

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA

INGENIERÍA INDUSTRIAL: TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS

Proyecto Fin de Carrera

Studio energetico e di fattibilità economica per la definizione di una soluzione impiantistica ad alta efficienza energetica e che utilizzi le energie rinnovabili per soddisfare i fabbisogni energetici di un quartiere che sarà edificato presso il comune di Gorgonzola (Milano).

Junio 2011

Autora: Iris Gil Berrocal

Tutor: Carlo Belli

Co-Tutor Carlos III: Guillermo Carpintero

Tutor RSE: Omar Perego

INDICE

Indice.....	2
Introduzione	4
1. perché Gorgonzola?	6
1.1. Comparto C6: Quartiere a elevati standard energetici.....	6
1.2. Esigenza espressa dalla comunità di Gorgonzola: Utilizzo delle risorse rinnovabili locali	7
1.3. Possibili vincoli e opportunità del progetto	7
1.3.1. Autosufficienza energetica.....	7
1.3.2. Solo fonti rinnovabili → Emissioni CO ₂ = 0	7
1.3.3. Standard qualitativi del sistema elevati (per lo meno uguali a quelli della rete).	8
1.3.4. Ricorso alla rete come supporto → Scambio sul posto.	8
1.3.5. Applicazione di tariffe incentivanti → Conto Energia per il fotovoltaico.....	9
1.3.6. Applicazione di tariffe incentivanti → Tariffa omnicomprensiva (TO).....	11
1.3.7. Altre incentivazioni → Recupero delle imposte	12
1.4. Che soluzioni adottare?.....	13
2. Analisi dei fabbisogni energetici.....	14
2.1. Tipologia d'utenti:.....	14
2.2. Fabbisogni termici e di raffrescamento.....	14
2.3. Fabbisogni elettrici (utenti, condominio, quartiere).....	14
3. Bilancio energetico	15
3.1. Sistema centralizzato o distribuito?	15
3.1.1. Centrale di quartiere.....	15
3.1.2. Centrale per ogni edificio.....	16
3.1.3. Considerazioni generali.....	16
3.2. Soluzioni impiantistiche.....	17
3.2.1. Soluzione 1 → PV + PdC	17
3.2.2. Soluzione 2 → PV + PdC + CHP 400 kW.....	21
3.2.3. Soluzione 3 → PV + PdC + Bio 1 MW	25
4. Investimento.....	29
4.1. Investimento per l'impianto fotovoltaico (PV).....	29
4.2. Investimento per l'impianto solare termico (ST).....	29
4.3. Investimento per l'impianto a Pompe di Calore (PdC).....	29
4.4. Investimento per l'impianto di teleriscaldamento (TLR) con cogeneratori a biomassa (ORC) 30	
4.5. Investimento per la macchina cippatrice.....	30
4.6. Investimento complessivo.....	31
5. Analisi economica di gestione	32
5.1. Fotovoltaico (PV).....	32
5.1.1. Costi	32
5.1.2. Ricavi	32
5.1.3. MOL.....	32
5.2. Pompe di Calore (PdC)	33
5.2.1. Costi	33
5.2.2. Ricavi	33
5.2.3. MOL.....	33
5.3. Solare Termico (ST).....	34
5.3.1. Costi	34
5.3.2. Ricavi	34
5.3.3. MOL.....	34
5.4. Cogeneratore	35

5.4.1.	Costi	35
5.4.2.	Ricavi	36
5.4.3.	MOL.....	36
6.	Analisi dell'investimento	38
6.1.	Indici economici e ipotesi semplificative.....	38
6.1.1.	Orizzonte temporale.....	39
6.1.2.	Capitale di debito e capitale proprio	39
6.1.3.	Tasso di attualizzazione	39
6.1.4.	Ammortamento	40
6.1.5.	Indici fiscali.....	40
6.1.6.	Riepilogo dei parametri rilevanti ai fini del calcolo del VAN e del PBT	40
6.2.	Fotovoltaico – soluzioni 1, 2 e 3	41
6.3.	Fotovoltaico & Pompa di Calore – soluzione 1	42
6.4.	Solare Termico – soluzioni 1, 2 e 3	43
6.5.	Cogeneratore – soluzione 2.....	44
6.6.	Cogeneratore – soluzione 3.....	45
7.	Analisi di sensibilità.....	46
7.1.	Cogeneratore – soluzione 2 modificata.....	46
7.2.	Cogeneratore – soluzione 3 modificata.....	47
8.	Conclusioni	48
9.	Bibliografia	50

INTRODUZIONE

Il lavoro di questa Tesi è lo studio energetico e di fattibilità economica per la definizione di una soluzione impiantistica ad alta efficienza energetica per soddisfare i fabbisogni energetici di un quartiere di Gorgonzola, utilizzando energie rinnovabili per conseguire un maggior risparmio.

Per definire la soluzione migliore per il comparto C6 sono state analizzate diverse soluzioni impiantistiche (centralizzate o distribuite), con diversi sistemi di energia rinnovabile, valutate alla luce della tipologia di utenti e delle necessità del comparto stesso.

Questo lavoro include lo studio economico e d'investimento delle soluzioni energetiche trovate. La scelta della soluzione energetica "ottima" non può prescindere dalla sua resa economica.

Il comparto C6 è un quartiere alla periferia di Gorgonzola, che prevede la realizzazione di edifici residenziali e di utilizzo pubblico, dove la fornitura dei servizi energetici (elettricità, calore e condizionamento) dovrà esser fatta attraverso i sistemi di generazione più efficiente (cogenerazione e pompe di calore) e attraverso il ricorso a sistemi a energie rinnovabili (fotovoltaico e biomasse).

Il lavoro è soggetto a diversi vincoli e opportunità, tra cui:

- Il comune richiede agli operatori del comparto C6 che il quartiere sia il più possibile autosufficiente energeticamente;
- La produzione locale di energia dovrà essere fatta utilizzando solo fonti rinnovabili ad emissioni di CO₂ nulle;
- Gli elevati standard qualitativi del sistema elettrico non dovranno essere inficiati dall'integrazione in rete di sistemi di generazione distribuita;
- Sarà possibile ricorrere alla rete come supporto attraverso meccanismi di "scambio sul posto";
- Il sistema italiano prevede forme d'incentivazione per le risorse rinnovabili quali: il "Conto Energia" per il fotovoltaico, la "Tariffa omnicomprensiva" per la biomassa e altre forme d'incentivazioni (quali il recupero delle imposte).

Per studiare che soluzione adottare si sono messe a confronto le diverse soluzioni impiantistiche con la soluzione base, in cui l'utenza è connessa alla rete elettrica e il calore è fornito da una caldaia a gas ad alta efficienza.

Tra le diverse configurazioni del sistema sono nstate individuate queste tre soluzioni impiantistiche:

- Soluzione 1 → sistema distribuito in cui ogni edificio è dotato di un impianto fotovoltaico che produce energia elettrica per un sistema di pompe di calore, con il solare termico a supporto della produzione di acqua calda sanitaria;
- Soluzione 2 → sistema centralizzato con cogeneratore a fluido organico da 400 kW alimentato a cippato di legna, che distribuisce calore ad una rete di teleriscaldamento che raggiunge le utenze del comparto C6; il sistema complessivo si basa comunque sull'installazione distribuita per ogni edificio e integrata alla rete di teleriscaldamento di impianti a pompe di calore, alimentati dal fotovoltaico, con il solare termico a supporto della produzione di acqua calda sanitaria;
- Soluzione 3 → sistema centralizzato con cogeneratore a fluido organico da 1 MW alimentato a cippato di legna, che distribuisce calore ad una rete di teleriscaldamento che raggiunge le utenze del comparto C6; il sistema complessivo si basa comunque sull'installazione distribuita per ogni edificio e integrata alla rete di teleriscaldamento di impianti a pompe di calore, alimentati dal fotovoltaico, con il solare termico a supporto della produzione di acqua calda sanitaria.

L'analisi economica e d'investimento delle 3 soluzioni energetiche ha permesso di identificare la resa economica di ciascuna di esse, consentendo di scegliere la soluzione "ottima" per il comparto C6.

1. PERCHÉ GORGONZOLA?

Il Comune di Gorgonzola ha previsto nel piano di regolazione del territorio l'edificazione di un nuovo quartiere residenziale in un'area identificata nei documenti ufficiali del Comune come "Comparto C6".

Il comparto C6 è un progetto edilizio, nella zona delimitata dalla linea metropolitana milanese "Verde" e il Naviglio Martesana, all'altezza della fermata di "Cascina Antonietta" al confine col comune di Gessate (l'area in oggetto è circoscritta in rosso in Figura 1).

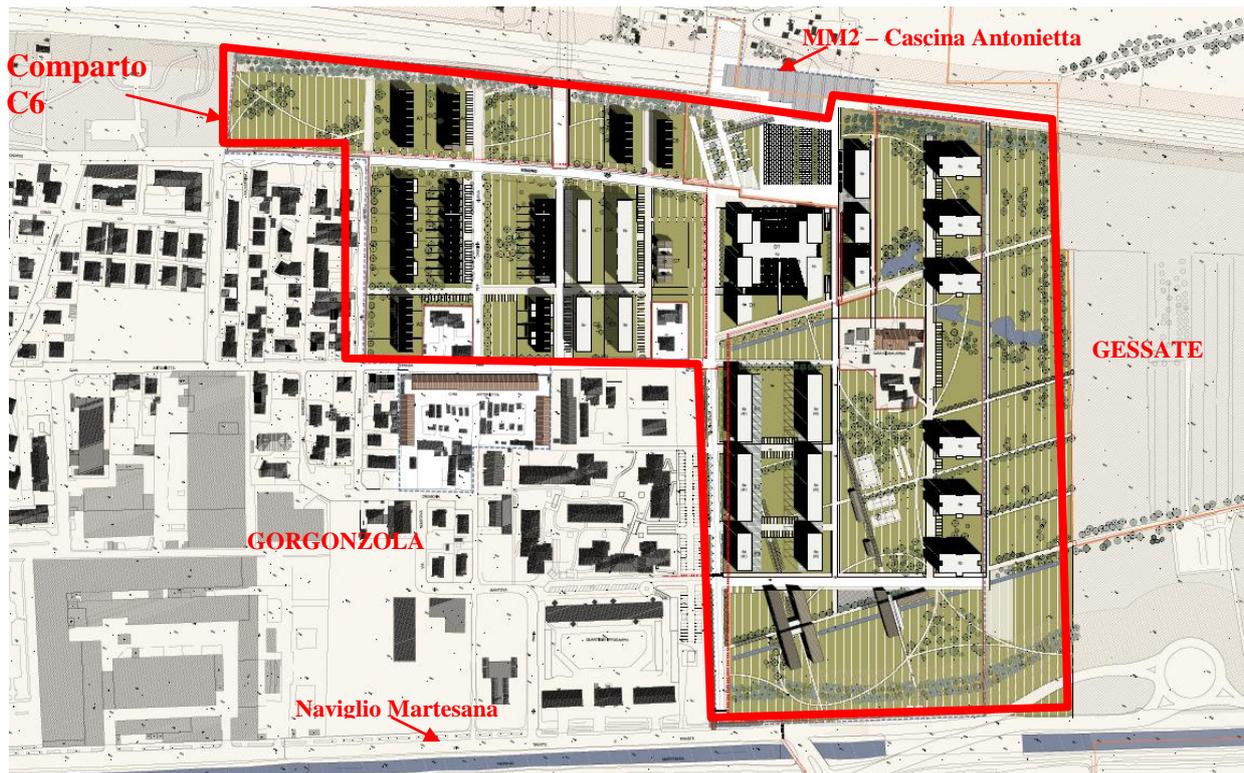


Figura 1 – Comparto C6: Realizzazione edilizia di massima presso il comune di Gorgonzola.

1.1. *Comparto C6: Quartiere a elevati standard energetici.*

Il Comparto C6 è un quartiere nuovo, deve dunque garantire standard energetici molto elevati.

Il piano prevede la realizzazione di edifici residenziali e di utilizzo pubblico (tra cui scuole, uffici, centro commerciale, ecc.) per una volumetria totale di circa **240.000 m³**. Il numero di unità immobiliari stimato è di circa **700**.

Gli edifici risponderanno alle migliori caratteristiche costruttive: s'ipotizza una classe di efficienza energetica A o B per l'involucro e le finestrate. La classe è definita in base al consumo di energia, in riferimento alla delibera regionale [7]: classe A, quando l'indice termico è inferiore ai 30 kWh/m² l'anno; classe B, quando l'indice termico è inferiore ai 50 kWh/m² l'anno.

Inoltre per legge parte dei fabbisogni energetici deve essere soddisfatta dalle fonti d'energia rinnovabile. Infatti, secondo la [7], dal primo gennaio 2008 è previsto l'obbligo del solare termico per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, per una frazione almeno del 50% del fabbisogno di acqua calda, e l'installazione di un impianto fotovoltaico.

1.2. Esigenza espressa dalla comunità di Gorgonzola: Utilizzo delle risorse rinnovabili locali

L'attività oggetto di questa tesi, realizzata in collaborazione con ERSE, vuole presentare un'ipotesi realizzativa di massima per il comparto C6 che preveda essenzialmente la fornitura dei servizi energetici (elettricità, calore e condizionamento), attraverso i sistemi di generazione più efficienti (cogenerazione e pompe di calore) e attraverso il ricorso a sistemi a energie rinnovabili (fotovoltaico e biomasse).

Il complesso edilizio non sorgerà tutto nello stesso momento, ma le fasi costruttive seguiranno un processo definito per i prossimi 5 o 10 anni.

La scelta della soluzione impiantistica in grado di soddisfare le esigenze del comparto C6 dovrà essere necessariamente legata a questo sviluppo temporale.

In sostanza, i sistemi previsti per soddisfare i fabbisogni energetici del Comparto C6 possono essere i seguenti:

- Fotovoltaico (**FV**) per la produzione di energia elettrica, sui tetti di ogni edificio del quartiere oggetto dell'iniziativa, opportunamente inclinati e orientati verso SUD;
- Solare termico (**ST**), per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS), sui tetti di ogni edificio del quartiere oggetto dell'iniziativa, opportunamente inclinati e orientati verso SUD;
- Sistemi a pompa di calore (**PdC**) per la produzione di energia termica (riscaldamento e ACS);
- Cogenerazione (**CHP**) a biomassa legnosa per la produzione di energia elettrica e termica.

1.3. Possibili vincoli e opportunità del progetto

L'amministrazione del Comune di Gorgonzola ha richiesto agli operatori, che hanno acquistato i diritti a costruire sul comparto C6, di realizzare con gli standard qualitativi di maggior efficienza energetica. Oltre a questi standard gli operatori sono incentivati dal Comune di Gorgonzola a utilizzare sistemi di produzione energetica "innovativi", che utilizzano fonti di energia rinnovabili. Compatibilmente con l'aumento dei costi che questa operazione energetica porta agli operatori, il Comune di Gorgonzola ha posto degli obiettivi energetici per il Comparto C6, a cui gli operatori dovrebbero per lo meno avvicinarsi.

Questa tesi riporta nei successivi capitoli alcune soluzioni energetiche in grado di soddisfare solo in parte o totalmente alcuni o tutti i seguenti "vincoli" (espressi in termini di obiettivi) posti dall'amministrazione comunale e di sfruttare al massimo le seguenti "opportunità" offerte dalla normativa italiana in termini d'incentivi.

1.3.1. Autosufficienza energetica

Ricerca della soluzione impiantistica in grado di rendere il quartiere energeticamente autosufficiente.

1.3.2. Solo fonti rinnovabili → Emissioni CO₂ = 0

Ricerca della soluzione impiantistica a sole fonti rinnovabili, in grado di rendere il quartiere ad emissioni di CO₂ nulle.

Secondo la deliberazione della giunta regionale Lombarda [7] è obbligatorio progettare e realizzare l'impianto di produzione di energia termica in modo da coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo di energia primaria richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria attraverso il contributo d'impianti solari termici (articolo 6.5).

La deliberazione Lombarda [7], per limitare i fabbisogni energetici per la climatizzazione estiva, suggerisce l'uso di "protezioni solari" esterne per i nuovi palazzi (articolo 4.b), fissando i requisiti minimi per l'involucro edilizio (articolo 5).

Nella stessa deliberazione è fatto obbligo per gli edifici immessi nel mercato immobiliare di dichiarare il proprio consumo energetico (articolo 9).

Inoltre il Decreto DPR n. 59/2009 [5], riguardante il risparmio energetico sugli edifici, reca le disposizioni per l'attuazione del Decreto Comunitario CE/91/2002 [4] dove si estendono gli **obblighi di installare impianti fotovoltaici** su edifici di nuova costruzione. In particolare il decreto [5] prevede l'installazione d'impianti fotovoltaici in edifici pubblici e privati di nuova costruzione (art. 4 Comma 23);

1.3.3. Standard qualitativi del sistema elevati (per lo meno uguali a quelli della rete).

Le soluzioni impiantistiche individuate in questo studio devono garantire almeno gli stessi standard qualitativi dell'attuale sistema elettrico. Effettivamente gli impianti ad energia rinnovabile hanno gli stessi dispositivi di sicurezza degli impianti tradizionali; fintanto che la generazione da fonte rinnovabile, connessa alla rete di distribuzione, rimane in una percentuale ridotta, questa non introduce elemento di criticità alla rete.

1.3.4. Ricorso alla rete come supporto → Scambio sul posto.

Il servizio di scambio sul posto consiste nel realizzare una particolare forma di "autoconsumo in sito" consentendo che l'energia elettrica prodotta e immessa in rete possa essere prelevata e autoconsumata in un tempo differente dal quale si realizza la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata.

Il d. lgs. n. 387/03 [13] ha previsto che l'Autorità (AEEG) definisca le condizioni tecnico economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. L'AEEG ha emesso la delibera n. 28/06 [14], precisando che:

- Nell'ambito di tale disciplina non è consentita la vendita;
- Tale disciplina sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica.

L'art. 2, comma 150, della legge n. 244/07 [16] ha previsto che il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con propri decreti (DM 18 dicembre 2008 [17]), stabiliscano, tra l'altro, le modalità per l'estensione dello scambio sul posto a tutti gli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, fatti salvi i diritti di officina elettrica.

L'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 [18] ha previsto che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale fino a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti.

