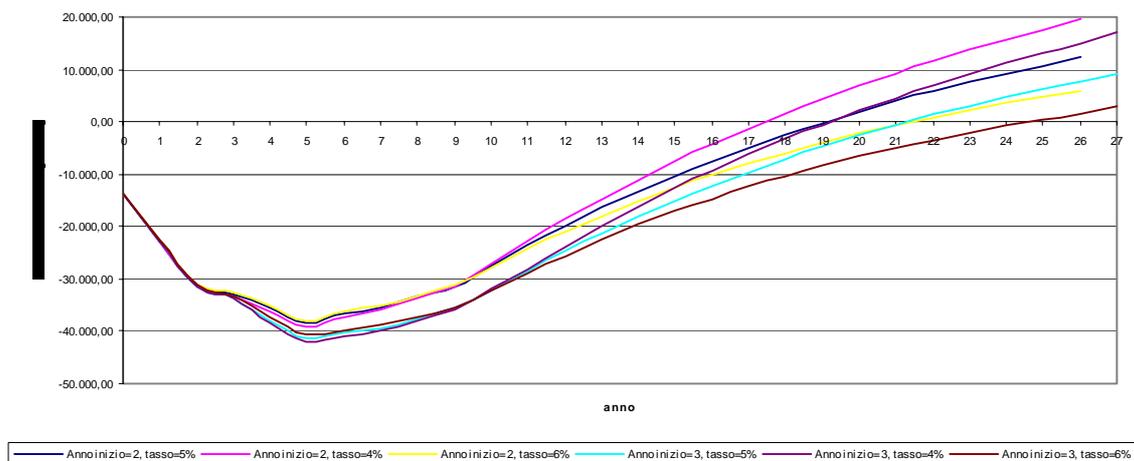
**Grafico 16 – Andamento del VAN industriale (k€) in funzione del tasso annuo di attualizzazione al variare dell’anno di inizio dell’esercizio commerciale.**



Nel seguente Grafico 17 si rappresenta, in funzione del tempo, la dinamica del profilo di cash flow attualizzato e cumulato, che consente di visualizzare, oltre al VAN industriale, anche il Pay Back Period Attualizzato nei 6 casi studiati.

<sup>31</sup> Si osservi, tuttavia, che tali aliquote riguardano i sistemi di trasmissione e di distribuzione dell’energia elettrica e del gas, mentre nulla viene innovato circa le aliquote delle reti di riscaldamento, nonché sulle centrali di generazione dell’elettricità, che sono gli impianti utilizzati dal sistema TLR.

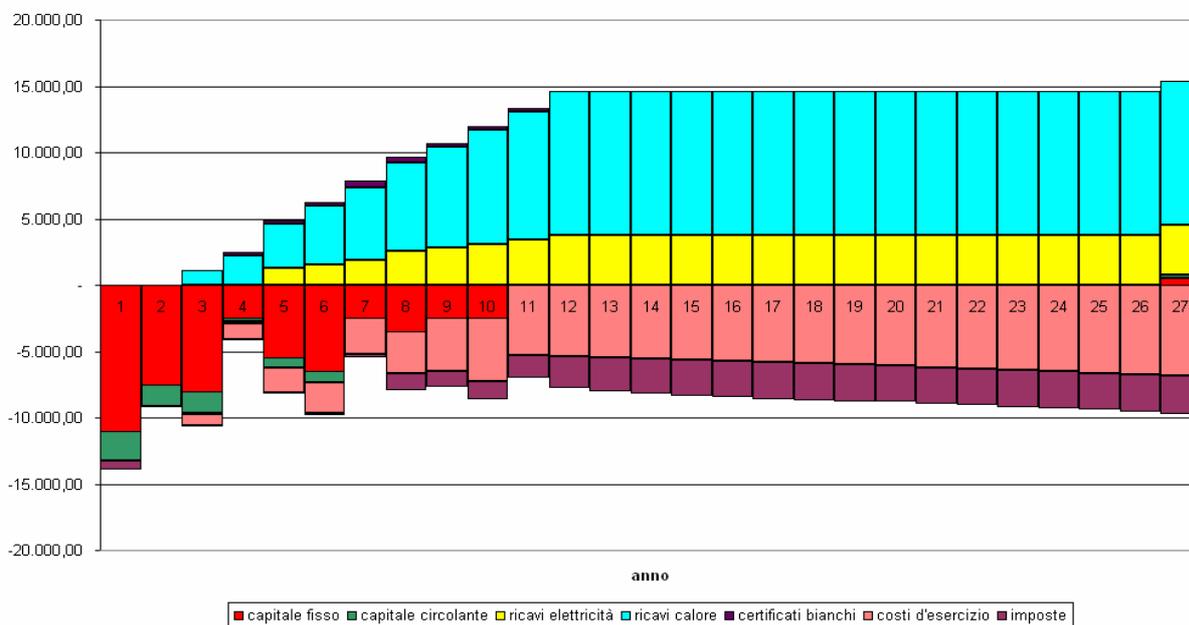
**Grafico 17 - Profilo di cash flow cumulato in funzione del tempo (valori espressi in k€).**



