

POLITECNICO DI TORINIO

I Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea

**Riqualificazione energetica degli impianti di Regolazione e
Misura del Gas Naturale: caso studio della cabina REMI di
Litta Parodi**

Relatore

Prof. Vittorio Verda

Correlatore

Prof. Paolo Trivero

Candidato

Davide Torriglia

Ottobre 2018

Sommario

1. Introduzione	4
2. Situazione del Gas Naturale in Italia	6
2.1. Consumi di gas naturale	6
2.2. Filiera del gas	8
3. Presentazione caso studio e situazione attuale	12
3.1. Stazione di Regolazione e Misura (REMI) di Litta Parodi	12
3.2. Analisi delle portate di Gas Naturale elaborate	17
3.3. Stati termodinamici del sistema	19
3.4. Impianto termico attuale	23
4. Efficientamento tramite soluzioni tradizionali o innovative	25
4.1. Sostituzione caldaie	25
4.1.1. Descrizione tecnologia	25
4.1.2. Dimensionamento impianto e risparmi	25
4.2. Installazione cogeneratore	27
4.2.1. Definizione cogenerazione	27
4.2.2. Norme e Cogenerazione Alto Rendimento [9]	29
4.2.3. Dimensionamento impianto e risparmi	30
4.2.4. Confronto delle due soluzioni	36
4.3. Installazione pompa di calore	37
4.3.1. Descrizione tecnologia	37
4.3.2. Calcolo dell'energia rinnovabile [11]	39
4.3.3. Dimensionamento impianti e risparmi	40
4.4. Solare termodinamico	46
4.4.1. Descrizione tecnologia	46
4.4.2. Dimensionamento impianti e risparmi	47
5. Valutazione energetica, ambientale ed economica delle soluzioni considerate	53
5.1. Analisi energetica	53
5.1.1. Strategia Energetica Nazionale (SEN) [13]	53
5.1.1.1. Scenario di riferimento "BASE"	54
5.1.1.2. Scenario di policy al 2030 "SEN"	54
5.1.2. Confronto tra le tecnologie considerate	56
5.2. Analisi ambientale	58
5.2.1. Carbon Footprint [14]	58
5.2.2. Confronto tra le tecnologie considerate	59
5.3. Analisi Economica	61

5.3.1.	Titoli di Efficienza Energetica (TEE) [9]	61
5.3.2.	Valutazione economica e Simple Pay Back Time (SPB)	63
5.3.2.1.	Sostituzione caldaie	63
5.3.2.2.	Installazione cogeneratore	65
5.3.2.3.	Installazione Pompa di Calore	68
5.3.2.4.	Utilizzo solare termodinamico.....	71
5.3.2.5.	Confronto tra le tecnologie considerate.....	76
6.	Conclusioni	78

1. Introduzione

“Al momento, abbiamo bisogno dell’equivalente di 1,7 Terre per soddisfare le nostre esigenze”. [1]

Mercoledì 1° agosto 2018 l’umanità ha terminato tutte le risorse che la Terra riesce a rinnovare in un anno e che mette a nostra disposizione; dunque dal giorno successivo abbiamo iniziato a sovrasfruttarla e a consumare le risorse destinate al 2019. Questo giorno viene chiamato “Overshoot Day” e ogni anno avviene sempre prima. Anche se questo giorno è unico per tutta la Terra, le risorse vengono sfruttate diversamente nelle varie parti del Pianeta: secondo la ong Global Footprint Network, se tutti gli Stati seguissero il modello del Qatar o Lussemburgo, l’Overshoot Day arriverebbe a metà febbraio, mentre prendendo come riferimento il Vietnam sarebbe posticipato a fine dicembre. L’Italia, in linea con molti paesi europei, ha visto questo giorno a maggio. I costi di questo sfruttamento oltre i limiti sono visibili sotto forma di deforestazione, siccità, scarsità di acqua dolce, erosione del suolo e cambiamento climatico. Le soluzioni proposte dal sito web dell’Overshoot Day hanno come intento quello di spostare più avanti possibile il giorno e riguardano quattro aree più sensibili: cibo, città, popolazione ed energia. [1]

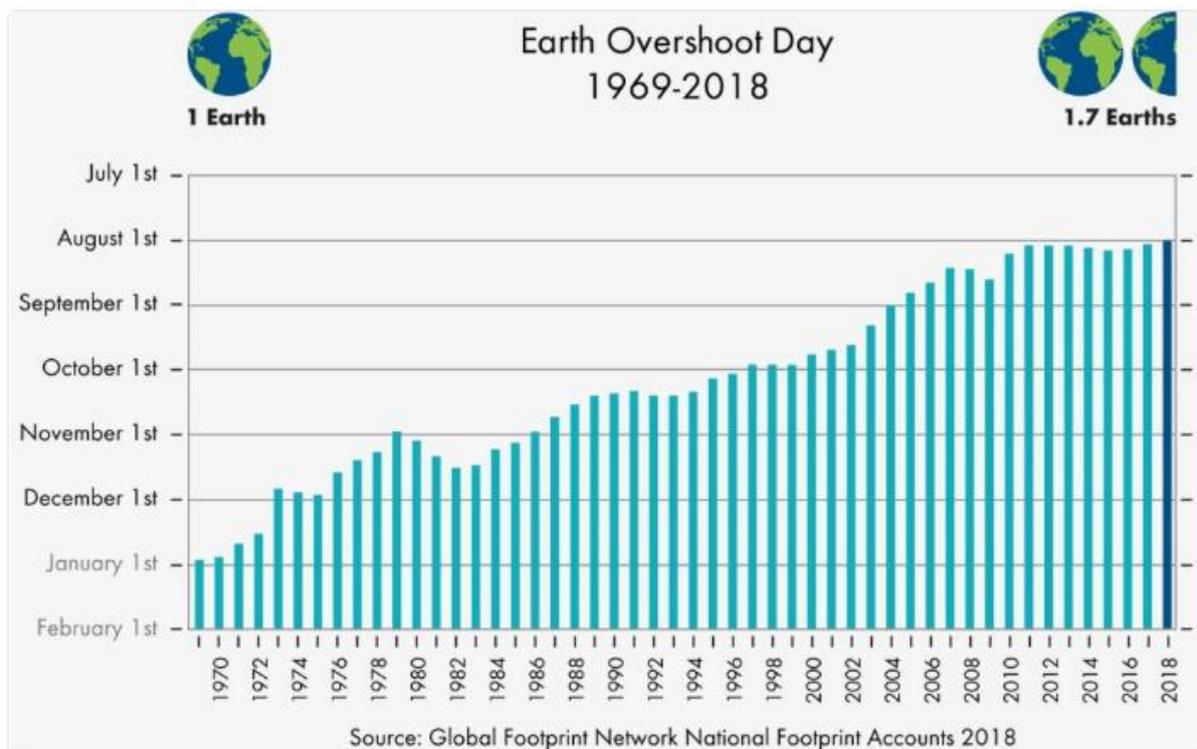


Figura 1 Overshoot Day [1]

Nel contesto attuale, in cui cresce sempre di più l'attenzione verso la sostenibilità ambientale e la diversificazione delle fonti di energia, con un interesse particolare all'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili, si sta manifestando sempre di più l'importanza dello sviluppo dell'efficienza energetica. Questo tema è affrontato a livello globale ed applicato a tutti i settori. In particolare, grazie agli scenari a lungo termine come il World Energy Outlook della IEA, l'Energy Roadmap 2050 della UE o la Strategia Nazionale Italiana, è stata posta maggiore importanza allo sviluppo dell'efficienza energetica, vista come un elemento essenziale per il raggiungimento di obiettivi ambientali con la finalità di ottimizzare le spese per il fabbisogno energetico e assicurare una sicurezza energetica.

Questa tesi studia il tema dell'incremento dell'efficienza energetica applicato ad un caso pratico: analisi dell'impianto di riduzione e misura (REMI) del Gas Naturale di Litta Parodi, gestito dall'Azienda Multiutility Acqua e Gas, A.M.A.G. S.p.a. Questa stazione, facente parte della filiera del Gas Naturale, è una delle quattro gestite dalla società e fornisce una percentuale significativa di gas al comune di Alessandria e dintorni, sia alle utenze civili che a quelle industriali. Tuttavia la stazione è caratterizzata da tecnologie vecchie e poco efficienti, che si basano più sulla semplicità che sul risparmio energetico e tutela dell'ambiente.

Nella Prima parte di questo elaborato viene descritta la filiera del gas e la situazione italiana sugli usi del gas naturale, basata sulla "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", pubblicata nel 2017 dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI). Dopo di che vi è la presentazione della stazione REMI di Litta Parodi e in particolare la struttura e i processi coinvolti, con un'analisi sui consumi orari. Questa parte è stata resa possibile grazie ai sopralluoghi nella stazione e ai dati forniti dalla società. Infine, vi è la rappresentazione della situazione attuale, per quanto riguarda gli utilizzi di gas ed energia elettrica nel processo di preriscaldamento, in modo da creare un caso base rispetto al quale poter fare il confronto.

Nella Seconda parte vengono analizzate le possibili soluzioni, tramite le quali è possibile raggiungere un incremento dell'efficienza energetica del sistema; queste vengono descritte dal punto di vista teorico e del funzionamento, per poi calcolarne l'energia elettrica assorbita, generata e l'utilizzo di gas. Le soluzioni studiate sono: sostituzione delle caldaie, installazione del cogeneratore, della pompa di calore, del solare termodinamico e la composizione tra queste tecnologie.

Nella Terza parte vengono fatti i confronti tra le varie possibilità di efficientamento trattando l'aspetto energetico e ambientale sull'emissione di CO₂ equivalente ed infine quello economico, al fine di dimostrare quale può essere la soluzione più conveniente dal punto di vista puramente finanziario, con un tempo di ritorno dell'investimento minore.

2. Situazione del Gas Naturale in Italia

2.1. Consumi di gas naturale

In seguito ad una graduale ripresa economica rispetto al 2015, nel 2016 è stato possibile osservare un incremento dell'indice Istat della produzione industriale dell'1,6%, situazione evidenziata dal fatto che il consumo di gas naturale è stato pari a 70,9 miliardi di metri cubi. Come si può osservare in Tabella 1, dove viene presentato in sintesi il bilancio energetico italiano del 2016 (in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), vi è stato un incremento del consumo interno lordo del gas naturale del 5% rispetto all'anno precedente. La crescita industriale è evidenziata dall'aumento dei consumi del 3,8%, mentre il settore residenziale è rimasto pressoché costante, dato che dipende soprattutto dalle condizioni ambientali. I consumi italiani sono rappresentati principalmente dal settore residenziale e terziario (28864 Mmc), termoelettrico (23433 Mmc) e industriale (14536 Mmc). Nella Tabella vengono suddivisi gli utilizzi finali, in particolare il ruolo principale dei consumi industriali è rappresentato dalle industrie chimiche (2427 Mmc), seguite da quelle del vetro e ceramica (2104 Mmc), cartarie e grafiche (2030 Mmc) e meccaniche (2011 Mmc). Per quanto riguarda i trasporti, in particolare quelli stradali, vi è una richiesta di 1091 Mmc.

Tabella 1 Usi energetici anni 2015 e 2016 (Mtep)

	Provenienza ed utilizzo	2015	2016	
		Mtep	Mtep	
1	Produzione	5,545	4,738	-14,6%
2	Importazione	50,124	53,468	6,7%
3	Esportazione	0,181	0,174	-3,9%
4	Variaz. Scorte	0,187	-0,048	
5	Consumo interno lordo (1+2+3-4)	55,301	58,08	5,0%
6	Consumi e perdite settore energ.	-1,607	-1,666	3,7%
7	Trasformazioni in energia elettrica.	-16,885	-19,192	13,7%
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	36,809	37,222	1,1%
a)	industria	11,471	11,905	3,8%
b)	trasporti	0,901	0,894	-0,8%
c)	civile	23,726	23,64	-0,4%
d)	agricoltura	0,138	0,13	-5,8%
e)	usi non energetici	0,573	0,653	14,0%

Tabella 2 Uso gas naturale nel 2016 (Mmc)

	Provenienza ed utilizzo	Mmc
1	Produzione	5.785
2	Importazione	65.284
3	Esportazione	212
4	Variaz. Scorte	-58
5	Consumo interno lordo (1+2+3-4)	70.915
6	Consumi e perdite	2.035
7	Trasformazioni	23.433
8	Consumi finali	45.447
a)	Agricoltura	159
b)	Industria	14.536
c)	Servizi	1.091
d)	Usi domestici e civili	28.864
	Totale (a+b+c+d)	44.650
e)	Usi non energetici	797
	Totale consumi (7+8)	47.482

	Consumi finali	Mmc
1	AGRICOLTURA	159
2	INDUSTRIA	14.536
I	Siderurgia	1.890
II	Altre industrie	12.646
a)	Estrattive	36
b)	Metalli non ferrosi	497
c)	Meccanica	2.011
d)	Agroalimentare	1.721
e)	Tessili e abbigliamento	708
f)	Materiali da costruzione	683
g)	Vetro/ceramica	2.104
h)	Chimica	2.427
i)	Petrolchimica	0
l)	Cartaria e grafica	2.030
m)	Altre manifatturiere	429
n)	Edilizia e costruz. Civili	0
3	TRASPORTI STRADALI	1.091
4	USI DOMESTICI COMMERCIALI E ARTIGIANALE	28.864
5	Non energetici (Petrolchimica)	797
	TOTALE	45.447

La continua crescita della domanda interna è soddisfatta da un aumento delle importazioni dall'estero (+ 6,7%), mentre prosegue il trend di riduzione della produzione nazionale (- 14,6%). Questo scenario della dipendenza dall'estero è ben evidente facendo il rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, con un valore pari al 92,1%, il quale giustifica la crescita degli impieghi di tutti i gruppi principali come Eni (60,9 Gm³), Engie (36,2 Gm³), Edison (26,7 Gm³) ed Enel (24,4 Gm³). [2]

Considerando questi dati e la situazione attuale di aumento del fabbisogno interno, può essere interessante procedere con la descrizione della filiera del gas al fine di rendere apprezzabili le caratteristiche di un settore destinato ad avere un peso sempre maggiore nel bilancio energetico nazionale; infatti, è opinione condivisa che, in un prossimo futuro, si assisterà ad un ulteriore aumento della richiesta di gas dovuto soprattutto al minor impatto ambientale (dato il ridotto livello di emissioni di CO₂) e alla progressiva diffusione di tecnologie gas-oriented in tutti i segmenti di utilizzo.

2.2. Filiera del gas

La struttura dell'industria del gas, dall'approvvigionamento all'utente finale, si articola in tre fasi principali. La prima fase, quella più a monte (upstream) si suddivide in produzione interna e importazione, entrambe liberalizzate.

L'importazione, come detto sopra, è la fonte primaria di approvvigionamento e viene svolta stipulando contratti pluriennali con clausole take or pay (prezzi e quantità sono stabiliti in via preliminare) con società estere proprietarie di giacimenti, tra queste vi sono l'Algeria (Trans Mediterranean Pipeline- Mazara del Vallo), Russia (Trans Austria Gasleitung- Tarvisio), Olanda (Trans Europe Naturalgas Pipeline e Transitgas- Passo Gries) e Libia (Greenstream-Gela). Gli importatori principali sono: gruppo Eni (64,1%), gruppo Enel (14,6%) e gruppo Edison (9,5%). Nella Figura 2 vengono quantificate le importazioni di gas nel 2016 e 2015 per Paese di provenienza fisica del gas.

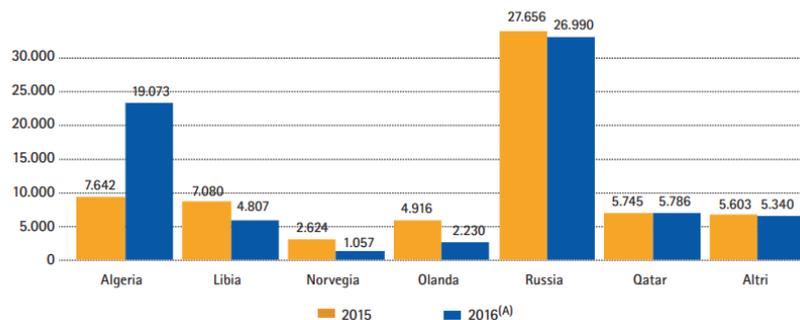


Figura 2 Importazioni di gas secondo la provenienza [Mm³] [2]

Ai valori appena indicati, vanno aggiunti i punti di entrata in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto (GNL): Cavarzere con 5,72 Gm³, Panigaglia con 0,22 Gm³ e Livorno con 0,48 Gm³.

Per quanto riguarda la produzione nazionale, vi è stato un calo del 14,6% rispetto al 2015, con la conseguente diminuzione del tasso di copertura dal 10% all'8%. Secondo la valutazione della Direzione Generale le riserve certe di gas al 31 dicembre 2016 ammontano a 38,1 m³ (22,4% in meno rispetto all'anno precedente) e quelle probabili a 53,7 Gm³; tra queste il 52,3% si trova in mare, mentre il restante 47,7% in terraferma, quasi interamente al Sud. L'operatore dominante in questo segmento è la società del gruppo Eni con l'81,5% della produzione nazionale, seguito a larga distanza da Royal Dutch Shell e Edison. [2]

La seconda fase, denominata infrastruttura, comprende lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione primaria; secondo la normativa vigente sono attività sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione nazionale e da apposite convenzioni con le autorità competenti.

Lo stoccaggio del gas naturale permette di adeguare l'offerta alle esigenze periodiche del mercato, che si divide in minerario, strategico o di modulazione, a secondo delle finalità: garantire lo svolgimento ottimale della coltivazione nei giacimenti di gas naturale; rispondere a mancanze transitorie, riduzioni di approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas; far

fronte all'escursione della domanda su base stagionale o su più brevi archi temporali, soddisfacendo i consumi di punta e mantenendo l'equilibrio tra prelievi ed immissioni nel sistema. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti e nell'anno termico 2016-2017 hanno offerto complessivamente una disponibilità pari a 17,1 Gm³, di cui 4,6 Gm³ destinati allo stoccaggio strategico. Il titolare principale delle concessioni è attualmente Stogit con una punta massima di erogazione del sistema pari a 245,08 Mm³/giorno.

Il trasporto assicura la distribuzione sul territorio nazionale del gas mediante una rete di gasdotti ad alta e media pressione. La rete presenta una capacità complessiva di 294 Mm³/giorno. Nella Figura 3 vengono presentate le capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della Rete nazionale a inizio anno termico 2016-2017, considerando che il terminale di Panigaglia risultava completamente libero e che sia Mazara del Vallo che Gela includono i 19,1 Mm³/giorno di capacità concorrente.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE
Passo Gries	59,0	14,2	44,8	24,1%
Tarvisio	107,0	90,8	16,2	84,8%
Gorizia	2,0	0	2,0	0,0%
Mazara del Vallo	102,8	84,1	18,6	81,9%
Gela	42,3	23,2	19,1	54,9%
TOTALE	294,0	212,4	81,6	72,2%
Terminali di GNL				
Panigaglia	13,0	0,0	13,0	0,0%
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7%
Livorno	15,0	15,0	0,0	100,0%

Figura 3 Capacità di trasporto ai punti di entrata della Rete nazionale Mm³ standard al giorno [2]

Il principale operatore in questo segmento della filiera gas è Snam Rete Gas, con il 93,2% delle reti, ossia 32508 km di rete sui 34879 km totali di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore, con il 4,5% di rete, è la Società Gasdotti Italia; vi sono poi altri sette operatori minori che operano soprattutto a livello regionale e non nazionale. [2]

La fase di trasporto comprende l'attività di consegna del metano attraverso le reti dei gasdotti ad alta pressione dai paesi produttori, dai giacimenti di produzione nazionale e dai siti di stoccaggio fino alle reti di distribuzione dove sono allacciate le utenze finali. La rete di trasporto si articola in rete primaria o dorsale, adibita al trasporto ad alta pressione, e in rete secondaria o rete di distribuzione, che, partendo dalla rete primaria, raggiunge i vari centri di consumo sparsi sul territorio nazionale.

Il trasporto a grande distanza avviene tramite condotte di acciaio, chiamate gasdotti o acciaio dotti; le condotte dei grandi gasdotti dorsali di importazione, dovendo trasportare gas a 100 bar, arrivano sino a diametri di 56", ossia 1,40 m (per i gasdotti italiani 48", cioè 1,2 mt e 75 bar). Per mantenere il gas in pressione all'interno dei metanodotti, quando si opera a pressioni superiori a 55-60 bar, occorre effettuare regolari compressioni ad intervalli di 100-200 km, in centrali dette di spinta, in modo da compensare le perdite di carico dovute alle dissipazioni di energia dall'attrito viscoso tra molecole di gas e tra le molecole e la parete della condotta. Gli impianti di compressione sono attrezzati con sistemi ausiliari, quali il sistema di stoccaggio,

trattamento dell'olio per i compressori e sistemi per il trattamento e filtraggio del gas prima di entrare nelle macchine. Spesso le stazioni sono allocate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza di un sito di stoccaggio. Il complesso costituito dalla stazione di compressione, dallo stoccaggio e dal nodo di smistamento viene denominato hub atto a fornire un servizio diversificato. I metanodotti vengono dimensionati, posati e mantenuti nel rispetto delle specifiche del Decreto Ministeriale 24 novembre 1984, "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8 e successive modificazioni", e in base alle più recenti norme tecniche nazionali ed internazionali.

In Italia complessivamente ci sono 260.043 km di rete, circa 3000 km in più rispetto al 2015; di questi 1% in alta pressione, 41% in media pressione e 58% in bassa pressione. Di queste il 58% (151.700/km) è collocato al Nord, il 23% (59.500 km) al Centro e il 19% (48.900 km) al Sud e nelle isole. Il quadro nazionale completo è presentato nella Figura 4, dove oltre all'estensione della rete sono rappresentate le 6.600 cabine e quasi 99.000 gruppi di riduzione finale. I metanodotti di alta e media pressione compongono la Rete Nazionale di Gasdotti (RN), mentre quelli a bassa pressione la Rete di Trasporto Regionale (RR). [2]

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE		
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Piemonte	802	6568	106,5	12.865,6	11.414,5
Valle d'Aosta	5	51	0,0	166,6	192,2
Lombardia	1715	18169	118,7	15.096,3	32.706,6
Trentino Alto Adige	224	19403	192,6	2.069,1	1.981,9
Veneto	641	12181	250,8	11.202,1	18.950,3
Friuli Venezia Giulia	127	1488	5,4	2.261,1	5.185,6
Liguria	90	3276	23,5	2.039,3	3.991,6
Emilia Romagna	530	7867	218,8	17.545,1	13.111,8
Toscana	330	10222	250,2	6.688,4	9.940,7
Umbria	183	1914	100,7	1.960,3	3.363,4
Marche	130	2311	15,3	4.588,8	4.766,0
Lazio	330	2188	174,3	7.485,3	7.926,4
Abruzzo	214	2112	3,7	4.888,9	5.057,6
Molise	95	500	0,8	1.110,1	1.150,9
Campania	359	5845	31,9	4.708,4	8.268,2
Puglia	252	1785	139,7	3.517,3	8.626,3
Basilicata	111	448	0,8	968,5	1.673,0
Calabria	241	727	35,5	3.457,5	3.559,7
Sicilia	216	1826	69,7	4.851,3	8.990,2
ITALIA	6.595	98.881	1.739,1	107.470,0	150.857,0
di cui non in funzione	-	-	6,4	273,7	172,1

Figura 4 Estensione rete, numero cabine e gruppi di riduzione finale [2]

La fase terminale della filiera del gas, definita fornitura di gas naturale o downstream, è composta dalla distribuzione e vendita. In particolare, la fase di distribuzione può essere primaria, vale a dir/e fatta direttamente dalle società di trasporto alle utenze industriali, termoelettriche e alle aziende di distribuzione civile, e secondaria, eseguita direttamente da

parte delle stesse aziende di distribuzione alle utenze residenziali. La fase di vendita comprende la remunerazione per le prestazioni fornite dall'azienda di distribuzione: il trasferimento fisico del gas, la misurazione del consumo, la fatturazione e l'esazione.

La ripartizione dei clienti e dei volumi distribuiti viene fatta per categorie d'uso; tali categorie sono state introdotte nel 2013 con la finalità di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento, i quantitativi di gas consumati per punto di riconsegna che non vengono misurati giornalmente ma sono attribuiti in base ai profili di consumo standard. Come si può osservare nella Figura 5, più della metà dei clienti (53,5%) utilizza il gas per il contemporaneo riscaldamento e cottura dei cibi/ACS, vale a dire codice C3, prelevando il 45,5% del gas complessivamente distribuito in Italia. La seconda categoria più diffusa è la C2, che utilizza il gas per cottura cibi/ACS, pur utilizzando solo il 6,5% del gas totale, copre il 42,8% dei clienti. Queste due categorie d'uso, dato il ridotto consumo annuo, rappresentano principalmente i consumi di tipo domestico, coprendo una grande quantità di clienti ma assorbendo una bassa percentuale di gas sul totale. La classe più numerosa in termini di clienti e volumi utilizzati è quella che prevede un consumo medio annuo tra i 481 e 1560 m³ e che si identifica nelle famiglie e nelle piccole attività commerciali, che come visto utilizzano il gas per il riscaldamento e la cottura o produzione di acqua calda sanitaria. A differenza di queste, le ultime quattro classi sono rappresentate dagli usi produttivi e sono caratterizzate da una bassa densità dei clienti totali, e un assorbimento del gas pari alla metà del complessivamente distribuito.