Con la deliberazione ARG/elt 74/08 [19], in applicazione dall'1 gennaio 2009, l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato da un unico soggetto su base nazionale (il GSE) e non più dalle imprese distributrici. Lo scambio sul posto può essere erogato a soggetti, denominati utenti dello scambio sul posto, per i quali si verifichino le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio è un cliente finale (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale, qualora quest'ultimo operi sul libero mercato;
- l'utente dello scambio è titolare o dispone di:
 - impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
 - impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio
- il punto di connessione dell'utente dello scambio (attraverso cui l'energia elettrica è immessa e prelevata) alla rete è unico.

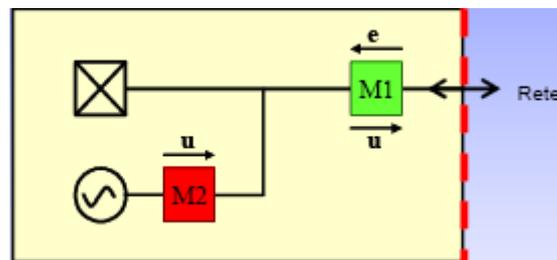


Figura 2 – Schema di connessione e di misura del scambio sul posto

Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE stesso. Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende vendere la propria produzione in eccesso o se intende portarla a credito per gli anni successivi. Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto una convenzione, di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile, che regola lo scambio e le relative tempistiche e che sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica (trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica immessa), ma che non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata.

1.3.5. Applicazione di tariffe incentivanti → Conto Energia per il fotovoltaico.

Il Conto Energia costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica. Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che può essere autoconsumata oppure, in tutto o in parte, immessa in rete e quindi venduta al mercato o gestita in modalità di scambio sul posto.

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia autoconsumata. L'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata determina invece una fonte di ricavo esplicita.

Il Conto Energia (DM 19/02/2007 [20]), è subentrato ai precedenti DM del 28/07/2005 e del 6/02/2006 in materia d'incentivazione dell'energia fotovoltaica. Il decreto è diventato operativo solo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) 90/07[21], avvenuta il 13/04/07, che ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Le principali caratteristiche del meccanismo d'incentivazione sono sintetizzate nei seguenti punti:

- Il soggetto che richiede l'erogazione delle tariffe incentivanti ed è responsabile dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico prende il nome di "soggetto responsabile" dell'impianto fotovoltaico;
- Possono beneficiare delle tariffe, in qualità di soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico, le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di edifici;
- la potenza nominale degli impianti deve essere non inferiore a 1 kW;
- la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- il limite massimo cumulato della potenza incentivabile fissato dal DM 19/02/07 [20] è pari a 1200 MW; al raggiungimento di tale limite, quale ulteriore garanzia per gli operatori, è previsto un "periodo di moratoria" di 14 mesi (24 mesi per i soli impianti i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici). Gli impianti che entreranno in esercizio in tale periodo di moratoria potranno comunque beneficiare delle tariffe incentivanti;
- le tariffe sono articolate per taglia e tipologia installativa, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;
- è stato introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia negli edifici

Secondo questo decreto, gli incentivi sono riconosciuti per la totalità dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, sia che il soggetto responsabile si avvalga del servizio di scambio sul posto, sia che ceda in rete, in toto o in parte, l'energia elettrica prodotta.

Le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta o ai risparmi sulla bolletta elettrica nel caso l'energia elettrica prodotta sia utilizzata per alimentare le utenze del soggetto responsabile collegate all'impianto.

Il valore della tariffa riconosciuta è costante, in moneta corrente, per tutto il periodo dei venti anni.

Le suddette tariffe sono incrementate del 5% (con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale) nei seguenti casi, non cumulabili fra loro:

- impianti maggiori di 3 kW di potenza non integrati architettonicamente, i cui soggetti responsabili impiegano l'energia elettrica prodotta in modo tale da conseguire il titolo di autoproduttori (ai sensi dell'art. 2, comma 2 del D. Lgs. n. 79/99 e successive modifiche e integrazioni);
- impianti i cui soggetti responsabili sono scuole pubbliche o paritarie di qualunque ordine e grado o strutture sanitarie pubbliche;
- impianti integrati (integrazione "totale" ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera b3) del DM 19 febbraio 2007) in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto realizzati in superfici esterne degli involucri di:
 - edifici,
 - fabbricati,
 - strutture edilizie di destinazione agricola;
- impianti i cui soggetti sono Comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti in base all'ultimo censimento ISTAT (incluse Municipalità e Circoscrizioni, sempre che abbiano una loro autonomia e siano sotto i 5000 abitanti).

Il Conto Energia regolamentato dal DM 19/02/2007 [20] e dalla delibera AEEG n. 90/07 [21] è applicato (nei termini espressi ai punti precedenti) fino all'entrata in vigore di un successivo decreto, atteso per fine anno 2010, già disponibile alla consultazione in forma di "bozza" [22].

Secondo questa “bozza” di decreto, l’energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2011, ha diritto alla tariffa incentivante di cui alla Tabella 1. L’energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel 2012 e 2013 ha diritto alla tariffa di cui alla Tabella 1, colonna C, decurtata del 6 % all’anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale.

Intervallo di potenza	A		B		C	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010 ed entro il 30 Aprile 2011	Altri impianti fotovoltaici	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 Aprile 2011 ed entro il 31 Agosto 2011	Altri impianti fotovoltaici	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	Altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 1 - Tariffe riconosciute agli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010 [22].

1.3.6. Applicazione di tariffe incentivanti → Tariffa omnicomprensiva (TO).

Su richiesta del Produttore, il GSE riconosce per 15 anni una Tariffa Onnicomprensiva (TO) agli impianti eolici di potenza nominale media annua non superiore a 0,2 MW, o non superiore ad 1 MW per gli altri impianti.

I limiti di potenza nominale media annua sono riferiti alla somma delle potenze nominali medie annue complessivamente installate, per ciascuna fonte, a monte di un unico punto di connessione alla rete elettrica.

La TO comprende sia il valore dell’incentivo che il ricavo per la vendita dell’energia elettrica prodotta. Inoltre solo la quota parte dell’energia elettrica netta da fonte rinnovabile prodotta dall’impianto ed immessa in rete, come definita nell’allegato A del DM 18/12/2008 [23], può accedere alla TO.

I valori della tariffa onnicomprensiva, di entità variabile a seconda della fonte, sono stati definiti dalla Legge Finanziaria 2008, aggiornati dalla Legge 23/07/2009 n.99 e riportati nella seguente Tabella 2.

N°	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Tabella 2 – Valori della tariffa onnicomprensiva.

La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello sviluppo economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Al termine dei quindici anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

1.3.7. Altre incentivazioni → Recupero delle imposte

La legge finanziaria 2008 [28] ha previsto delle detrazioni d'imposta fino al 55% per interventi di risparmio energetico sugli edifici. Queste detrazioni non sono state esplicitamente rinnovate nelle due finanziarie successive (2009 e 2010), ma disposizioni dell'Agenzia delle Entrate e del Ministero dell'Economia e Finanze ne hanno prolungato il periodo di applicazione a tutto il 2010.

La stessa Finanziaria 2008 e i decreti applicativi hanno definito per quali interventi è possibile richiedere la detrazione e secondo quali modalità.

In questa trattazione si considera che le disposizioni in materia di detrazioni d'imposta per interventi di risparmio energetico siano rinnovate anche nelle successive leggi finanziarie.

Il criterio adottato in questo studio prevede una detrazione del 50% distribuita in 10 anni d'esercizio per interventi di realizzazione d'impianti solari per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e di sistemi a pompe di calore ad alta efficienza (PdC).

1.4. Che soluzioni adottare?

Il presente studio di tesi andrà ad analizzare alcune soluzioni impiantistiche che fanno ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, mettendole a confronto con la soluzione **BASE**, in cui l'utenza è connessa alla rete elettrica e il calore è fornito da una caldaia ad alta efficienza.

Vantaggi e ostacoli nell'uso delle fonti energetiche rinnovabili

Le fonti rinnovabili forniscono una strategia globale di sviluppo sostenibile e riducono la dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni di energia, garantendo così la sicurezza dell'approvvigionamento, contribuendo a migliorare la competitività globale dell'industria europea. L'uso di energie rinnovabili garantisce un'opinione pubblica favorevole, permette una riduzione di emissioni di CO₂. Infine l'uso delle fonti rinnovabili produce effetti positivi sullo sviluppo regionale e sull'occupazione.

Attualmente le fonti rinnovabili sono incentivate in varie forme sia dallo Stato italiano che dagli enti locali (si veda paragrafi 1.3.4, 1.3.5, 1.3.6 e 1.3.7) Alcune amministrazioni locali inoltre incentivano la diffusione degli impianti solari concedendo svariati benefici quali: riduzione dell'imposta ICI, concessioni di volumetrie maggiori, sconti sugli oneri connessori.

Tuttavia le spese d'investimento sono elevate e i periodi di ammortamento molto lunghi; esistono difficoltà connesse alle variazioni stagionali di talune energie (energia eolica e solare); altre energie (biomasse) richiedono un'infrastruttura appropriata. Ci sono problemi tecnici ed economici di connessione alle reti elettriche centralizzate ed è manifesto un atteggiamento di resistenza generale al cambiamento. Si aggiunge che i responsabili decisionali in materia di energie rinnovabili hanno conoscenze carenti sulle possibilità offerte dalle stesse.

2. ANALISI DEI FABBISOGNI ENERGETICI

2.1. Tipologia d'utenti:

Il "Comparto C6" di Gorgonzola prevede la costruzione di edifici residenziali e commerciali, integrati da scuole e uffici: circa l'80% della volumetria sarà occupato da utenze residenziali, mentre il 20% da terziario/commerciale.

Ogni utenza ha bisogno dei servizi termici di riscaldamento per i mesi invernali, mentre in estate ci sarà bisogno di raffrescamento. I fabbisogni di acqua calda sanitaria (ACS) e di energia elettrica sono estesi a tutto l'anno.

2.2. Fabbisogni termici e di raffrescamento

Nelle valutazioni che seguono si è fatta l'ipotesi che gli edifici siano costruiti almeno in classe B, come previsto dalla normativa energetica regionale [7] (allegato A.4) In Tabella 3 sono riportati i fabbisogni termici e di raffrescamento degli edifici del comparto C6, secondo la scala lombarda [7], riferita alla classe B.

	Residenza	Commerciale+terziario	Scuole	TOTALE
<i>Volumetrie</i>				
Volumetria	164.643 m ³	41.161 m ³	27.700 m ³	233.504 m³
Fattore di superficie	3,1 m ³ /m ²	3,1 m ³ /m ²	3,4 m ³ /m ²	
SLP	53.111 m ²	13.278 m ²	8.147 m ²	74.535 m²
<i>Fabbisogni termici specifici di riscaldamento, raffrescamento e ACS</i>				
Fabbisogno riscaldamento	30 kWh/m ² ·anno	9 kWh/m ³ ·anno	9 kWh/m ³ ·anno	
Fabbisogno raffrescamento	16 kWh/m ² ·anno	14 kWh/m ² ·anno	14 kWh/m ² ·anno	
Fabbisogno ACS	10 kWh/m ² ·anno	10 kWh/m ² ·anno	10 kWh/m ² ·anno	
<i>Fabbisogni termici di riscaldamento e ACS</i>				
Fabbisogno riscaldamento	1.600.000 kWh/anno	360.000 kWh/anno	250.000 kWh/anno	2.210.000 kWh/anno
Fabbisogno ACS	530.000 kWh/anno	140.000 kWh/anno	100.000 kWh/anno	770.000 kWh/anno
Fabbisogno termico TOTALE	2.130.000 kWh/anno	500.000 kWh/anno	350.000 kWh/anno	2.980.000 kWh/anno
<i>Fabbisogni di raffrescamento</i>				
Fabbisogno raffrescamento	850.000 kWh/anno	190.000 kWh/anno	110.000 kWh/anno	1.150.000 kWh/anno

Tabella 3 – Fabbisogni termici dell'utenza rapportati alla volumetria e alla destinazione d'uso.

Il fabbisogno totale di **riscaldamento** è stimato in **2.210.000 kWh_{TH}/anno**, mentre quello di **ACS** in **770.000 kWh_{TH}/anno**. Il fabbisogno di **raffrescamento** è stimato in **1.150.000 kWh_{FR}/anno**.

2.3. Fabbisogni elettrici (utenti, condominio, quartiere)

Per il calcolo dei fabbisogni elettrici delle **singole utenze** del comparto C6 (unità abitative ed esercizi commerciali), è stato considerato il consumo medio per abitante dedotto dai dati statistici pubblicati da TERNA per l'anno 2008 in Lombardia [9], valutato sul numero di abitanti e su un'ipotesi di consumo degli esercizi commerciali, frutto dell'esperienza ERSE. Il consumo annuo così stimato è pari a circa **2.000.000 kWh_{EL}/anno**.

Si è poi ipotizzato un consumo dei **servizi comuni** dell'intero comparto C6, intesi come i consumi degli edifici (luci condominiali, ascensore, autoclave, impianti, ecc.), delle strutture pubbliche e in generale del macro condominio (illuminazione pubblica, ecc.), ipotizzati pari a circa il 25% del totale dei consumi delle singole utenze, ossia pari a **500.000 kWh_{EL}/anno**.

3. BILANCIO ENERGETICO

3.1. Sistema centralizzato o distribuito?

Nel definire la soluzione di massima sono state prese in considerazione due possibili architetture di sistema:

- a generazione centralizzata, in cui è necessario predisporre un locale tecnico che funga da centrale termica di quartiere per tutto il comparto.
- a più poli di generazione, dislocati presso le stesse utenze energetiche (nei locali tecnici di ogni edificio);

La scelta fra una soluzione impiantistica totalmente centralizzata (a livello di quartiere) e una distribuita (a livello di edificio) non è ovvia: gli impianti solari (fotovoltaico e termico) sono facilmente collocabili su ogni edificio, la scelta per i sistemi a pompa di calore e cogenerativi tra centrale di quartiere o impianti distribuiti in ogni edificio necessita un'analisi più approfondita.

Qui di seguito sono analizzati i pro e contro delle due soluzioni. Alcune di queste considerazioni sono emerse anche nel documento [10], fornito al Comune di Gorgonzola, redatto da uno studio di progettazione, che contiene la soluzione impiantistica proposta dagli operatori.

3.1.1. Centrale di quartiere

Per una soluzione centralizzata, in cui il cogeneratore, le pompe di calore ed eventuali caldaie a gas d'integrazione sono collocati in una centrale termica di quartiere, possibilmente in posizione baricentrica rispetto alle utenze che devono servire, il principale vantaggio è rappresentato dall'efficienza dei generatori: un cogeneratore di grossa taglia, come pure una pompa di calore e/o caldaia di grossa taglia presenta dei rendimenti maggiori rispetto a sistemi più piccoli. Inoltre una centrale di quartiere può essere costruita con criteri "industriali", garantendo un più facile accesso agli impianti, e quindi una più facile ed efficace gestione e manutenzione del parco macchine (e quindi più economica), poiché presenti in un unico edificio e in numero inferiore alla soluzione distribuita. Una centrale di quartiere in genere è un edificio separato dagli edifici delle utenze, quindi consente di confinare rumore ed emissioni inquinanti.

Di contro, un sistema centralizzato richiede una rete di distribuzione del calore (rete di teleriscaldamento), richiede un edificio dedicato per ospitare gli impianti di quartiere, richiede l'installazione di sottostazioni di scambio termico e contabilizzazione per ogni edificio. La presenza di uno scambiatore tra rete di teleriscaldamento e rete d'edificio impone una temperatura nella rete di teleriscaldamento più alta di quella necessaria ai terminali di emissione del calore nell'edificio stesso (per es. un sistema a pannelli radianti richiede acqua a 36°C, la rete di teleriscaldamento deve fornire acqua a 45-50°C): se il calore è fornito da un sistema PdC, questo dovrà funzionare a temperature più alte di quelle di ottimo, con conseguente riduzione dell'efficienza. Allo stesso modo la produzione locale di acqua calda sanitaria a temperatura di almeno 48°C richiede una temperatura della rete di teleriscaldamento di almeno 58°C con conseguente ulteriore riduzione dell'efficienza delle PdC centrali. Ulteriori problemi di una rete di teleriscaldamento con sistema di produzione centralizzato riguarda il funzionamento reversibile delle PdC: per poter utilizzare le PdC, per produrre acqua refrigerata per le utenze di tipo commerciale e terziario, è necessario dimensionare la rete per salti termici più bassi (ossia tubi più grossi), tipici di un sistema di tele-raffrescamento, con conseguente aumento del costo della rete e con l'impossibilità di fornire alle utenze il servizio di ACS attraverso la rete (se la rete è unica, può distribuire acqua calda o fredda).

Inoltre, alla luce delle considerazioni fatte sullo sviluppo temporale del progetto (5 – 10 anni), la soluzione di una centrale termica unica e centralizzata di potenza adeguata alle esigenze del comparto, collegata agli edifici attraverso una rete di teleriscaldamento, sembra la soluzione più difficile da intraprendere, per problemi di dimensionamento iniziali e di pianificazione del suo sviluppo.

3.1.2. Centrale per ogni edificio

In un sistema con centrali d'edificio sono assenti la rete di teleriscaldamento e le relative stazioni di scambio termico tra anello primario e secondario; questo consente di minimizzare le dispersioni termiche del sistema: i sistemi di piccola taglia presso l'utenza garantiscono minori perdite di calore nel trasporto e maggiore flessibilità d'esercizio.

Inoltre non è necessario costruire un edificio dedicato agli impianti termici di quartiere, è sufficiente sfruttare i locali tecnici dei singoli edifici. Le PdC possono funzionare con temperature di lavoro più basse, con relativo recupero di efficienza, fornendo calore per riscaldamento e ACS (quest'ultima con sistemi dedicati). Ogni edificio può funzionare in riscaldamento o in raffrescamento (o contemporaneamente in riscaldamento e raffrescamento se ha un sistema a 4 tubi), indipendentemente dagli altri. Inoltre un sistema distribuito si accorda più facilmente alla tempistica realizzativa degli edifici del comparto: è previsto per il quartiere un piano lavori quinquennale (se non decennale); è più facile realizzare l'impianto termico di ogni edificio piuttosto che prevedere uno sviluppo dimensionale della centrale termica nel tempo, che segue il naturale sviluppo della rete di teleriscaldamento.

Tuttavia le PdC di piccola/media taglia hanno efficienze minori di quelle di grossa taglia. Ogni impianto deve essere installato nei locali tecnici di ogni singolo edificio, occupando spazio altrimenti impiegato e introducendo localmente problemi legati alle emissioni inquinanti e sonore. La gestione e manutenzione è necessariamente effettuata edificio per edificio e quindi risulta più problematica.