Il Grafico 17 evidenzia che, nel caso base, il VAN è pari ad €12.202,27, il PBPA è uguale a 19,33 anni, il TIR è pari a 7,16%, mentre l'IP è pari a 0,272.

Nel Grafico 18 vengono rappresentati, in funzione del tempo, i flussi di cassa del progetto scomposti per natura economica. Si osservi che gli investimenti si concludono all'anno 10.

**Grafico 18 - Flussi di cassa del progetto scomposti per natura economica, in funzione del tempo (valori espressi in k€).**



## 5.2 La meritevolezza finanziaria del progetto di TLR

I principali parametri finanziari e fiscali assunti sono i seguenti:

- Leva finanziaria: 50%;

- Numero dei mutui accesi dall'anno 0 all'anno 9: dieci;
- Durata di ciascun mutuo: 14 anni;
- Legge di ammortamento dei prestiti: a rata costante posticipata;
- Periodo di grazia (in anni): 2;
- Tasso di interesse passivo applicato sui mutui: 6,50%;
- Aliquota annua fiscale IRES = 33%;
- Tasso annuo di attualizzazione: 5%.

Sulla base di tali ipotesi è stato inoltre calcolato il VAN Finanziario (si veda la Tabella 7) al fine di studiare gli effetti sulla redditività del progetto derivanti dalle modalità di finanziamento dello stesso, attuato con la tecnica del Project Financing<sup>32</sup>. In termini generali è stata assunta una leva finanziaria del 50%, un piano di ammortamento a rata costante di ciascuno dei dieci mutui accesi dall'anno 0 all'anno 9, un periodo di grazia di due anni, una durata di ciascun mutuo pari a 14 anni ed un saggio annuo di interesse passivo pari al 6,50%.

Si osservi che dato un tasso annuo di interesse passivo del 6,50%, la condizione affinché il VAN finanziario risulti positivo è che il tasso annuo di attualizzazione sia maggiore del 4,63%, come si evince dalla Tabella 7. Quindi, facendo variare parametricamente il tasso annuo di attualizzazione dal 4% ÷ 6% si sono ottenuti i VAN finanziari rappresentati nel seguente prospetto:

Tasso annuo di Attualizzazione	VAN FINANZIARIO (K€)
4%	-1.144,82
5%	+ 610,89
6%	+2.105,82

**Tabella 7 – Risultati della simulazione dell'impatto finanziario sulla profittabilità del TLR nel caso base.**

<sup>32</sup> Cfr. F. Insinga, *Aspetti tecnico-economici e giuridici del project financing*, Pubblicazioni dell' I.S.U. Università Cattolica, Milano, 1998 e F. Insinga – F. Fiamingo, *Il project financing per la realizzazione di infrastrutture a livello locale*, Pubblicazioni dell' I.S.U. Università Cattolica, Milano, 2004.