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTE	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,5%	14.296
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,8%	6,5%	200
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	53,5%	45,5%	1.115
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	5.443
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,0%	2.494
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	3,2%	27.790
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	23,2%	20.898
TOTALE		100,0%	100,0%	1.313

Figura 5 Ripartizione dei clienti e consumi per categoria d'uso nel 2016, consumo medio m³ [2]

Eseguendo una divisione dei clienti per fascia di prelievo si può notare come il settore domestico sia rappresentato da circa 21 milioni di clienti per un totale di 15 Gm³, ovvero il 48,1% di tutto il gas distribuito. Inglobando in questo settore anche i condomini con uso domestico, vediamo come questo utilizza il 56,3% del gas totale con una copertura del 90,4% dei clienti finali. Focalizzandoci maggiormente su questo settore, possiamo identificare un consumo medio delle famiglie pari a 906/m³, mentre quello dei condomini a 17.372 m³. [2]

3. Presentazione caso studio e situazione attuale

3.1. Stazione di Regolazione e Misura (REMI) di Litta Parodi

L'analisi eseguita in questa tesi ha come oggetto la cabina REMI di Litta Parodi, la quale, come si può vedere nella Figura 6, è posizionata a 150 metri dalla Strada Provinciale ex Strada Statale 35bis dei Giovi e a circa 700 metri dal centro abitato di Litta Parodi. È di forma rettangolare con 46/m di lunghezza e 33/m di larghezza. Come tutte le stazioni di riduzione e misura (REMI) essa rappresenta il punto di interfaccia tra la rete di trasporto nazionale di Snam Rete Gas SpA e la rete di distribuzione locale di Amag Spa; dunque è il punto di passaggio dall'alta alla media pressione.



Figura 6 Posizione stazione REMI di Litta Parodi

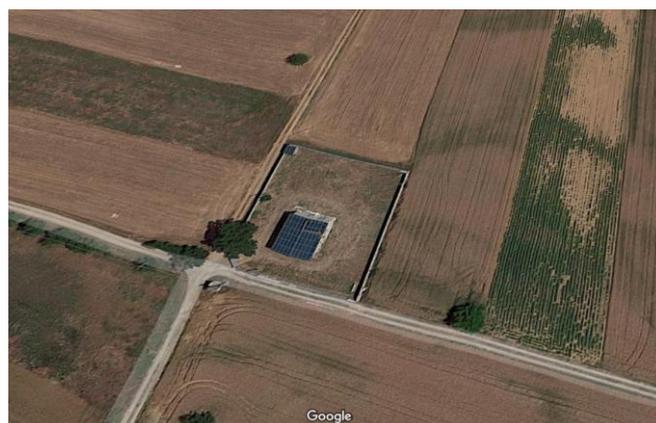


Figura 7 Visuale particolare stazione REMI



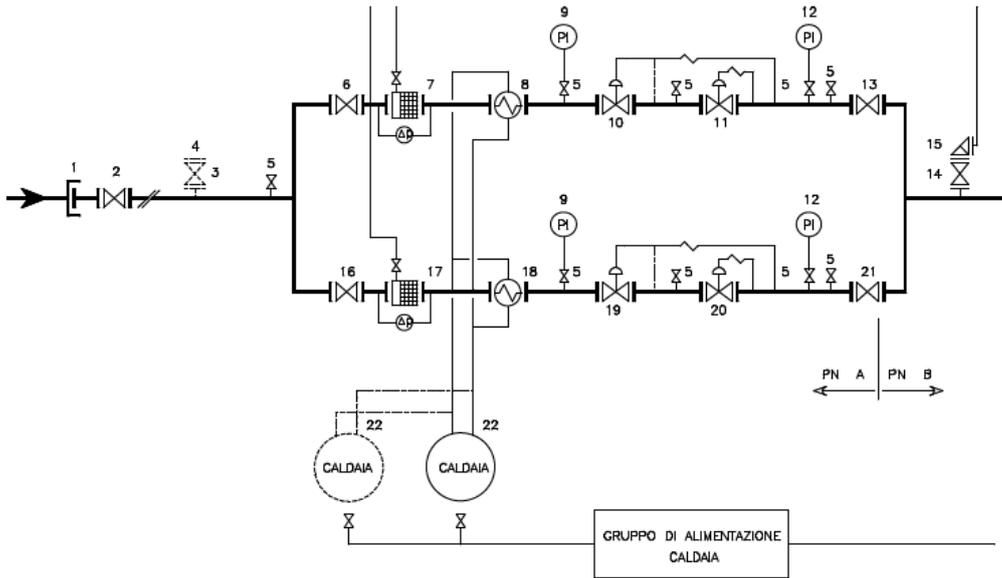
Figura 8 Vista laterale stazione REMI

Le funzioni principali di questa cabina sono:

- Preriscaldamento
- Riduzione e regolazione
- Misurazione
- Odorizzazione
- Telecontrollo

Dato che l'impianto è di Pubblica Utilità, quindi "non fermabile", sono richieste minimo due linee in parallelo. Nel caso considerato abbiamo tre linee: una principale di servizio e due secondarie di soccorso. Dunque, l'impianto deve essere progettato in ogni suo singolo componente, in modo tale da garantire la continuità di servizio anche in caso di malfunzionamenti, guasti o blackout. Ciascuna delle linee è composta da una valvola d'intercettazione all'ingresso, filtro con separatore di condensa, preriscaldatore, organo di regolazione (regolatore pilotato), organo di sicurezza (monitor) e valvola d'intercettazione in uscita. A valle della riduzione vi è la misura e, successivamente, il processo di odorizzazione del gas. La norma applicata in questa fase è DM 16/04/2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8". [3]

Nella Figura 9 è possibile osservare la rappresentazione generale dei componenti richiesti dalle singole linee, come indicato nelle normative, mentre nella Figura 10 vi è lo schema reale dell'impianto di Litta Parodi, ricavato da una schermata del sistema di monitoraggio utilizzato dall'Amag.



POS.	DESCRIZIONE
1	Giunto isolante monoblocco
2	Valvola di intercettazione
3	Valvola di intercettazione
4	Flangia cieca
5	Presa manometro
6	Valvola di intercettazione
7	Filtro con separatore di condensa
8	Scambiatore di calore ad acqua calda
9	Indicatore di pressione
10	Regolatore di pressione - MONITOR
11	Regolatore di pressione - REGOLATORE

POS.	DESCRIZIONE
12	Indicatore di pressione
13	Valvola di intercettazione
14	Valvola di intercettazione passaggio pieno
15	Valvola di scarico ad azione diretta
16	Valvola di intercettazione
17	Filtro con separatore di condensa
18	Scambiatore di calore ad acqua calda
19	Regolatore di pressione - MONITOR
20	Regolatore di pressione - REGOLATORE
21	Valvola di intercettazione in
22	Caldaia per produzione di acqua calda

Figura 9 Struttura generale delle linee di riduzione [3]

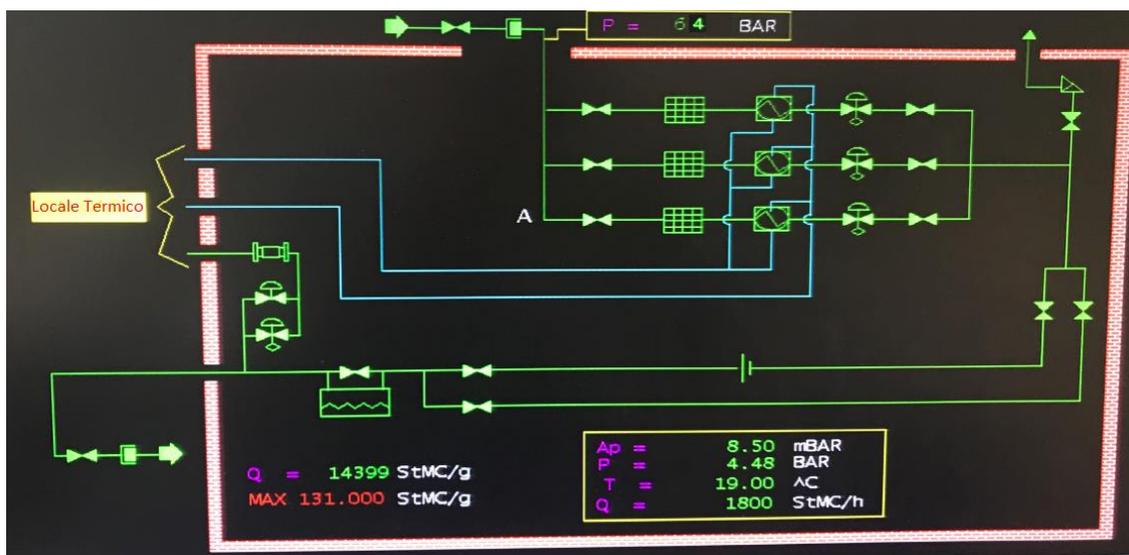


Figura 10 Schema reale della stazione REMI di Litta Parodi

Di seguito vengono descritti i processi svolti dalla stazione REMI:

- Processo di preriscaldamento

Il processo di preriscaldamento avviene a monte della riduzione, dunque alla pressione di consegna del gas dal metanodotto, attraverso scambiatori di calore inseriti per ogni linea di riduzione. L'acqua calda viene prodotta in due caldaie tradizionali a gas. Gli scambiatori vengono dimensionati calcolando la potenzialità termica di scambio affinché venga garantita una temperatura di uscita del gas tale per cui non si presentino fenomeni di formazione di ghiaccio nei regolatori. Il gas naturale in tutti i punti dell'impianto ha un coefficiente di Joule-Thomson sempre positivo e per questo motivo, nel processo di riduzione, contemporaneamente alla caduta di pressione si ha una diminuzione di temperatura. Questo problema si può presentare soprattutto nei mesi invernali a causa delle basse temperature, sia ambientali, sia del gas. La norma di riferimento è la norma UNI-CIG 9167 "Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale. Progettazione, costruzione e collaudo".



Figura 11 Linee di riduzione del gas naturale

- Processo di riduzione

Il processo di riduzione effettua il "primo salto", portando il gas dalle condizioni del metanodotto ad una pressione di circa 4,5 bar grazie ad un regolatore, il cui funzionamento si basa sulla laminazione e sulla perdita di carico del flusso di gas che lo attraversa. Vi è un pistone collegato ad una molla di regolazione tarata a banco in modo da definire con precisione la pressione di uscita. In caso di anomalie o malfunzionamenti che provocano una pressione in uscita diversa da quella tarata, vi è un regolatore di emergenza incorporato a quello principale, il cosiddetto Monitor, il quale svolge le sue stesse funzioni. Nel regolare funzionamento, quest'ultimo resta normalmente aperto.



Figura 12 Regolatore per la laminazione del gas naturale

- Processo di misurazione

In ogni stazione REMI è presente una catena di misura cosiddetta “fiscale” del gas, composta solitamente da un contatore con emettitore di impulsi, trasduttori di pressione e temperatura e da un calcolatore di processo con schede di telelettura. I segnali dei trasduttori e gli impulsi del contatore vengono inviati al calcolatore che analizza in tempo reale i dati e fornisce la portata istantanea elaborata dalla stazione, dopo di che attraverso una stampante trasferisce i dati su carta, in modo che siano facilmente analizzabili durante i controlli giornalieri.



Figura 13 Sezione di misura

- Processo di odorizzazione

Secondo la legge 1083/71 il distributore ha la responsabilità e l'onere della corretta odorizzazione del gas naturale distribuito agli utenti finali. Il processo di odorizzazione viene eseguito tramite un apposito impianto di iniezione. Il tasso di odorizzazione immesso deve essere rilevato sistematicamente, inoltre, nei periodi di massima e minima portata vengono eseguite analisi del gas in rete da personale specializzato esterno.



Figura 14 Impianto odorizzazione

3.2. **Analisi delle portate di Gas Naturale elaborate**

I dati analizzati sono stati forniti direttamente dall'Amag e riguardano la quantità di gas naturale che ha transitato ogni giorno attraverso la stazione e le curve indicative orarie ricavate dal loro strumento di monitoraggio. Purtroppo, non è stato possibile ottenere un database completo delle portate orarie ed è stato necessario ricostruirlo conoscendo le curve di carico di due giorni tipo. Le misure rappresentavano il 2016 e 2017 tuttavia, in seguito ad un notevole incremento di richiesta e allaccio di nuove utenze industriali, le due curve di carico differivano significativamente. I successivi calcoli sono stati svolti utilizzando esclusivamente i dati del 2017, che quindi rappresentano la situazione attuale.

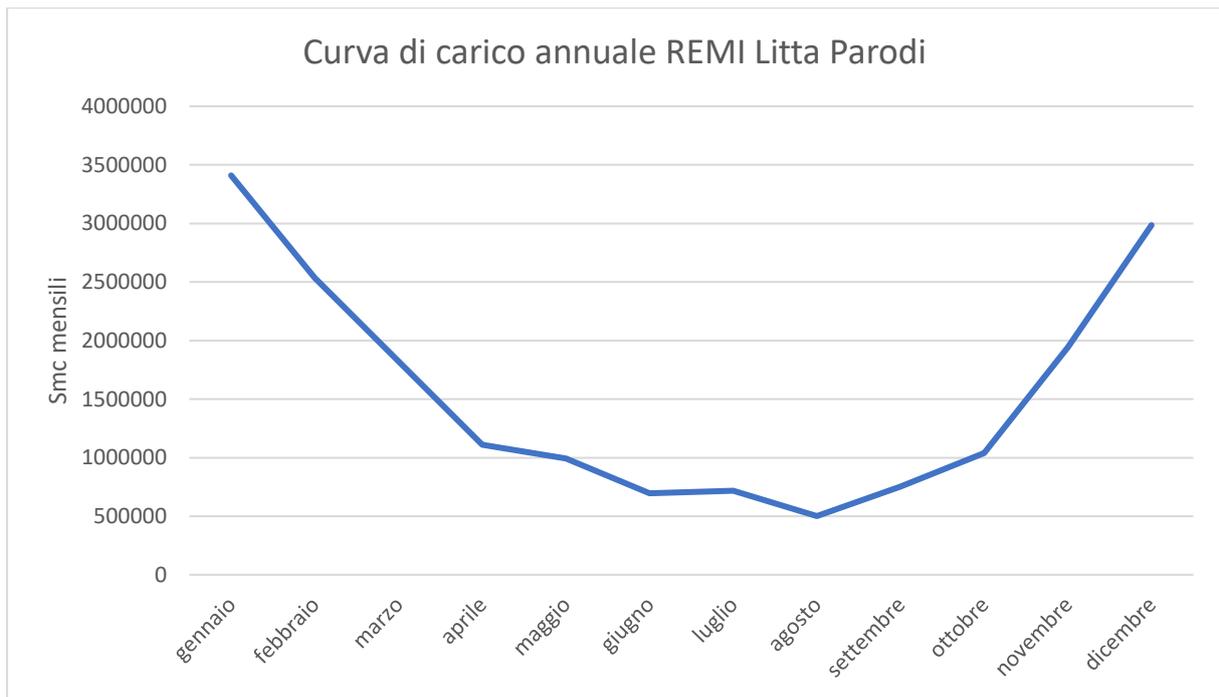


Figura 15 Curva di Carico annuale della stazione REMI di Litta Parodi

Nella Figura 15 si può osservare la tipica forma a U delle utenze residenziali; infatti il gas viene utilizzato soprattutto per il riscaldamento degli immobili ed industrie. Tuttavia, nei mesi estivi la portata transitata non va a 0 e questo significa che vi è una base, costante durante l'anno, di gas utilizzato per i processi industriali. Nelle Figure 16 e 17 è possibile notare gli andamenti giornalieri nel periodo invernale, con due picchi accentuati, la mattina e la sera, e in quello estivo, in cui l'utilizzo prevalente è quello del mattino.

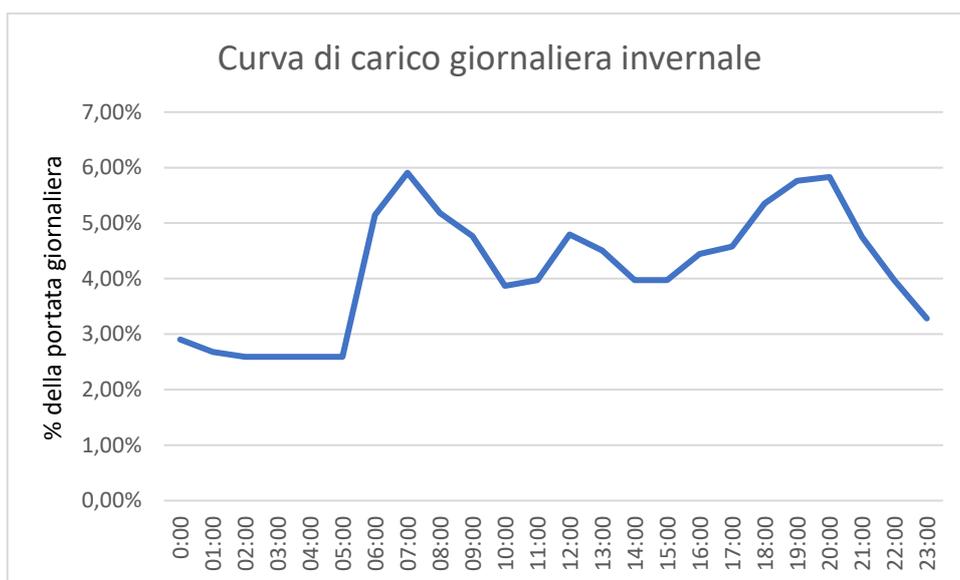


Figura 16 Modello di utilizzo orario del gas nei mesi invernali

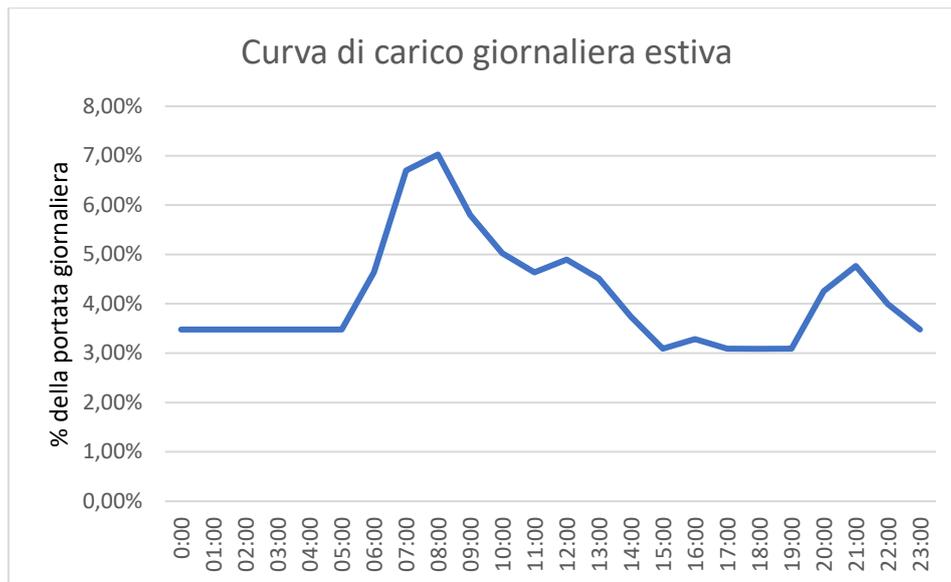


Figura 17 Modello di utilizzo del gas nei mesi estivi

3.3. Stati termodinamici del sistema

Assunzioni utilizzate nel sistema:

- Dato che spesso le proprietà reali del gas naturale non sono disponibili, si può considerarle uguali a quelle del metano, visto che questo rappresenta il 92,5% [4] in concentrazione, come evidenziato nella Tabella 3.

Di seguito, nella Tabella 4 vengono presentate le principali proprietà utilizzate nei calcoli, così come indicato nelle analisi eseguite da Snam.

Tabella 3 Composizione gas naturale fornito da Snam [4]

componente	e-2 mol/mol	
	concentrazione	incertezza
metano	92,53	0,12
etano	3,5	0,1
propano	0,844	0,029
i-butano	0,133	0,011
n-butano	0,196	0,012

Tabella 4 Proprietà gas naturale

grandezza	simbolo	udm	valore
Condizioni Standard	T	°C	288,15
	P	bar	1,01325
densità	rho	kg/Sm ³	0,732
massa molare	Mmol	g/mol	16,57
esponente isoentropico	k		1,31
calore specifico	cp	kJ/kgK	2,5729
viscosità dinamica media gas	mu	mPa*s	10,8
Potere calorifico inferiore [5]	Hi	kWh/Smc	10,87

- Le proprietà sono considerate costanti con la temperatura;
- Proprietà termofisiche, in particolare l'entalpia, sono calcolate grazie al risolutore online fornito dal National Institute of Standards and Technology [6];
- Vengono trascurate le cadute di pressione negli scambiatori;
- Temperature in ingresso e uscita sono costanti durante l'anno, in particolare, la temperatura in ingresso alla cabina è di 5°C, mentre in uscita 10°C; il tubo del gas infatti è interrato di circa due metri dove la temperatura è pressoché costante;
- Pressioni ingresso e uscita mantenute costanti;

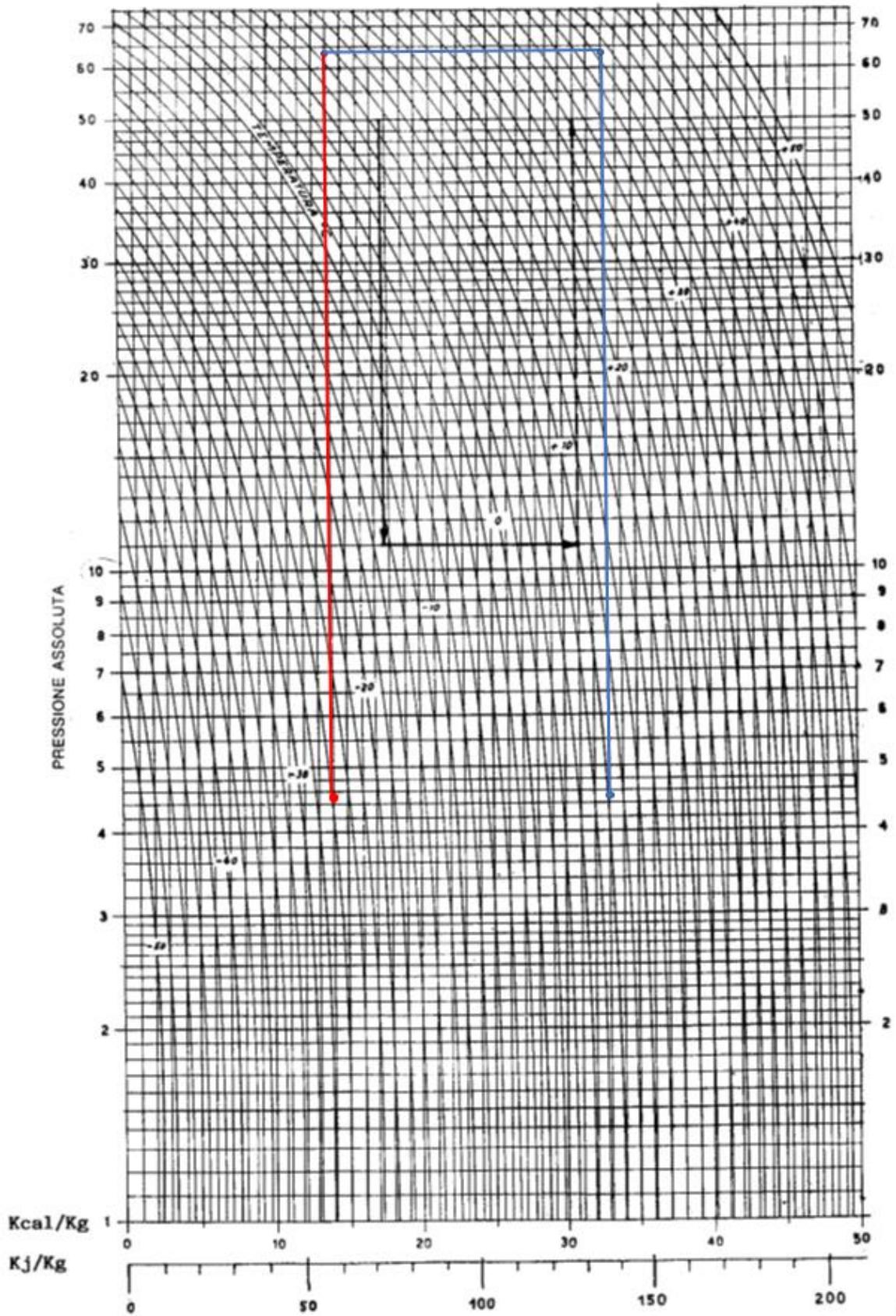


Figura 18 Trasformazioni termodinamiche sul diagramma di Mollier - semplice laminazione (rosso), preriscaldamento più laminazione (azzurro)

Come detto in precedenza, il gas entra nella cabina nel Punto 1 alla pressione e temperatura costanti definite da Snam (64 bar, 5°C) ed esce nel Punto 3 nelle condizioni imposte da normativa (4,5 bar 10°C). Essendo la riduzione nel regolatore una trasformazione isoentalpica con $h'_2 = h_2$, come si può notare nella Figura 18, a valle dell'espansione si avrebbe una temperatura di -26°C; dunque, risulta evidente la necessità di eseguire un preriscaldamento fino al Punto 2 intermedio in modo che il gas in uscita dalla linea di riduzione abbia temperatura desiderata.

Tabella 5 Stati termodinamici del sistema

Punti	1	2	3
t [°C]	5	35	10
P [bar]	64	64	4,5
h [kcal/kg]	14	33	33
h [kJ/kg]	791,5	873	873
dh [kcal/kg]	19		
dh [kJ/kg]	81,5		
senza preriscaldamento			
-26 [°C]			

Nella Tabella 5 il valore di h in kcal/kg è stato ricavato dal diagramma di Mollier, mentre quello in kJ/kg dal risolutore online di National Institute of Standards and Technology, la differenza tra i due è di 2 kJ/kg; pur essendo minima la differenza tra i due, ho deciso di utilizzare il secondo valore poiché più preciso e non affetto da errori di lettura del diagramma.

Successivamente, utilizzando l'equazione 1, è stata calcolata la richiesta termica ora per ora, in base alla portata transitante in quell'istante:

$$Q_{richiesta} = \frac{G \Delta h \rho_{gas}}{3600 \varepsilon_{scambiatore}} [kW] \quad (1)$$

Dove G indica la portata di gas che transita in quella data ora in Sm³/h, Δh la variazione di entalpia, ρ_{gas} la densità del gas ed $\varepsilon_{scambiatore}$ l'efficienza dello scambiatore.