Un grosso vincolo è però dato dalla variabilità giornaliera e stagionale dei carichi termici (ed elettrici) dell'utenza residenziale: tanto più vasto è il numero di utenti, tanto più la curva dei carichi risulta piatta per effetto di un miglior fattore di contemporaneità. Questa situazione si accorda maggiormente con l'utilizzo di un cogeneratore applicato al carico di base, piuttosto che cogeneratori distribuiti su ogni edificio a seguire il carico. Infatti un sistema cogenerativo è tanto più efficace quanto più esercito in modo continuo, ossia quanto più è possibile aggregare le utenze a esso associate, appiattendone la curva della domanda (termica). Prevedere impianti cogenerativi distribuiti sui singoli edifici, vedrebbe un loro utilizzo più discontinuo e meno efficiente, quindi l'esigenza di un cogeneratore si accompagna più efficacemente ad una soluzione centralizzata con rete di teleriscaldamento associata.

3.1.3. Considerazioni generali

Le due possibili architetture di sistema (centralizzata e distribuita) possono essere adeguatamente combinate, prevedendo comunque la realizzazione di una rete di teleriscaldamento, che può essere estesa ad altre zone del Comune di Gorgonzola.

Un'architettura distribuita della rete termica può prevedere l'utilizzo di pompe di calore localizzate in ogni edificio a produzione di riscaldamento e ACS, con il solare termico installato sui tetti degli edifici per integrare le PdC nella produzione di ACS. Le PdC sono completamente alimentate dall'energia elettrica fornita dai pannelli fotovoltaici installati anch'essi sui tetti degli edifici. L'analisi di dettaglio di questa soluzione impiantistica è fatta nella soluzione 1 al successivo paragrafo.

Scelte intermedie, che non escludono una distribuzione di calore tramite rete di teleriscaldamento, sono espresse nelle seguenti soluzioni:

- Pompe di calore in centrale termica con rete di teleriscaldamento per sopperire alle esigenze di riscaldamento, solare termico integrato da caldaie a gas per la produzione di ACS. In questo caso il sistema globale della rete di teleriscaldamento è meno penalizzato (e potrebbe rivelarsi più conveniente): la pompa di calore centralizzata fornisce il calore per riscaldamento e acqua calda sanitaria nei soli mesi invernali e comunque nel solo periodo in cui è richiesto calore per il riscaldamento; è possibile prevedere un sistema reversibile di teleraffrescamento, dimensionando opportunamente la rete e sfruttando le pompe di calore in modalità reversibile. L'ACS è infatti prodotta dal solare termico e dalle caldaie a gas. Nell'ipotesi, già presente nel documento [10], di soddisfare il 60 % dei consumi per ACS con il solare termico, solo il 10 % circa dei consumi di calore sarebbe soddisfatto con combustibile fossile.
- Installazione di un cogeneratore a biomassa. L'impianto di cogenerazione sarebbe necessariamente centralizzato ma potrebbe integrarsi con un sistema di pompe di calore a livello d'edificio. Questa soluzione è analizzata in maggiore dettaglio nelle soluzioni alternative riportate al successivo paragrafo (soluzioni 2 e 3).

3.2. Soluzioni impiantistiche

In questo capitolo sono presentate tre soluzioni impiantistiche che soddisfano in tutto o in parte i fabbisogni energetici del comparto C6.

3.2.1. Soluzione 1 → PV + PdC

La soluzione prevede un'architettura impiantistica distribuita, per cui ogni edificio è dotato del proprio impianto di produzione del calore per riscaldamento e ACS.

Il 60% del calore per alimentare il sistema ad ACS è prodotto tramite solare termico. Il restante 40% e tutto il calore necessario per il riscaldamento sono prodotti mediante pompe di calore. S'ipotizza di poter coprire il fabbisogno di energia elettrica annuo delle pompe di calore tramite impianto fotovoltaico.

Produzione del calore per riscaldamento

Il fabbisogno di calore per riscaldamento dell'utenza è stimato in 2.210.000 kWh_{TH}/anno. La soluzione prevede la fornitura di questo calore attraverso un sistema di riscaldamento a pannelli radianti, che lavora a basse temperature e che permette di sfruttare la pompa di calore con efficienze elevate. Considerando un COP medio di 3,0, il consumo di energia elettrica delle pompe di calore risulta pari a circa 740.000 kWh_E/anno.

Il sistema, opportunamente dimensionato per soddisfare i fabbisogni di punta dell'utenza, presenta una potenza di picco di 3.800 kW_{TH}. La potenza frigorifera del sistema reversibile è di poco inferiore.

Produzione del calore per ACS

La produzione della quota (40%) di energia termica per ACS non coperta dal solare termico, pari a 310.000 kWh_{TH}/anno, con un COP medio di 2,5 (l'ACS è fornita all'utenza a una temperatura maggiore rispetto al riscaldamento, ciò determina un decadimento delle prestazioni della PdC), comporta un consumo elettrico di circa 130.000 kWh_E/anno.

La quota di energia termica per la produzione di ACS coperta dall'impianto solare (60%) è invece pari a 465.000 kWh_{TH}/anno.

Considerando un apporto d'energia per pannello di $500 \text{ kWh}_{\text{TH}}/\text{anno} \cdot \text{m}^2$, ne deriva la necessità di installare 930 m^2 di pannelli solari termici sui tetti degli edifici.

La capacità totale d'accumulo del sistema di fornitura ACS è stimata in circa 70.000 litri.

Produzione di energia elettrica da Fotovoltaico

L'energia elettrica complessiva assorbita dalle pompe di calore per produrre l'energia termica necessaria all'utenza è pari a $870,000 \text{ kWh}_E/\text{anno}$.

Considerando la produzione di $1.000 \text{ kWh}_E/\text{anno}$ per ogni kW di potenza di picco fotovoltaico installato e una resa di un pannello fotovoltaico intorno a $100 \text{ W}_P/\text{m}^2$, risulta la necessità di un impianto fotovoltaico da 870 kW_P con una superficie occupata sui tetti degli edifici di circa 9.000 m^2 , per produrre l'energia elettrica necessaria ad alimentare le pompe di calore.

In questa soluzione si assume di avere la disponibilità sui tetti degli edifici di superficie utile sufficiente a installare la potenza di picco calcolata. Si tenga presente che per installare 9.000 m^2 di pannelli, occorre almeno una superficie doppia di tetti piani per evitare l'interferenza tra le file successive di pannelli, mentre la superficie di un tetto a falda può essere coperta quasi al 100% da pannelli, solo se orientata verso sud. Da un'analisi delle planimetrie volumetriche ricevute dal Comune di Gorgonzola [11], risulta una superficie utile sui tetti degli edifici sufficiente all'installazione di 800 kW_P di fotovoltaico. Si assume di poter sfruttare altre superfici utili, quali pensiline di parcheggi autovetture e terreni, per raggiungere la potenza richiesta (870 kW_P).

Altri fabbisogni

I fabbisogni elettrici delle singole utenze e dei servizi comuni dell'intero comparto C6 non sono presi in considerazione in questa soluzione impiantistica. S'ipotizza la fornitura dell'energia elettrica da rete per soddisfare questi fabbisogni e per coprire i consumi elettrici delle pompe di calore eventualmente non coperti dal fotovoltaico.

Analisi energetica e ambientale

Lo schema energetico della soluzione progettuale qui analizzata, denominata "soluzione distribuita, senza CHP", è riportato in Figura 3.

Dai calcoli effettuati, riportati in Tabella 4, si deduce che il risparmio di energia primaria fossile garantito da questa soluzione è di $3,5 \text{ GWh}$, pari al 37,5% dell'energia spesa da un sistema a rete elettrica e caldaia a gas (sistema BASE rappresentato in Figura 4) che garantisce gli stessi servizi di elettricità, calore e freddo richiesti dall'utenza. Le emissioni evitate di CO_2 sono 690 tonnellate (Tabella 4).

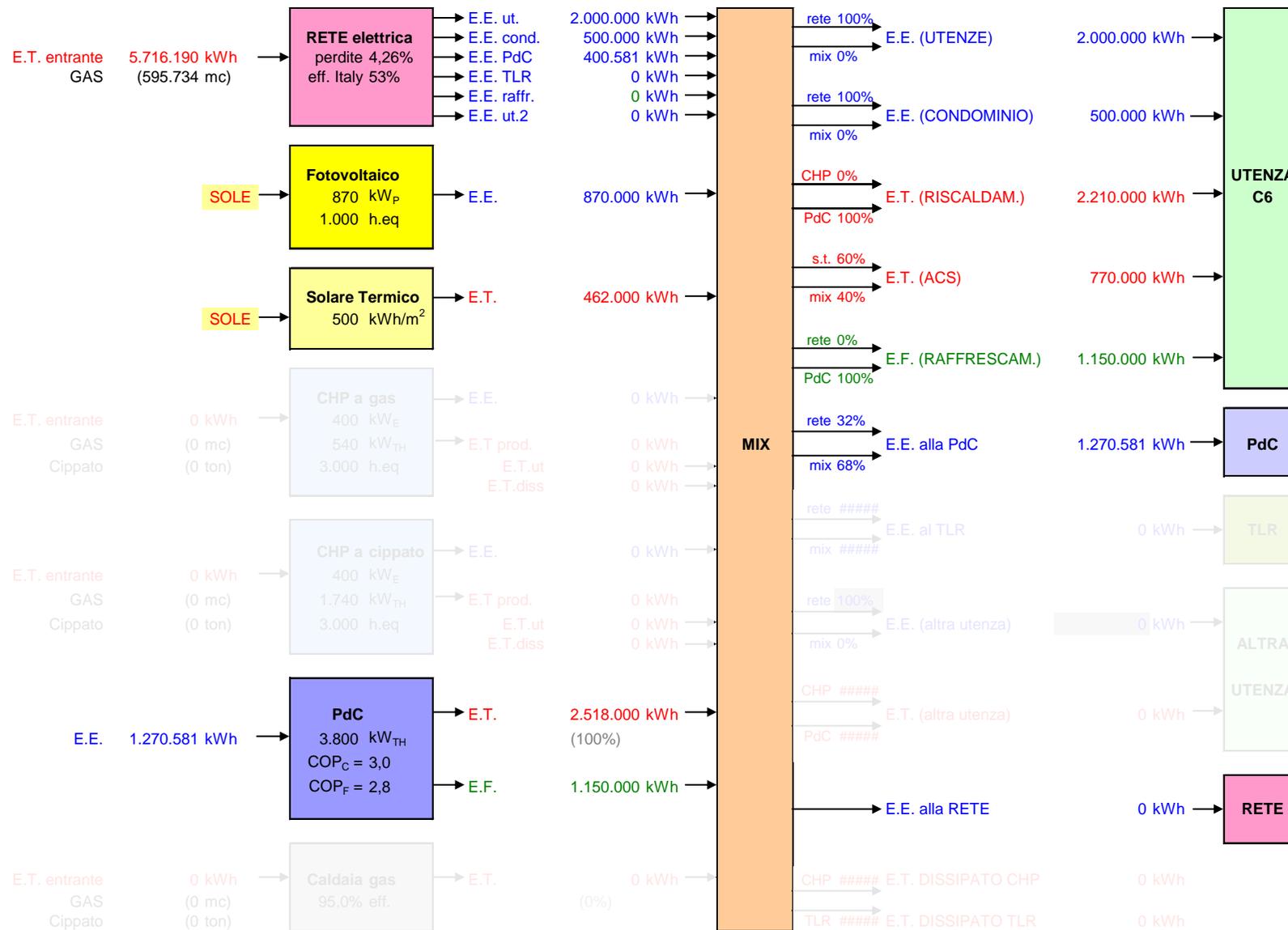


Figura 3 – Soluzione 1 – rappresentazione schematica della “soluzione distribuita, senza CHP”.

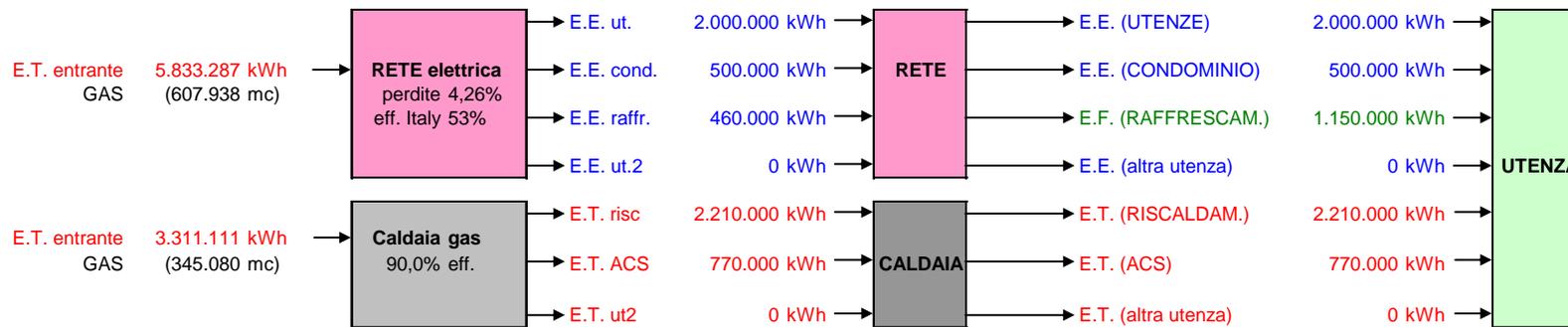


Figura 4 – Soluzione 1 – rappresentazione schematica della “soluzione BASE”.

E.Primaria FOSSILE MIX	5.716.190 kWh
E.Primaria FOSSILE BASE	9.144.398 kWh
Risparmio Energia primaria FOSSILE	3.428.209 kWh
	(37,5%)
Emissioni CO₂ da sistema MIX	
TOTALE	1.154 ton
RETE elettrica	1.154 ton
CHP	0 ton
Caldaie	0 ton
Emissioni CO₂ da sistema BASE	
TOTALE	1.847 ton
RETE elettrica	1.178 ton
Caldaie	669 ton
Emissioni evitate di CO₂	692 ton
	(37,5%)

Tabella 4 – Soluzione 1 – Risparmio di energia primaria fossile e emissioni evitate di CO₂.

3.2.2. Soluzione 2 → PV + PdC + CHP 400 kW

La soluzione prevede l'installazione di un cogeneratore (CHP) alimentato da biomassa forestale. Il cogeneratore possibile è un generatore a ciclo Rankine a Fluido Organico (ORC), prodotto dalla Turboden (www.turboden.eu), alimentato da una caldaia a fluido diatermico a biomassa legnosa (cippato), proveniente dalla potatura e dagli scarti agro-forestali e di processi industriali, raccolti nel territorio dei comuni vicini a Gorgonzola, cui afferiscono il bacino della Martesana e del Molgora¹. Il modulo Turboden adatto a questa soluzione impiantistica è il TURBODEN 4 CHP, in grado di erogare una potenza elettrica attiva netta di 400 kW_E e 1.800 kW_{TH} disponibili all'utenza, le cui caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella 5.

INPUT - olio diatermico	
Temperatura nominale circuito alta temperatura (entrata/uscita)	310/250°C
Potenza termica circuito Alta Temperatura	2.100 kW
Temperatura nominale circuito Bassa Temperatura (entrata/uscita)	250/130°C
Potenza termica circuito Bassa Temperatura	200 kW
Potenza termica totale in ingresso	2.300 kW
OUTPUT - acqua calda	
Temperatura acqua calda (entrata/uscita)	60/80°C
Potenza termica all'acqua calda	1.844 kW
PRESTAZIONI	
Potenza elettrica attiva lorda	424 kW
Efficienza elettrica lorda	18,2 %
Autoconsumi elettrici	24 kW
potenza elettrica attiva netta	400 kW
Efficienza elettrica netta	17,4 %
Caratteristiche	
Generatore elettrico: asincrono trifase (B.T. 400V)	
Configurazione impianto: single skid	

Tabella 5 – Taglia e prestazioni del modello ORC TURBODEN 4 “SPLIT” MODUL [12].

Il calore prodotto dal CHP, installato nella centrale di quartiere, collocata in posizione baricentrica rispetto alle utenze termiche da servire, è distribuito attraverso una rete di teleriscaldamento (TLR) che si sviluppa all'interno del comparto e che si prevede in futuro di estendere ad altre utenze di Gorgonzola. La rete di TLR, prevista in questa soluzione per il comparto C6, ha consumi elettrici (pompe e ausiliari) dell'ordine di 60 MWh_E/anno e dissipazioni termiche di 230 MWh_{TH}/anno (circa l'11% del calore distribuito).

Pompe di calore e solare termico

Le PdC sono installate presso ogni edificio del comparto (come nella soluzione precedente) e concorrono al soddisfacimento dei fabbisogni termici di riscaldamento del comparto insieme al CHP. Si ipotizza un sistema di distribuzione del calore per riscaldamento fatto con ventilazione meccanica, che permette comunque di sfruttare le pompe di calore a bassa temperatura (e quindi ad alta efficienza).

Come nella soluzione precedente, si stima che l'energia termica prodotta dal solare termico (930 m²) soddisfi il 60% del fabbisogno di ACS, il restante 40% è garantito dalle PdC.

¹ La raccolta è gestita da un consorzio (CEM), con cui il Comune di Gorgonzola sta cercando di stipulare un accordo di fornitura, per garantire la sicurezza d'approvvigionamento al cogeneratore.

In questa soluzione si è scelto di installare PdC reversibili ($3.800 \text{ kW}_{\text{TH}}$) con scambiatore ad aria, la cui resa è comunque paragonabile a quella delle equivalenti PdC a sonda geotermica, ma il cui costo è inferiore. Essendo reversibili, le PdC, funzionando come frigoriferi, sono in grado di soddisfare il fabbisogno di raffrescamento dell'intero comparto.

Fotovoltaico

La soluzione prevede l'installazione sui tetti degli edifici di solare fotovoltaico per una potenza complessiva di 870 kW_p . La stima è coerente con i calcoli effettuati analizzando le planimetrie volumetriche ricevute in ottobre 2009 dal Comune di Gorgonzola [12], in cui si evidenzia la possibilità di installare un massimo di circa 9.000 m^2 di pannelli sui tetti degli edifici.

Fabbisogni elettrici

L'energia elettrica per alimentare le pompe di calore (a soddisfare sia la produzione termica per riscaldamento e ACS che il condizionamento estivo), per i consumi del TLR, per i consumi dei servizi comuni dell'intero comparto C6 e in parte per i consumi delle singole utenze, può essere prodotta dal fotovoltaico e dal ORC. È da sottolineare come questa sia un'analisi di bilancio energetico (energia prodotta, energia consumata e energia dissipata), nella realtà è ancora impossibile per i singoli utenti (famiglie, uffici, negozi) poter auto-consumare l'energia elettrica prodotta da un generatore di proprietà del macro-condominio, a causa di un limite legislativo.