MODELLO ECONOMICO FINANZIARIO DI VALUTAZIONE DELLA PROFITABILITA' DEL TELERISCALDAMENTO								
Parametri iniziali di calcolo						Risultati		
LEVA FINANZIARIA =					0,50	<b>VAN FINANZIARIO (k€)</b>		610,89
durata del prestito (anni) =					14,00	<b>TIR =</b>		4,63%
legge di rimborso =					rata cost.			
tasso annuo di attualizzazione =					5,00%			
tasso annuo di interesse passivo =					6,50%			
periodo di grazia (anni) =					2			
aliquota fiscale IRES =					33,00%			
aliquota fiscale IRAP =					4,25%			
binomio di capitalizzazione =					1,065			
(binomio di capitalizzazione) <sup>n</sup> =					2,41			
unità di conto adottata					<b>k€</b>			
<b>CALCOLO DEL VAN FINANZIARIO DEL PROGETTO</b>								
fine anno	Prestito	quota capitale	quota int.	risp.IRES	CFN	CFNA	fabbis.netto	ADSCR*
0	5500,00	0,00	0,00	0,00	5.500,00	5.500,00	-8.404,60	N.C
1	3750,00	0,00	-357,50	117,98	3.510,48	3.343,31	-5.680,51	N.C
2	4000,00	0,00	-601,25	198,41	3.597,16	3.262,73	-6.000,84	N.C
3	1250,00	-424,95	-861,25	284,21	248,01	214,24	-1.508,34	N.C
4	2750,00	-636,33	-926,08	305,61	1.493,20	1.228,46	-1.881,91	N.C
5	3250,00	-735,12	-1.076,14	355,13	1.793,87	1.405,54	-1.832,33	N.C
6	1250,00	-909,24	-1.244,89	410,81	-493,31	-368,12	1.883,70	1,36
7	1750,00	-1.117,65	-1.277,14	421,46	-223,33	-158,72	1.568,60	0,91
8	1250,00	-1.247,72	-1.330,50	439,07	-889,16	-601,82	2.067,76	1,38
9	1250,00	-1.409,22	-1.337,73	441,45	-1.055,50	-680,38	2.234,37	1,43
10	0,00	-1.558,24	-1.336,42	441,02	-2.453,64	-1.506,32	3.798,78	2,55
11	0,00	-1.716,95	-1.243,26	410,28	-2.549,94	-1.490,90	4.286,46	2,68
12	0,00	-1.828,55	-1.140,32	376,31	-2.592,57	-1.443,64	4.023,99	2,55
13	0,00	-1.947,41	-1.026,95	338,89	-2.635,47	-1.397,64	3.760,48	2,43
14	0,00	-2.073,99	-906,21	299,05	-2.681,15	-1.354,17	3.599,13	2,34
15	0,00	-2.208,80	-777,63	256,62	-2.729,81	-1.313,09	3.423,59	2,25
16	0,00	-2.352,37	-640,68	211,43	-2.781,63	-1.274,30	3.235,04	2,16
17	0,00	-1.479,08	-494,84	163,30	-1.810,62	-789,97	4.137,88	3,29
18	0,00	-1.131,46	-379,17	125,13	-1.385,50	-575,71	4.479,10	4,23
19	0,00	-1.066,33	-283,03	93,40	-1.255,96	-497,03	4.543,89	4,62
20	0,00	-830,55	-209,49	69,13	-970,91	-365,93	4.691,34	5,83
21	0,00	-523,98	-140,18	46,26	-617,90	-221,79	4.933,43	8,98
22	0,00	-419,36	-86,19	28,44	-477,11	-163,10	4.943,39	11,36
23	0,00	-252,48	-52,13	17,20	-287,41	-93,57	5.019,58	18,47
24	0,00	-130,21	-24,87	8,21	-146,88	-45,54	5.045,25	35,35
25	0,00	0,00	-8,46	2,79	-5,67	-1,67	5.028,66	887,78
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.690,32	∞
<b>TOTALE</b>	<b>26.000,00</b>	<b>-26.000,00</b>	<b>-17.762,33</b>	<b>5.861,57</b>	<b>VANF</b>	<b>610,89</b>		

\* Acronimo di Annual Debt Service Cover Ratio

### 5.3 La meritevolezza complessiva del progetto di TLR

A questo punto è possibile determinare gli indici di meritevolezza complessiva del progetto di TLR studiato. A tal fine, nella seguente Tabella 8 viene rappresentata la matrice dei cash flow che adduce al calcolo del VAN Totale del progetto.