Ordinando i valori orari in ordine decrescente, è possibile ottenere la curva cumulata rappresentata in Figura 19. In questa figura si può osservare il picco della richiesta pari a circa 145/kW. Inoltre, nella prima parte delle ore vi è la stagione invernale con un fabbisogno termico maggiore rispetto alla seconda parte delle ore in cui la richiesta scende considerevolmente e rappresenta la stagione estiva di non riscaldamento.

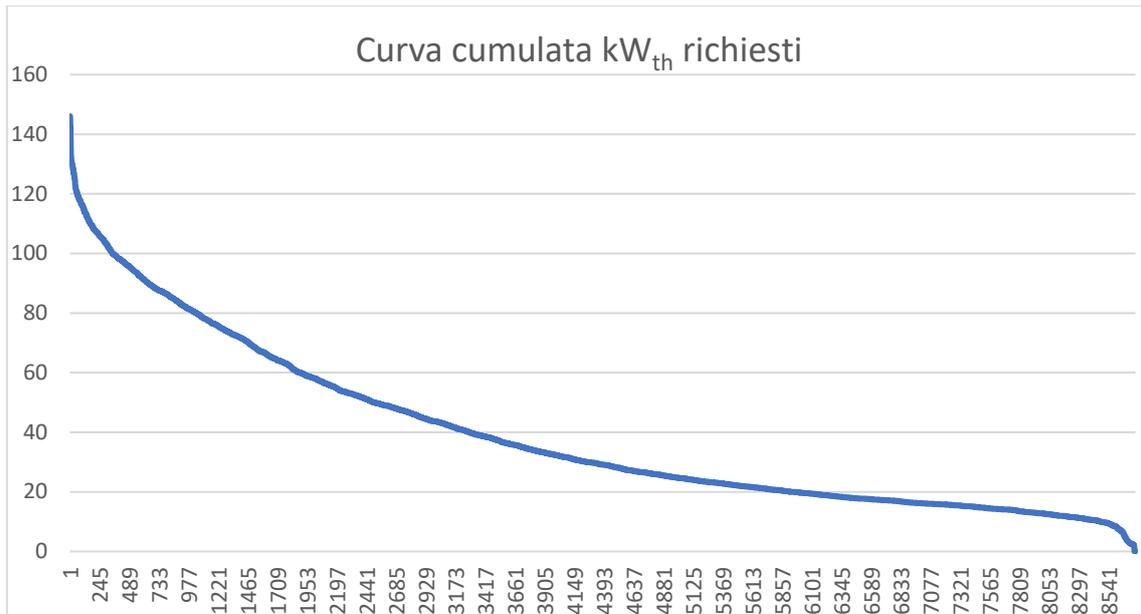


Figura 19 Curva cumulata della Potenza termica richiesta nel 2017

3.4. Impianto termico attuale

Nell'attuale sistema, il calore viene prodotto da due caldaie tradizionali a gas, installate circa 25 anni fa, con una regolazione on-off senza possibilità di modulazione; la loro accensione è guidata da un termostato installato nella sezione di misura della cabina, il quale rileva la temperatura di uscita del gas dalla linea di riduzione e, nel caso in cui questa sia sotto ad un valore soglia, invia un segnale alle caldaie. Le due caldaie installate, di 147/kW nominali ciascuna, sono di marca Bongioanni e sono autoalimentate: una termopila montata sul pilota, è in grado di fornire una tensione continua di circa 500/mV. L'impianto è nettamente sovralimentato e questo accorgimento, pur se non necessario, insieme alla termopila, fornisce continuità di servizio in caso di blackout o manutenzioni.

Considerato che il rendimento delle caldaie, visto il peggioramento negli anni, non fosse un dato facilmente ottenibile, se non attraverso misure dirette difficili da compiere, dato che i tubi dell'acqua sono tutti isolati, l'unica soluzione è stata quella di ipotizzarlo. Visto che la centrale termica è collegata ad un contatore che misura la quantità di gas consumata, analizzando le bollette del gas fornite dalla società Amag Spa e calcolando l'energia termica richiesta per il preriscaldamento, è stato possibile ricavare il prodotto del rendimento della caldaia attuale per l'efficienza dello scambiatore. La suddivisione di questo prodotto tra le due componenti è stata ipotizzata seguendo i valori standard: per lo scambiatore è stato scelto un valore di rendimento pari all'88,8% mentre per la caldaia del 70%.

Infine, è stata ricalcolata, utilizzando i rendimenti appena ottenuti, la situazione attuale per quanto riguarda la potenza richiesta a monte delle caldaie e l'uso del combustibile:

$$Q_{ass,caldaia\ trad} = \frac{Q_{richiesta}}{\eta_{caldaia\ trad}} [kW] \quad (2)$$

$$\text{Consumo combustibile in 1 ora} = \frac{Q_{ass, caldaia trad}}{Hi} \text{ [Smc]} \quad (3)$$

Per quanto riguarda i consumi elettrici, come nel caso del gas, sono state raccolte le bollette ed è stato analizzato l'utilizzo di energia elettrica totale in un anno; dato che questo è circa costante durante tutti i mesi, è stato possibile ricavare un consumo orario per poi suddividerlo tra energia elettrica consumata dalle caldaie più circolatori e quella degli ausiliari utilizzati per il corretto funzionamento della sottostazione.

Come indicato nelle schede tecniche, le potenze elettriche assorbite dalle caldaie e circolatori sono rispettivamente di 20/W e 423 W per ciascuna unità; dunque, per differenza tra questo consumo e quello totale orario, si può ricavare l'utilizzo degli ausiliari.

Nella Tabella 6 vengono presentati i consumi della cabina REMI per quanto riguarda l'energia elettrica delle caldaie ed ausiliari e il consumo di gas naturale.

Tabella 6 Usi energetici attuali stazione REMI

Situazione attuale		
Uso gas caldaie	Sm3	45348
Energia assorbita caldaie	kWh	4496
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399
Energia assorbita tot	kWh	10895

Le soluzioni analizzate in questo elaborato, in cui si ipotizza di sostituire solamente l'impianto di riscaldamento senza intervenire sulla linea di riduzione, vengono dimensionate in modo da fornire una temperatura di mandata di 45°C, affinché venga garantita una differenza di temperatura di 10°C rispetto a quella richiesta dal gas naturale in uscita dal preriscaldatore. Gli interventi studiati sono:

- Sostituzione caldaie esistenti con caldaie tradizionali nuove o a condensazione;
- Installazione di un cogeneratore;
- Installazione di una pompa di calore elettrica o a gas, come soluzione unica o a supporto del cogeneratore;
- Utilizzo del solare termodinamico

4. Efficiamento tramite soluzioni tradizionali o innovative

4.1. Sostituzione caldaie

4.1.1. Descrizione tecnologia

Considerando l'avanzata età della caldaia, che implica la sempre minore affidabilità e il basso rendimento, l'intervento più semplice potrebbe essere quello di sostituirla con una più efficiente ed un circolatore a minore consumo. È possibile utilizzare un'altra caldaia tradizionale oppure affidarci ad una a condensazione con rendimenti molto più elevati.

Prima di procedere con i calcoli, è utile presentare la differenza tra i due tipi di caldaia: quella tradizionale utilizza solo una parte del calore dei fumi di combustione, senza correre il rischio di avere condensazione affinché venga evitata una possibile corrosione: quindi tutto il vapore acqueo, insieme al calore latente, viene disperso in ambiente. Invece, nelle caldaie a condensazione i fumi prodotti vengono fatti raffreddare fino ad essere riportati allo stato liquido, recuperando così anche il calore latente, altrimenti andato perso, per preriscaldare l'acqua di ritorno. La temperatura dei fumi viene portata sotto il punto di rugiada, che nel caso della combustione del metano corrisponde a circa 56°C; per questo motivo il vapore condensa e cede calore all'acqua dentro lo scambiatore. Questo è possibile poiché le caldaie a condensazione vengono realizzate con materiali resistenti all'acidità del vapore condensato.

Per quanto riguarda il rendimento:

$$\eta_{caldaia} = \frac{Q_{termica}}{m_{comb}H_i} \quad (4)$$

Dato che questo viene riferito al potere calorifico inferiore e la caldaia riesce a sfruttare la condensazione di parte del vapore acqueo contenuto nei fumi, il rendimento delle caldaie a condensazione supera il 100%.

4.1.2. Dimensionamento impianto e risparmi

Il problema dell'utilizzo delle caldaie a condensazione nel nostro progetto di efficientamento risiede nel fatto che queste vengano alimentate elettricamente direttamente dalla rete, senza possibilità di essere autoalimentate come nel caso delle caldaie tradizionali attualmente installate. Dunque, è necessario installare un dispositivo in grado di assicurare la continuità di servizio anche in caso di blackout: questo dovrebbe rilevare la mancanza di alimentazione elettrica proveniente dalla rete ed entrare in funzione, fornendo corrente finché questa non viene ripristinata. Dato che un gruppo elettrogeno impiega diversi secondi prima di entrare in funzione e considerando l'esigua richiesta di energia elettrica, infatti le caldaie a condensazione prese in esame hanno la potenza di 315W ciascuna compreso il circolatore, la soluzione migliore potrebbe essere utilizzare un gruppo di continuità UPS.

Un gruppo statico di continuità (Uninterruptible Power Supply o UPS) è un apparecchio che garantisce la costante alimentazione elettrica in corrente alternata. Questo è costituito da:

- un convertitore alternata/continua (convertitore AC) composto da un filtro il quale converte la tensione alternata della rete elettrica in tensione continua;
- batteria che immagazzina l'energia fornita dal primo convertitore;
- un convertitore continua/alternata (convertitore CA o inverter) che preleva corrente dalla batteria o dal raddrizzatore e la fornisce al carico collegato.

Nel caso della sostituzione con le caldaie tradizionali, è stata fatta la scelta di mantenere lo stesso fornitore di quella attuale, Bongioanni, in particolare due caldaie da 114/kW: con questa potenza il sistema resta sovradimensionato (+40,5%), anche se in percentuale minore rispetto al caso base. A queste vanno aggiunti due circolatori più efficienti rispetto a quelli presenti.

Tabella 7 Caratteristiche tecniche delle nuove caldaie tradizionali

Caldaia Tradizionale		
η max	a 100%	90%
η min	a 30%	86,4%
Potenza termica utile	kW	102,6
Potenza combustibile	kW	114
Potenza assorbita caldaia	W	20
Potenza assorbita circolatore	W	250

Invece, per quanto riguarda le caldaie a condensazione, sono state prese in considerazione due caldaie della marca Time Power da 108 kW, con i circolatori incorporati. Il sistema risulta sovradimensionato del +54,8%.

Tabella 8 Caratteristiche tecniche delle nuove caldaie a condensazione

Caldaia a Condensazione		
η min	a 100%	105,1%
η max	a 30%	109,1%
Potenza termica utile	kW	113
Potenza combustibile	kW	108
Potenza assorbita caldaia + circ	W	315

Come si può osservare nella Tabella 9, sia l'installazione di una nuova caldaia tradizionale con rendimento superiore rispetto a quella attuale, sia di una caldaia a condensazione, assicurano un risparmio di energia elettrica e di gas. In particolare, il secondo impianto permette di ridurre il consumo di gas del 35%, sebbene abbia un uso di elettricità di poco maggiore rispetto alla caldaia tradizionale. Il risparmio di energia elettrica si verifica poiché l'attuale impianto utilizza una pompa di circolazione inefficiente (423W), con un alto consumo energetico, mentre le nuove installazioni prevedono un componente a ridotto utilizzo elettrico (vedi Tabella 7 e Tabella 8).

Tabella 9 Risultati energetici ottenuti dall'installazione delle nuove caldaie

		Attuale	Caldaia tradizionale		Caldaia a Condensazione	
Uso gas caldaie	Sm3	45348	37016	-18,4%	29486	-35,0%
Energia assorbita caldaia	kWh	4496	2571	-42,8%	2782	-38,1%
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399	6399	0,0%	6399	0,0%
Energia assorbita tot	kWh	10895	8970	-17,7%	9181	-15,7%

4.2. Installazione cogeneratore

4.2.1. Definizione cogenerazione

Con il termine cogenerazione si indica la produzione combinata di energia elettrica e termica, convertendo un'energia primaria di qualsiasi fonte, in questo caso quella del combustibile.

Tradizionalmente l'energia termica ed elettrica viene prodotta separatamente, la prima tramite caldaie che convertono l'energia primaria del combustibile in energia termica, con alto rendimento termodinamico, la seconda in centrali termoelettriche, con dispersione nell'ambiente di energia termica a bassa temperatura. Dunque, quando vi è una richiesta contemporanea di entrambe, anziché produrre energia termica tramite una caldaia ed acquistare elettricità dalla rete, è possibile utilizzare un impianto per generare energia elettrica sfruttando il calore residuo di processo per le richieste termiche.

Come si può osservare nella Figura 20, pur avendo lo stesso risultato finale, l'energia primaria utilizzata differisca molto tra la produzione separata ($53+95=148$) e quella in cogenerazione (100).

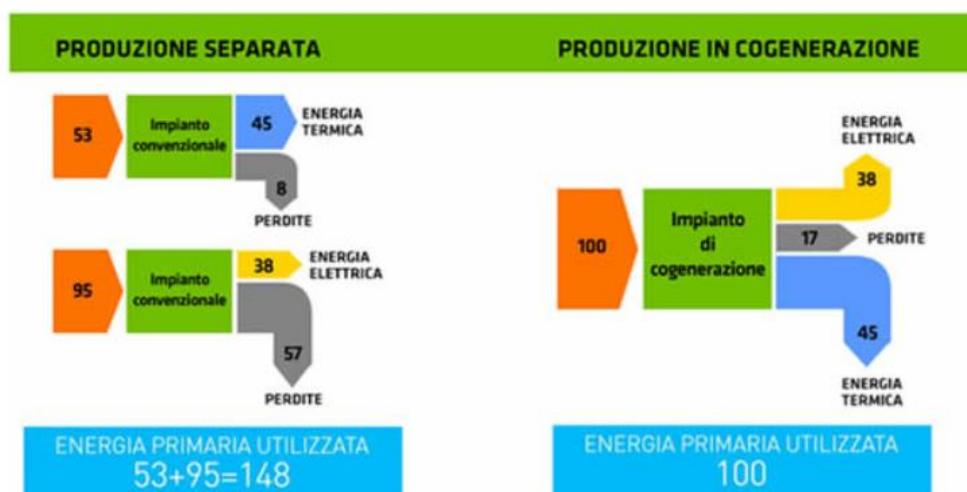


Figura 20 Impiego energetico nella produzione separata e cogenerazione [7]

Gli impianti di cogenerazione più utilizzati sono:

- Motori a combustione interna
- Turbine a vapore
- Turbine a gas
- Impianti a ciclo combinato turbina a gas/ turbina a vapore

Vi sono poi altre tipologie più moderne e in evoluzione come:

- Microturbine
- Impianti con celle a combustibile
- Impianti con motori Stirling
- Turbogeneratori ORC

La scelta di questi impianti dipende dalla potenza termica ed elettrica richiesta. Nel nostro caso, avendo una domanda di calore molto minore rispetto alle tipiche realtà industriali, siamo interessati ai motori a combustione interna e turbine a gas, gli unici a fornire sistemi di mini e micro-cogenerazione. In particolare è stata analizzata la prima soluzione, dove un motore termico, attraverso un ciclo termodinamico, trasforma l'energia del combustibile in energia meccanica e quindi, tramite un generatore elettrico, in energia elettrica. Risulta evidente che questo tipo di trasformazione non possa avere alti rendimenti, inoltre, come afferma il secondo principio della termodinamica, in questo processo non tutto il calore può essere trasformato in lavoro: una parte deve essere dissipata in ambiente come fumi di scarico o vapore. Nella cogenerazione, questa parte di calore in eccesso viene recuperata e sfruttata per soddisfare il fabbisogno termico, o una parte di esso. Questo concetto è schematizzato nelle Figure 21 e 22.

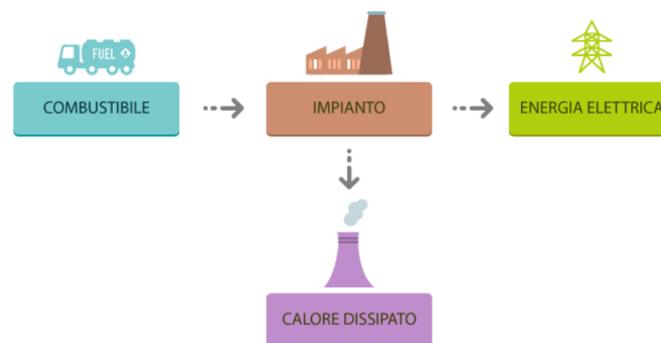


Figura 21 Funzionamento impianto tradizionale [8]

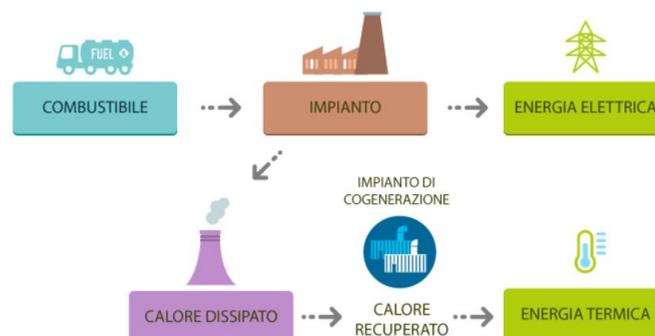


Figura 22 Funzionamento impianto cogenerativo [8]

4.2.2. Norme e Cogenerazione Alto Rendimento [9]

A partire dal Decreto Legislativo 8 febbraio 2008, n.20, il quale ha attuato la Direttiva Europea 2004/8/CE, è stato introdotto il concetto della Cogenerazione ad Alto Rendimento e i criteri per il riconoscimento, basati sull'indice PES (Primary Energy Savings) che rappresenta il risparmio di energia primaria che si può ottenere grazie alla cogenerazione rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica. Successivamente, con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011, sono stati introdotti i nuovi criteri per il riconoscimento della qualifica CAR. In particolare, è stato definito il valore del rendimento globale dell'impianto, o rendimento di primo principio, richiesto per l'accesso al riconoscimento CAR: per gli impianti a ciclo combinato con recupero di calore e a turbina a condensazione con estrazione di vapore questo deve essere superiore all'80%, mentre per gli altri impianti al 75%. Per quanto riguarda l'indice PES, questo deve essere superiore al 10%, tranne per gli impianti di piccola cogenerazione e micro-cogenerazione (rispettivamente 1/MW e 50/kW), dove è richiesto un risparmio di energia superiore alla produzione separata, dunque, PES maggiore di 0%.

Definiti i parametri:

- F : energia del combustibile consumato dall'impianto durante il periodo considerato;
- E : energia elettrica prodotta nel periodo considerato;
- H_{CHP} : calore utile prodotto nel periodo considerato (per utile si intende calore prodotto esclusivamente dalla cogenerazione ed utilizzato);
- $\eta_{th,CHP}$: rendimento termico della cogenerazione, definito come calore utile prodotto nel periodo considerato diviso energia del combustibile utilizzata nello stesso periodo;
- $\eta_{el,CHP}$: rendimento elettrico della cogenerazione, definito come energia elettrica prodotta nel periodo considerato diviso energia del combustibile utilizzata nello stesso periodo;
- $\eta_{th,s}$, $\eta_{el,s}$: rendimento di riferimento della produzione separata rispettivamente di calore ed energia elettrica;

Il rendimento globale, rendimento di primo principio o EUF (Energy Utilisation Factor) e il PES vengono calcolati:

$$EUF = \frac{E + H_{CHP}}{F} \quad (5)$$

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,s}}} \quad (6)$$

I principali benefici previsti agli impianti di cogenerazione riconosciuti CAR sono:

- Priorità di dispacciamento dell'energia elettrica rispetto alla produzione da fonti convenzionali;
- Agevolazioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, come decretato dalla Delibera ARG/elt n.99/08;
- Accesso al servizio di Scambio sul Posto per le unità con potenza nominale inferiore a 200/kW ai sensi della Deliberazione dell'Autorità ARG/elt n.74/08;

- Possibilità, per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) che includono impianti di cogenerazione, di essere classificati nelle categorie SEU e SEESEU-B, qualora l'energia cogenerata dall'unità (E_{CHP}) risulti, per l'anno n-1, maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene;
- Agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- Possibilità di accedere al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), secondo quanto indicato dal DM 5 settembre 2011, utilizzabili per l'assolvimento della propria quota parte nel caso di soggetti obbligati, oppure per essere scambiati fra gli operatori o ritirati dal GSE.

4.2.3. Dimensionamento impianto e risparmi

Dato che nel caso studiato, la richiesta elettrica è trascurabile rispetto a quella termica, l'impianto deve essere dimensionato in base alla domanda di calore da produrre; inoltre, per quanto riguarda l'elettricità, ad eccetto dell'esigua parte autoconsumata, questa verrà venduta in rete. Analizzando la curva cumulata, rappresentata in Figura 23, è possibile osservare sia la potenza di picco richiesta dall'impianto, sia per quante ore all'anno è richiesta una potenza. Dato che, come spesso accade, più un impianto è piccolo e più aumenta il costo specifico, sarebbe più conveniente installare la potenza massima ammissibile, tuttavia, l'unità, per essere ripagata, deve funzionare più ore possibili. Dunque, è necessario trovare un compromesso tra la potenza installata e le ore di funzionamento. Per questo motivo sono stati analizzati cogeneratori di quattro taglie diverse: 6 e 9 kW_{el}, linea Vitoblock del costruttore Viessmann, privilegiando quindi le ore di funzionamento, e 20 e 30 kW_{el}, prodotti da Enerblu, preferendo massimizzare la produzione a discapito delle ore equivalenti; di questi, in Tabella 10, vengono proposti i dati nominali e nelle due modulazioni.

Tabella 10 Specifiche tecniche dei cogeneratori proposti, in condizioni nominali e al 75 e 50%

		REC2 30G	REC2 20 G	VITOBLOC EM-9	VITOBLOC EM-6
100%					
Pel	kW	30,0	20,0	8,5	6,0
Pth	kW	60,0	45,0	20,1	14,9
Pcomb	kW	97,0	69,0	30,1	22,2
Consumo gas	Sm ³ /h	10,2	7,2	3,1	2,3
Rendimento elettrico	%	30,9	29,0	28,2	27,0
Rendimento termico	%	61,9	65,2	66,8	67,1
Efficienza globale	%	92,8	94,2	95,0	94,1
75%					
Pel	kW	23,0	15,0	6,4	4,5
Pth	kW	47,0	36,0	16,1	12,4
Pcomb	kW	80,0	57,0	23,8	18,9
Consumo gas	Sm ³ /h	8,4	5,9	2,5	2,0
Rendimento elettrico	%	28,8	26,3	26,9	23,8
Rendimento termico	%	58,8	63,2	67,6	65,6
Efficienza globale	%	87,5	89,5	94,5	89,4
50%					
Pel	kW	15,0	10,0	4,3	3,0
Pth	kW	32,0	24,0	12,3	9,7
Pcomb	kW	56,0	40,0	18,3	14,8
Consumo gas	Sm ³ /h	5,8	4,1	1,9	1,5
Rendimento elettrico	%	26,8	25,0	23,5	20,3
Rendimento termico	%	57,1	60,0	67,2	65,5
Efficienza globale	%	83,9	85,0	90,7	85,8

Sono stati ipotizzati due sistemi differenti:

- Solo cogeneratore, il quale produce calore in base alla richiesta in quella precisa ora e viene integrato dalle caldaie (applicazione puramente teorica);
- Cogeneratore, caldaie di supporto e accumulo termico, che permette al cogeneratore di funzionare per più ore alla potenza nominale.

In entrambi i casi le caldaie utilizzate sono quelle tradizionali già presenti.

Il primo passo è sicuramente quello di verificare, ora per ora, se il cogeneratore funzioni a potenza nominale oppure in una delle due modulazioni, quale è la potenza elettrica e termica prodotta e quale è il consumo di combustibile. La quota restante di calore deve essere fornita tramite caldaie, di cui è calcolato il consumo di gas naturale, come indicato nell'equazione 3. Ordinando in modo decrescente la potenza termica oraria prodotta dal cogeneratore in un anno è possibile visualizzare graficamente la quota di energia soddisfatta dall'impianto e la quota da integrare con le caldaie, si veda la Figura 23. La curva cumulata può essere utile per dimensionare un cogeneratore, in base alla potenza e alle ore di utilizzazione: scegliendo una taglia di potenza del cogeneratore è possibile leggere in ascissa il relativo numero di ore equivalenti di funzionamento. Per quanto riguarda il cogeneratore REC2 30G, la potenza termica prodotta a pieno carico è 60/kWth, i quali equivalgono ad un funzionamento di 1883 ore; lo stesso procedimento può essere eseguito per la modulazione 75% con la quale

raggiungiamo 2790 ore e 50% che ci permette di sfruttare l'impianto complessivamente per 4017 ore.