In ogni caso, la soluzione prospettata è energeticamente ed economicamente efficiente: la comunità del comparto C6 in questa soluzione è vicina a realizzare l'autosufficienza energetica, inoltre il ritorno economico è assicurato dai ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dal CHP a biomassa attraverso il meccanismo della "tariffa omnicomprensiva" e dal fotovoltaico attraverso il "conto energia". Nonostante i singoli utenti debbano approvvigionarsi dell'energia elettrica dalla rete, questa può essere vista come polmone, in cui il macro-condominio immette energia e i "condomini" la prelevano. Il bilancio economico può risultare comunque positivo per i singoli utenti.

Analisi energetica e ambientale

Lo schema energetico della soluzione progettuale qui analizzata, denominata "soluzione centralizzata intermedia, con CHP da 400 kW ", è riportato in Figura 5.

Il risparmio di energia primaria fossile garantito da questa soluzione è di $7,2 \text{ GWh}$, pari al $74,1\%$ dell'energia spesa da un sistema a rete elettrica e caldaia (sistema BASE rappresentato in Figura 6 Figura 4) che garantisce gli stessi servizi di elettricità, calore e freddo richiesti dall'utenza. Le emissioni evitate di CO_2 sono 1450 tonnellate (Tabella 6).

I limiti di bilancio energetico di questa soluzione impiantistica sono:

- il comparto C6 non è ancora energeticamente completamente autosufficiente (circa $1,3 \text{ GWh}$ elettrici sono ancora forniti dalla rete elettrica ai singoli utenti);
- l'energia termica prodotta dal ORC è notevolmente superiore alle richieste termiche del comparto C6; per non essere costretti a dissiparla, è necessario estendere la rete di TLR a nuove utenze termiche (essiccamento della biomassa legnosa, altre utenze del Comune di Gorgonzola, ecc.).

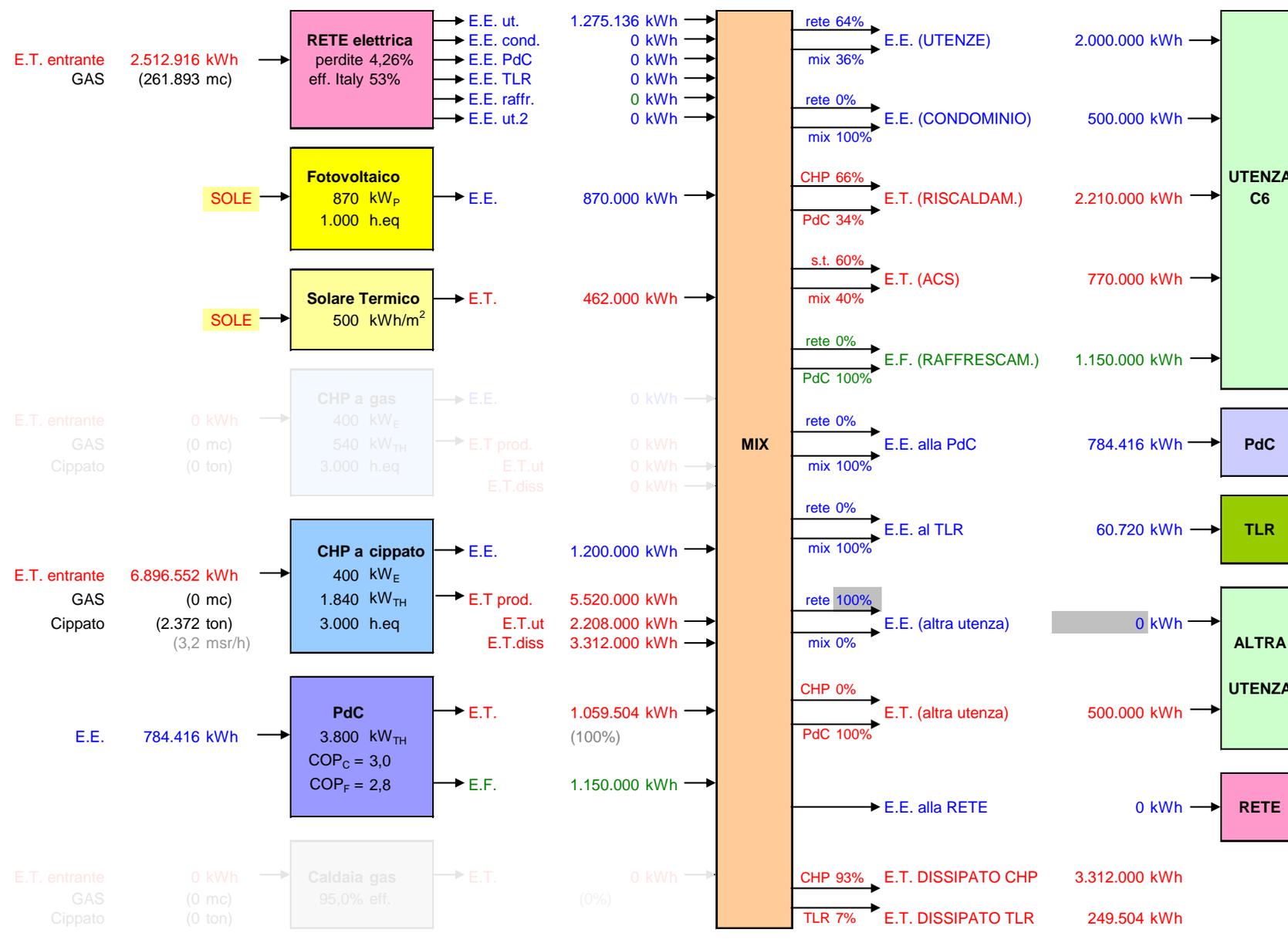


Figura 5– Soluzione 2 – rappresentazione schematica della “soluzione centralizzata intermedia, con CHP da 400 kW”.

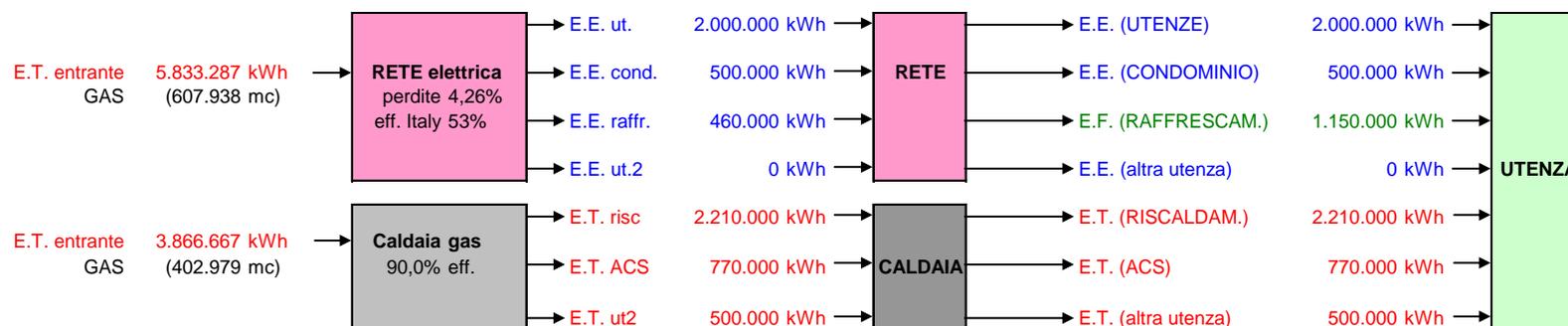


Figura 6 – Soluzione 2 – rappresentazione schematica della “soluzione BASE”.

E.T. entrante MIX	9.409.468 kWh
E.T. entrante BASE	9.699.954 kWh
Risparmio Energia primaria	290.486 kWh
	(3,0%)
E.Primaria FOSSILE MIX	2.512.916 kWh
E.Primaria FOSSILE BASE	9.699.954 kWh
Risparmio Energia primaria FOSSILE	7.187.037 kWh
	(74,1%)

Emissioni CO₂ da sistema MIX	TOTALE	508 ton
	RETE elettrica	508 ton
	CHP	0 ton
	Caldaie	0 ton
Emissioni CO₂ da sistema BASE	TOTALE	1.959 ton
	RETE elettrica	1.178 ton
	Caldaie	781 ton
Emissioni evitate di CO₂		1.451 ton
		(74,1%)

Tabella 6 – Soluzione 2 – Risparmio di energia primaria fossile e emissioni evitate di CO₂.

3.2.3. Soluzione 3 → PV + PdC + Bio 1 MW

Come nel caso precedente, la soluzione prevede l'installazione di un cogeneratore (CHP) e di una caldaia a fluido diatermico, alimentata da biomassa legnosa, proveniente da filiera corta. Un cogeneratore possibile per questa soluzione impiantistica è il modulo ORC TURBODEN 10 CHP, prodotto dalla Turboden (www.turboden.eu), in grado di erogare una potenza elettrica attiva netta di 950 kW_E e 4.100 kW_{TH} termici disponibili all'utenza, le cui caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella 7.

Anche in questo caso, il calore prodotto dal CHP è distribuito attraverso una rete di teleriscaldamento (TLR) che si sviluppa all'interno del comparto e che si prevede in futuro di estendere ad altre utenze di Gorgonzola. La rete di TLR, prevista in questa soluzione per il comparto C6, ha consumi elettrici (pompe e ausiliari) dell'ordine di 60 MWh_E/anno e dissipazioni termiche di 250 MWh_{TH}/anno (circa l'11% del calore distribuito).

INPUT - olio diatermico	
Temperatura nominale circuito alta temperatura (entrata/uscita)	310/250°C
Potenza termica circuito Alta Temperatura	4.690 kW
Temperatura nominale circuito Bassa Temperatura (entrata/uscita)	250/130°C
Potenza termica circuito Bassa Temperatura	450 kW
Potenza termica totale in ingresso	5.140 kW
OUTPUT - acqua calda	
Temperatura acqua calda (entrata/uscita)	60/80°C
Potenza termica all'acqua calda	4.100 kW
PRESTAZIONI	
Potenza elettrica attiva lorda	1001 kW
Efficienza elettrica lorda	19,4 %
Autoconsumi elettrici	51 kW
potenza elettrica attiva netta	950 kW
Efficienza elettrica netta	18,4 %
Caratteristiche	
Generatore elettrico: asincrono trifase (B.T. 400V)	
Configurazione impianto: single skid	

Tabella 7 – Taglia e prestazioni del modello ORC TURBODEN 4 “SPLIT” MODUL [12].

Pompe di calore e solare termico

Le PdC sono installate presso ogni edificio del comparto (come nella soluzione precedente) e concorrono al soddisfacimento dei fabbisogni termici di riscaldamento del comparto insieme al CHP. Si ipotizza un sistema di distribuzione del calore per riscaldamento fatto con ventilazione meccanica, che permette comunque di sfruttare le pompe di calore a bassa temperatura (e quindi ad alta efficienza).

Come nella soluzione precedente, si stima che l'energia termica prodotta dal solare termico (930 m²) soddisfi il 60% del fabbisogno di ACS, il restante 40% è garantito dalle PdC.

In questa soluzione si è scelto di installare PdC reversibili (3.800 kW_{TH}) con scambiatore ad aria, la cui resa è comunque paragonabile a quella delle equivalenti PdC a sonda geotermica, ma il cui costo è inferiore. Essendo reversibili, le PdC, funzionando come frigoriferi, sono in grado di soddisfare il fabbisogno di raffrescamento dell'intero comparto.

Fotovoltaico

La soluzione prevede l'installazione sui tetti degli edifici di solare fotovoltaico per una potenza complessiva di 870 kW_p. La stima è coerente con i calcoli effettuati analizzando le planimetrie volumetriche ricevute dal Comune di Gorgonzola[11], in cui si evidenzia la possibilità di installare un massimo di circa 9.000 m² di pannelli sui tetti degli edifici.

Fabbisogni elettrici

La totalità dei fabbisogni elettrici, per alimentare le pompe di calore (produzione termica e raffrescamento), per i consumi del TLR, per i consumi dei servizi comuni dell'intero comparto C6 e per i consumi delle singole utenze, può essere prodotta dal fotovoltaico e dal ORC. Essendo completamente soddisfatti da ORC, PdC e solare termico anche i consumi termici, il comparto C6 può considerarsi energeticamente completamente **autosufficiente** (e si svincola virtualmente dagli apporti della rete elettrica); Anche in questo caso l'analisi è un bilancio energetico (energia prodotta, energia consumata e energia dissipata); nella realtà i singoli utenti (famiglie, uffici, negozi) non possono auto-consumare l'energia elettrica prodotta dal generatore di proprietà del macro-condominio, a causa di un limite legislativo. In ogni caso, la soluzione prospettata è energeticamente ed economicamente efficiente: la comunità del comparto C6 in questa soluzione realizza l'autosufficienza energetica e il ritorno economico è assicurato dai ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dal CHP a biomassa attraverso il meccanismo della "tariffa omnicomprensiva" e dal fotovoltaico attraverso il "conto energia".

Analisi energetica e ambientale

Lo schema energetico della soluzione progettuale qui analizzata, denominata "soluzione centralizzata autosufficiente, con CHP da 1 MW", è riportato in Figura 7.

Il risparmio di energia primaria fossile garantito da questa soluzione è di **9,7 GWh**, pari al **100%** dell'energia spesa da un sistema a rete elettrica e caldaia (sistema BASE rappresentato in Figura 8) che garantisce gli stessi servizi di elettricità, calore e freddo richiesti dall'utenza. Le emissioni evitate di CO₂ sono **1.960 tonnellate** (Tabella 8).

Il limite di bilancio energetico di questa soluzione impiantistica è che, ancora di più in questa soluzione rispetto alla precedente, l'energia termica prodotta dal ORC è superiore alle richieste termiche del comparto C6. Nasce la necessità di estendere la rete di TLR a nuove utenze termiche per distribuire fino a 10 GWh di calore non utilizzabile dal comparto C6.

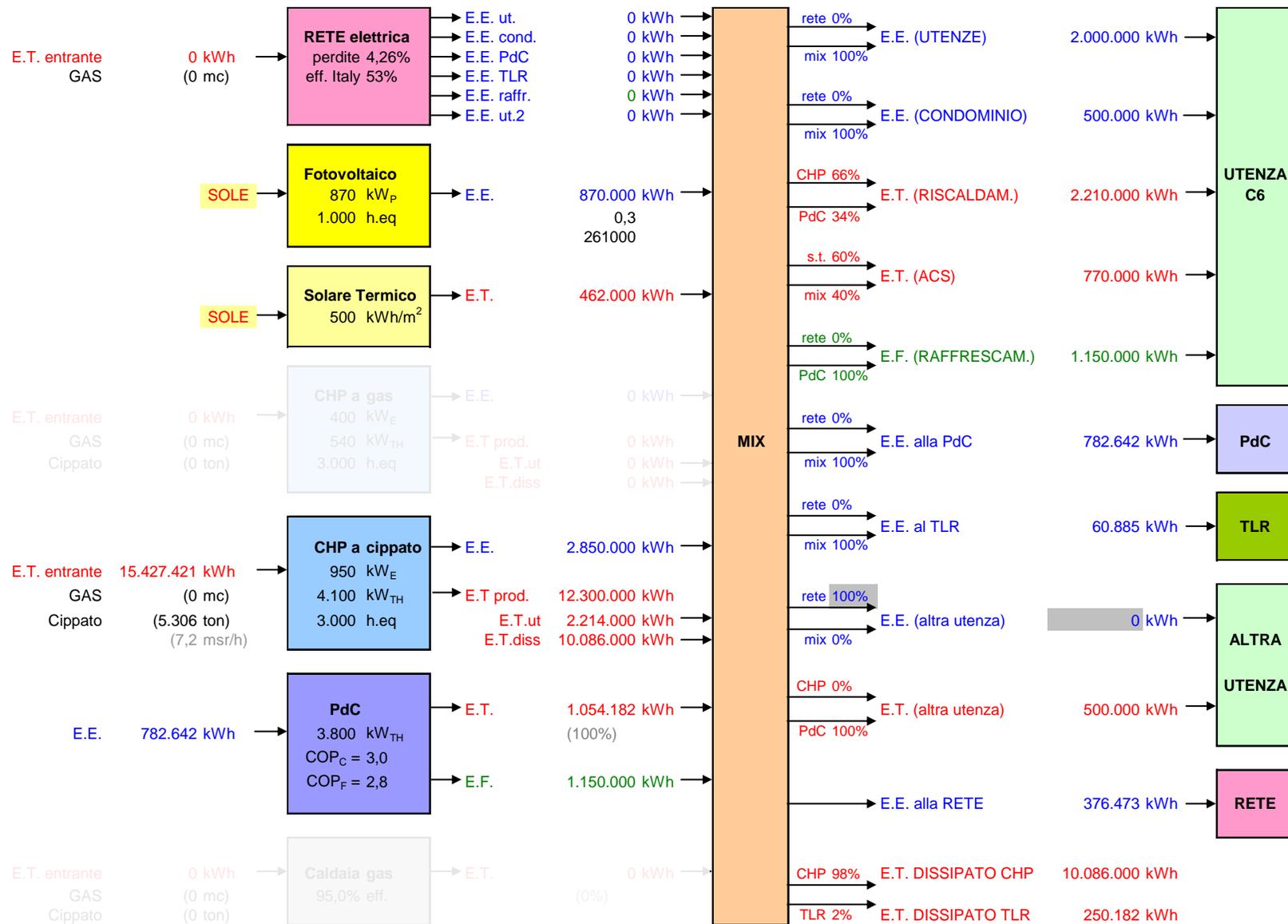


Figura 7 – Soluzione 3 – rappresentazione schematica della “soluzione centralizzata autosufficiente, con CHP da 1 MW”

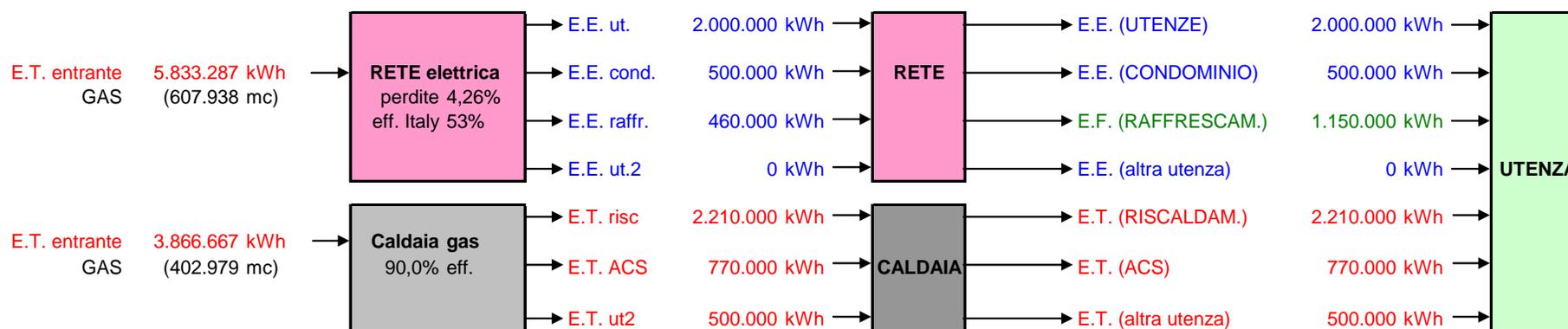


Figura 8 – Soluzione 3 – rappresentazione schematica della “soluzione BASE”.