**Tabella 8 - Risultati del modello economico-finanziario di valutazione della profittabilità complessiva del TLR nel caso base.**

MODELLO ECONOMICO FINANZIARIO DI VALUTAZIONE DELLA PROFITABILITA' COMPLESSIVA DEL TELERISCALDAMENTO																							
Parametri iniziali																							
potenza elettrica nominale della centrale (MW)		90		RISULTATI																			
tasso annuo di attualizzazione =		5%		VAN TOTALE (k€) =		12.813,16																	
aliquota fiscale di ammortamento ordinario opere termomeccaniche =		9%		PBPS (anni) =		18,30																	
aliquota fiscale di ammortamento ordinario edifici =		4%		TIR =		8,30%																	
aliquota fiscale di ammortamento ordinario rete =		5%																					
aliquota fiscale IRES =		33%																					
aliquota fiscale IRAP =		4,25%																					
aliquota fiscale ICI =		0,60%																					
tariffa Tosap (Euro/km)		200,00																					
durata del progetto in anni		25																					
leva finanziaria		50%																					
tasso annuo di interesse passivo =		6,50%																					
deriva reale sul costo del combustibile		2,00%																					
lunghezza complessiva della rete (km)		45																					
spare parts in magazzino (%)		0,25%																					
costo della manutenzione (ordinaria+straordinaria)		1,50%																					
costo della polizza di fidejussione bancaria per rimborso IVA		2,00%																					
anno di inizio della produzione-vendita		2																					
durata del prestito in anni		14																					
legge di rimborso		rata cost.																					
periodo di grazia in anni		2																					
unità di conto adottata		k€																					
fine anno	INVESTIMENTO					COSTI DI PRODUZIONE			RICAVI OPERATIVI			IMPOSTE					Quota capitale	Quota interessi	Risp. IRES	CASH FLOW NETTO	CASH FLOW NETTO ATTO	CASH FLOW ATT TO CUM.	
	capitale fisso		capitale circolante			combust.	manutenz.	personale	da vendita elettricità	da vendita calore	Ricavi da risparmio energetico	IRES	IRAP	ICI	TOSAP	Contrib. costr. c.le + on. urban.							
	edifici	termomec.	rete teler.	saldo IVA	scorta																		compart. parts
0	- 770,00	- 2.730,00	- 2.000,00	- 2.244,00	0	-	-	-	-	0,00	0	0	0	0	0	-660,6	0,00	0,00	0,00	- 8.404,60	- 8.404,60	- 8.404,60	
1	- 550,00	- 1.950,00	- 1.250,00	- 1.554,48	- 100,00	- 27,50	0	0	-	0,00	0	0	0	0	-9	0	0,00	-357,50	117,98	- 5.880,51	- 5.410,00	- 13.814,60	
2	- 495,00	- 1.755,00	- 1.750,00	- 1.619,56	-	- 18,75	- 443,70	- 165,00	- 300,00	- 70,00	1.100,00	0,00	0	0	-72	-9	0	0,00	-801,25	198,41	- 6.000,84	- 5.442,94	- 19.257,55
3	-	-	- 1.250,00	- 214,20	-	- 20,00	- 647,85	- 277,50	- 300,00	- 139,00	2.200,00	250,00	0	0	-99	-9	0	-424,95	-861,25	284,21	- 1.508,34	- 1.302,96	- 20.560,50
4	- 330,00	- 1.170,00	- 1.250,00	- 743,38	-	- 6,25	- 1.189,98	- 397,50	- 300,00	1.300,00	3.300,00	250,00	0,00	0	-99	-9	0	-636,33	-926,08	305,61	- 1.881,91	- 1.548,25	- 22.108,76
5	- 330,00	- 1.170,00	- 1.750,00	- 836,40	-	- 13,75	- 1.585,76	- 435,00	- 300,00	1.556,00	4.400,00	250,00	0,00	35,29	-117	-9	0	-735,12	-1.076,14	355,13	- 1.832,33	- 1.435,68	- 23.544,44
6	-	-	- 1.250,00	-	-	- 16,25	- 1.857,62	- 517,50	- 300,00	1.850,00	5.500,00	500,00	-57,52	80,11	-135	-9	0	-909,24	-1.244,89	410,81	- 1.883,70	- 1.405,64	- 22.138,79