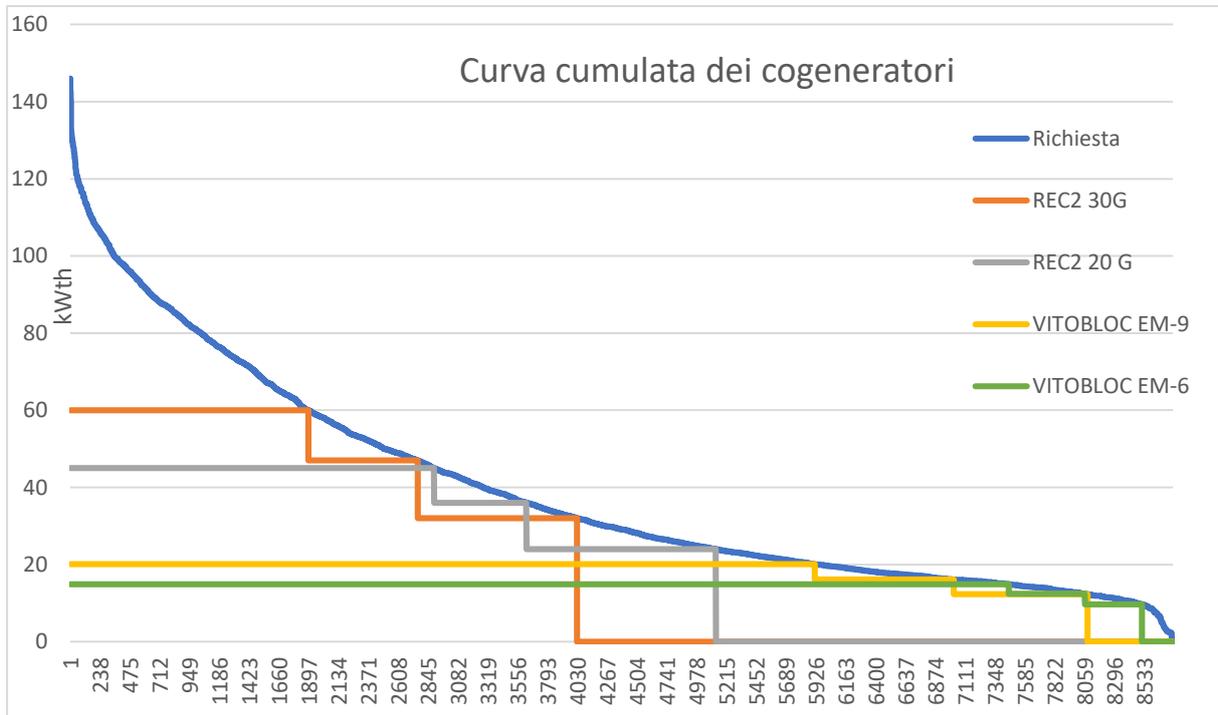


Figura 23 Curva cumulata dei cogeneratori analizzati

1. Caso 1: Cogeneratore senza accumulo

Questo caso è solamente un'analisi teorica che non ha alcun riscontro applicativo, dato che un cogeneratore, affinché venga assicurato un funzionamento corretto, ha bisogno di un serbatoio di accumulo pari ad almeno 43 volte la potenza termica nominale. Questa richiesta è giustificata dal fatto che il rapporto tra ore di esercizio e numero di avviamenti deve essere maggiore di 3.

Lo scopo di questa analisi teorica è quello di evidenziare l'aumento di ore di funzionamento, potenza elettrica prodotta e diminuzione del numero di avviamenti grazie all'utilizzo di un accumulo termico. Nella Tabella 11 è possibile osservare i valori ottenuti, mentre nella Figura 24 sono rappresentati graficamente per i quattro impianti: il consumo di gas, energia elettrica acquistata dalla rete ed immessa in rete.

Tabella 11 Risultati energetici ottenuti dall'installazione del cogeneratore

		REC2 30 G	REC2 20 G	Vitobloc EM-9/20	Vitobloc EM-6/15
Uso gas caldaia	Sm3	19733	20032	25666	29184
Uso gas cogeneratore	Sm3	33945	31315	23312	19131
Uso gas tot	Sm3	53678	51346	48978	48315
Energia assorbita tot	kWh	10280	10280	10299	10316
Energia generata	kWh	95752	83875	61920	48818
Energia immessa in rete	kWh	85472	73595	51622	38501
Energia prelevata da rete	kWh	5628	4316	805	292
Ore equivalenti	h	3192	4194	7907	8136

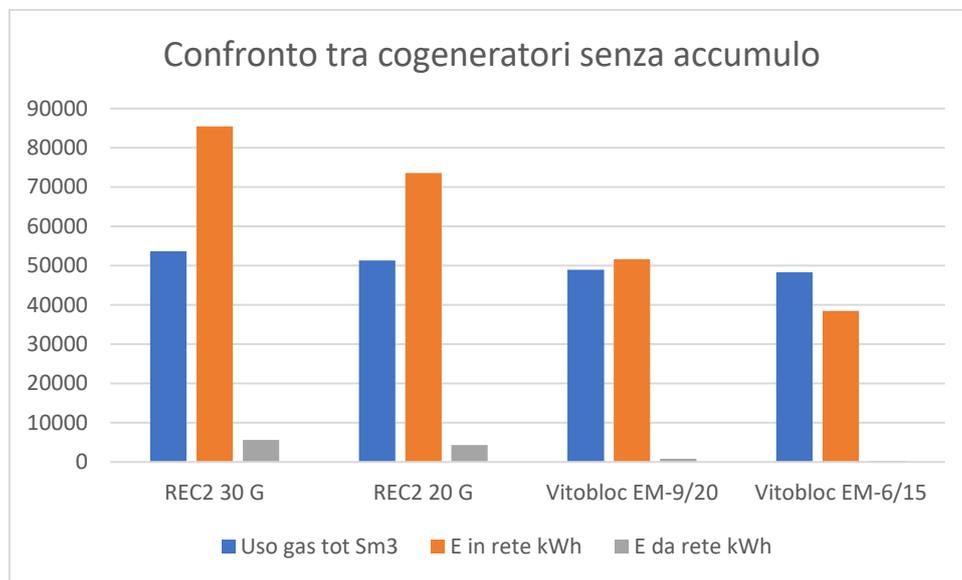


Figura 24 Confronto tra cogeneratori studiati

2. Caso 2: Cogeneratore con accumulo termico

Come indica il nome stesso, l'accumulo termico è un componente che ha il compito di immagazzinare l'energia termica in eccesso prodotta dall'impianto e restituirla all'utenza quando richiesta. L'ipotesi applicata in questo studio è quella di utilizzare un serbatoio adiabatico, dunque senza dispersioni di calore attraverso le pareti, e di completo utilizzo del calore accumulato. L'equazione matematica che descrive il calore accumulato Q_{acc} è:

$$Q_{acc} = V_{acc} * \rho_{H2O} * cp_{H2O} * \Delta T \quad [kWh] \quad (7)$$

dove:

- V_{acc} : volume serbatoio, l'unica variabile;

- ρ_{H2O} : densità dell'acqua pari a 1 kg/l;
- cp_{H2O} : calore specifico dell'acqua pari a 4,186 kJ/kg;
- ΔT : differenza di temperatura tra ingresso ed uscita dal serbatoio, impostata a 10°C;

Considerando che, come richiesto dai costruttori, per evitare il funzionamento ciclico on-off, bisogna predisporre un accumulo:

$$V_{accumulo,min} = Q_{th} * 43 \quad [litri] \quad (8)$$

Nella Tabella 12 si può osservare per ogni cogeneratore la capacità minima richiesta del serbatoio, quella installata e l'energia termica che si può accumulare; mentre nella Figura 25 sono rappresentate le curve cumulate dei cogeneratori supportati dall'accumulo. È possibile osservare un incremento di ore di funzionamento rispetto alla soluzione senza accumulo termico, inoltre, le curve dei cogeneratori superano quella della richiesta. Questo accade poiché grazie all'accumulo è possibile far funzionare l'impianto per più ore immagazzinando il calore in eccesso nel serbatoio collegato ed utilizzarlo durante i picchi di richiesta oppure per soddisfare il fabbisogno nelle ore in cui la domanda è minima e insufficiente per far funzionare il cogeneratore.

Tabella 12 Accumulo scelto per ciascun cogeneratore

		REC2 30 G	REC2 20 G	Vitobloc EM-9/20	Vitobloc EM-6/15
Volume accumulo min	1	2580	1935	864	641
Volume accumulo installato	1	3000	2200	1000	800
Energia accumulata	kWh	34,9	25,6	9,3	11,6

Nella Tabella 13 vengono presentati i consumi energetici e l'energia elettrica generata delle quattro taglie. Aumentando la taglia del cogeneratore diminuisce il gas utilizzato dalle caldaie, questo poiché la richiesta termica viene soddisfatta in misura sempre maggiore dall'impianto cogenerativo che utilizza sempre più gas naturale; complessivamente vi è un aumento di gas consumato. Installando una potenza maggiore, aumenta anche l'energia elettrica generata e, dunque, anche quella immessa in rete.

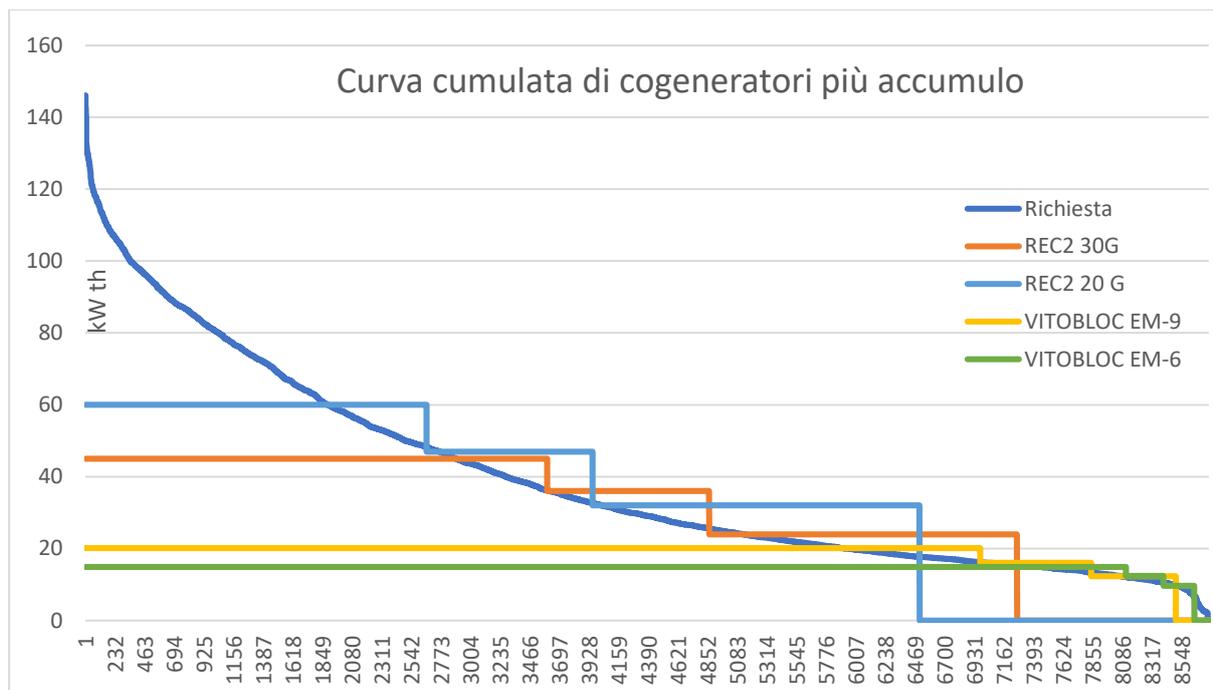


Figura 25 Curva cumulata dei cogeneratori con l'utilizzo degli accumuli termici

Infine, è stata verificata la condizione richiesta dai costruttori riguardante il numero di avviamenti: questa è ampiamente soddisfatta per i cogeneratori che producono piccole potenze, mentre per i cogeneratori più potenti, soprattutto durante i mesi estivi con richieste minori, si ha un numero di accensioni maggiore. Un ulteriore miglioramento si potrebbe avere con una regolazione intelligente nei mesi a richiesta ridotta: infatti, in quei mesi, se si facesse funzionare il cogeneratore in modulazione, senza riempire l'accumulo, quest'ultimo potrebbe essere sfruttato per aumentare ulteriormente la domanda di energia termica permettendo al cogeneratore di accendersi a carico minimo.

Tabella 13 Risultati energetici ottenuti dall'installazione del cogeneratore più accumulato termico

		REC2 30 G	REC2 20 G	Vitobloc EM-9/20	Vitobloc EM-6/15
Uso gas caldaia	Sm3	6631	10543	23838	28573
Uso gas cogeneratore	Sm3	51572	43176	25500	19823
Uso gas tot	Sm3	58204	53719	49338	48397
Energia assorbita tot	kWh	7812	7660	8807	9577
Energia generata	kWh	143855	114820	68408	51158
Energia in rete	kWh	136043	107160	59601	41580
Energia da rete	kWh	2326	1175	190	79
Ore equivalenti	h	4795	5741	8048	8526
Volume accumulato	l	2580	1935	864	641

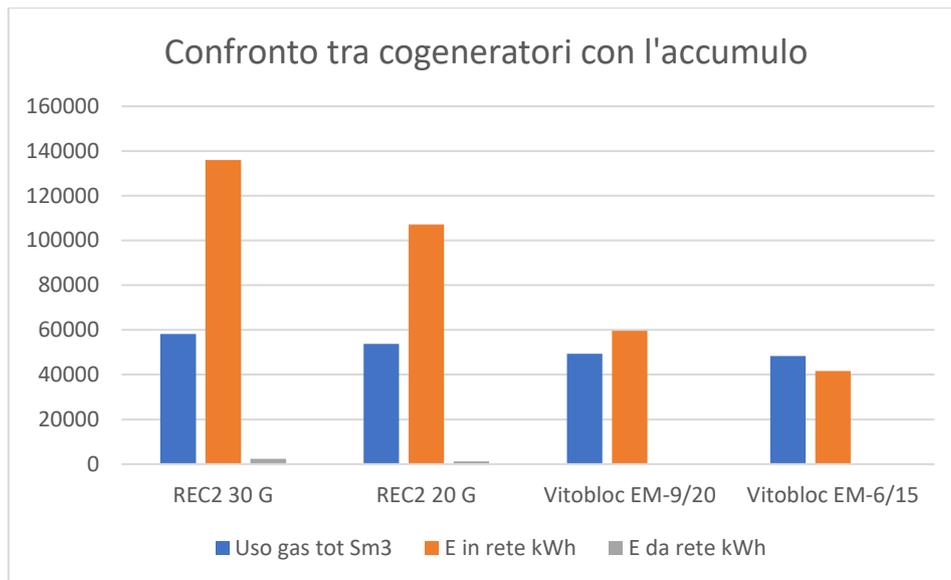


Figura 26 Confronto tra cogeneratori dopo l'installazione dell'accumulo termico

Tabella 14 Numero di avviamenti dei cogeneratori dotati di accumulo termico

	REC2 30 G	REC2 20 G	Vitobloc EM-9/20	Vitobloc EM-6/15
ore funzionamento	6504	7264	8502	8647
avviamenti	1881	1356	219	84
Rapporto ore/avviamenti	3,5	5,4	38,8	102,9

4.2.4. Confronto delle due soluzioni

Pur essendo il primo caso solamente teorico, come detto in precedenza, è interessante mostrare l'effetto che ha l'accumulo termico sul sistema: come si può evincere dalla Tabella 15, un primo miglioramento riguarda l'aumento delle ore equivalenti di funzionamento. Questo comporta un aumento del consumo di gas da parte del cogeneratore e diminuzione di quello delle caldaie, portando ad un incremento dell'energia generata. L'effetto utile si nota maggiormente nelle due applicazioni con potenza installata superiore, dato che, senza l'accumulo queste lavorerebbero in modulazione o si spegnerebbero. Nelle altre due non ha effetti evidenti poiché, avendo queste una potenza inferiore rispetto a quella richiesta, riescono a lavorare pressoché continuamente durante tutto l'anno, anche senza bisogno di accumulo.

Tabella 15 Benefici ottenuti dall'installazione dell'accumulo termico

		REC2 30 G		REC2 20 G		Vitobloc EM-9/20		Vitobloc EM-6/15	
Uso gas caldaia	Sm3	6631	-66,4%	10543	-47,4%	23838	-7,1%	28573	-2,1%
Uso gas cogeneratore	Sm3	51572	51,9%	43176	37,9%	25500	9,4%	19823	3,6%
Uso gas tot	Sm3	58204	8,4%	53719	4,6%	49338	0,7%	48397	0,2%
Energia assorbita tot	kWh	7812	-24,0%	7660	-25,5%	8807	-14,5%	9577	-7,2%
Energia generata	kWh	143855	50,2%	114820	36,9%	68408	10,5%	51158	4,8%
Energia in rete	kWh	136043	59,2%	107160	45,6%	59601	15,5%	41580	8,0%
Energia da rete	kWh	2326	-58,7%	1175	-72,8%	190	-76,4%	79	-73,0%
Ore equivalenti	h	4795	50,2%	5741	36,9%	8048	1,8%	8526	4,8%

4.3. Installazione pompa di calore

4.3.1. Descrizione tecnologia

Una pompa di calore è un dispositivo in grado di trasferire calore da una sorgente a bassa temperatura all'utenza ad alta temperatura utilizzando energia. La pompa di calore inverte il flusso naturale del calore che fluisce da un livello più alto ad uno più basso. La sorgente utilizzata può essere: aria esterna, acqua di falda o energie del sottosuolo nelle cosiddette pompe di calore geotermiche. Le pompe disponibili in commercio sono: elettriche, che usano un compressore elettrico, e ad assorbimento, funzionanti grazie ad un bruciatore alimentato a gas metano o GPL. La pompa di calore è costituita da un circuito chiuso, attraversato dal fluido frigorifero che può assumere lo stato liquido o gassoso in base alle condizioni di pressione e temperatura in cui si trova. Il funzionamento, come si può osservare in Figura 27 e Figura 29, è simile sia nel caso elettrico, sia in quello a gas e si articola in quattro fasi:

- Condensazione, dove il fluido frigorifero passa dallo stato gassoso a quello liquido, cedendo calore al fluido esterno, in questo caso acqua per il preriscaldamento;
- Espansione, dove il fluido passa attraverso restrittori (per la configurazione a gas) o valvola di espansione (per quella elettrica) e diminuisce la sua pressione e temperatura;
- Evaporazione, in cui il fluido assorbe il calore dalla sorgente esterna ed evapora completamente;
- Quarta fase che cambia nelle due configurazioni:
 - Compressione, per la pompa elettrica, che porta il fluido ad alta pressione, fornendogli anche una certa quantità di calore;
 - Nella la pompa a gas vi è l'Assorbimento, dove il fluido frigorifero viene assorbito dal fluido assorbente portandolo nuovamente allo stato liquido, e Generazione, in cui la soluzione liquida composta dal fluido frigorifero e quello assorbente viene riscaldata da un bruciatore a gas, separando i due fluidi e portando quello frigorifero all'evaporazione, aumentandone la pressione e temperatura.

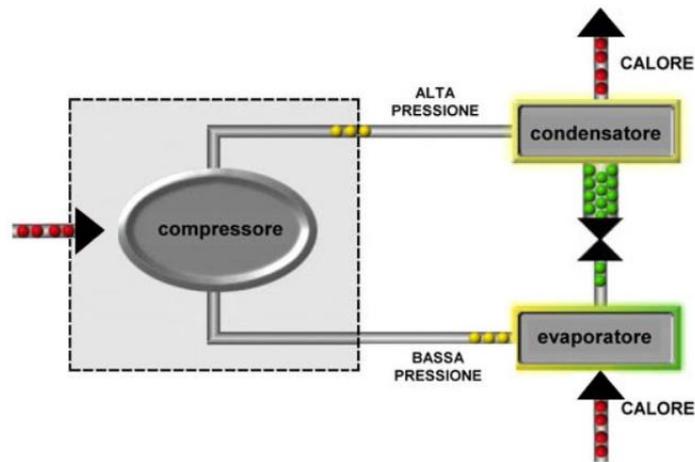


Figura 27 Funzionamento Pompa di Calore elettrica [10]

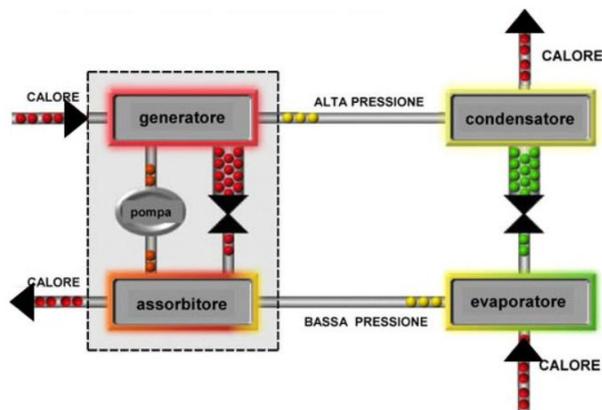


Figura 28 Funzionamento Pompa di Calore a gas [10]

La pompa di calore a gas, pur essendo più costosa, ha il vantaggio principale di avere una maggiore stabilità di prestazioni. Questo si nota soprattutto nella stagione fredda, in cui la pompa di calore elettrica ad aria presenta cali di rendimento e a -5°C viene disattivata o compensata da una resistenza elettrica che riduce ulteriormente le prestazioni, dove invece, la soluzione a gas può funzionare anche con temperature esterne di -20°C e presenta un'efficienza paragonabile ad una caldaia a condensazione.

L'efficienza delle due macchine viene definita con parametri diversi:

- GUE (Gas Utilization Efficiency) o efficienza di utilizzazione del gas, per le pompe di calore a gas, definita dal rapporto tra l'energia fornita al mezzo da riscaldare e l'energia consumata dal bruciatore. Valori tipici intorno a 1,5;
- COP (Coefficient of Performance) o coefficiente di prestazione, per le pompe di calore elettriche, dato dal rapporto tra l'energia fornita al mezzo da riscaldare e l'energia elettrica consumata dal compressore. Valori tipici intorno a 3.

4.3.2. Calcolo dell'energia rinnovabile [11]

Le pompe di calore sfruttano l'energia aerotermica, geotermica o idrotermica, questa viene definita nel DL 28/2011 come rinnovabile, a patto che il rapporto tra il consumo di energia primaria e l'energia effettivamente resa disponibile sia superiore ad un valore minimo. Questo valore è definito dalla normativa secondo:

$$SPF_{min} > \frac{1,15}{\eta} \quad (9)$$

dove SPF indica il coefficiente di prestazione medio stagionale della pompa di calore, mentre η identifica il rendimento di trasformazione da energia primaria a energia elettrica: questo vale 0,4 per le pompe di calore elettriche e 1 per quelle a gas. Dunque, si ottiene un valore minimo dell'SPF per le due tecnologie quanto segue:

SPF_{min} per pompe di calore a gas $> 1,15$

SPF_{min} per pompe di calore elettriche $> 2,875$

$$SPF_{PdC} = \frac{E_{PdC}}{E_{ass}} \quad (10)$$

E_{PdC} è l'energia termica resa disponibile dalla pompa di calore durante la stagione, mentre E_{ass} è l'energia spesa per il funzionamento della pompa; quest'ultima comprende l'energia dovuta al consumo di gas (E_{gas}) e dell'elettricità (E_{elet}).

$$E_{ass} = E_{gas} + \frac{E_{elet}}{\eta} \quad (11)$$

Un altro parametro utilizzato nella normativa è il rapporto di energia primaria stagionale $REPs$, definito come il rapporto tra l'energia termica resa dalla pompa di calore e l'energia primaria complessivamente spesa dalla stessa per il suo funzionamento, secondo la relazione:

$$REPs = \eta * SPF_{PdC} \quad (12)$$

Il calcolo per determinare la quota di energia rinnovabile E_{RES} , come dichiarato dalla normativa, è definito dalla seguente equazione:

$$E_{RES} = E_{Tot} * \left(1 - \frac{1}{SPF_{C,Sist}}\right) = E_{Tot} * \left(1 - \frac{\eta}{REPs,Sist}\right) [kWh] \quad (13)$$

in cui E_{Tot} è l'energia totale trasferita dall'intero sistema di generazione, $SPR_{C,Sist}$ è il SPF convenzionale dell'intero sistema di generazione dell'energia, mentre $REPs,Sist$ è il rapporto di energia primaria calcolata a livello stagionale per l'intero sistema di generazione dell'energia. La prima è utilizzata per le pompe di calore elettriche, mentre la seconda per quelle a gas.

4.3.3. Dimensionamento impianti e risparmi

Facendo una prima analisi puramente economica, come si può evincere dalla Tabella 16, il costo per produrre 1 kWh termico con la pompa di calore elettrica e con la caldaia tradizionale, considerando un COP medio stagionale di 2,88 e un rendimento della caldaia di 0,7, a differenza di quanto ci si aspetti, è maggiore nel primo caso. Dunque, dato che lo sfruttamento di questo impianto, oltre al costo d'acquisto, porterebbe una continua perdita con le ore di funzionamento, ho fatto la scelta di non analizzare il caso di installazione della pompa di calore elettrica.

Tabella 16 Costo energia prodotta da caldaia e pompa di calore elettrica

	kWth	kWel	Smc	costo €
PdC	1	0,347222	/	0,054514
Caldaia	1	/	0,131429	0,053886

1. Caso 1: PdC elettrica con cogeneratore

Una possibile alternativa potrebbe essere quella di utilizzare questa tecnologia insieme ad un cogeneratore, in modo da non dover acquistare energia elettrica dalla rete ma autoconsumare quella prodotta dalla cogenerazione. Dunque, la pompa di calore andrebbe a funzionare soltanto nelle ore in cui vi è energia elettrica disponibile, inoltre, è presente un accumulo termico collegato al cogeneratore in modo da aumentare le sue ore di funzionamento e diminuirne gli avviamenti.

Dato che le prestazioni delle pompe dipendono dalle condizioni climatiche esterne, è essenziale analizzare la temperatura esterna: questo è possibile grazie alla banca dati meteorologica fornita da Arpa Piemonte, che fornisce le temperature giornaliere medie.