E.T. entrante MIX	15.427.421 kWh
E.T. entrante BASE	9.699.954 kWh
Risparmio Energia primaria	-5.727.467 kWh
	-(59,0%)
E.Primaria FOSSILE MIX	0 kWh
E.Primaria FOSSILE BASE	9.699.954 kWh
Risparmio Energia primaria FOSSILE	9.699.954 kWh
	(100,0%)
Emissioni CO₂ da sistema MIX	
TOTALE	0 ton
RETE elettrica	0 ton
CHP	0 ton
Caldaie	0 ton
Emissioni CO₂ da sistema BASE	
TOTALE	1.959 ton
RETE elettrica	1.178 ton
Caldaie	781 ton
<hr/>	
Emissioni evitate di CO ₂	1.959 ton
	(100,0%)

Tabella 8 – Soluzione 3 – Risparmio di energia primaria fossile e emissioni evitate di CO₂.

4. INVESTIMENTO

4.1. Investimento per l'impianto fotovoltaico (PV)

Per le tre soluzioni impiantistiche è stata assunta la medesima configurazione d'impianto, che comporta il medesimo costo dell'investimento, stimato in 3,91 M€ (Tabella 11), ottenuto ipotizzando un costo specifico del fotovoltaico di 4.500 €/kW_P.

L'energia elettrica producibile (870.000 kWh) è il prodotto delle ore equivalenti di funzionamento (1.000 h/anno, stimate per l'area e latitudine in cui è sito il comune di Gorgonzola) per la potenza di picco dei moduli (complessivamente 870 kW_P).

4.2. Investimento per l'impianto solare termico (ST)

Anche in questo caso per le tre soluzioni impiantistiche è stata assunta la medesima configurazione d'impianto, che comporta il medesimo costo dell'investimento, stimato in 0,69 M€ (Tabella 11), ottenuto ipotizzando un costo specifico dei pannelli solari di 750 €/m² e considerando di dover impegnare una superficie di 924 m² per garantire la produzione del 60% di acqua calda sanitaria.

Tra le ipotesi di lavoro si assume un'energia per unità di superficie dei pannelli solari di 500 kWh/m² e lo stesso numero di ore equivalenti del solare fotovoltaico (1.000 h/anno).

4.3. Investimento per l'impianto a Pompe di Calore (PdC)

Sempre per confrontare le 3 soluzioni impiantistiche, si è scelto di dimensionare il sistema a Pompe di Calore sul totale dei fabbisogni dell'utenza (in termini di potenza) e quindi di assumere la medesima configurazione impiantistica per le 3 soluzioni.

La configurazione scelta è un sistema a pompe di calore reversibili, con scambiatore ad aria verso l'ambiente.

Analisi sperimentali condotte da RSE (sintetizzate nel documento [24]) su diversi sistemi a pompe di calore hanno permesso la loro caratterizzazione in termini di resa energetica, consumi e affidabilità.

I sistemi ad aria sono ben consolidati, hanno ottime prestazioni e costi ridotti. I sistemi geotermici, potenzialmente più efficienti, presentano tuttavia qualche problematicità: i sistemi a sonde geotermiche introducono perdite di carico tali da compromettere l'efficienza complessiva, se il terreno in cui sono inserite non riesce a garantire un adeguato scambio termico; i sistemi ad acqua di falda sono più efficienti e anche più economici di quelli ad aria se la falda non è troppo profonda, introducono tuttavia maggiori difficoltà nell'iter autorizzativo.

In questo dimensionamento di massima, non sono state fatte valutazioni sul sistema di distribuzione all'utenza, che potrebbe essere di tipo idronico e a pannelli radianti.

Le caratteristiche di massima del sistema oggetto di questo studio sono riportate nella seguente Tabella 9.

Se si assume un costo specifico del sistema a Pompa di Calore di 400 €/kW_{TH}, risulta un costo complessivo di 1,5 M€.

Si prevede inoltre per le 3 soluzioni la realizzazione di un sistema d'accumulo per l'acqua calda sanitaria da 70.000 litri complessivi, con un costo di 0,2 M€

Pertanto il totale del costo d'investimento del sistema a PdC è di 1,7 M€ (Tabella 11).

Potenza termica utile	3.800 kW _{TH}
Potenza frigorifera utile	3.700 kW _{FR}
COP riscaldamento	3,0
COP acqua Calda Sanitaria	2,5
COP frigorifero	2,8
Temperatura riscaldamento a pannelli radianti	30/40 °C
Temperatura ACS	< 60°C
Temperatura raffrescamento a pannelli radianti	23/18°C

Tabella 9 – caratteristiche di massima del sistema a PdC oggetto di questo studio.

4.4. Investimento per l'impianto di teleriscaldamento (TLR) con cogeneratori a biomassa (ORC)

Questo investimento è preso in considerazione solo per le soluzioni 2 e 3, perché come si è descritto prima la soluzione 1 non prevede l'integrazione di un'unità ORC.

In Tabella 5 e Tabella 7 sono riportate le caratteristiche tecniche dei due modelli Turboden 4 e Turboden 10. In Tabella 11 è riportata la stima dei costi d'investimento per ORC, caldaia, ausiliari d'impianto e rete di teleriscaldamento. Nella stima sono stati considerati gli extra costi dovuti a imprevisti e spese tecniche, stimati nel 10% de costo totale dell'impianto.

L'investimento totale per la soluzione 2 ("soluzione centralizzata intermedia, con CHP da 400 kW") è di 5,8 M€ mentre per la soluzione 3 ("soluzione centralizzata autosufficiente, con CHP da 1 MW") si stima un costo complessivo di 8,2 M€.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e termica del cogeneratore nelle due soluzioni impiantistiche, si è scelto di esercire gli impianti per 3000 h/anno. In Tabella 10 è riportata la stima della produzione delle due unità ORC.

Investimento	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Altri parametri tecnici		Turboden 4	Turboden 10
Ore di funzionamento		3.000 h/anno	3.000 h/anno
Energia elettrica producibile		1.200.000 kWh	2.850.000 kWh
Calore producibile		5.532.000 kWh	12.300.000 kWh
Calore utilizzato		2.208.000 kWh	2.214.000 kWh

Tabella 10 - stima della produzione delle due unità ORC.

4.5. Investimento per la macchina cippatrice

Questo investimento è preso in considerazione solo per le soluzioni 2 e 3 e si riferisce ad una precisa scelta di strategia d'approvvigionamento, che sarà verificata nel corso di questo studio.

Il combustibile legnoso può arrivare sul sito dell'impianto in forma grezza, come residuo di raccolta del verde (scarti di potatura, ecc.), oppure in forma già lavorata, come cippato.

Un investimento in una macchina cippatrice è funzione di una scelta di far conferire la biomassa legnosa grezza presso il sito in cui è realizzato l'impianto e di lavorarla in forma di cippato sul posto. In realtà non sarà la soluzione adottata per Gorgonzola, ma serve a definire il costo di lavorazione della materia prima (che è funzione anche del costo dell'impianto di cippatura), al fine di definire il costo del combustibile, che vedremo nel paragrafo 5.4, essere funzione anche del costo di trasporto della biomassa.

In Tabella 11 è riportata la stima del costo di un sistema di cippatura con alimentazione elettrica [26], scelto per garantire la massima compatibilità ambientale per il sito oggetto di questo studio.

4.6. Investimento complessivo

L'importo totale dell'investimento è riportato in Tabella 11.

Investimento	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Investimento - Fotovoltaico (PV)			
Moduli silicio policristallino			
Potenza di picco	870 kW _P	870 kW _P	870 kW _P
Ore equivalenti di funzionamento	1.000 h/anno	1.000 h/anno	1.000 h/anno
Energia elettrica producibile	870.000 kWh	870.000 kWh	870.000 kWh
Costo d'investimento			
Costo specifico PV	4.500 €/kW _P	4.500 €/kW _P	4.500 €/kW _P
TOTALE impianto PV	3.915.000 €	3.915.000 €	3.915.000 €
Investimento - Solare Termico (ST)			
Moduli			
Energia per unità di superficie	500 kWh/m ²	500 kWh/m ²	500 kWh/m ²
Superficie impegnata	924 m ²	924 m ²	924 m ²
Energia termica producibile	462.000 kWh	462.000 kWh	462.000 kWh
Costo d'investimento			
Costo specifico ST	750 €/m ²	750 €/m ²	750 €/m ²
TOTALE impianto ST	693.000 €	693.000 €	693.000 €
Investimento - Pompe di Calore (PdC)			
Moduli			
Potenza termica	3.800 kW	3.800 kW	3.800 kW
COP PdC riscaldamento	3,0	3,0	3,0
COP PdC ACS	2,5	2,5	2,5
COP frigo	2,8	2,8	2,8
Costo d'investimento PdC			
Costo specifico PdC	400 €/kW	400 €/kW	400 €/kW
TOTALE impianto PdC	1.520.000 €	1.520.000 €	1.520.000 €
Costo sistema d'accumulo x PdC			
Accumulatore ACS	70.000 litri	70.000 litri	70.000 litri
Costo specifico produz. ACS	3 €/l	3 €/l	3 €/l
TOTALE sistema d'accumulo x PdC	210.000 €	210.000 €	210.000 €
TOTALE impianto PdC	1.730.000 €	1.730.000 €	1.730.000 €
Investimento - Modulo ORC Turboden e impianto di Teleriscaldamento			
INPUT - olio diatermico			
Temperatura nominale circuito alta temperatura (entrata/uscita)		310/250 °C	310/250 °C
Potenza termica circuito Alta Temperatura		2.100 kW	4.690 kW
Temperatura nominale circuito Bassa Temperatura (entrata/uscita)		250/130 °C	250/130 °C
Potenza termica circuito Bassa Temperatura		200 kW	450 kW
Potenza termica totale in ingresso		2.300 kW	5.140 kW
OUTPUT - acqua calda			
Temperatura acqua calda (entrata/uscita)		60/80 °C	60/80 °C
Potenza termica all'acqua calda		1.844 kW	4.100 kW
PRESTAZIONI			
Potenza elettrica attiva lorda		424 kW	1001 kW
Efficienza elettrica lorda		18,4%	19,5%
Autoconsumi elettrici		24 kW	51 kW
potenza elettrica attiva netta		400 kW	950 kW
Efficienza elettrica netta		17,4%	18,5%
COSTO ORC e CALDAIA			
Impianto ORC, con accessori		840.000 €	1.300.000 €
Caldaia a biomassa (2.600 e 5.000 kW _{TH}), con accessori		2.000.000 €	3.500.000 €
Totale: Impianto ORC e caldaia a biomassa, con accessori		2.840.000 €	4.800.000 €
COSTO IMPIANTO			
Centrale termica (tubazioni, impianti di pompaggio, espansione e accessori)		200.000 €	250.000 €
Centrale termica (opere civili)		250.000 €	300.000 €
Centrale termica (stoccaggio biomassa)		100.000 €	180.000 €
Rete di teleriscaldamento e sottocentrali (DN300)		1.800.000 €	1.800.000 €
Impianto elettrico		80.000 €	100.000 €
Regolazione sistema complessivo		20.000 €	30.000 €
Totale: Impianto termico ed elettrico d'allaccio utenza		2.450.000 €	2.660.000 €
Imprevisti e spese tecniche (circa 10% del costo totale impianti)		529.000 €	746.000 €
TOTALE ORC e Teleriscaldamento		5.800.000 €	8.200.000 €
Investimento per la macchina cippatrice			
COSTO MACCHINA CIPPATRICE			
Potenza elettrica cippatrice		40 kW	80 kW
Costo specifico cippatrice		1.000 €/kW	1.000 €/kW
Totale: cippatrice		40.000 €	80.000 €
TOTALE INVESTIMENTO	6.338.000 €	12.178.000 €	14.618.000 €

Tabella 11 – Analisi dell'investimento per il sistema energetico previsto per il comparto C6.

5. ANALISI ECONOMICA DI GESTIONE

5.1. Fotovoltaico (PV)

5.1.1. Costi

S'ipotizza un costo annuale d'esercizio e manutenzione per il fotovoltaico di circa il 2% del costo d'impianto (78.000 €/anno), che tiene conto di costi di supervisione impianto, di manutenzione inverter e di gestione di eventuali fermi impianto. I costi d'esercizio e manutenzione per il fotovoltaico sono identici per le 3 soluzioni analizzate.

5.1.2. Ricavi

L'energia elettrica prodotta dall'impianto PV è valorizzata attraverso il meccanismo del "Conto Energia" (paragrafo 1.3.5). Si prende come valore specifico al kWh il valore riferito alla produzione di un impianto tra 3 e 20 kW_P, come se entrasse in esercizio entro aprile 2011: **0,377 €/kWh**.

Inoltre, l'energia elettrica prodotta dall'impianto può essere autoconsumata dai carichi condominiali, oppure venduta alla rete elettrica. Si assume per questo studio che tutta l'energia elettrica prodotta dal PV sia consumata dall'utenza condominiale; in questo caso il sistema può beneficiare del meccanismo di "scambio sul posto" (paragrafo 1.3.4).

Questa ipotesi è facilmente realizzabile considerando che l'energia elettrica prodotta può essere consumata dai sistemi condominiali a Pompa di Calore.

Grazie allo "scambio sul posto", è possibile arrivare a valorizzare l'energia elettrica autoconsumata dai sistemi condominiali (tra cui le Pompe di Calore) a **0,20 €/kWh**.

Il totale dei ricavi relativi all'esercizio dell'impianto fotovoltaico è pari a circa 502.000 €/anno.

5.1.3. MOL

In Tabella 12 è riportata l'analisi economica delle tre soluzioni per il fotovoltaico, che produce un Margine Operativo Lordo (MOL) di circa 424.000 €/anno.

Costi e Ricavi d'esercizio	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Fotovoltaico			
Costi O&M			
Esercizio e manutenzione (2% costo invest.)	78.300 €/anno	78.300 €/anno	78.300 €/anno
TOTALE costi PV	78.300 €/anno	78.300 €/anno	78.300 €/anno
Ricavi			
Conto energia	0,377 €/kWh	0,377 €/kWh	0,377 €/kWh
Valorizzazione E.E. con 'scambio sul posto'	0,200 €/kWh	0,200 €/kWh	0,200 €/kWh
TOTALE Ricavi PV	501.990 €/anno	501.990 €/anno	501.990 €/anno
MOL x PV	423.690 €/anno	423.690 €/anno	423.690 €/anno

Tabella 12 – Costi e ricavi del fotovoltaico per le 3 soluzioni.

5.2. Pompe di Calore (PdC)

In generale un sistema PdC, grazie alla sua elevata efficienza (COP intorno a 3), produce un risparmio energetico rispetto a sistemi di produzione del calore a caldaia a gas (efficienza inferiore al 90%).

Il risparmio energetico prodotto si traduce in risparmio sul costo di produzione dell'energia termica richiesta dall'utenza.

L'indagine di questo studio è mirata a verificare che il risparmio economico ottenibile sia adeguato a coprire l'extra costo di questi sistemi rispetto ai sistemi tradizionali a caldaia a gas.

Nell'analisi economica non si è tenuto conto della produzione di energia frigorifera poiché questa sarebbe comunque prodotta da sistemi di condizionamento a PdC (anche se un po' meno efficienti).

5.2.1. Costi

I costi di funzionamento di un impianto a PdC sono principalmente di due tipologie: costi d'esercizio e manutenzione e costo dell'energia elettrica necessaria a muovere il sistema per produrre l'energia termica necessaria all'utenza.

Il costo annuo d'esercizio e manutenzione è stato posto pari a 1% del costo d'investimento (si veda rapporto[27], paragrafo "2.2.8 Heat Pumps"), il che produce un costo annuo di 26.000 €/anno (uguale per le tre soluzioni).

Il costo annuo dell'energia elettrica necessaria a muovere il sistema è diverso nelle tre soluzioni, perché è diverso il fabbisogno termico dell'utenza.

In Tabella 13 sono riportati i costi in oggetto ed è mostrato il calcolo dell'energia elettrica consumata per soddisfare i fabbisogni termici dell'utenza nelle 3 soluzioni analizzate.

5.2.2. Ricavi

I ricavi per questo sistema, sotto l'ipotesi di non valorizzare la produzione di energia frigorifera, si traducono nel risparmio di combustibile che sarebbe stato bruciato in una caldaia di riferimento (con efficienza posta pari al 90%) per ottenere la stessa energia termica necessaria all'utenza.

Il calcolo del risparmio economico equivalente è valutato considerando un costo del combustibile (gas naturale con PCI pari a 34.543 kJ/m³) di 0,5 €/m³.

Insieme alla valorizzazione dell'energia termica prodotta, un sistema a PdC può aver diritto a una detrazione d'imposta del 50% del costo d'investimento, distribuita in 10 anni d'esercizio, dovuta al risparmio energetico conseguibile (si veda paragrafo 1.3.7), secondo quanto previsto dalla legge finanziaria 2008 [28] e dalle successive disposizioni che ne hanno prolungato il periodo di applicazione a tutto il 2010. In sostanza s'immagina che questa detrazione d'imposta possa essere applicata al sistema PdC, producendo un risparmio annuo di 83.600 €/anno (uguale per le 3 soluzioni analizzate).

In Tabella 13 sono riportati i ricavi in oggetto, dove con il termine "altri ricavi" s'intende il risparmio conseguibile attraverso la detrazione d'imposta.

5.2.3. MOL

In Tabella 13 è riportata l'analisi economica delle tre soluzioni per il sistema a PdC, che produce un Margine Operativo Lordo (MOL) variabile tra 40.000 €/anno e 52.000 €/anno, secondo la soluzione analizzata.