7	- 110,00	- 390,00	- 1.250,00	- 38,35	-	- 6,25	- 2.235,43	- 615,00	- 300,00	2.600,00	6.600,00	500,00	-940,85	128,18	-135	-9	0	-1.117,65	-1.277,14	421,46	- 1.568,60	- 1.114,77	- 21.024,02
8	-	-	- 1.250,00	-	-	- 8,75	- 3.041,15	- 652,50	- 300,00	2.812,00	7.900,00	250,00	-926,59	126,09	-141	-9	0	-1.247,72	-1.330,50	439,07	- 2.067,76	- 1.399,54	- 19.624,48
9	-	-	- 1.250,00	-	-	- 6,25	- 3.743,45	- 705,00	- 300,00	3.113,00	8.600,00	250,00	-1.117,73	150,71	-141	-9	0	-1.409,22	-1.337,73	441,45	- 2.234,37	- 1.440,29	- 18.184,18
10	-	-	-	-	-	- 6,25	- 4.251,54	- 742,50	- 300,00	3.445,00	9.600,00	250,00	-1.404,63	187,66	-141	-9	0	-1.558,24	-1.336,42	441,02	- 3.798,78	- 2.332,12	- 15.852,06
11	-	-	-	-	-	-	- 4.290,86	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.003,91	264,84	-141	-9	0	-1.716,95	-1.243,26	410,28	- 4.286,46	- 2.506,20	- 13.345,86
12	-	-	-	-	-	-	- 4.376,68	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.122,63	280,13	-141	-9	0	-1.828,55	-1.140,32	376,31	- 4.023,99	- 2.240,71	- 11.105,15
13	-	-	-	-	-	-	- 4.464,57	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.240,53	295,31	-141	-9	0	-1.947,41	-1.026,95	338,89	- 3.760,48	- 1.994,26	- 9.110,89
14	-	-	-	-	-	-	- 4.553,50	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.263,90	298,32	-141	-9	0	-2.073,99	-906,21	299,05	- 3.598,13	- 1.817,80	- 7.293,08
15	-	-	-	-	-	-	- 4.644,57	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.295,62	302,41	-141	-9	0	-2.208,80	-777,63	256,62	- 3.423,59	- 1.646,81	- 5.646,28
16	-	-	-	-	-	-	- 4.737,46	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.334,47	307,41	-141	-9	0	-2.352,37	-640,68	211,43	- 3.235,04	- 1.482,01	- 4.164,27
17	-	-	-	-	-	-	- 4.832,21	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.310,92	304,38	-141	-9	0	-1.479,08	-494,84	163,30	- 4.137,88	- 1.805,34	- 2.358,93
18	-	-	-	-	-	-	- 4.928,85	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.299,62	302,92	-141	-9	0	-1.131,46	-379,17	125,13	- 4.479,10	- 1.861,16	- 497,77
19	-	-	-	-	-	-	- 5.027,43	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.269,67	299,06	-141	-9	0	-1.066,33	-283,03	93,40	- 4.543,89	- 1.798,17	- 1.300,40
20	-	-	-	-	-	-	- 5.127,98	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.302,48	303,29	-141	-9	0	-830,55	-209,49	69,13	- 4.691,34	- 1.768,12	- 3.068,52
21	-	-	-	-	-	-	- 5.230,53	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.309,89	304,24	-141	-9	0	-523,98	-140,18	46,26	- 4.933,43	- 1.770,82	- 4.839,34
22	-	-	-	-	-	-	- 5.335,15	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.333,12	307,23	-141	-9	0	-419,36	-86,19	28,44	- 4.943,39	- 1.689,90	- 6.529,24
23	-	-	-	-	-	-	- 5.441,85	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.339,16	308,01	-141	-9	0	-252,48	-52,13	17,20	- 5.019,58	- 1.634,23	- 8.163,47
24	-	-	-	-	-	-	- 5.550,69	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.344,49	308,70	-141	-9	0	-130,21	-24,87	8,21	- 5.045,25	- 1.564,37	- 9.727,83
25	0	-	0	-	0	-	- 5.661,70	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.385,93	314,04	-141	-9	0	0,00	-8,46	2,79	- 5.028,66	- 1.484,98	- 11.212,81
26	176,00	-	- 375,00	-	- 100,00	130,00	- 5.774,93	- 780,00	- 300,00	3.726,00	10.900,00	0,00	-2.404,34	316,41	-141	-9	0	0,00	0,00	0,00	- 5.690,32	- 1.600,35	- 12.813,16
TOT.	-2.409,00	- 9.165,00	- 13.875,00	- 7.250,36	-	-	- 98.954,85	- 16.987,50	- 7.500,00	76.083,00	223.300,00	2.500,00	-41.007,99	5.524,72	-3.336,00	- 225,00	- 660,60	- 26.000,00	- 17.762,33	5.861,57	57.086,20	<b>12.813,16</b>	