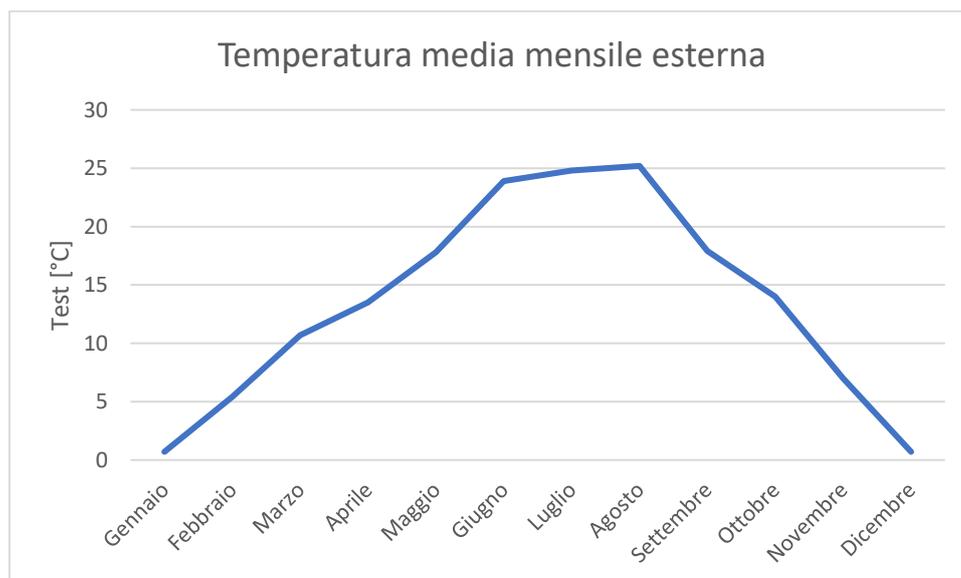


Figura 29 Temperatura esterna nella zona di Litta Parodi

Per le pompe di calore aria-acqua, il produttore deve fornire i dati necessari al calcolo del fattore di carico (CR) e del fattore correttivo (f_{COP}), supponendo la macchina funzionante in un clima di riferimento A (average) definito nella norma UNI EN 14825. Per questo clima la normativa 11300-4 fissa come temperatura di progetto -10°C e quattro condizioni di funzionamento A, B, C, D che corrispondono rispettivamente alle temperature di -7°C , 2°C , 7°C e 12°C . La temperatura A è fissata come temperatura bivalente, ossia la temperatura della sorgente fredda esterna al di sotto della quale la pompa di calore può essere disattivata oppure integrata da una caldaia. Il fattore correttivo f_{COP} è determinato in funzione del fattore di carico CR, il quale esprime il grado di parzializzazione della macchina ed è definito, per le quattro temperature esterne, come il rapporto tra la potenza richiesta dall'impianto di riscaldamento e la massima potenza termica erogabile dalla macchina. I dati che il costruttore deve fornire, per ciascuna delle quattro temperature A, B, C e D e per la temperatura di uscita dell'acqua dalla pompa di 35°C o 45°C , sono: la potenza termica, COP a pieno carico, COP ai carichi parziali.

Questi dati vengono forniti da Aermec S.P.A., costruttore scelto da me per questo tipo di impianto, utilizzando la procedura di calcolo conforme al paragrafo 9.11.2 della norma 11300-4. Quindi, in Tabella si possono osservare i dati relativi alla potenza termica e COP in relazione alla temperatura esterna, della pompa di calore elettrica modello ANLI 101H.

Prestazioni a pieno carico						
T acqua prodotta [$^{\circ}\text{C}$]	35		45		55	
T esterna [$^{\circ}\text{C}$]	Potenza termica [kW]	COP	Potenza termica [kW]	COP	Potenza termica [kW]	COP
-7	19,78	2,22	19,26	1,83	18,84	1,58
2	25,17	2,72	23,32	2,18	21,62	1,80
7	33,62	3,42	31,7	2,78	30,38	2,39
12	37,32	3,70	35,80	3,07	34,27	2,63
15	38,21	3,76	36,77	3,13	35,24	2,68
20	39,15	3,82	37,80	3,18	36,23	2,73
35						

Dati per il calcolo del fattore correttivo	A T_{biv}	B	C	D
T esterna [$^{\circ}\text{C}$]	-7	2	7	12
PLR	0,88	0,54	0,35	0,15
DC [kW]	19,78	25,17	33,62	37,32
COP' a pieno carico	2,22	2,72	3,42	3,70
COP a carico parziale	2,22	3,28	4,10	3,92
CR	1,00	0,48	0,23	0,09
f_{cop}	1,00	1,21	1,20	1,06

Figura 30 Specifiche tecniche della pompa di calore elettrica ANLI 101H

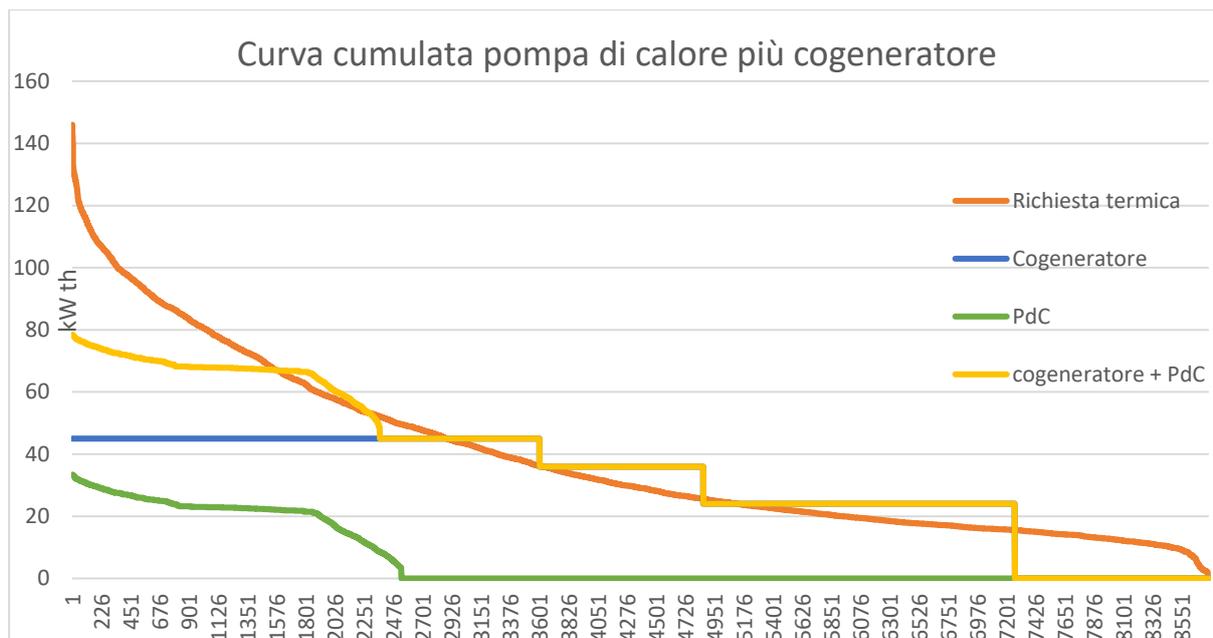


Figura 31 Curva cumulata della pompa di calore più cogeneratore

Dunque, installando il cogeneratore REC2 20G, visto in precedenza, insieme ad un accumulo per aumentarne le ore di funzionamento, possiamo fornire energia elettrica per alimentare la pompa di calore. Come dimostrato graficamente in Figura 31, gran parte dell'area sottesa dalla curva di richiesta termica è soddisfatta dall'unione di queste due tecnologie, dunque, la quota di energia che deve essere prodotta dalle caldaie, diminuisce ulteriormente rispetto al caso del solo cogeneratore. I risultati ottenuti da questo impianto sono sintetizzati nella Tabella 15, mentre nella Figura 34 viene evidenziata la suddivisione dell'energia termica prodotta dall'impianto tra caldaia, cogeneratore e pompa di calore. In quest'ultimo, in particolare, viene evidenziato quanto l'utilizzo dell'impianto tradizionale, rappresentato dalla caldaia, sia portato all'10% dell'energia termica totale prodotta.

Tabella 17 Risultati energetici ottenuti dall'installazione del cogeneratore più pompa di calore elettrica

Cog REC 20G + PdC elettrica		
Uso gas caldaia	Sm3	4358
Uso gas cogeneratore	Sm3	43219
Uso gas tot	Sm3	47577
Energia assorbita caldaia	kWh	836
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399
Energia assorbita PdC	kWh	19628
Energia assorbita tot	kWh	26863
Energia generata	kWh	114965
Energia immessa in rete	kWh	89218
Energia prelevata da rete	kWh	1116

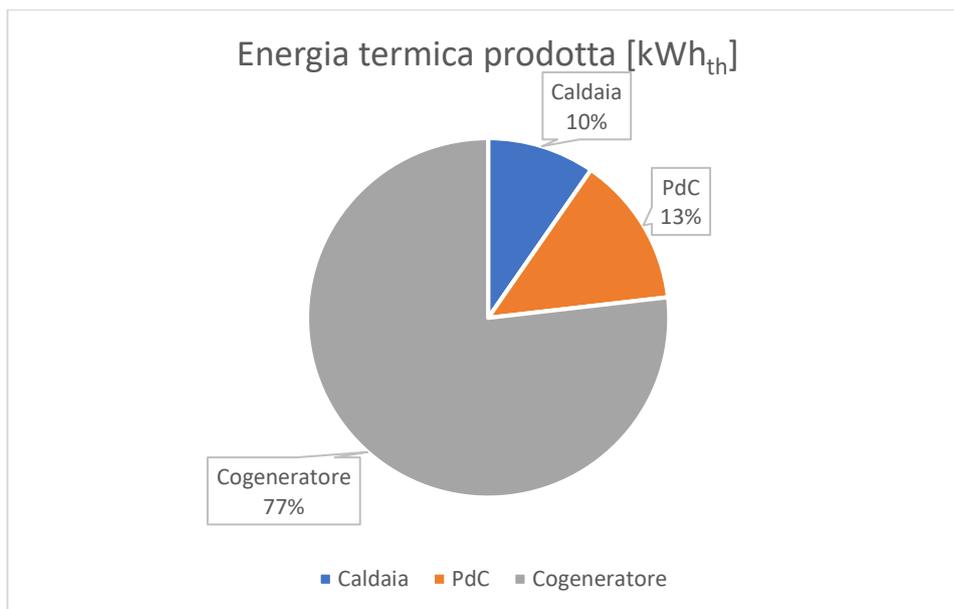


Figura 32 Suddivisione energia termica prodotta tra cogeneratore, pompa di calore e caldaia

2. Caso 2: PdC a gas

In questo caso, ho scelto come ditta costruttrice Robur S.P.A., analizzando sia la semplice installazione della singola pompa di calore ad assorbimento di due taglie diverse, sia una soluzione più complessa con il cogeneratore. In entrambi i casi vi sono le caldaie tradizionali a supporto, sia per i picchi, sia per i casi di malfunzionamento o manutenzione.

Nella Tabella 18 vengono presentate le caratteristiche delle due pompe utilizzate: K18 Simplygas e GAHP-A.

Tabella 18 Specifiche tecniche delle pompe di calore a gas considerate

K18 Simplygas			GAHP-A		
Test [°C]	kW th	GUE	Test [°C]	kW th	GUE
-5	15,8	1,35	-5	35,2	1,40
0	17	1,47	0	37,1	1,48
2	17,4	1,53	2	38,2	1,51
7	18	1,61	7	39,3	1,56
15	18,4	1,67	15	40,6	1,59
20	18,5	1,69	20	40,8	1,62
Pel assorbita [kW]	on	0,35	Pel assorbita [kW]	on	0,84
	stand-by	0,005		stand-by	0,005

Come si può evincere dalle curve cumulata delle due pompe di calore ad assorbimento in Figura 33, il modello K18 Simplygas può essere utilizzato per tutte le ore dell'anno, mentre il modello GAHP-A, avendo una potenza termica maggiore, può lavorare per circa 5860 ore, valore che può essere aumentato fino a circa 7160 utilizzando un accumulo termico. Dunque,

è possibile produrre una quantità di calore maggiore rispetto a quella richiesta e conservarla nell'accumulo, per poi utilizzarla nelle ore di picco oppure quando la potenza richiesta dall'utenza è insufficiente per far funzionare la pompa in modulazione. Come si può notare, la curva di GAHP-A con accumulo supera quella della richiesta termica.

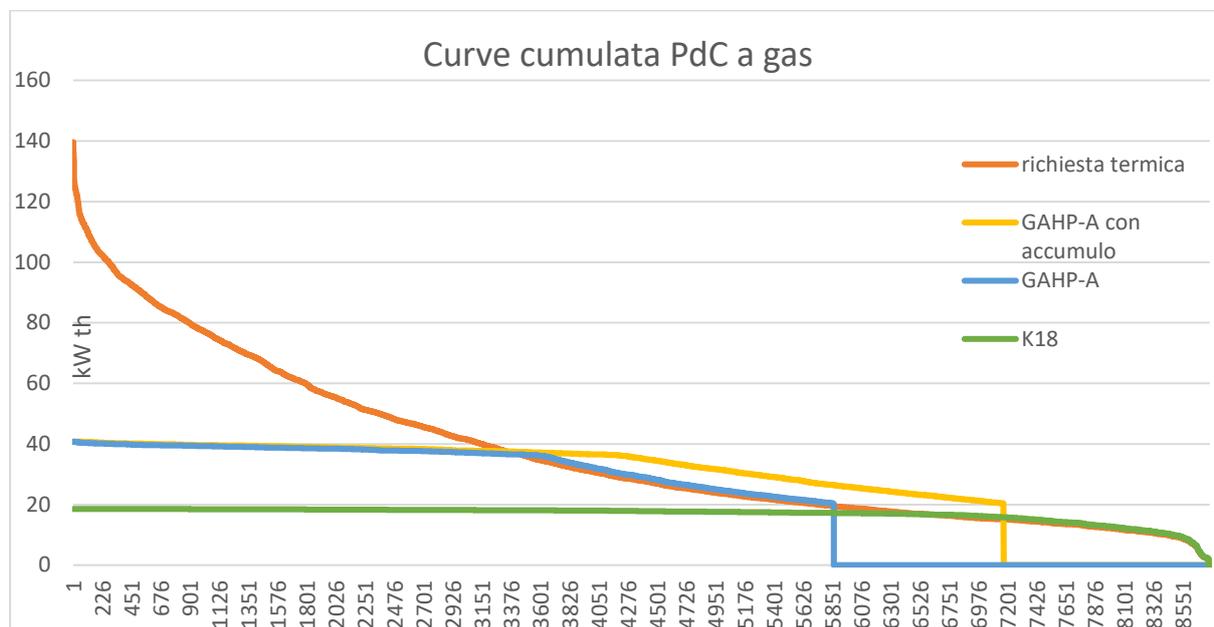


Figura 33 Curve cumulate delle pompe di calore ad assorbimento

Di seguito, nella Tabella 19, vengono mostrati e confrontati i consumi annuali di gas ed elettricità per le due PdC ad assorbimento:

Tabella 19 Confronto tra i risultati energetici ottenuti per le due PdC a gas

		K18 Simplygas	GAHP-A	
Uso gas caldaia	Sm3	26002	13351	-48,7%
Uso gas PdC	Sm3	8960	14367	60,3%
Uso gas tot	Sm3	34962	27718	-20,7%
Energia assorbita caldaia	kWh	2819	1625	-42,3%
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399	6399	0,0%
Energia assorbita PdC	kWh	3066	6026	96,5%
Energia assorbita tot	kWh	12284	14050	14,4%

La soluzione più complessa è quella di utilizzare il cogeneratore REC2 20G, collegato ad un accumulo termico, e la pompa di calore a gas K18 Simplygas, affinché oltre a produrre il calore richiesto dalle utenze, venga generata energia elettrica. Questa, non solo soddisfa il fabbisogno elettrico, ma potrà anche essere venduta alla rete. In Figura 34 si può osservare la quota della domanda termica coperta dalle due tecnologie separate e dall'unione di esse; mentre la Tabella 20 mostra i risultati ottenuti da questa applicazione.

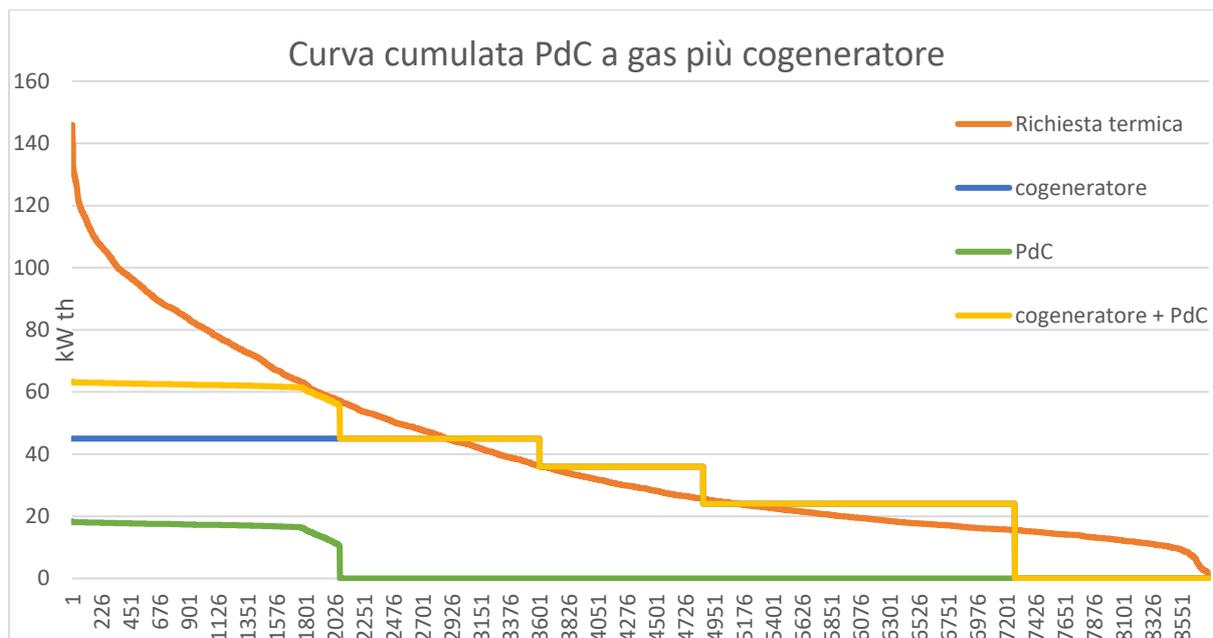


Figura 34 Curva cumulata della PdC a gas più cogeneratore

Tabella 20 Consumi energetici del cogeneratore più PdC a gas

K18 Simplygas + REC2 20G		
Uso gas caldaia	Sm3	5944
Uso gas cogeneratore	Sm3	43219
Uso gas PdC	Sm3	2087
Uso gas tot	Sm3	51250
Energia assorbita caldaia	kWh	1052
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399
Energia assorbita PdC	kWh	756
Energia assorbita tot	kWh	8207
Energia generata	kWh	114965
Energia in rete	kWh	107882
Energia da rete	kWh	1123

4.4. Solare termodinamico

4.4.1. Descrizione tecnologia

Il sistema solare termodinamico unisce la pompa di calore al collettore solare termico; il primo dispositivo è molto efficiente ma la sua produzione oscilla con la temperatura esterna, mentre il secondo diventa completamente inefficiente nelle giornate coperte o senza sole. L'unione delle due tecnologie ha permesso di superare i limiti di entrambe, generando una soluzione ad alta efficienza che funziona in ogni condizione climatica. Nel solare termodinamico vi è un fluido frigorifero (R134a o R407c) a circa -10°C che attraversando il pannello termodinamico si riscalda, sia per l'effetto della radiazione solare sia per la temperatura dell'aria esterna, e passa dallo stato liquido a quello gassoso. Dopo questa fase, il fluido viene compresso dal compressore, che ne aumenta la pressione e la temperatura fino a circa 120°C , per poi entrare nel condensatore, in cui scambia calore con l'acqua, raffreddandosi e tornando alla fase liquida. Dato che il fluido ha una temperatura di ebollizione di circa -30°C , il sistema funziona anche in inverno e di notte; per quanto riguarda il consumo, questo si limita all'assorbimento del compressore.

Il principale produttore in questo settore è ENERGIE Energia Solare Termodinamica, il quale fornisce soluzioni per il riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria attraverso dispositivi da 6 a 40 pannelli solari, caratterizzati da una durata utile d'impianto di 25 anni. Data la richiesta termica della cabina REMI sono state analizzate le unità a potenza maggiore: Blocco Solare 28 e Blocco Solare 40, rispettivamente di 28 e 40 pannelli solari. Entrambi i blocchi solari sono costituiti da un compressore Scroll ad alta efficienza, uno scambiatore a piastre in acciaio inox ad alta qualità e valvola di espansione elettronica. I compressori consumano rispettivamente 5,65 kW e 8,45 kW, mentre la potenza prodotta è di 38,22 kW e 54,60 kW.

Come detto precedentemente, il pannello riesce a riscaldare il fluido frigorifero sia in presenza che in assenza di sole, di giorno e di notte, in qualsiasi stagione, tuttavia, si riesce ad ottenere la potenza termica massima solamente in condizioni ambiente ottimali (Temperatura esterna di 35°C in presenza di radiazione solare). In Figura 35 (per il Blocco Solare 28) e Figura 36 (per il Blocco Solare 40) sono raffigurate le due curve di performance in funzione della temperatura esterna e in presenza o assenza della radiazione solare. Si può notare quanto la Potenza termica prodotta sia linearmente dipendente dalla temperatura esterna nel caso di presenza del sole, mentre col cielo coperto o di notte vi è una dipendenza non lineare con una caduta di prestazioni intorno ai $7,5^{\circ}\text{C}$.

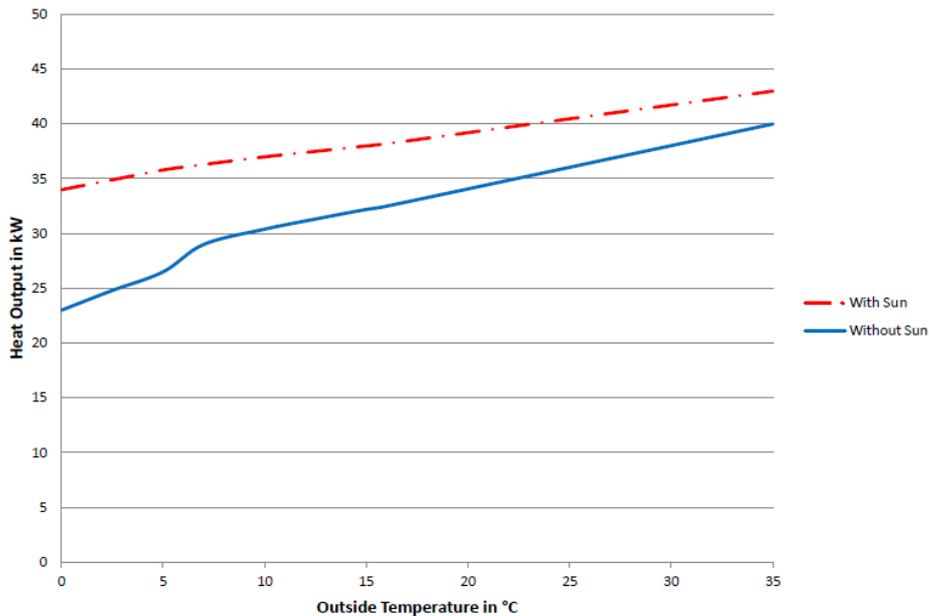


Figura 35 Performance Blocco Solare 28 in funzione della temperatura esterna [12]

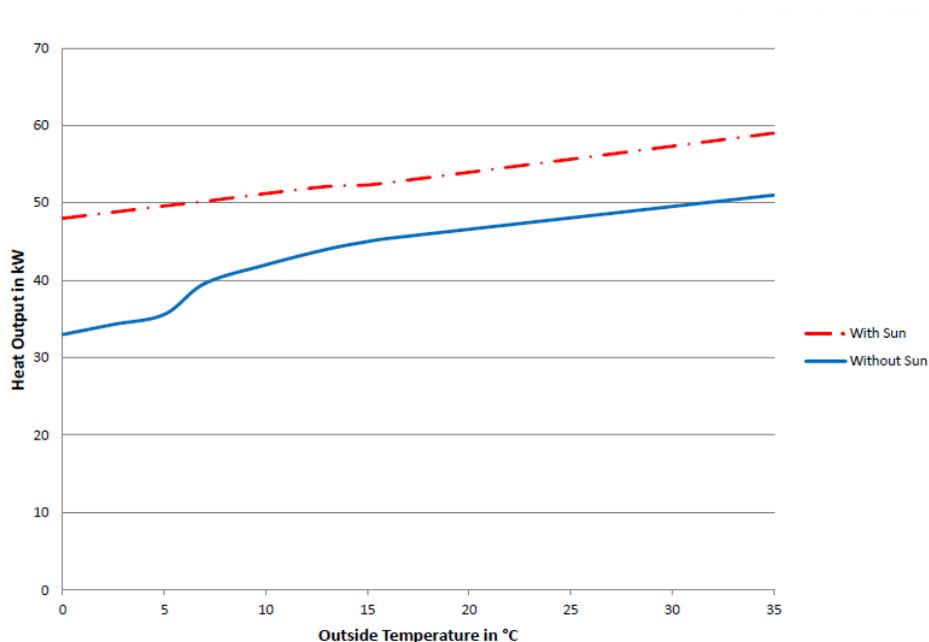


Figura 36 Performance Blocco Solare 40 in funzione della temperatura esterna [12]

4.4.2. Dimensionamento impianti e risparmi

1. Caso 1: Impianto Solare Termodinamico

Dopo aver analizzato ora per ora la produzione massima di calore dell'impianto e quella effettivamente utilizzata per il preriscaldamento del gas, è possibile creare una curva cumulata, come rappresentato in Figura 37 per il Blocco Solare 40, e definire la regolazione del compressore in modo da asportare dai pannelli effettivamente la quantità di calore richiesta. Come si può notare, non tutta l'energia disponibile viene utilizzata, questo poiché il periodo con disponibilità maggiore è quello estivo in cui la richiesta termica è minore rispetto al resto

dell'anno. Invece, in Figura 40 vengono contrapposti i due dispositivi con 28 e 40 pannelli e l'energia termica prodotta; è interessante il fatto che la differenza tra le due tecnologie è evidente solo per le prime 5700 ore, dopo di che entrambe soddisfano il fabbisogno di calore con la stessa produzione, questo perché essendo in stagione estiva anche l'impianto minore è sufficiente a generare sufficiente energia termica.