Sempre in Tabella 13 è riportato il MOL del sistema complessivo PdC e PV. I due impianti sono messi a sistema, poiché da un punto di vista economico è vantaggioso poter utilizzare l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico posto sul tetto di un edificio per alimentare una PdC collocata nello stesso edificio, poiché un sistema siffatto può facilmente beneficiare del meccanismo di scambio sul posto.

Costi e Ricavi d'esercizio	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Pompe di Calore			
Calore prodotto da PdC x riscaldamento	2.210.000 kWh/anno	751.504 kWh/anno	746.182 kWh/anno
Calore prodotto da PdC x ACS	308.000 kWh/anno	308.000 kWh/anno	308.000 kWh/anno
Calore TOTALE prodotto da PdC	2.518.000 kWh/anno	1.059.504 kWh/anno	1.054.182 kWh/anno
Energia frigorifera prodotta dalle PdC	1.150.000 kWh/anno	1.150.000 kWh/anno	1.150.000 kWh/anno
Energia elettrica consumata x riscaldamento	736.667 kWh/anno	250.501 kWh/anno	248.727 kWh/anno
Energia elettrica consumata x ACS	123.200 kWh/anno	123.200 kWh/anno	123.200 kWh/anno
Energia elettrica TOTALE consumata x caldo	859.867 kWh/anno	373.701 kWh/anno	371.927 kWh/anno
Energia elettrica consumata x freddo	410.714 kWh/anno	410.714 kWh/anno	410.714 kWh/anno
Costi O&M			
Esercizio e manutenzione (1% costo invest.)	17.300 €/anno	17.300 €/anno	17.300 €/anno
Costo specifico E.E. prelevata da rete	0,200 €/kWh	0,200 €/kWh	0,200 €/kWh
Costo E.E. consumata	171.973 €/anno	74.740 €/anno	74.385 €/anno
TOTALE costi PdC	189.273 €/anno	92.040 €/anno	91.685 €/anno
Ricavi			
Volume di gas risparmiato	291.581 mc	122.689 mc	122.073 mc
Valorizzazione E.T. risparmiata	145.790 €/anno	61.345 €/anno	61.036 €/anno
Altri ricavi	83.600 €/anno	83.600 €/anno	83.600 €/anno
TOTALE Ricavi PdC	229.390 €/anno	144.945 €/anno	144.636 €/anno
MOL x PdC	40.117 €/anno	52.904 €/anno	52.951 €/anno
MOL x PdC + PV	463.807 €/anno	476.594 €/anno	476.641 €/anno

Tabella 13 – Costi e ricavi del sistema a PdC e del sistema complessivo PV + PdC per le 3 soluzioni.

5.3. Solare Termico (ST)

5.3.1. Costi

Per il ST non prendiamo in considerazione i costi di esercizio e manutenzione, perché s'ipotizza di eseguire le operazioni di manutenzione in concomitanza con quelle degli impianti fotovoltaici, assumendo il relativo costo a carico del fotovoltaico.

5.3.2. Ricavi

Anche per il ST i ricavi si traducono nel risparmio di combustibile che sarebbe stato bruciato in una caldaia di riferimento (con efficienza posta pari al 90%) per ottenere la stessa energia termica necessaria all'utenza. Il calcolo del risparmio economico equivalente è valutato considerando un costo del combustibile (gas naturale con PCI pari a 34.543 kJ/m^3) di $0,5 \text{ €/m}^3$.

Le tre soluzioni analizzate prevedono lo stesso impianto ST, per cui il risparmio energetico conseguito è il medesimo e si traduce in un risparmio economico di 27.000 €/anno .

Insieme alla valorizzazione dell'energia termica prodotta, anche un sistema ST può aver diritto a una detrazione d'imposta del 50% del costo d'investimento, distribuita in 10 anni d'esercizio, (si veda paragrafo 1.3.7), secondo quanto previsto dalla legge finanziaria 2008 [28]. S'immagina di poter applicare la detrazione d'imposta al sistema ST, producendo un risparmio annuo di 38.000 €/anno (uguale per le 3 soluzioni analizzate).

5.3.3. MOL

In Tabella 14 è riportata l'analisi economica per il sistema ST, che produce un Margine Operativo Lordo (MOL), uguale per le tre soluzioni, di 65.000 €/anno .

Costi e Ricavi d'esercizio	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Solare termico			
Costi O&M			
Esercizio e manutenzione (0% costo invest.)	0 €/anno	0 €/anno	0 €/anno
TOTALE costi ST	0 €/anno	0 €/anno	0 €/anno
Ricavi			
Volume di gas risparmiato	53.499 mc	53.499 mc	53.499 mc
Valorizzazione E.T. risparmiata	26.749 €/anno	26.749 €/anno	26.749 €/anno
Altri ricavi	38.115 €/anno	38.115 €/anno	38.115 €/anno
TOTALE Ricavi ST	64.864 €/anno	64.864 €/anno	64.864 €/anno
MOL x Solare Termico	64.864 €/anno	64.864 €/anno	64.864 €/anno

Tabella 14 – Costi e ricavi Solare Termico.

5.4. Cogeneratore

5.4.1. Costi

I principali costi di un sistema cogenerativo con ORC sono dovuti al combustibile e alla gestione e manutenzione d'impianto.

Per quanto riguarda il costo del combustibile, questo può essere acquistato sul mercato del cippato (lo stesso mercato delle stufe a legna), a un prezzo che può superare i 70 €/tonnellata; il prezzo del cippato dipende da molti fattori, alcuni legati alla qualità della legna, al suo grado di umidità e al PCI, altri legati a logiche di disponibilità della materia prima, al tipo di fornitura e al guadagno che vuole ottenere il fornitore. È in genere un mercato di “filiera corta”, poiché i costi di trasporto inciderebbero troppo sul costo del cippato.

È opportuno prevedere un contratto di fornitura a garanzia dell'approvvigionamento della materia prima per un adeguato lasso di tempo, fissando anche in questo caso un prezzo del cippato con il fornitore.

Alternativa all'acquisto del cippato sul mercato è l'approvvigionamento della biomassa grezza (legna recuperata da scarti di lavorazioni, dalla pulizia dei boschi e dalla manutenzione dei parchi e del verde pubblico) presso le aree limitrofe del comune di Gorgonzola, attraverso accordi con chi gestisce queste operazioni di manutenzione del verde pubblico (questa biomassa grezza è spesso conferita in centri di raccolta differenziata ed è oggetto di un costo di smaltimento). La biomassa può essere conferita in un'area di stoccaggio e ridotta a cippato tramite l'utilizzo di una cippatrice. Dall'area di stoccaggio questa sarà poi portata a bocca di centrale (nella fossa predisposta per il combustibile dell'impianto di cogenerazione).

Considerando i costi di raccolta e trasporto presso il sito di stoccaggio e poi verso la fossa del combustibile a bocca di centrale e i costi di cippatura (energia elettrica consumata dalla cippatrice), ripartendo il costo della cippatrice (paragrafo 4.5) e del sito di stoccaggio intermedio in 3- 5 anni, otteniamo un costo del cippato autoprodotta intorno ai 20 – 30 €/tonnellata (si veda anche documento [25], p.80).

Il calcolo del costo del cippato autoprodotta è stato fatto considerando un automezzo in grado di trasportare 31 tonnellate di legna (massima cubatura 85 m³), il cui costo giornaliero (inclusi 350 km/giorno) è di 2.000 €/giorno. È stato valutato un percorso medio (andata e ritorno) dell'automezzo che trasporta cippato di 60 km.

S'immagina per Gorgonzola di poter realizzare solo in parte questo progetto di autoproduzione del cippato e quindi s'ipotizza in questa trattazione un costo del cippato di 45 €/tonnellata. In Tabella 15 sono riportati i costi annui del combustibile per le soluzioni 2 e 3.

Per quanto riguarda i costi d'esercizio e manutenzione, questi sono dovuti alla manutenzione di ORC e caldaia (esistono dei pacchetti di manutenzione offerti dai fornitori dei due componenti d'impianto, che coprono la manutenzione ordinaria e la sostituzione di componenti danneggiati e il costo del personale che esegue queste operazioni), alla movimentazione della biomassa presso il sito di raccolta (caricamento della fossa di stoccaggio e asportazione delle ceneri al camino) e al costo annuo del personale addetto all'esercizio d'impianto (si immagina di avere del personale dedicato al controllo d'impianto per tutte le ore di funzionamento dello stesso). In Tabella 15 sono riportati i costi annui d'esercizio e manutenzione per le soluzioni 2 e 3 e il totale dei costi annui del sistema cogenerativo.

5.4.2. Ricavi

I ricavi annui di esercizio del sistema cogenerativo sono rappresentati dalla vendita dell'energia elettrica e del calore.

Per poter ottenere la tariffa omnicomprensiva, pari a 0,280 €/kWh nel caso di cippato "tracciabile" (vedi paragrafo 1.3.6), l'energia elettrica deve essere immessa in rete e deve essere stipulato un contratto di fornitura con il GSE.

L'energia termica è invece distribuita attraverso la rete di teleriscaldamento (TLR) agli utenti del comparto C6 secondo le modalità descritte nel capitolo 3.2 (si vedano anche le osservazioni al capitolo 3.1). Com'è già stato osservato, il comparto C6 non è in grado di utilizzare tutta l'energia termica prodotta dal cogeneratore.

Solo parte di questa potrà essere valorizzata al costo del gas risparmiato per produrre la medesima quantità di calore attraverso un sistema a caldaia a gas.

In Tabella 15 sono riportati i ricavi annui da vendita dell'energia elettrica al GSE e la valorizzazione dell'energia termica al costo del gas risparmiato.

5.4.3. MOL

Sempre in Tabella 15 è riportato il MOL della gestione annua dell'impianto cogenerativo.

Costi e Ricavi d'esercizio	Soluzione 1	Soluzione 2	Soluzione 3
Cogeneratore		Turboden 4	Turboden 10
Costi d'esercizio e manutenzione		Turboden 4	Turboden 10
Manutenzione ORC e Caldaia			
Pacchetto Full maintainance ORC (MS-PMP)		15.000 €/anno	15.000 €/anno
Pacchetto manutenzione caldaia		30.000 €/anno	40.000 €/anno
Totale Manutenzione		45.000 €/anno	55.000 €/anno
Movimentazione biomassa			
Movimentazione e smaltimento biomassa		10.000 €/anno	15.000 €/anno
Totale Movimentazione		10.000 €/anno	15.000 €/anno
Costi di personale			
Costo annuo di un tecnico (stipendio base)		20.000 €/anno	20.000 €/anno
Ore di lavoro annue di 1 tecnico		1.600 h/anno	1.600 h/anno
N. tecnici necessari		2,00 addetti	2,00 addetti
Costo annuo del personale		40.000 €/anno	40.000 €/anno
TOTALE costo O&M		95.000 €/anno	110.000 €/anno
Costo del combustibile		Turboden 4	Turboden 10
Costo della materia prima			
Costo cippato "commerciale"		70 €/ton	70 €/ton
Costo cippato "autoprodotta"		20 €/ton	20 €/ton
Costo cippato		45 €/ton	45 €/ton
PCI cippato (processo essiccamento in loco)		12.000 kJ/kg	12.000 kJ/kg
Quantità di cippato necessaria		2.070 t/anno	4.626 t/anno
TOTALE costo combustibile		93.150 €/anno	208.170 €/anno
TOTALE COSTI		188.150 €/anno	318.170 €/anno
Ricavi		Turboden 4	Turboden 10
ENERGIA ELETTRICA			
Tariffa omnicomprensiva		280 €/MWh	280 €/MWh
Ricavi Energia Elettrica		336.000 €/anno	798.000 €/anno
CALORE			
Costo del GAS	0,50 €/mc	0,50 €/mc	0,50 €/mc
Efficienza Caldaia	90%	90%	90%
Energia Primaria x termico		2.453.333 kWh	2.460.000 kWh
PCI GAS	34.543 kJ/mc	34.543 kJ/mc	34.543 kJ/mc
Consumo di GAS		255.683 mc	256.378 mc
Ricavi Calore		127.842 €/anno	128.189 €/anno
TOTALE ricavi		463.842 €/anno	926.189 €/anno
MOL		275.692 €/anno	608.019 €/anno

Tabella 15 – Costi e ricavi del CHP.

6. ANALISI DELL'INVESTIMENTO

L'analisi economica condotta sulle diverse soluzioni impiantistiche (capitolo 5), insieme alle considerazioni sul costo d'investimento (paragrafo 4), consente di verificare la fattibilità economica del progetto energetico, attraverso quest'analisi d'investimento condotta su alcuni indici di prestazione economica, tra cui il "tempo di ritorno dell'investimento" (PBT – Pay Back Time).

Si è scelto di verificare la fattibilità economica di ogni singolo sistema energetico, in modo da evidenziare univocamente le opportunità e le barriere di un investimento sulle energie rinnovabili e sul risparmio energetico.

6.1. *Indici economici e ipotesi semplificative*

I valori assunti dai diversi parametri nell'analisi dell'investimento dipendono dal tipo di fenomeno e di dato economico che si vuole analizzare [29]. Nel presente documento l'analisi dei costi di produzione è effettuata assumendo il punto di vista di un operatore privato che deve decidere se investire in un nuovo impianto di generazione da fonti rinnovabili.

Si sono scelti come parametri di merito economico due indicatori che sono spesso utilizzati dagli operatori nell'ambito delle proprie scelte d'investimento: Valore Attuale Netto (VAN) e Tempo di Ritorno dell'investimento (PBT – Pay Back Time).

Affinché un investimento sia attraente il valore attuale cumulato del flusso di cassa netto da esso generato nella vita economica dell'impianto deve essere maggiore o uguale a zero ($VAN > 0$) e il tempo di ritorno dell'investimento non deve superare la vita economica dell'impianto ($PBT < \text{vita economica dell'impianto}$).

Condizione necessaria affinché queste ipotesi siano verificate è che i ricavi attesi durante la vita economica dell'impianto siano sufficienti a coprire i costi operativi, le imposte e il capitale investito iniziale.

Naturalmente le scelte d'investimento nella realtà derivano da processi decisionali molto complessi, che tengono conto dell'impatto complessivo che l'investimento avrebbe sul conto economico dell'impresa e gli elementi di valutazione utilizzati dalle imprese in tali processi sono rappresentati in maniera molto stilizzata dagli indicatori sopra descritti. In questo contesto di valutazione privata di piani d'investimento, i valori dei parametri da utilizzare per l'analisi d'investimento devono essere i valori di mercato con cui l'investitore si confronterebbe nell'ipotesi di comportamenti efficienti. Questo è il criterio seguito nel presente documento.

Data la complessità nel valutare l'investimento con gli occhi di un'impresa che non per forza ha come "core business" un investimento nell'energia, il metodo utilizzato si fonda su alcune ipotesi semplificatrici:

- Il calcolo si riferisce al costo impianti nuovi, realizzati secondo stime dei costi che rispondano il più possibile all'attuale situazione del mercato italiano. Molti degli elementi che caratterizzano la funzione di costo in realtà variano sia nel tempo, ad esempio per effetti di apprendimento, degli equilibri di mercato o per innovazioni tecnologiche, sia al variare della potenza installata, per effetto di economie di scala. La variabilità dei costi è inoltre influenzata dall'andamento di fattori esterni (es. costi di utilizzo del sistema elettrico). Il calcolo fatto si basa sull'ipotesi di costi d'esercizio e manutenzione e del combustibile costanti nel tempo. In quest'analisi si tiene conto di una tassazione al 2009 e di un'inflazione media ipotizzata e costante per tutto il periodo di vita dell'impianto;

- Il calcolo si fonda sull'ipotesi di costanza nel tempo della quantità d'energia prodotta in ciascun anno dall'impianto durante l'orizzonte temporale di riferimento (ossia non si tiene conto della variabilità nel tempo delle condizioni operative e della dimensione quantitativa della produzione). Una tale ipotesi implica la disponibilità attesa dell'impianto per un numero di ore equivalenti a piena potenza che non considera eventuali indisponibilità non prevedibili (per manutenzioni straordinarie, interruzioni, o altro);
- S'ipotizza che il costo totale dell'investimento sia fatto all'anno zero, coincidente con l'anno di entrata in esercizio dell'impianto. Sono stati inclusi tra i costi d'investimento anche i costi delle opere civili e delle opere elettriche di connessione alla rete, nonché i costi di progettazione, di sviluppo del progetto, di gestione delle pratiche amministrative, ecc.

6.1.1. Orizzonte temporale

Per fissare l'orizzonte temporale potrebbe essere ragionevole calcolare il VAN su tutta la vita utile dell'impianto nel caso in cui il sistema normativo e di regolamentazione fosse strutturato sull'intera vita tecnica. In realtà si è scelto come orizzonte temporale la "vita economica" dell'impianto, coincidente con l'orizzonte scelto dal legislatore per l'incentivazione delle fonti rinnovabili ("certificati verdi", "tariffa omnicomprensiva" e "conto energia"). Nel documento consideriamo pertanto un periodo di attualizzazione pari a quello degli incentivi, cioè 15 anni x il cogeneratore, 20 anni per il solare termico e fotovoltaico.

6.1.2. Capitale di debito e capitale proprio

Per la valutazione oggettiva del tempo di ritorno dell'investimento, si è considerato l'investimento affrontato da solo capitale proprio.

6.1.3. Tasso di attualizzazione

Il tasso di attualizzazione (**TA**) rappresenta il rendimento minimo atteso dagli investitori per impiegare il proprio denaro sotto forma di capitale di rischio. Per la stima del tasso di attualizzazione è stato utilizzato il metodo del Capital Asset Pricing Model (CAPM), secondo la formula:

$$TA = TA_{ZERO\ RISK} + \beta \cdot MRP$$

In cui **TA_{ZERO RISK}** è il rendimento di attività prive di rischio. In questo caso rappresenta un valore di riferimento oggettivo nel mercato. È stato utilizzato come parametro di riferimento il rendimento medio dei titoli di stato a 10 anni (BTP indicizzati) per il mercato italiano: il rendimento reale medio per l'anno 2010 è del **2%** [31].