## 6. CONCLUSIONI

L'analisi della convenienza economico-finanziaria del progetto di TLR relativo alla città di Piacenza è stata condotta applicando il metodo del VAN modificato al fine di separare la meritevolezza industriale del progetto di investimento (misurata attraverso il VAN industriale) dagli effetti connessi alle modalità di finanziamento esterno dello stesso (calcolata mediante il VAN finanziario). Grazie alla proprietà dell'additività del valore posseduta dalla funzione valore attuale, il VAN complessivo del progetto studiato è facilmente ottenibile sommando algebricamente il VAN industriale ed il VAN finanziario. Il primo si ottiene supponendo che l'investimento sia interamente finanziato con mezzi propri, mentre il secondo sarà calcolato sulla base delle condizioni di durata, tasso di interesse, modalità di rimborso dei singoli finanziamenti che si ipotizza di poter attivare. Va da sé che i cash flow di entrambe le sfere (quella industriale e quella finanziaria) andranno attualizzati con il medesimo tasso, pari al costo-opportunità dei mezzi propri.

L'analisi della meritevolezza industriale del progetto di TLR è stata effettuata sulla base di una valutazione analitica per natura della distribuzione in funzione del tempo dei flussi di cassa inerenti agli investimenti in capitale fisso<sup>33</sup> ed in capitale circolante<sup>34</sup>. Analoga valutazione dettagliata è stata condotta per la determinazione dei costi annui di produzione<sup>35</sup>, nonché per i ricavi operativi<sup>36</sup>. Particolare accuratezza è stata impiegata per il calcolo delle diverse voci di imposte, tasse, contributi amministrativi comunali<sup>37</sup> e certificati bianchi.

L'analisi della meritevolezza finanziaria del progetto di TLR è stata effettuata supponendo di attivare in ciascun anno del periodo di costruzione di un impianto dei prestiti pari al 50% degli investimenti, supponendo un tasso annuo di interesse pari al 6,50%, un periodo di grazia di 2 anni, una durata di 14 anni ed una modalità di rimborso a rata costante di ciascuno dei dieci mutui accesi dall'anno 0 all'anno 9.

Nella seguente Tabella 9 viene rappresentato un quadro sintetico dei risultati ottenuti.