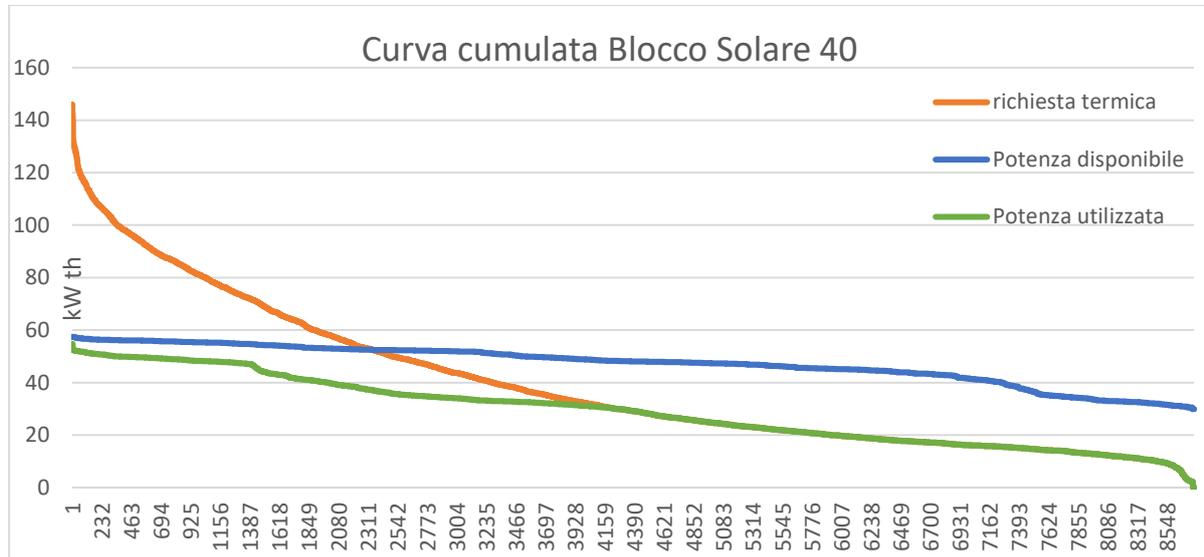


Figura 37 Potenza disponibile e potenza utilizzata del Solar Block 40

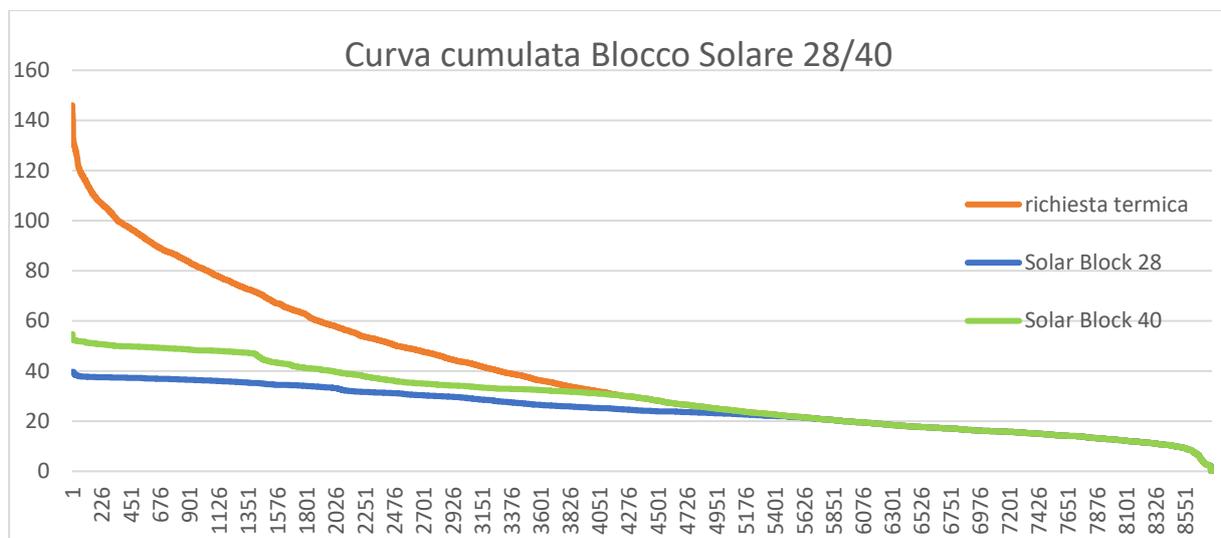


Figura 38 Confronto tra potenza impiegata dal Solar Block 28 e Solar Block 40

Infine, sono stati calcolati i consumi energetici delle due tecnologie, in particolare, come indicato nella Tabella 21, valutando l'energia termica prodotta dall'impianto termodinamico e quella elettrica assorbita dal compressore, è possibile definire un valore di COP medio stagionale, che risulta maggiore rispetto ai valori tipici delle semplici pompe di calore.

Tabella 21 Risultati energetici ottenuti dall'utilizzo del solare termodinamico

		Solar Block 28	Solar Block 40
Uso gas caldaia	Sm ³	16978	12032
Energia assorbita caldaia	kWh	1593	1235
Energia assorbita ausiliari	kWh	6399	6399
Energia assorbita Solar Block	kWh	40031	53965
Energia assorbita totale	kWh	48023	61599
Energia termica Solar Block	kWh _{th}	215860	253492
COP	/	5,4	4,7

2. Caso 2: Impianto Solare Termodinamico più Pompa di Calore a gas

L'installazione del solare termodinamico insieme alla pompa di calore a gas potrebbe essere un'alternativa all'esistente sistema di preriscaldamento usato nella stazione REMI, tuttavia, è importante definire quale dei due sia quello principale e quale quello secondario che debba intervenire solo come supporto. Dunque, si tratta di analizzare se sia più conveniente sfruttare maggiormente l'impianto a gas oppure quello termodinamico, sebbene questo assorba energia elettrica.

In primo luogo, è stata valutata la soluzione che ha come base la pompa di calore, mentre sfrutta la temperatura dell'aria esterna solamente come integrazione nei giorni in cui si ha una richiesta termica superiore alla potenza installata; si possono osservare gli usi energetici in Tabella 22. È evidente che aumentando la potenza installata, sia della PdC, sia del solare termodinamico, diminuisca il consumo delle caldaie, incrementando però quello utilizzato dalla pompa di calore a gas. Complessivamente, rispetto alla soluzione a potenza inferiore, si ha un risparmio sia di gas, sia di energia elettrica assorbita, rispettivamente del 5,2% e 10,7%. Infine, è possibile osservare in Figura 39 le quote di energia termica prodotte da ciascuna tecnologia: nel primo caso le due unità producono circa la stessa quantità, mentre nel secondo vi è la prevalenza di utilizzo della pompa di calore.

Tabella 22 Confronto tra i risultati energetici delle due configurazioni PdC a gas più solare termodinamico

K18 Simplygas + Solar Block 28			GAHP-A + Solar Block 40			
Uso gas caldaia	Sm3	8945,58	Uso gas caldaia	Sm3	2111,16	-76,4%
Uso gas PdC	Sm3	8505,16	Uso gas PdC	Sm3	14437,4	69,7%
Uso gas tot	Sm3	17450,7	Uso gas tot	Sm3	16548,6	-5,2%
Energia assorbita PdC	kWh	3016,32	Energia assorbita PdC	kWh	5921,37	96,3%
Energia assorbita caldaia	kWh	1068,52	Energia assorbita caldaia	kWh	350,856	-67,2%
Energia assorbita ausiliari	kWh	6534,96	Energia assorbita ausiliari	kWh	6534,96	0,0%
Energia assorbita Solar Block	kWh	26517,3	Energia assorbita Solar Block	kWh	20353,8	-23,2%
Energia assorbita tot	kWh	37137,1	Energia assorbita tot	kWh	33160,9	-10,7%
Energia termica caldaie	kWh th	68064,2	Energia termica caldaie	kWh th	16063	-76,4%
Energia termica PdC	kWh th	150176	Energia termica PdC	kWh th	244679	62,9%
Energia termica Solar Block	kWh th	126802	Energia termica Solar Block	kWh th	84306	-33,5%

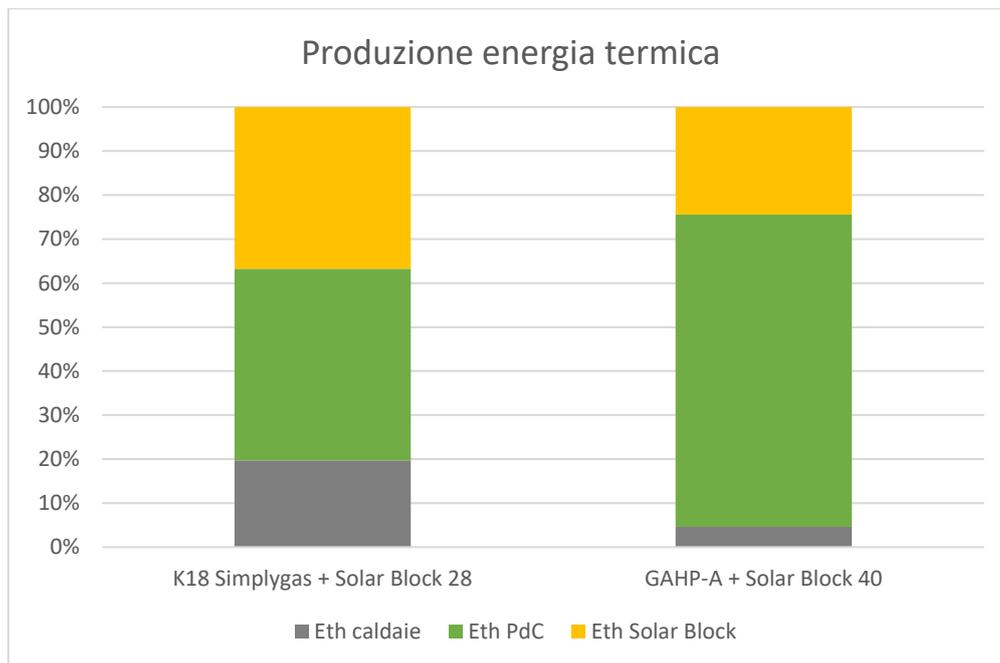


Figura 39 Suddivisione della produzione di energia termica nelle due soluzioni di PdC a gas più solare termodinamico

Successivamente, è stato analizzato l'analogo caso che prevede però un utilizzo predominante dell'impianto solare termodinamico, mentre la pompa di calore a gas ha un ruolo marginale e viene utilizzata solamente come integrazione. In Tabella 23 e Figura 40 sono rappresentati i risultati ottenuti: aumentando il numero di pannelli e la potenza della PdC si ha una diminuzione dell'utilizzo del gas e un incremento dell'energia elettrica assorbita, in

particolare di quella del compressore del Blocco Solare, che rappresenta l'impronta maggiore per quanto riguarda l'uso di elettricità. La produzione di calore viene soddisfatta principalmente dall'impianto termodinamico, il quale rappresenta il 62% sfruttando 28 pannelli e il 73% usandone 40; per quanto riguarda la pompa di calore, questa fornisce la stessa energia termica delle caldaie utilizzando il modello K18 Simplygas, mentre incrementando la potenza con il modello GAHP-A si ottiene una crescita significativa della produzione di calore, triplicandola rispetto a quella delle caldaie.

Tabella 23 Confronti energetici tra le quattro soluzioni analizzate di solare termodinamico più PdC a gas

		SB28 + K18	SB28 + GAHP-A		SB 40 +K18		SB 40 +GAHP-A	
Uso gas caldaia	Sm3	9777	4606	-52,9%	6370	-34,8%	2825	-71,1%
Uso gas PdC	Sm3	3333	5800	74,0%	2661	-20,2%	4353	30,6%
Uso gas tot	Sm3	13111	10406	-20,6%	9032	-31,1%	7178	-45,3%
Energia assorbita PdC	kWh	1184	2396	102,4%	952	-19,6%	1847	56,0%
Energia assorbita caldaia	kWh	1106	910	-17,7%	822	-25,7%	638	-42,3%
Energia assorbita ausiliari	kWh	10416	10416	0,0%	10416	0,0%	10416	0,0%
Energia assorbita Solar Block	kWh	39782	39782	0,0%	53720	35,0%	53720	35,0%
Energia assorbita tot	kWh	52488	53504	1,9%	65910	25,6%	66621	26,9%
Eth caldaie	kWh th	74393	35049	-52,9%	48470	-34,8%	21497	-71,1%
Eth PdC	kWh th	56143	95498	70,1%	44318	-21,1%	71289	27,0%
Eth Solar Block	kWh th	214506	214506	0,0%	252256	17,6%	252256	17,6%

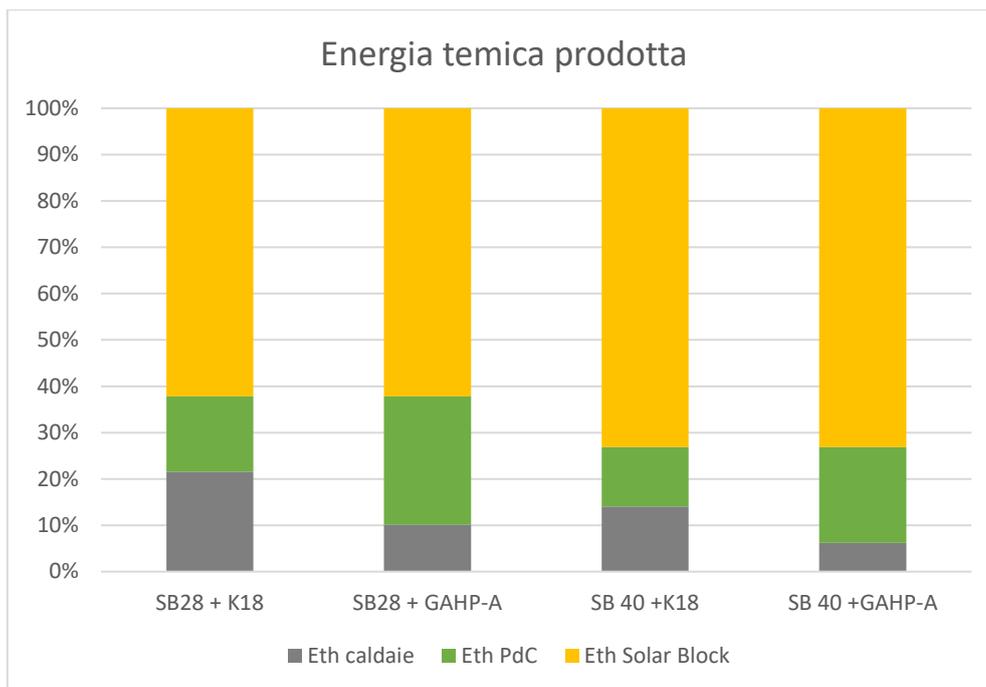


Figura 40 Suddivisione della produzione di energia termica tra caldaie, PdC e Blocco Solare nelle quattro soluzioni analizzate

Facendo un confronto energetico tra le due installazioni, dando precedenza di produzione di energia termica prima alla Pompa di Calore e poi al Blocco Solare, è possibile notare che nel secondo caso l'energia elettrica assorbita aumenti del 100,9%, principalmente a causa del compressore, mentre l'uso di gas diminuisca del 56,6%.

Tabella 24 Confronto energetico delle due impostazioni di PdC a gas più solare termodinamico

		GAHP-A + SB 40	SB 40 + GAHP-A	
Uso gas caldaia	Sm3	2111	2825	33,8%
Uso gas PdC	Sm3	14437	4353	-69,9%
Uso gas tot	Sm3	16549	7178	-56,6%
Energia assorbita PdC	kWh	5921	1847	-68,8%
Energia assorbita caldaia	kWh	351	638	81,9%
Energia assorbita ausiliari	kWh	6535	10416	59,4%
Energia assorbita Solar Block	kWh	20354	53720	163,9%
Energia assorbita tot	kWh	33161	66621	100,9%
Energia termica caldaie	kWh th	16063	21497	33,8%
Energia termica PdC	kWh th	244679	71289	-70,9%
Energia termica Solar Block	kWh th	84306	252256	199,2%

5. Valutazione energetica, ambientale ed economica delle soluzioni considerate

5.1. Analisi energetica

5.1.1. Strategia Energetica Nazionale (SEN) [13]

La Strategia energetica nazionale 2017 pone degli obiettivi da conseguire al 2030, tramite azioni coerenti con lo scenario a lungo termine stabilito dalla Road Map per il 2050, che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990. Gli obiettivi al 2030 in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia sono:

- Migliorare la competitività del Paese, continuando a diminuire la differenza di prezzo e di costo dell'energia rispetto al resto dell'Europa;
- Raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, seguendo il percorso dei traguardi futuri stabiliti nella COP21;
- Migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Per quanto riguarda la competitività del Paese, questa richiede che siano attuati interventi per ridurre il gap di prezzo per tutti i consumatori, completando i processi di liberalizzazione e tutelando la competitività dei settori industriali energetici, limitando la delocalizzazione e tutelando l'occupazione. Si vuole, dunque, ridurre la differenza di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa, pari nel 2016 a 2/€/MWh, e ridurre il gap dei prezzi dell'elettricità rispetto alla media europea, pari a circa 35/€/MWh nel 2015 per la famiglia media e intorno al 25% in media per le imprese.

Nel secondo punto, vengono definite le misure per raggiungere gli obiettivi di crescita sostenibile stabiliti nella COP21, tra cui, in particolare, quello della decarbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici. Tramite l'incremento delle risorse rinnovabili e dell'efficienza è possibile non solo tutelare l'ambiente, ma anche la sicurezza, diminuendo la dipendenza energetica, e l'economicità, riducendo i costi. Gli obiettivi di questo punto sono di:

- Efficienza energetica: riducendo i consumi finali di 10/Mtep/anno nel 2030 rispetto al trend attuale e cambiando il mix settoriale per raggiungere il target di riduzione CO₂ non-ETS;
- Decarbonizzazione: accelerando la chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone al 2025;
- Ricerca e sviluppo: raddoppiando gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy da 222 Milioni del 2013 a 444 Milioni nel 2021.

La finalità del terzo punto è quello di continuare a migliorare la sicurezza, e la adeguatezza dei sistemi energetici e la flessibilità delle reti gas ed elettrica affinché sia possibile integrare le quantità crescenti di rinnovabili elettriche, potenziando e facendo evolvere le reti e i

mercati verso configurazioni più intelligenti e flessibili. Inoltre, è essenziale aumentare l'efficienza della spesa energetica tramite l'innovazione tecnologica.

Al fine di esaminare l'andamento degli obiettivi fissati vengono creati degli scenari. Questi scenari non sono delle semplici previsioni, ma restituiscono delle possibili traiettorie del sistema energetico in un lasso temporale prefissato. La Commissione europea ha proposto e sviluppato uno scenario di riferimento nazionale ("BASE"), che rappresenta l'evoluzione della attuale situazione senza intervenire con decisioni politiche, e uno scenario di policy ("SEN"), che rispetta gli obiettivi perseguiti dalla Strategia Energetica Nazionale. In seguito alla proposta di regolamento CE governance, che prevede che ciascun Stato Membro adotti un Piano integrato per l'energia e il clima che stabilisca le misure e gli obiettivi nazionali, su iniziativa della Presidenza del Consiglio con il coordinamento del Mise, è stato sviluppato uno strumento nazionale per l'elaborazione degli scenari.

5.1.1.1. Scenario di riferimento "BASE"

Lo scenario è illustrato nella pubblicazione RSE Colloquia "Decarbonizzazione dell'economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale", elaborata da RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano e FEEM. Tra i punti principali vi è:

- Quota dell'energia finale dei trasporti sarebbe la più importante tra i settori fino alla fine del periodo di proiezione;
- Quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili viene stimata al 2013 intorno al 21,6%;
- Circa il 41,7% della produzione lorda nazionale di energia elettrica deriverebbe da fonti nazionali e la potenza elettrica alimentata da queste fonti raggiungerebbe i 60/GW contro i 52/GW del 2015, con una produzione attesa di circa 129/TWh;
- Il prezzo dell'energia salirebbe intorno a 80€/MWh, vale a dire l'80% in più rispetto al 2016, a causa del prezzo del gas e della CO₂;
- Si raggiungerebbe una riduzione del 43% di GHG nel settore ETS rispetto al 2015 rispettando le direttive europee, mentre nei settori non soggetti a ETS la riduzione è soltanto del 24%, insufficiente rispetto all'obiettivo previsto per l'Italia del 33%.

5.1.1.2. Scenario di policy al 2030 "SEN"

Gli obiettivi principali presentati dallo scenario di policy nazionale, realizzato da RSE S.p.a. con il modello TIMES_Italia di Enea ed elaborato da ISPRA, sono così stabiliti:

- Ridurre i consumi finali di energia nel periodo 2012-2030 dell'1,5% annuo rispetto all'energia media consumata nel triennio 2016-2018, escludendo il settore dei trasporti;
- Coprire il 28% dei consumi finali lordi al 2030 da fonti energetiche rinnovabili con le FER elettriche pari al 55% del consumo interno lordo di elettricità;
- Phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025.

In questo scenario si tiene conto delle politiche attive, già deciso e con effetti attesi anche nel periodo 2021-2030 come: sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica, piano strategico nazionale della mobilità sostenibile, mobilità alternativa come car sharing e car pooling.

Nella Figura 41 vengono riportati i risultati principali ottenuti dallo scenario SEN, in confronto a quello BASE. Si può osservare una significativa riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario di riferimento al 2030, intorno a 15/Mtep; cala la dipendenza energetica dal 76% del 2015 al 64%. Riguardo ai consumi finali, vi sarà una riduzione di circa 10/Mtep rispetto al caso BASE, favorendo la penetrazione percentuale delle rinnovabili; questa riduzione riguarda tutti i settori, tuttavia i protagonisti principali sono il settore residenziale e terziario con -6/Mtep. L'obiettivo del 28% delle FER sui consumi finali lordi di energia implica per il settore elettrico il raggiungimento della quota di 55%.

	Unità di misura	Dati storici			Scen. BASE 2030	Scen. SEN 2030
		2005	2010	2015		
Energia Primaria	Mtep	190	177.9	156.2	151.2	135.9
Intensità energetica (En Pr/PIL)	tep/M€ ₁₃	116	110	99	81	72.1
Riduzione energia primaria vs primes 2007	%	1%	-11%	-26%	-35%	-42%
Dipendenza energetica	%	83%	83%	76%	72%	64%
Consumi finali	Mtep	137,2	128,5	116,4	118	108
Elettrificazione usi finali	%	18.9%	20.0%	21.2%	22.5%	24%
Consumi specifici pro capite (Consumi Residenziale/Pop)	tep/ab	0.58	0.60	0.53	0.50	0.44
Intensità energetica industria (Consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	156.0	129.4	118.3	106.3	100.3
Intensità energetica Terziario (consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	17.0	18.3	16.5	14.4	12.7
Consumi specifici trasporto passeggeri	tep/Mtkm	33.0	33.0	31.6	27.2	25.9
Consumi specifici trasporto merci	tep/Mtkm	38.0	36.7	36.2	32.3	31.8
%FER	%	7,5%	13,0%	17,5%	21,6%	28%
FER_H&C	%	8,2%	15.6%	19.2%	23.9%	30%
FER_E	%	16.3%	20.1%	33.5%	37.7%	55%
FER_T	%	1,0%	4,8%	6.4%	12.2%	20.6%
Emissioni di gas a effetto serra	MtCO₂ eq	579	505	433	392	332
Riduzione emissioni Non-ETS vs 2005	%	0%	-8%	-16%	-24%	-33%
Riduzione emissioni ETS vs 2005	%	0%	-19%	-37%	-44%	-57%

Figura 41 Principali risultati previsti dallo scenario BASE e SEN [13]

5.1.2. Confronto tra le tecnologie considerate

In Tabella 25 vengono riassunti gli usi di gas naturale ed energia elettrica delle soluzioni di riqualificazione energetica del processo di preriscaldamento del gas trattato dalla stazione REMI. Inoltre, per gli impianti che sono costituiti da un cogeneratore è indicata l'energia elettrica immessa in rete. Questi valori sono stati trasformati in energia primaria in modo che le varie tecnologie possano essere confrontate, utilizzando seguenti conversioni:

gas naturale: $1000 \text{ Sm}^3 = 0,825 \text{ tep}$

elettricità approvvigionata/immessa in rete: $1 \text{ MWh} = 0,187 \text{ tep}$

Tabella 25 Energia primaria utilizzata per ciascuna tecnologia [tep]

	Uso gas	Eel tot	Eel gen	E primaria	E prodotta	E tot
	Sm ³	kWh	kWh	tep	tep	tep
Attuale	45348	10895	0	39,45	0,00	39,45
Caldaia tradizionale	37016	8970	0	32,22	0,00	32,22
Caldaia a Condensazione	29486	9181	0	26,04	0,00	26,04
REC2 30 G	58204	2326	136043	48,45	25,44	23,01
REC2 20 G	53719	1175	107160	44,54	20,04	24,50
Vitobloc EM-9/20	49338	190	59601	40,74	11,15	29,59
Vitobloc EM-6/15	48397	79	41580	39,94	7,78	32,17
K18 Simplygas	34962	12284	0	31,14	0,00	31,14
GAHP-A	27718	14050	0	25,49	0,00	25,49
K18 Simplygas + REC2 20G	51207	1123	107888	42,46	20,18	22,28
Cog REC 20G + PdC elettrica	47577	1116	89218	39,46	16,68	22,78
Solar Block 28	16978	48023	0	22,99	0,00	22,99
Solar Block 40	12032	61599	0	21,45	0,00	21,45
SB28 + K18	13111	52488	0	20,63	0,00	20,63
SB28 + GAHP-A	10406	53504	0	18,59	0,00	18,59
SB 40 +K18	9032	65910	0	19,78	0,00	19,78
SB 40 +GAHP-A	7178	66621	0	18,38	0,00	18,38
K18 Simplygas + Solar Block 28	17451	37137	0	21,34	0,00	21,34
GAHP-A + Solar Block 40	16549	33161	0	19,85	0,00	19,85

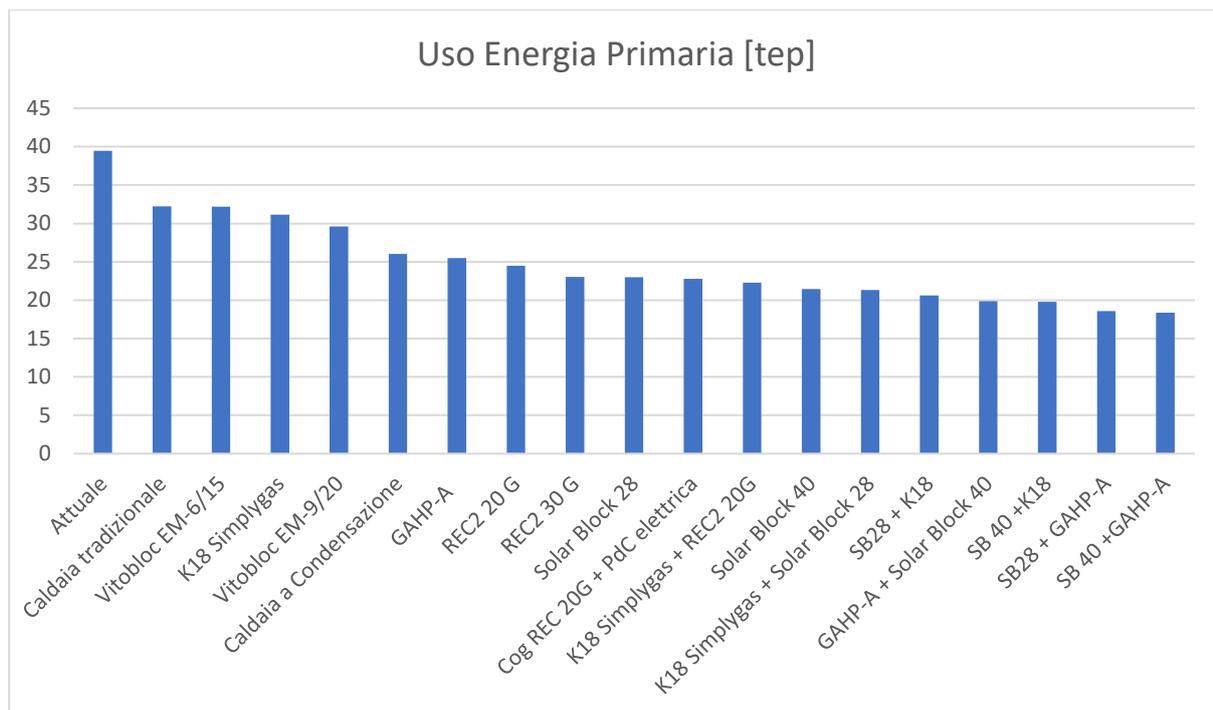


Figura 42 Soluzioni analizzate in ordine decrescente per uso di energia primaria [tep]

Osservando i tep di energia primaria impiegati per ciascun impianto, si può affermare che la soluzione a minor consumo energetico è quella che prevede l'installazione del solare termodinamico supportato dalla pompa di calore a gas: in particolare, il Blocco Solare da 40 pannelli più la pompa di calore ad assorbimento GAHP-A consumano 18,38 tep, vale a dire il 53,4% in meno rispetto alla situazione attuale che utilizza 39,45 tep. Per quanto riguarda l'utilizzo di cogeneratori, si ha inevitabilmente un aumento di gas utilizzato, che però porta come beneficio l'energia elettrica immessa in rete, dunque, per calcolare l'energia primaria è stata fatta la differenza tra quella effettivamente assorbita dall'impianto e quella generata utile. Seguendo questo ragionamento, si ottiene che l'installazione di un cogeneratore insieme ad una pompa di calore elettrica o a gas assorba circa 22,5 tep, il 43% in meno rispetto alle vecchie caldaie tradizionali. Oltre alla situazione attuale e alla semplice sostituzione di caldaia, l'installazione del cogeneratore Vitobloc EM-6/15 è l'alternativa con un risparmio più basso in assoluto, solo del 18,5%, questo perché, pur coprendo quasi la totalità delle ore annuali, produce una minima quota dell'energia termica richiesta, che deve essere soddisfatta dunque dalle inefficienti caldaie attuali.