Il parametro **MRP** rappresenta invece il premio mediamente richiesto dagli investitori per la diversificazione del portafoglio, cioè il premio di rischio per aver scelto il mercato rispetto ad attività sicure. Pertanto MRP rappresenta lo scarto tra il rendimento atteso sul mercato azionario (**TA_{MERCATO}**) e il rendimento **TA_{ZERO RISK}** di attività prive di rischio. Il premio per il rischio di mercato è in altre parole il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. In generale, l'evidenza empirica suggerisce che in un mercato concorrenziale il premio atteso per il rischio aumenta in modo proporzionale al variare del coefficiente β riferito all'intero mercato azionario.

$$MRP = TA_{MERCATO} - TA_{ZERO\ RISK}$$

Consideriamo come stima del rendimento atteso sul mercato azionario ($T_{AMERCATO}$) la media storica dal 1988 al 2009 dell'indice S&P 500, che rappresenta il market equity in generale. Il valore medio trovato è **10%**.

Il parametro β , infine, è un indicatore della rischiosità sistematica dell'impresa o dell'attività finanziata. In sostanza indica la misura in cui, in media, i rendimenti di un titolo azionario variano al variare dei rendimenti di mercato, cioè rappresenta il coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa e il rendimento atteso del mercato azionario.

Il valore di β sarà tanto più elevato quanto più il rischio è superiore rispetto all'indice di riferimento generale del mercato. La rischiosità sistematica di attività come quella della produzione di energia elettrica rinnovabile dipende enormemente dalle specificità del sistema paese e in particolare dalle condizioni di entrata e di sviluppo del progetto (autorizzazioni, certificazioni, connessione alla rete) e dalle condizioni di promozione (incentivi). Considerando che in Italia il meccanismo d'incentivazione è relativamente consolidato (e garantito), s'impone al β un valore di **0,1**. In base alle considerazioni fatte, il tasso di attualizzazione (TA) è pari al **3%**.

6.1.4. Ammortamento

La percentuale di ammortamento è utilizzata al posto del tempo di ammortamento dell'impianto, in quanto, secondo la normativa fiscale italiana, l'ammortamento annuale è specificato come percentuale del costo d'investimento.

L'ammortamento fiscale nel primo anno per legge deve essere la metà della percentuale prevista, mentre nell'ultimo anno la percentuale da applicare è il complemento a 100 della somma delle percentuali applicate in tutti gli anni precedenti.

Per l'anno 2009 e per l'investimento in impianti di generazione elettrica si è fissata la percentuale di ammortamento nel valore di 15%.

6.1.5. Indici fiscali

Dalla Finanziaria 2009 [30] sono stati definiti i valori delle aliquote IRES e IRAP, rispettivamente pari a 27,50% e 3,90%. L'inflazione, presa in quest'analisi, è una proiezione del tasso inflazionistico nei prossimi 15 anni, considerando le medie storiche. Il valore è 1,8.

6.1.6. Riepilogo dei parametri rilevanti ai fini del calcolo del VAN e del PBT

In Tabella 16 sono riepilogati i parametri assunti ai fini del calcolo del costo annuale equivalente della produzione di energia elettrica da biomassa.

Ammortamento fiscale	15 [%]
Aliquota fiscale IRES	27,5 [%]
Aliquota fiscale IRAP	3,9 [%]
Inflazione	1,8 [%]
Tasso attualizzazione	3 [%]
Vita economica	solare → 20 cogenerazione → 15 [anni]

Tabella 16 – Riepilogo dei parametri assunti ai fini dei calcoli.

6.2. Fotovoltaico – soluzioni 1, 2 e 3

In Figura 9 è riportata la curva dei flussi di cassa attualizzati e cumulati relativi all'analisi dell'investimento di un impianto fotovoltaico da 870 kW_p.

Le ipotesi di esercizio dell'impianto sono state descritte al paragrafo 5.1, il costo dell'investimento è stato esplicitato al paragrafo 4.1. In questa sessione si riportano le principali ipotesi formulate nei paragrafi sopracitati: le ore equivalenti di funzionamento sono 1.000 h/anno, relative ad un sito con la latitudine e le condizioni meteorologiche di Milano; l'energia elettrica prodotta dall'impianto è autoconsumata dal comparto C6 (ipotesi maggiormente valida, se si considera l'utilizzo di quest'elettricità in sistemi a pompe di calore d'edificio), può esser quindi valorizzata a 0,20 €/kWh tramite il meccanismo di "scambio sul posto"; inoltre tutta l'energia elettrica prodotta gode dell'incentivo "Conto Energia" (il valore scelto di 0.377 €/kWh si riferisce a impianti da 3 a 20 kW_p entrati in esercizio entro aprile 2011).

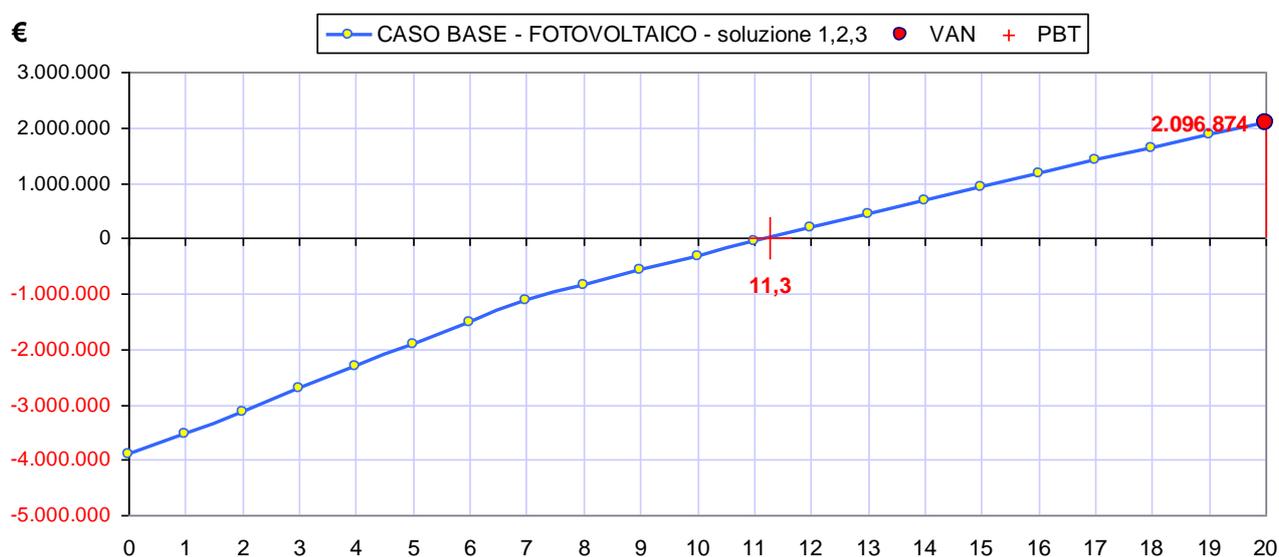


Figura 9 – Analisi dell'investimento per il fotovoltaico – soluzione 1,2 e 3.

La Figura 9 mostra come il periodo di ritorno dell'investimento per l'installazione del fotovoltaico sia superiore a 11 anni e come, dopo 20 anni (che è l'orizzonte temporale che si è scelto per il fotovoltaico, coincidente con la durata del "conto energia"), il valore attuale netto dell'investimento sia di 2 M€, che è circa la metà dell'importo dell'investimento iniziale (3,9 M€).

6.3. Fotovoltaico & Pompa di Calore – soluzione 1

Per la soluzione 1 (in cui non è previsto il cogeneratore) si è scelto di valutare l'investimento del sistema complessivo composto da solare fotovoltaico e pompe di calore, visto che l'ipotesi principale per questo sistema è rappresentata dal fatto di poter utilizzare l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico per alimentare le pompe di calore.

Le ipotesi di esercizio del sistema a pompe di calore sono state descritte al paragrafo 5.2, il costo dell'investimento del sistema stesso è stato esplicitato al paragrafo 4.3. Questa soluzione fa la somma dei due contributi per verificarne la fattibilità economica.

Come già evidenziato al paragrafo 5.2, il sistema PdC scelto è di tipo reversibile con scambiatore ad aria verso l'ambiente; si è scelto di non valorizzare la produzione di energia frigorifera (che sarebbe comunque stata prodotta da un sistema di condizionamento a pompe di calore), mentre l'energia termica prodotta è stata valorizzata in termini di risparmio di combustibile, altrimenti bruciato in una caldaia di riferimento, per ottenere la stessa energia termica necessaria all'utenza.

Tra i ricavi d'esercizio è stata introdotta una detrazione d'imposta del 50% sul costo d'investimento, distribuita in 10 anni d'esercizio.

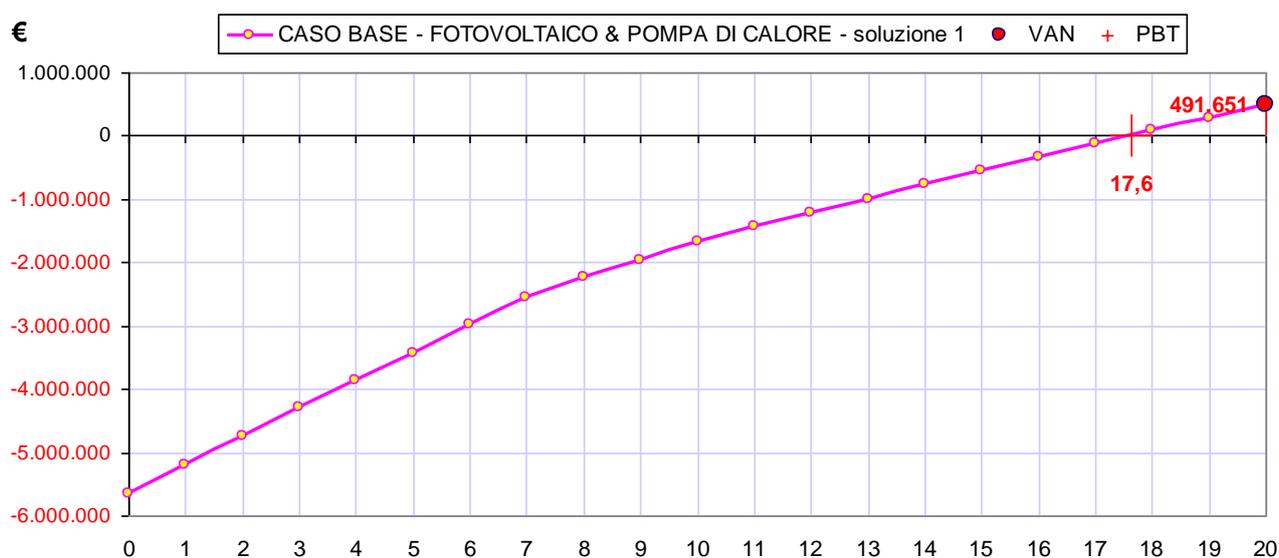


Figura 10 – Analisi dell'investimento per il fotovoltaico & la Pompa di Calore - soluzione 1.

Come si evince in Figura 10, un sistema di questo tipo vede un ritorno dell'investimento prossimo ai 18 anni. Bisogna evidenziare che sia il fotovoltaico che i sistemi PdC hanno una vita tecnica anche superiore ai 20 anni (considerando per i sistemi PdC la sostituzione a costi relativamente contenuti dei macchinari e la manutenzione comunque da effettuare sull'impianto termico), per cui 18 anni risulta comunque accettabile come periodo di ritorno. Inoltre il sistema complessivo produce un beneficio ambientale elevato (si veda Tabella 4).

Il VAN di questa soluzione è di circa 500.000 €, di un ordine di grandezza inferiore rispetto al valore dell'investimento iniziale (di 6,5M€).

6.4. Solare Termico – soluzioni 1, 2 e 3

In Figura 11 è riportata la curva dei flussi di cassa attualizzati e cumulati relativi all'analisi dell'investimento di un impianto solare termico in grado di produrre il 60% del calore per l'acqua calda sanitaria. Le ipotesi di esercizio dell'impianto sono state descritte al paragrafo 5.3, il costo dell'investimento è stato esplicitato al paragrafo 4.2.

Per il solare termico si è ipotizzata un'energia per unità di superficie dei pannelli solari di 500 kWh/m² e lo stesso numero di ore equivalenti del solare fotovoltaico (1.000 h/anno).

S'ipotizza che le operazioni di manutenzione siano trascurabili anche nell'ottica di averle già imputate al solare fotovoltaico.

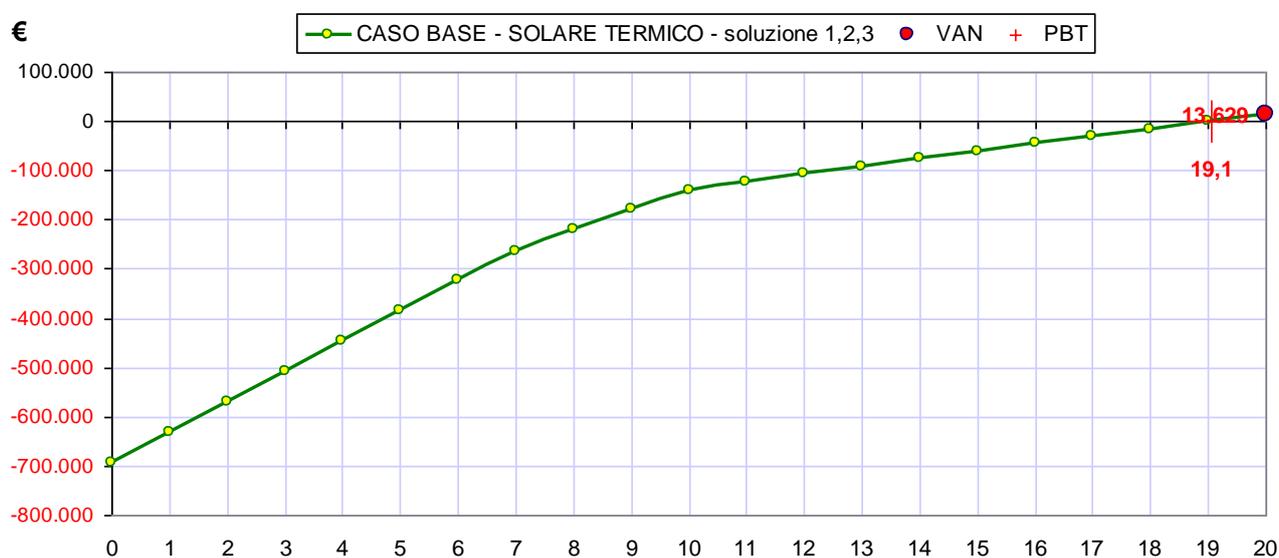


Figura 11 – Analisi dell'investimento per il solare termico.

La Figura 11 mostra un periodo di ritorno dell'investimento di oltre 19 anni e un VAN al ventesimo anno di circa 14.000 €, pari a circa il 4% dell'investimento iniziale. Anche in questo caso i valori di questi parametri non devono spaventare l'investitore, poiché questi impianti hanno una vita tecnica sicuramente superiore ai 20 anni.

Si noti come la curva dei flussi di cassa abbia un cambio di pendenza in corrispondenza del decimo anno, ultimo anno in cui è stata distribuita la detrazione d'imposta del 50% del costo d'investimento (secondo le ipotesi fatte al paragrafo 5.3).

6.5. Cogeneratore – soluzione 2

In Figura 12 è riportata la curva dei flussi di cassa attualizzati e cumulati relativi all'analisi dell'investimento di un impianto cogenerativo con ORC da 400 kW elettrici.

Le ipotesi di esercizio dell'impianto sono state descritte al paragrafo 5.4, il costo dell'investimento è stato esplicitato al paragrafo 4.4.

Tra le ipotesi di massima formulate, si è scelto di esercire l'impianto per 3.000 h/anno, in modo da sfruttare il calore prodotto per soddisfare le sole esigenze invernali del comparto C6 e dissipare meno calore possibile (la Figura 5 mostra come al cogeneratore siano richiesti circa 2.200.000 kWh di calore e come il resto sia dissipato). Inoltre, relativamente al costo del combustibile, si è ipotizzato al punto 5.4.1 un costo del cippato di 45 €/tonnellata.

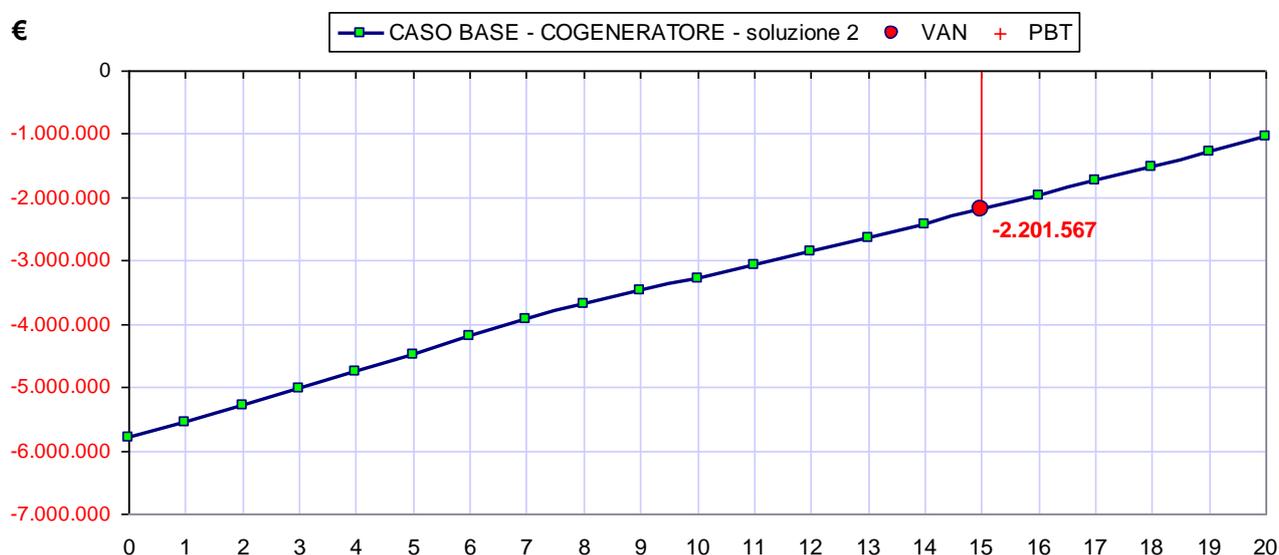


Figura 12 – Analisi dell'investimento per il cogeneratore – soluzione 2.

Per questa soluzione l'orizzonte temporale scelto, pari alla durata della "tariffa omnicomprensiva" (15 anni), non consente all'investitore di avere un ritorno dell'investimento (come mostrato in Figura 12).

6.6. Cogeneratore – soluzione 3

In Figura 13 è riportata la curva dei flussi di cassa attualizzati e cumulati relativi all'analisi dell'investimento di un impianto cogenerativo con ORC da 1000 kW elettrici.