**Tabella 9 – Quadro sinottico dei risultati ottenuti.**

<b>VAN</b> tasso annuo att.ne	<b>VAN INDUSTRIALE</b> (k€)	<b>VAN FINANZIARIO</b> (k€)	<b>VAN TOTALE</b> (k€)
<b>4%</b>	<b>19.692,60</b>	<b>-1.144,82</b>	<b>18.547,78</b>
<b>5%</b>	<b>12.202,27</b>	<b>610,89</b>	<b>12.813,16</b>
<b>6%</b>	<b>5.966,75</b>	<b>2.105,82</b>	<b>8.072,57</b>

Da tale Tabella 9 si evince che la gestione industriale apporta di gran lunga il maggior contributo al VAN TOTALE a condizione che il tasso annuo di attualizzazione non superi il 5%/a. Sotto questa condizione il VAN Finanziario esplica un ruolo marginale nella determinazione della profittabilità del progetto.

Inoltre si rileva che il PBPA medio è pari a 18 a. e 4 m. e dunque è ancora troppo lungo affinché il teleriscaldamento possa attrarre capitali dell'imprenditoria privata. In definitiva, l'ingente investimento richiesto in immobilizzazioni tecniche configura un'importante criticità del teleriscaldamento che, nonostante il suo notevole potenziale energetico, deve

<sup>33</sup> Terreni e fabbricati, opere termoelettromeccaniche, reti di teleriscaldamento.

<sup>34</sup> Saldo IVA a credito, scorte di combustibile, scorte di spare parts.

<sup>35</sup> Costi annui di combustibile, di manutenzione e riparazione, di personale.

<sup>36</sup> Per vendita di energia termica e di energia elettrica.

<sup>37</sup> IRES, IRAP, IVA, ICI, TOSAP, Contributo costruzione centrali elettriche, Oneri di urbanizzazione.

confrontarsi con una marcata stagionalità della domanda di calore che, abbinata all'impossibilità di immagazzinare l'energia prodotta, non consente di utilizzare adeguatamente le economie di scala connesse alla capacità produttiva installata e ciò incide negativamente sulla sua convenienza economica.

Va da sé che questo primo risultato necessita di essere approfondito mediante un'opportuna analisi di sensitività che esplori l'impatto esercitato sui risultati da alcuni rilevanti parametri, quali il tasso medio annuo di deriva reale da applicare al costo del combustibile, il tasso annuo di interesse passivo sui mezzi finanziari presi a prestito, il periodo di grazia e le modalità di rimborso degli stessi, gli incentivi fiscali e amministrativi.

Inoltre, si precisa che l'analisi economica fin qui condotta è stata sviluppata sotto il profilo dell'utility, mentre dovrà in seguito essere analizzata anche la convenienza economica sotto il profilo dell'utente/cliente del teleriscaldamento<sup>38</sup>.

Infine, non va dimenticato che il cliente finale riceve altri vantaggi, non solo economici: il teleriscaldamento, infatti, è un sistema intrinsecamente sicuro ed esente da rischi di scoppi ed incendi.

---

<sup>38</sup> Il quale gode attualmente dei seguenti incentivi fiscali e amministrativi:

- a) con riferimento all'imposta sul reddito delle persone fisiche (IRE), la Legge N. 449/1997 e ss.mm. riconosce una detrazione del 41% sui costi dei lavori necessari all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento degli immobili adibiti prevalentemente ad uso residenziale, fruibile a quote costanti nell'arco di 10 anni, dal momento di sostenimento dei costi. Applicando un tasso annuo di attualizzazione del 5% ciò equivale a una detrazione reale del 31,66%. Presupposto dell'imposta è il possesso di un immobile residenziale, mentre la base detraibile è pari all'ammontare delle spese documentate sostenute fino ad un massimo di €48.000 per singolo intervento;
- b) circa le imposte indirette, ai consumi energetici per uso domestico si applica l'aliquota IVA ridotta del 10%;
- c) la L. n. 488/1999 dispone che il costo dei lavori necessari all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento degli immobili adibiti prevalentemente ad uso residenziale sia anch'esso assoggettato all'aliquota IVA ridotta del 10%;
- d) i Comuni interessati possono ridurre gli oneri di urbanizzazione e gli indennizzi a favore degli enti locali, con trasferimento agli utenti del minor costo sostenuto dalle imprese che si trovano nella supply chain del servizio di teleriscaldamento.