5.2. Analisi ambientale

5.2.1. Carbon Footprint [14]

La carbon footprint, misurata in tonnellate di Biossido di Carbonio equivalente (tCO₂e), esprime il totale delle emissioni di gas ad effetto serra collegate direttamente o indirettamente ad un prodotto, un'organizzazione o un servizio. Relativamente a quanto dichiarato nel Protocollo di Kyoto, i gas serra sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFCs), esafluoruro di zolfo (SF₆) e perfluorocarburi (PFCs). Tramite le tonnellate di CO₂ equivalente è possibile esprimere l'effetto serra prodotto da questi gas confrontandolo con la CO₂, la quale ha un contributo pari a 1.

Il primo passo per misurare la carbon footprint è quello di individuare e quantificare i consumi di materie prime e di energia in tutte le fasi considerate. Le misure ottenute forniscono un indice di qualità e sostenibilità delle imprese e dei prodotti; dunque, le aziende si impegnano ad assicurare un sistema di carbon management al fine di identificare e realizzare gli interventi volti alla riduzione delle emissioni, che utilizzino tecnologie a basso contenuto di carbonio. Oltre alle misure di riduzione delle emissioni è possibile attuare misure di neutralizzazione (carbon neutrality), vale a dire attività che debbano compensare le emissioni con misure equivalenti, come piantare alberi o produrre energia tramite fonti rinnovabili.

La misura della carbon footprint si basa sulla norma ISO 14064-1, la quale richiede che le emissioni di GHG (Greenhouse Gas) vengano stimate distinguendole tra quelle dirette e indirette e classificate in tre campi di applicazione (o Scope) come segue:

- Scope 1: emissioni dirette derivanti dalla combustione diretta di combustibili fossili per la produzione di energia termica, rifornimento di veicoli di trasporto e l'eventuale produzione in loco di energia elettrica;
- Scope 2: emissioni indirette da consumo energetico derivanti dalla combustione di combustibili fossili per la produzione dell'energia elettrica acquistata dalla rete. Queste sono indirette poiché non vengono prodotte direttamente nel punto di utilizzo ma in una centrale termoelettrica, la cui emissione dipende dal mix di combustibili. L'elettricità prodotta da fonti fossili ha emissioni di GHG maggiori rispetto a fonti rinnovabili come vento o acqua;
- Scope 3: altre emissioni indirette derivanti dai prodotti e servizi utilizzati dall'organizzazione, come viaggi di lavoro, carta, strumenti dell'ufficio e cibo. Queste emissioni sono le più difficili da stimare

È possibile calcolare le tonnellate di CO₂ equivalente utilizzando la seguente formula:

$$\text{Emissione di GHG} = \text{Fattore emissione} * \text{Dato attività} \text{ [tCO}_2\text{e]} \quad (14)$$

dove:

- Emissione di GHG: quantifica i GHG emessi dall'attività e viene espressa in tCO₂e;
- Dato attività: indica la quantità generata o utilizzata dall'attività, può essere espressa in termini di energia (MJ o kWh), massa (kg) o volume (m³ o l);
- Fattore di emissione: indica le tCO₂ emesse per ciascuna quantità considerata;

I fattori di emissione utilizzati nei calcoli sono stati forniti dalla Regione Piemonte nell'Allegato A del "Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili nelle imprese" e proposti nella Figura 43. Per quanto riguarda il potere calorifico inferiore (PCI) è stato considerato il valore reale e non quello indicato dalla tabella.

Fonti energetiche utilizzate	P.C.I.	CO ₂ prodotta [kg/kWh]
Energia elettrica da rete		0,4332
Gas naturale	9,45 [kWh/Sm ³]	0,1969
GPL: Propano (C ₃ H ₈)	24,44 [kWh/Sm ³]	0,2284
GPL: Butano (C ₄ H ₁₀)	32,25 [kWh/Sm ³]	0,2308
GPL: Miscela 70% di (C ₃ H ₈) + 30% di (C ₄ H ₁₀)	26,78 [kWh/Sm ³]	0,2291
Carbone	7,92 [kWh/kg]	0,3402
Gasolio	11,86 [kWh/kg]	0,2642
Olio combustibile	11,47 [kWh/kg]	0,2704
Biomasse solide	4,88 [kWh/kg] ⁽¹⁾	0,0412
Biomasse liquide	10,93 [kWh/kg] ⁽¹⁾	0,0823
Biomasse gassose	6,40 [kWh/kg] ⁽¹⁾	0,0823
Teleriscaldamento		0,3088
Teleraffrescamento		0,1029

Figura 43 Fattore di emissione, kg di CO₂ per unità di energia consumata [15]

5.2.2. Confronto tra le tecnologie considerate

Dunque, come definito dalla Regione Piemonte, vengono utilizzate le seguenti equivalenze:

$$\text{energia elettrica: } 1kWh \text{ el} = 0,4332 \text{ kgCO}_2$$

$$\text{gas: } 1kWh \text{ th} = 0,1969 \text{ kgCO}_2$$

I risultati ottenuti sono rappresentati nella Tabella 26 e Figura 44. Come per la valutazione energetica, anche secondo quella ambientale, la soluzione più sostenibile è quella dell'installazione simultanea di pannelli termodinamici supportati dalla pompa di calore ad assorbimento GAHP-A, con una diminuzione delle emissioni del circa 56,5% rispetto al caso attuale, caratterizzato da 101,77 tCO₂e. Al fine di poter fare un confronto anche con i cogeneratori, non sono state valutate le tonnellate di CO₂ equivalente emesse ma quelle nette, considerando la quota generata ed immessa in rete e sottraendola dal totale. Sebbene le soluzioni più sostenibili dal punto di vista ambientale siano rimaste le stesse della precedente analisi energetica, quelle che appartengono all'alta parte della classifica (vedi Figura 44) non sono necessariamente le più energivore. Un esempio è quello della caldaia a condensazione la quale è seconda per consumi di energia primaria, mentre per quanto riguarda le emissioni ricade al settimo posto. Il micro cogeneratore a bassissima potenza indica nuovamente la sua inadeguatezza nel produrre calore ed elettricità in modo efficiente e sostenibile, le sue emissioni infatti sono le più alte tra le soluzioni proposte, anche rispetto alla caldaia tradizionale. Aumentando la taglia del cogeneratore, così anche come nel caso della pompa di calore a gas, le emissioni di GHG diminuiscono.

Tabella 26 Tonnellate di CO2 emesse in un anno per ciascuna tecnologia

	Uso gas	Eel tot	Eel gen	CO2e emessa	CO2e evitata	CO2e tot
	Sm3	kWh	kWh	t	t	t
Attuale	45348	10895	0	101,77	0,00	101,77
Caldia tradizionale	37016	8970	0	83,11	0,00	83,11
Caldia a Condensazione	29486	9181	0	67,08	0,00	67,08
REC2 30 G	58204	2326	136043	125,58	58,93	66,64
REC2 20 G	53719	1175	107160	115,48	46,42	69,06
Vitobloc EM-9/20	49338	190	59601	105,68	25,82	79,86
Vitobloc EM-6/15	48397	79	41580	103,61	18,01	85,60
K18 Simplygas	34962	12284	0	80,15	0,00	80,15
GAHP-A	27718	14050	0	65,41	0,00	65,41
K18 Simplygas + REC2 20G	51207	1123	107888	110,08	46,74	63,34
Cog REC 20G + PdC elettrica	47577	1116	89218	102,31	38,65	63,66
Solar Block 28	16978	48023	0	57,14	0,00	57,14
Solar Block 40	12032	61599	0	52,44	0,00	52,44
SB28 + K18	13111	52488	0	50,80	0,00	50,80
SB28 + GAHP-A	10406	53504	0	45,45	0,00	45,45
SB 40 +K18	9032	65910	0	47,88	0,00	47,88
SB 40 +GAHP-A	7178	66621	0	44,22	0,00	44,22
K18 Simplygas + Solar Block 28	17451	37137	0	53,44	0,00	53,44
GAHP-A + Solar Block 40	16549	33161	0	49,78	0,00	49,78

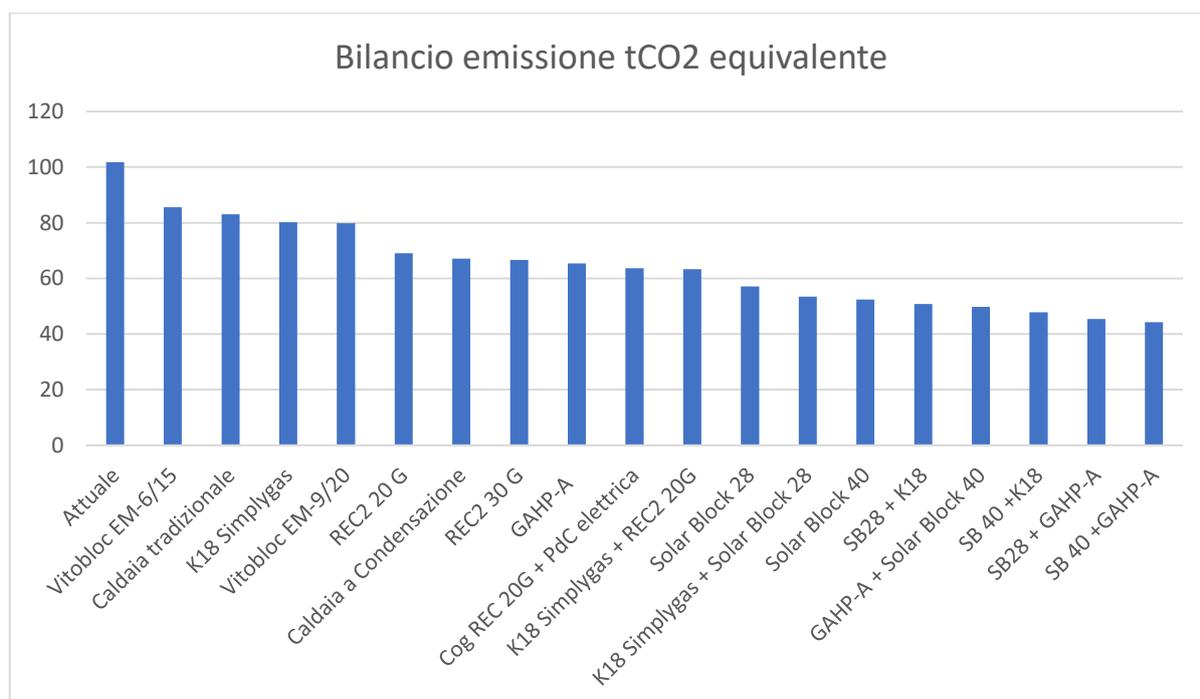


Figura 44 Soluzioni analizzate in ordine decrescente per emissioni di tonnellate di CO2

5.3. Analisi Economica

Al fine di fare una valutazione economica, per ciascuna soluzione bisogna considerare non soltanto i costi di acquisto dei macchinari, facilmente reperibili contattando i costruttori o i rivenditori, ma anche i costi di progettazione, installazione, messa in servizio e manutenzione. Questi ultimi sono più difficili da stimare e non sempre vengono facilmente forniti dagli impiantisti, dunque, ho deciso di non applicare lo sconto proposto sul prezzo di listino e di non considerare i costi di installazione e gestione dell'impianto. Soltanto nel caso del cogeneratore ci viene fornito il costo della messa in servizio, mentre i costi restanti vengono ipoteticamente coperti dallo sconto proposto del macchinario. Invece, per quanto riguarda le caldaie, dato che la spesa si limita alla semplice sostituzione e smaltimento delle vecchie caldaie e circolatori, con l'impianto di distribuzione mantenuto inalterato, ho considerato una quota di sconto proposto dal fornitore: anziché applicare il 55% ho utilizzato solamente il 30%, dedicando la restante parte per i costi appena citati. Inoltre, nei casi in cui fossero soddisfatte le richieste, ho analizzato i possibili incentivi statali come il Conto Termico e Titoli di Efficienza Energetica.

Analizzando le bollette del gas ed energia elettrica ho potuto ricavare i costi medi, in particolare:

$$\text{prezzo gas} = 0,41 \frac{\text{€}}{\text{Sm}^3}$$

$$\text{prezzo energia elettrica} = 0,157 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Inoltre, ho ipotizzato per l'energia elettrica venduta alla rete un ricavo di 0,07 €/kWh.

5.3.1. Titoli di Efficienza Energetica (TEE) [9]

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono stati introdotti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 e successivamente modificati ed integrati con i D.M. 21/12/07, D.M. 28 dicembre 2012 e D.M. 11 gennaio 2017, determinante, in particolare l'ultimo, gli obiettivi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per il quadriennio 2017-2020.

I TEE vengono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) sulla base dei risparmi conseguiti e comunicati al GME dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). I TEE certificano l'avvenuto risparmio di un tep di energia e si distinguono, sulla base di quanto disposto dal D.M. 11 gennaio 2017, nelle seguenti tipologie:

- titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;

- titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

Nei titoli di tipo II vi sono anche quelli attestanti interventi di risparmio energetico ottenuti su impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), per i quali l'attività di certificazione è effettuata dal GSE.

I TEE possono essere: acquistati da parte dei distributori di energia elettrica e di gas naturale che, attraverso i loro progetti, non abbiano raggiunto l'obiettivo annuo e devono acquistarli sul mercato per ottemperare all'obbligo; venduti da parte dei distributori che avendo raggiunto il loro obiettivo annuo possono realizzare profitti vendendo titoli in eccesso; venduti da soggetti non obbligati (per esempio ESCO) i quali non dovendo ottemperare alcun obbligo possono realizzare profitti attuando risparmi energetici e vendendo titoli. La sede per la contrattazione dei TEE (Mercato dei TEE) viene organizzata e gestita dal GME.

Secondo l'art. 4 del DM 5 settembre 2011, le unità di cogenerazione, che abbiano soddisfatto i requisiti CAR, hanno diritto al rilascio di Certificati Bianchi, il cui numero dipende dal risparmio di energia primaria realizzato in quell'anno e definito come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{el,rif}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{th,rif}} - F_{CHP} \quad [MWh] \quad (15)$$

dove:

- RISP: risparmio di energia primaria realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno considerato, espresso in MWh;
- E_{CHP} : energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione nello stesso periodo considerato;
- H_{CHP} : calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nello stesso periodo considerato;
- F_{CHP} : energia del combustibile consumato dall'unità di cogenerazione nello stesso periodo considerato;
- $\eta_{th,rif}$: rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano pari a:
 - 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico
 - 0,9 nel caso di produzione di acqua calda/vapore
- $\eta_{el,rif}$: rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia autoconsumata e dalla quantità di energia immessa in rete secondo le modalità di calcolo riportate nell'Allegato IV al "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015". In particolare, l'energia consumata in loco deve essere quantificata come segue:

$$\%energia\ elettrica\ autoconsumata = \min(100\%; \frac{E_{autoconsumata}}{E_{CHP}}) \quad (16)$$

Il numero di Certificati Bianchi ottenibile dal risparmio conseguito è pari a:

$$CB = RIPS * 0,086 * k \quad (17)$$

Dove k è il coefficiente di armonizzazione, che varia con la potenza dell'unità di cogenerazione.

Un altro aspetto dell'incentivazione degli impianti CAR riguarda le accise sul gas; come sancito dalla delibera AEEG 16/98, vi è una defiscalizzazione sull'acquisto dei combustibili per gli impianti di cogenerazione. In particolare, per il gas naturale, su $0,22 \text{ Sm}^3$ di gas per ogni kWel prodotto non viene applicata l'accisa e l'addizionale regionale, dunque, il costo del gas passa, per la quota incentivata, da 41 a $39,13 \text{ c€}/\text{Sm}^3$.

5.3.2. Valutazione economica e Simple Pay Back Time (SPB)

Per ciascuna delle soluzioni considerate, sono stati analizzati i costi di investimento e i risparmi derivanti dal bilancio tra il diverso impiego di gas ed elettricità rispetto al caso attuale: queste valutazioni sono state evidenziate per ogni tecnologia nelle tabelle, mentre le figure rappresentano in modo grafico il progressivo recupero dell'investimento negli anni, sottolineando nuovamente il tempo di recupero o Simple Pay Back Time (SPB).

L'analisi non è stata svolta per tutta la vita utile degli impianti, dato che questa varia con la tecnologia considerata; inoltre, considerando un periodo troppo lungo si corre il rischio che i risparmi annui considerati non siano più validi ma, a causa dell'usura e diminuzione dell'efficienza dell'impianto, diminuiscano. Un'altra considerazione riguarda il fatto che le concessioni vengono affidate dagli enti locali ai gestori del servizio per periodi non superiori a dodici anni, dopo i quali possono aggiudicarsi nuovamente il servizio tramite una gara, e non sarebbe conveniente fare investimenti per periodi eccessivamente lunghi. Dunque, è stato scelto un tempo di analisi pari a quindici anni, alla fine del quale viene indicato il guadagno ottenuto grazie ai risparmi proposti.

5.3.2.1. Sostituzione caldaie

Oltre alla caldaia tradizionale, è stato preventivato l'acquisto di un circolatore con inverter, più efficiente rispetto a quello presente, diminuendo ulteriormente il consumo di energia elettrica. Invece, per quanto riguarda la caldaia a condensazione, dato che questa non è provvista di sistema di autoalimentazione, è necessario assicurare la continuità di servizio anche in caso di blackout, dunque, è prevista l'installazione di un gruppo di continuità UPS in modo che in caso di guasti alla rete l'impianto possa continuare a funzionare.

Tabella 27 Simple Pay Back time della caldaia tradizionale e a condensazione

	Caldaia tradizionale		Caldaia condensazione	
€	Costo caldaie	12982	Costo caldaie	15354
€	Costo circ	800	Costo UPS	3000
€	Tot investimento	9887	Tot investimento	20748
Sm3	Uso gas post	37016	Uso gas post	29486
kWh	Energia assorbita post	2571	Energia assorbita post	2782
€/anno	Risparmio gas	3416	Risparmio gas	6504
€/anno	Risparmio Energia elettrica	302	Risparmio Energia elettrica	269
€/anno	Risparmio tot	3718	Risparmio tot	6773
anni	SPB	2,66	SPB	3,06

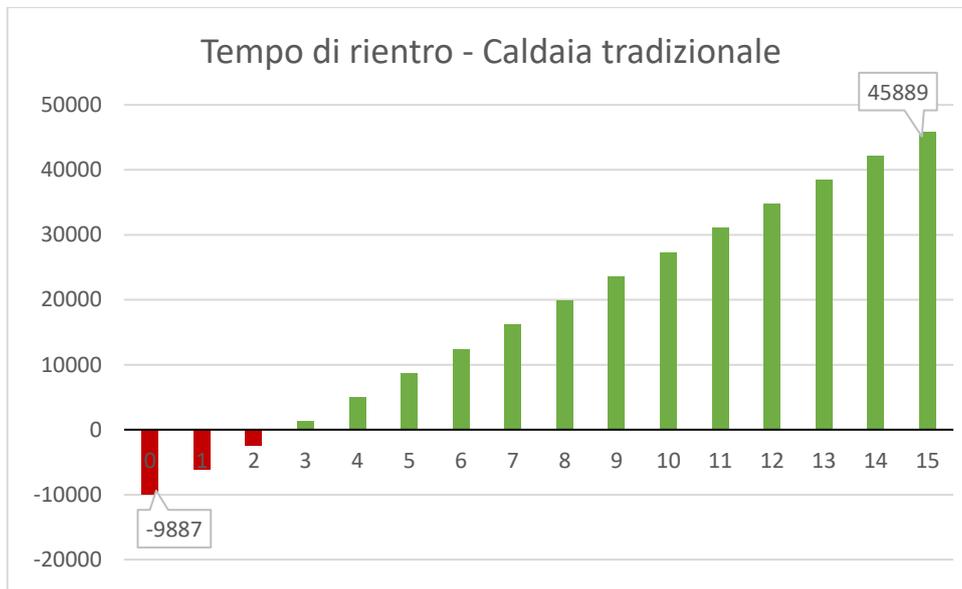


Figura 45 Situazione economica in 15 anni con caldaia tradizionale

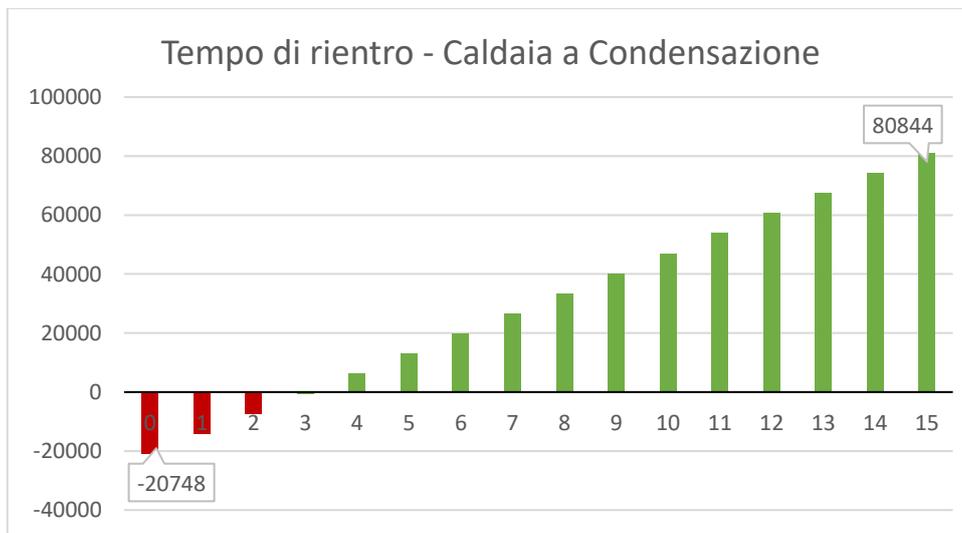


Figura 46 Situazione economica in 15 anni con caldaia a condensazione

La soluzione con la caldaia tradizionale è caratterizzata da un bassissimo costo di investimento, a cui è però collegato un risparmio minimo e, pur recuperando il costo in soli 2 anni e mezzo, presenta un guadagno molto inferiore rispetto alla soluzione che prevede l'installazione della caldaia a condensazione, la quale grazie ad un rendimento molto elevato, alla fine di 15 anni porterebbe nelle tasche della società 80 mila euro.