Le ipotesi di esercizio dell'impianto sono state descritte al paragrafo 5.4, il costo dell'investimento è stato esplicitato al paragrafo 4.4.

Tra le ipotesi di massima formulate, anche in questo caso, come in quello descritto al paragrafo 6.5, si è scelto di esercire l'impianto per 3.000 h/anno, in modo da sfruttare il calore prodotto per soddisfare le sole esigenze invernali del comparto C6 e dissipare meno calore possibile (la Figura 7 mostra come al cogeneratore siano richiesti solo 2.200.000 kWh di calore e come il resto sia dissipato). Inoltre, relativamente al costo del combustibile, si è ipotizzato al punto 5.4.1 un costo del cippato di 45 €/tonnellata.

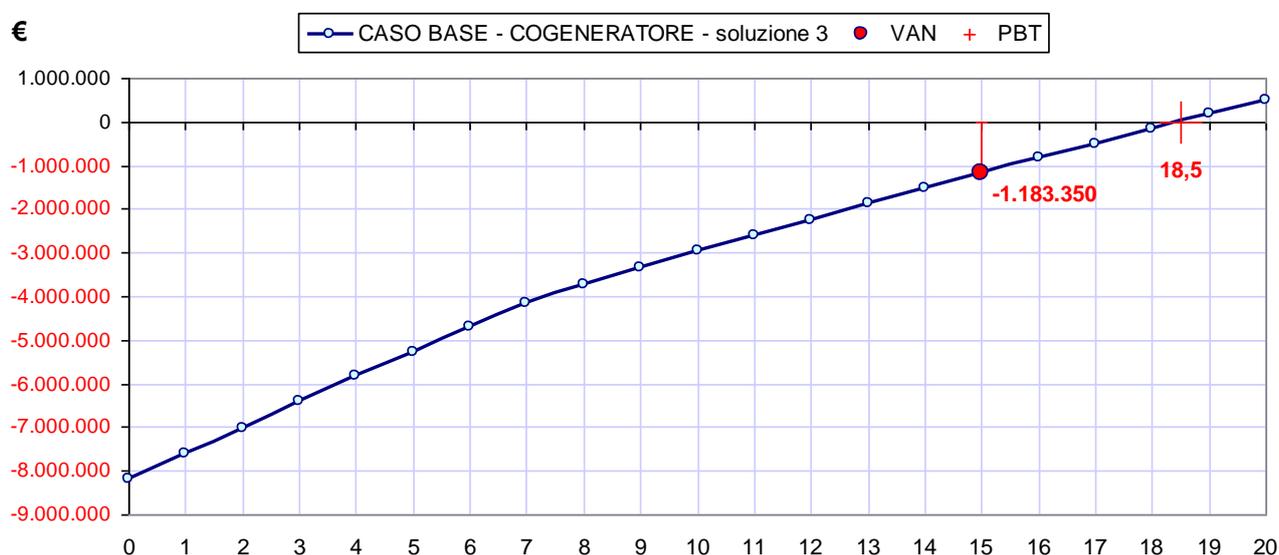


Figura 13 – Analisi dell'investimento per il cogeneratore – soluzione 3.

La Figura 13 mostra che in questo caso, grazie alle economie di scala che rendono il costo specifico di un impianto da 1 MW più vantaggioso dell'equivalente da 400 kW, il periodo di ritorno dell'investimento è inferiore ai 20 anni. D'altro canto l'orizzonte temporale indicato dell'investimento è di 15 anni (durata della tariffa omnicomprensiva), per cui anche in questo caso l'investimento non ha un ritorno positivo (il VAN di questa soluzione è negativo).

7. ANALISI DI SENSIBILITÀ

In questo capitolo saranno analizzate due delle soluzioni affrontate al capitolo precedente, alla luce della variazione di alcuni parametri tecnici, che influenzano maggiormente la redditività dell'investimento.

7.1. Cogeneratore – soluzione 2 modificata

Rispetto al paragrafo 6.5 in questa soluzione si è ipotizzato di esercire l'impianto ORC da 400 kW per 5.000 h/anno e di utilizzare il calore prodotto, destinandolo non solo al comparto C6, ma ad altre utenze di Gorgonzola fino a 8.000.000 kWh/anno di calore distribuito e venduto all'utenza.

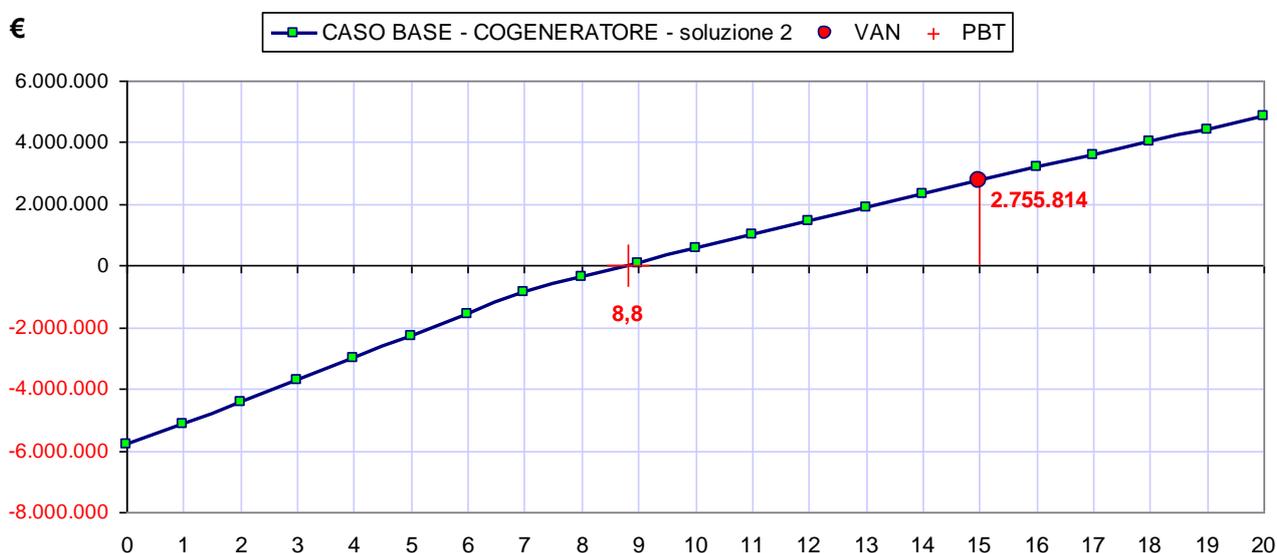


Figura 14 – Analisi dell'investimento per il cogeneratore – soluzione 2 modificata.

Sotto queste ipotesi, come si può verificare dal grafico di Figura 14, il tempo di ritorno dell'investimento si riduce a 9 anni e il flusso di cassa dopo 15 anni sarà di 2,8 M€, dello stesso ordine di grandezza del costo d'investimento.

7.2. Cogeneratore – soluzione 3 modificata

Rispetto al paragrafo 6.6, in questa soluzione si è ipotizzato di esercire l'impianto ORC da 1000 kW per 5.000 h/anno e di utilizzare il calore prodotto, destinandolo non solo al comparto C6, ma ad altre utenze di Gorgonzola fino a 8.000.000 kWh/anno di calore distribuito e venduto all'utenza.

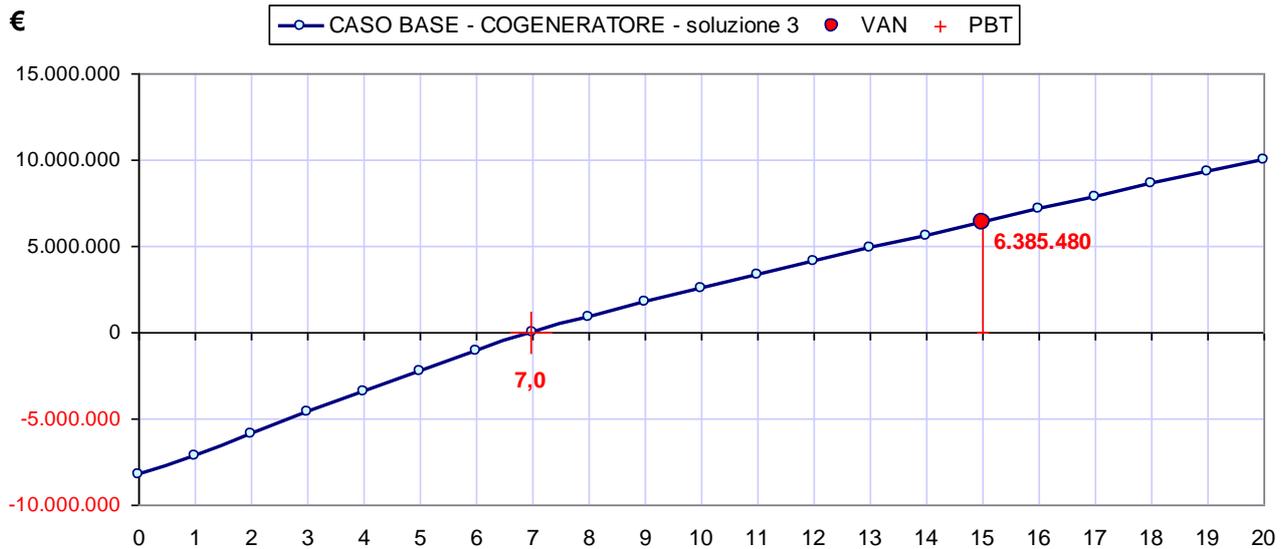


Figura 15 – Analisi dell'investimento per il cogeneratore – soluzione 3 modificata.

Sotto queste ipotesi, come si può verificare dal grafico di Figura 15, il tempo di ritorno dell'investimento si riduce a 7 anni e il flusso di cassa dopo 15 anni sarà di 6,3 M€, dello stesso ordine di grandezza del costo d'investimento.

8. CONCLUSIONI

Le tre soluzioni considerate presentano tutte una buona resa in termini di risparmio di energia primaria fossile e di emissioni di CO₂ evitate.

La prima soluzione “distribuita” senza CHP è la meno interessante, poiché è molto lontana dal concetto di autosufficienza energetica (non sono coperti i fabbisogni elettrici del comparto C6 e dei singoli utenti, inoltre non è stato previsto l'utilizzo della PdC in modalità reversibile) e presenta la resa energetica minore. È inoltre la meno flessibile, non consentendo una gestione dei flussi energetici a scelta dell'utente.

Tuttavia si presenta come la più facile da realizzare e la meno invasiva, poiché non è necessario predisporre una centrale termica (le pompe di calore possono essere collocate all'interno dei locali caldaia dei singoli edifici e il fotovoltaico e solare termico sono collocati sui tetti) e non prevede la realizzazione di una rete di teleriscaldamento.

Inoltre, l'ipotesi di collocare moduli da qualche decina di kW su ogni edificio, con relativo inverter e con una connessione elettrica AC per ciascuno di essi, appare la soluzione ottimale, poiché da un lato consente una connessione in bassa tensione, meno onerosa, dall'altro assicura un maggior ritorno economico dell'energia prodotta, grazie all'integrazione architettonica e alla possibilità di aderire al regime di “scambio sul posto”, che permette di differenziare temporalmente i consumi elettrici delle pompe di calore dalla produzione da fotovoltaico, rendendo questa soluzione “auto-sufficiente” per quanto riguarda i fabbisogni termici di acqua calda.

È stata formulata però l'ipotesi di dimensionare il fotovoltaico sui fabbisogni di energia elettrica delle pompe di calore per la produzione di acqua calda, immaginando di avere la disponibilità sui tetti degli edifici di superfici utili sufficienti a installare la potenza di picco richiesta, o eventualmente di sfruttare altre superfici come ad esempio facciate, pensiline, ecc. Da un'analisi delle planimetrie volumetriche ricevute in ottobre 2009 dal Comune di Gorgonzola, risulta però una superficie utile sui tetti degli edifici sufficiente all'installazione di massimo 870 kWp di fotovoltaico, che consentono alle pompe di calore di soddisfare i soli fabbisogni energetici invernali (riscaldamento).

Le soluzioni “centralizzate” con CHP a biomassa presentano rese migliori, fino all'autosufficienza dell'intero comparto della soluzione 3. Sono sicuramente più complicate da realizzare e gestire e l'investimento è in generale più oneroso, anche se non di molto considerando i migliori benefici energetici e ambientali.

Da un punto di vista economico, essenzialmente, le soluzioni “centralizzate” vedono gli utili derivanti principalmente dagli incentivi, dati alla produzione di energia da fotovoltaico (conto energia) e all'immissione in rete dell'energia da biomassa (tariffa omnicomprensiva).

Gli incentivi sono consistenti. Per il fotovoltaico è stimato un ritorno dell'investimento di circa 11 anni. Per la biomassa l'incentivo dato dalla tariffa omnicomprensiva, sebbene sia il più alto garantito in Europa, non consente un ritorno dell'investimento immediato, se non si sfrutta opportunamente il calore prodotto (destinandolo anche ad altre utenze tramite la rete di teleriscaldamento e non solo al comparto C6) e se non si esercisce l'impianto per un numero di ore che supera sicuramente il periodo invernale. Questo introduce la necessità di dissipare calore se non si trova un'utenza in grado di sfruttarlo anche nella stagione calda.

Con 5.000 ore di funzionamento e lo sfruttamento di 8.000.000 kWh di calore, considerando un costo di approvvigionamento della materia prima (cippato) di 45 €/ton, si ottiene per la soluzione 3 un ritorno dell'investimento in 7 anni.

Se il Comune riuscisse a breve a garantire al comparto C6 l'approvvigionamento della biomassa legnosa, eventualmente da "cippare" sul posto, e a prezzi concorrenziali col mercato (20 – 30 €/tonnellata), il ritorno dell'investimento sarebbe ancora più attraente.

Per quanto riguarda la soluzione 1 che integra il fotovoltaico a sistemi di generazione termica mediante pompa di calore, va osservato che se il costo dell'energia elettrica è troppo elevato e quello del GAS troppo basso, la convenienza economica di un sistema siffatto risulta penalizzata e, come in questo caso del comune di Gorgonzola, un sistema cogenerativo risulta vincente.

In definitiva per il comparto C6 si identifica la soluzione 3 come la maggiormente perseguibile economicamente, considerando che è quella che garantisce la miglior resa in termini energetici e di emissioni di CO₂.

9. BIBLIOGRAFIA

- [1] Legge 27 dicembre 2006 , n. 296 - Legge finanziaria 2007 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007);
- [2] Legge 23 luglio 2009, n. 99 – Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia de energia.
- [3] Deliberazione ARG/elt n. 1/09: Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto - Allegato A;
- [4] Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2002, sul rendimento energetico nell'edilizia;
- [5] Decreto del Presidente della Repubblica 2 Aprile 2009 , N. 59 – Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.
- [6] Manuale operativo del servizio di scambio sul posto. Autorità per l'energia elettrica e il gas. Direzione energia elettrica.Milano, 12 aprile 2006;
- [7] Delibera della Giunta Regionale Lombardia n. VIII/8745 del 22 Dicembre 2008 – Determinazioni in merito alle disposizioni per l'efficienza energetica in edilizia e per la certificazione energetica degli edifici;
- [8] Salvatore Guastella, Matteo Marzoli, Fabrizio Paletta, Omar Perego – Supporto tecnico-scientifico alle iniziative di risparmio energetico e monitoraggio di sistemi di GD con utenze reali. – Rapporto RdS n. 10000237 del 28/02/2010, disponibile su www.erse-web.it;
- [9] TERNA (www.terna.it) – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, anno 2008;
- [10] Documento redatto da uno studio di progettazione, protocollato dal Comune di Gorgonzola con n. OCO482 – “Ipotesi impiantistica di quartiere – comune di Gorgonzola, Comparto C6”;
- [11] Planimetrie volumetriche datate 08/10/2009, fornite dallo studio d'architettura a cui gli operatori hanno commissionato il lavoro;
- [12] Turboden – www.turboden.it – Brochure informativa – Unità di cogenerazione standard, Copyright © 2009 TURBODEN SRL;
- [13] Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- [14] Deliberazione AEEG n. 28/06 – Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- [15] Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 – Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;

- [16] Legge 24 dicembre 2007, n. 244 – Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008);
- [17] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- [18] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 – Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modificata alla direttiva 92/42/CEE;
- [19] Deliberazione 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 – Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP);
- [20] Decreto 19 febbraio 2007 – Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- [21] Deliberazione AEEG n. 90/07 – Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007. ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici
- [22] Bozza² decreto fotovoltaico del 2010.06.01;
- [23] D.M 18 dicembre 2008 – Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- [24] W. Grattieri – Rapporto di sintesi del Progetto: Studi e Valutazioni sull'Uso Razionale dell'Energia Elettrica – Area: Razionalizzazione e Risparmio nell'Uso dell'Energia Elettrica – Marzo 2010 – Piano Annuale di Realizzazione 2009 – Rapporto RdS n. 10000784 del 26/03/2010, disponibile su www.erse-web.it;
- [25] Manuale Foresta, Legno, Energia – Sviluppo della filiera foresta-legno-energia attraverso il rafforzamento dell'associazionismo forestale – linee guida per lo sviluppo di un modello di utilizzo del cippato forestale a fini energetici – Progetto GAL, cofinanziato dall'Unione Europea, Fondo F.E.A.O.G. sez. orientamento – Programma Leader Plus;
- [26] Cippatrice mod. CIPPO 25, versione elettrica - kW 29 - 380 V - Produzione 14 m³/h - diam. cippabile 25 cm;
- [27] DACES 2050 - Database clean energy supply 2050 - Final Report - Project for the Netherlands Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment – by: Utrecht Centre for Energy research e altri - September 2001;
- [28] LEGGE 24 Dicembre 2007 , n. 244 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008);
- [29] O. Perego, C. Bossi, F. Paletta, C. Zagano, L. Augello – Costi di produzione degli impianti termoelettrici alimentati a biomassa – Rapporto RdS n. 09003602 del 28/02/2010, disponibile su www.erse-web.it;

² Il decreto fotovoltaico è stato emesso ad Agosto 2010; i valori delle tariffe del conto energia non sono cambiati rispetto a quelli espressi in bozza. Qui di seguito si riportano i riferimenti: DM 6 Agosto 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico – Incentivazione alla produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

- [30] Legge 22 dicembre 2008, n. 203 – Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2009)" – pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 303 del 30 dicembre 2008 - Supplemento Ordinario n.285/L;
- [31] Dipartimento del Tesoro - Rendimenti composti lordi all'emissione per l'anno 2010 (1° semestre) dei Titoli di Stato (www.dt.tesoro.it/it/debito_pubblico/dati_statistici);