5.3.2.2. Installazione cogeneratore

In questo caso i costi di messa in servizio vengono dichiarati direttamente dal costruttore: per i microcogeneratori da consegnare nel Nord Italia tale spesa è di 4000/€. Il seguente sistema non sostituisce le caldaie, le quali sono sempre presenti e sono pronte ad intervenire nelle ore in cui la potenza termica prodotta dalla cogenerazione non è sufficiente a soddisfare la richiesta della linea di riduzione. Il cogeneratore non richiede un proprio locale tecnico, se è dotato di un apposito involucro e idoneo ad essere installato esternamente, mentre necessita di essere collegato all'attuale sistema di distribuzione, oltre che all'accumulo termico; i costi aumentano notevolmente, questi però non vengono indicati esplicitamente ma considerati insieme al costo del cogeneratore al quale non viene applicato lo sconto proposto dal produttore.

La peculiarità dell'impianto è quella di aumentare l'utilizzo di gas per ottenere come beneficio la generazione di energia elettrica da consumare, pur se in minima parte, ed immettere in rete. Il risparmio di gas negativo indica dunque un aumento dei costi per l'acquisto del combustibile. Essendo in regime CAR, grazie alla defiscalizzazione, di cui si è parlato prima, il costo del gas naturale da 0,41 €/Sm³ passa a 0,391 €/Sm³. Inoltre, è possibile richiedere i Titoli di Efficienza Energetica in base al risparmio di energia primaria ottenuto grazie alla cogenerazione; i TEE vengono rilasciati per un periodo di 10 anni e nelle tabelle sottostanti vengono indicati come €/anno.

Il problema principale riguarda la curva di carico della stazione REMI: infatti, i dati forniti non sono orari ma giornalieri. Le portate che transitano in ciascun giorno sono state divise in portate orarie seguendo due modelli di giornata tipo: invernale ed estiva, entrambe ipotizzate, che non rispecchiano fedelmente la realtà, ma che possono essere considerate una buona approssimazione. Nel caso in cui si volessero fare analisi più specifiche, in particolare per il corretto dimensionamento del cogeneratore e valutazione delle ore di funzionamento, sarebbe opportuno richiedere a SNAM le portate orarie consegnate alla stazione.

Nelle Tabelle sottostanti è possibile osservare quanto aumenti il risparmio ottenuto con l'incremento della potenza installata. Il problema principale di queste tecnologie risiede nel fatto che sono state ampiamente sviluppate e commercializzate per l'ambito industriale con l'impiego di grandi potenze, mentre nella micro cogenerazione si osservano dei costi per kW elettrico installato troppo elevati. Questo è il motivo per cui le due soluzioni Vitobloc 6 e Vitobloc 9, pur funzionando quasi la totalità delle ore annuali, risultino sconvenienti e siano rappresentate da un tempo di rientro troppo elevato.

Tabella 28 Simple Pay Back time dei cogeneratori Vitobloc 6 e Vitobloc 9

	Cogeneratore Vitobloc 6		Cogeneratore Vitobloc 9	
€	Cogeneratore	34561	Cogeneratore	42548
€	Messa in servizio	4000	Messa in servizio	4000
€	Accumulo	660	Accumulo	735
€	Tot investimento	39221	Tot investimento	47283
Sm3	Uso gas post	48386	Uso gas post	49298
kWh	Energia assorbita post	95	Energia assorbita post	223
kWh	Energia elettrica generata	41074	Energia elettrica generata	58765
€/anno	Risparmio gas	-1036	Risparmio gas	-1340
€/anno	Risparmio Energia elettrica	1620	Risparmio Energia elettrica	1600
€/anno	Vendita Energia elettrica	2875	Vendita Energia elettrica	4114
€/anno	TEE	1113	TEE	1586
€/anno	Risparmio tot	4572	Risparmio tot	5959
anni	SPB	8,58	SPB	7,93

Tabella 29 Simple Pay Back time dei cogeneratori REC2 20G e REC2 30G

	Cogeneratore REC2 20 G		Cogeneratore REC2 30 G	
€	Cogeneratore	47000	Cogeneratore	53000
€	Messa in servizio	4000	Messa in servizio	4000
€	Accumulo	1430	Accumulo	2350
€	Tot investimento	52430	Tot investimento	59350
Sm3	Uso gas post	53724	Uso gas post	58448
kWh	Energia assorbita post	1116	Energia assorbita post	1683
kWh	Energia elettrica generata	107374	Energia elettrica generata	140677
€/anno	Risparmio gas	-2960	Risparmio gas	-4761
€/anno	Risparmio Energia elettrica	1460	Risparmio Energia elettrica	1371
€/anno	Vendita Energia elettrica	7516	Vendita Energia elettrica	9847
€/anno	TEE	2249	TEE	2501
€/anno	Risparmio tot	8266	Risparmio tot	8958
anni	SPB	6,34	SPB	6,63

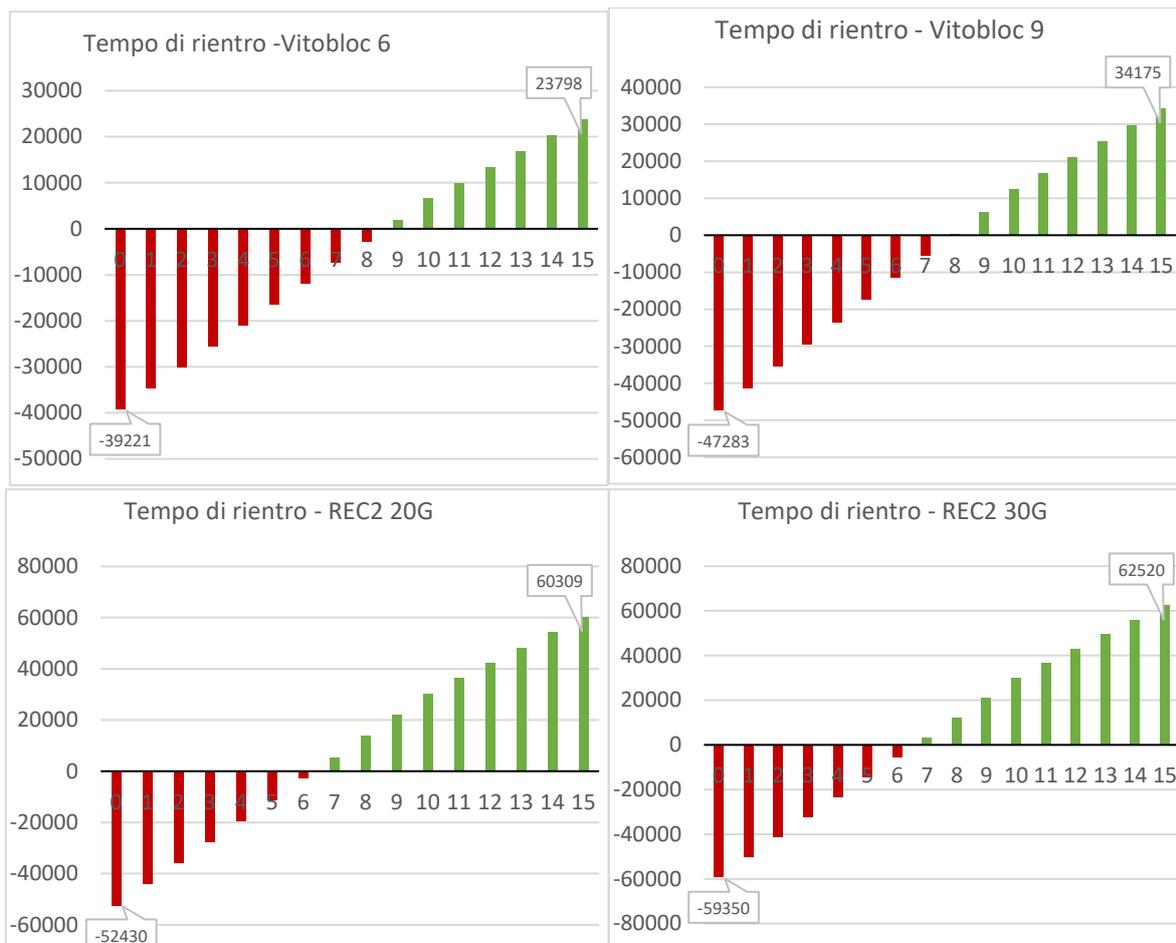


Figura 47 Situazione economica in 15 anni con cogeneratore

Alla fine dei 15 anni si può osservare un guadagno minimo per quanto riguarda le due taglie inferiori, circa 24/mila e 34 mila €, contro i 60 mila e 62 mila € delle due taglie maggiori. Dunque, dovendo scegliere tra i quattro cogeneratori, la soluzione economicamente più indicata sarebbe quella di installare uno tra le due taglie superiori, pur non funzionando questi per un numero di ore elevato e non riuscendo ad autoconsumare l'energia elettrica prodotta.

5.3.2.3. Installazione Pompa di Calore

L'installazione della pompa di calore a gas sembrerebbe essere la soluzione economicamente più interessante, con un tempo di rientro di poco più di 2 anni, paragonabile dunque al SPB della caldaia tradizionale. Pur essendo questa una delle soluzioni più economiche rispetto alle altre tecnologie analizzate, la pompa di calore a gas, in particolare il modello GAHP-A, dopo soli 15 anni presenta il guadagno economico più alto, raggiungendo 85 mila euro.

Tabella 30 Simple Pay Back time delle PdC a gas

	K18 Simplygas		GAHP-A	
€	Pompa di calore	8821	Pompa di calore	13350
€	Accumulo	550	Accumulo	1085
€	Tot investimento	9371	Tot investimento	14435
Sm ³	Uso gas post	34283	Uso gas post	27782
kWh	Energia assorbita post	12178	Energia assorbita post	14014
€/anno	Risparmio gas	4537	Risparmio gas	7202
€/anno	Risparmio Energia elettrica	-277	Risparmio Energia elettrica	-565
€/anno	Risparmio tot	4260	Risparmio tot	6637
anni	SPB	2,20	SPB	2,17

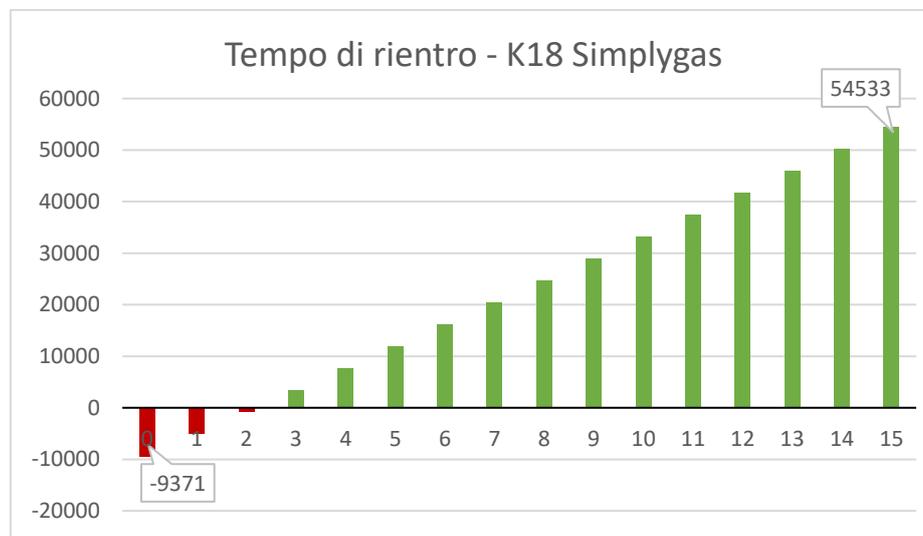


Figura 48 Situazione economica in 15 anni con PdC a gas K18 Simplygas

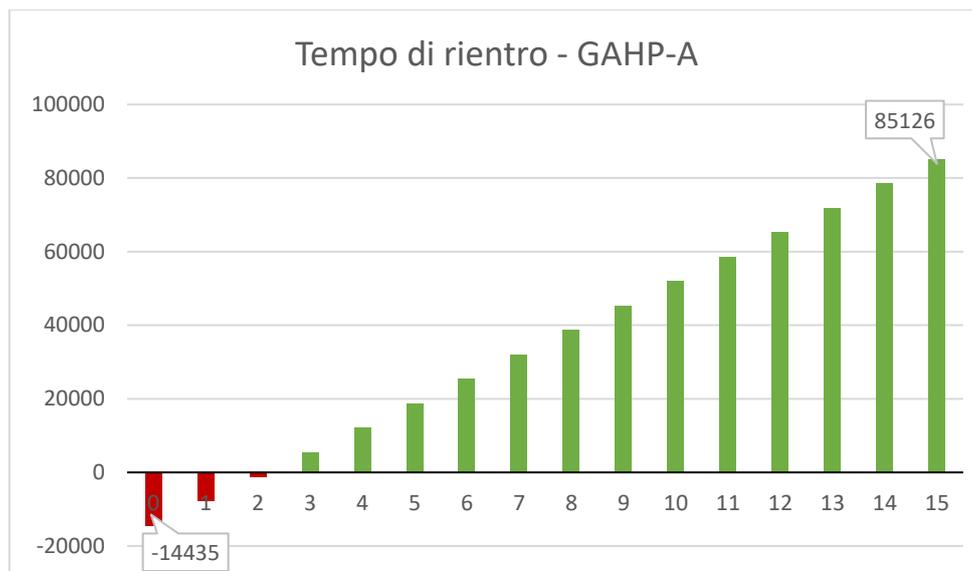


Figura 49 Situazione economica in 15 anni con PdC a gas GAHP-A

Le soluzioni più complesse che vedono l'impiego del cogeneratore oltre alla pompa di calore, sia nel caso di quella elettrica sia di quella a gas, richiedono un investimento molto più alto rispetto al caso semplice. Infatti, in entrambi i casi viene superato un investimento di 60 mila euro ed è possibile osservare il costo maggiore della pompa di calore a gas rispetto a quella elettrica, a parità di potenza. Infine, il tempo di rientro per questa soluzione è maggiore rispetto all'utilizzo delle tecnologie disgiunte, dunque non è utile installare queste unità insieme.

Tabella 31 Simple Pay Back time del cogeneratore più PdC a gas/elettrica

	K18 Simplygas + REC2 20G		Cog REC 20G + PdC elettrica	
€	Costo cogeneratore	47000	Costo cogeneratore	47000
€	Messa in servizio	4000	Messa in servizio	4000
€	Accumulo	1430	Accumulo	1445
€	Pompa di calore	11336	Pompa di calore	8821
€	Tot investimento	63766	Tot investimento	61266
Sm3	Uso gas post	47577	Uso gas post	51207
kWh	Energia assorbita post	1116	Energia assorbita post	1123
kWh	Energia elettrica generata	89218	Energia elettrica generata	107888
€/anno	Risparmio gas	-914	Risparmio gas	-2402
€/anno	Risparmio Energia elettrica	1460	Risparmio Energia elettrica	1459
€/anno	Vendita Energia elettrica	6245	Vendita Energia elettrica	7552
€/anno	TEE	2249	TEE	2249
€/anno	Risparmio tot	9041	Risparmio tot	8858
anni	SPB	7,05	SPB	6,92

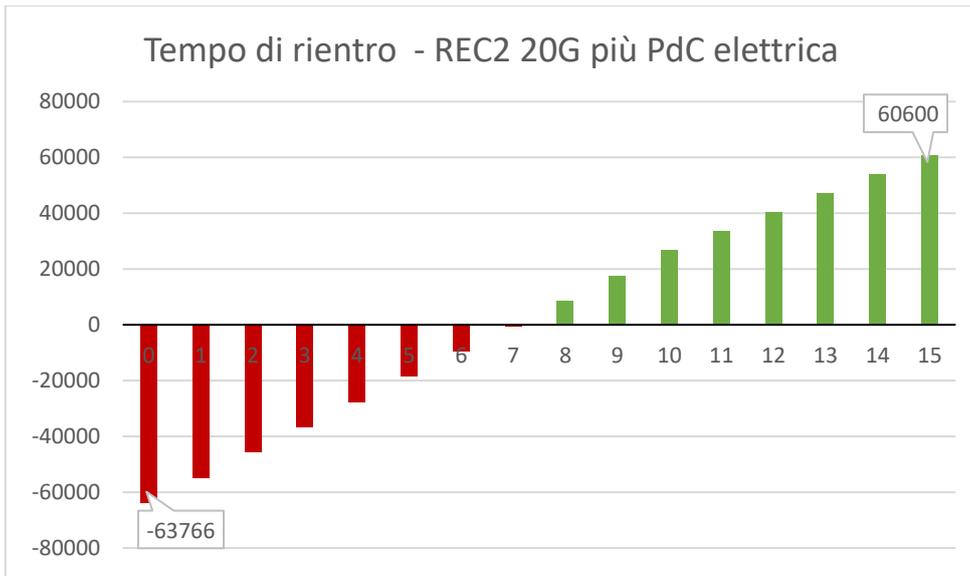


Figura 50 Situazione economica in 15 anni del cogeneratore più PdC elettrica

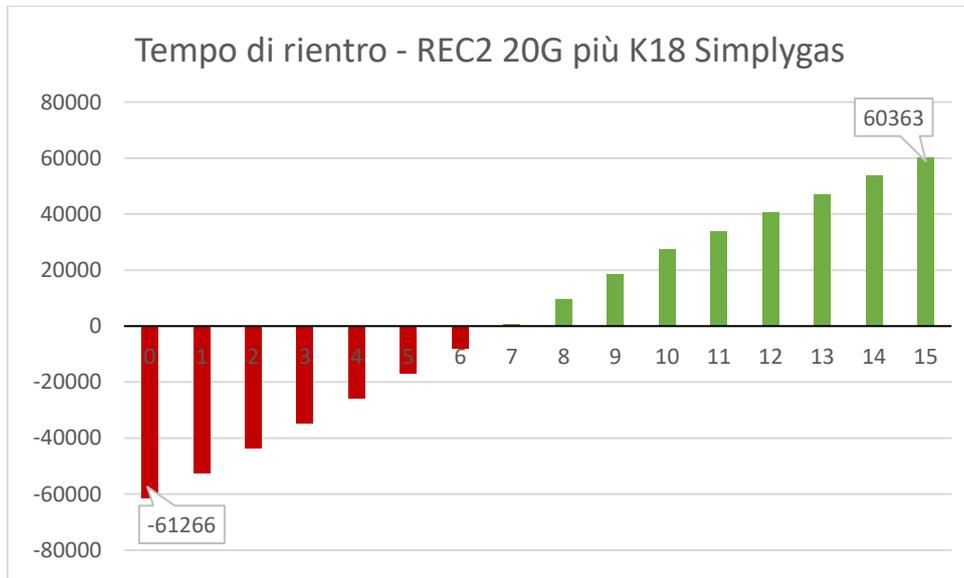


Figura 51 Situazione economica in 15 anni del cogeneratore più PdC a gas

5.3.2.4. Utilizzo solare termodinamico

Il problema principale dell'installazione di questa tecnologia riguarda la necessità di una figura professionale certificata: data la complessità dell'impianto l'installatore deve aver superato un corso specifico. Un'ulteriore richiesta riguarda i pannelli solari, i quali devono restare alla stessa distanza dalla distribuzione, un esempio di montaggio è rappresentato in Figura 52.

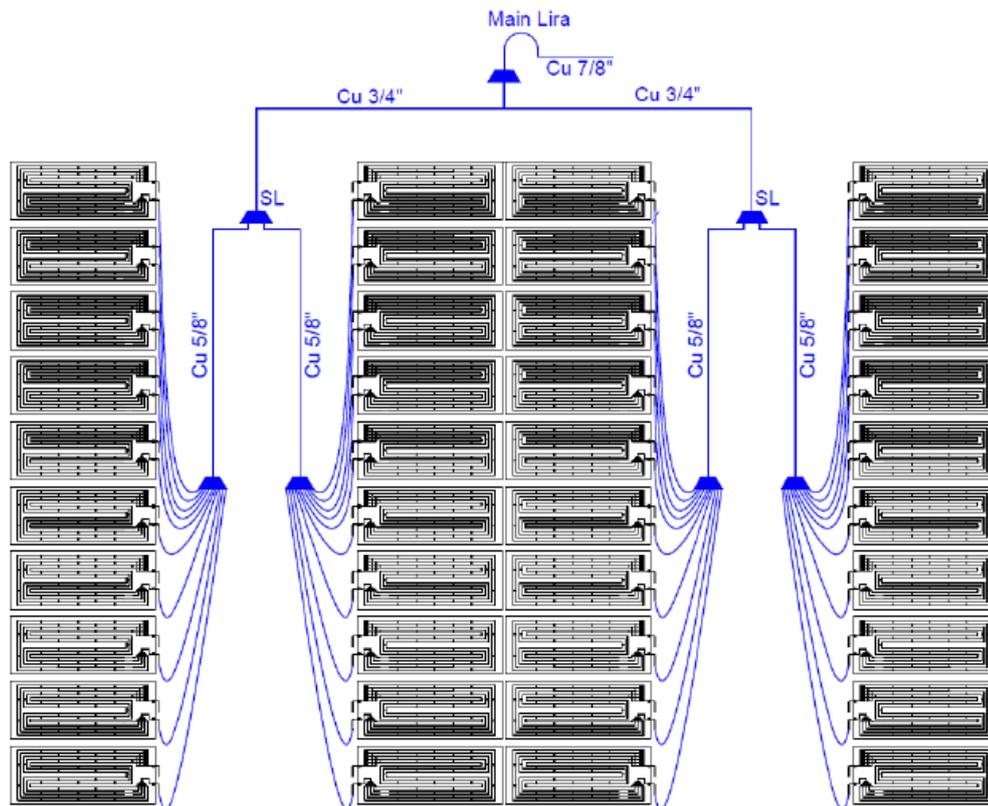


Figura 52 Esempio di montaggio dei pannelli solari termodinamici [16]

Il costo della messa in servizio è stato ipotizzato e non indicato dai fornitori. Inoltre, la società che commercia questi impianti ci ha riservato uno sconto del 15%, non applicato nei calcoli per i motivi precedentemente indicati.

Nella Tabella 32 si può vedere quanto il modello di Blocco Solare a 28 pannelli sia più conveniente economicamente rispetto a quello a 40 pannelli solari. Alla fine dei 15 anni il primo ha generato un guadagno di circa 65 mila€, mentre il secondo 59 mila€; questo è giustificato dal fatto che nella soluzione a maggiore potenza vi è un consumo superiore di energia elettrica dovuto al compressore. Questo aumento, dati i costi dell'energia elettrica e del combustibile, non viene bilanciato dalla diminuzione dell'uso di gas naturale; dunque, oltre ad avere un investimento maggiore, la seconda soluzione presenta un risparmio inferiore e risulta economicamente svantaggiosa rispetto alla prima.

Tabella 32 Simple Pay Back time del solare termodinamico

	Solar Block 28		Solar Block 40	
€	Costo block	17823	Costo block	22168
€	Messa in servizio	2500	Messa in servizio	2500
€	Accumulo	735	Accumulo	735
€	Tot investimento	21058	Tot investimento	25403
Sm ³	Uso gas post	16978	Uso gas post	12032
kWh	Energia assorbita post	48023	Energia assorbita post	61599
€	Risparmio gas	11632	Risparmio gas	13660
€	Risparmio Energia elettrica	-5904	Risparmio Energia elettrica	-8036
€	Risparmio tot	5727	Risparmio tot	5624
anni	SPB	3,68	SPB	4,52

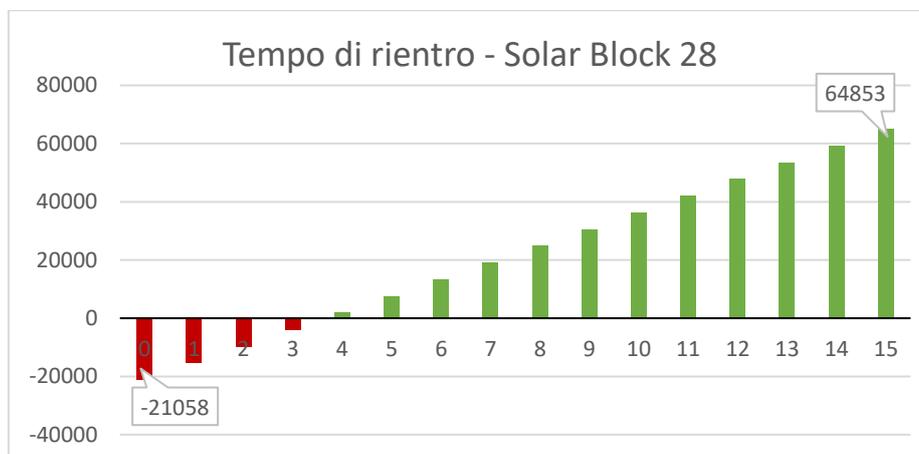


Figura 53 Situazione economica in 15 anni del solare termodinamico con 28 pannelli

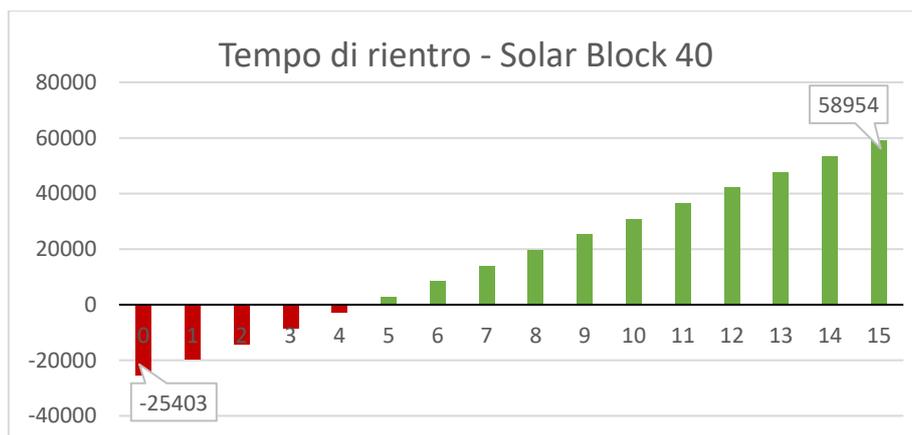


Figura 54 Situazione economica in 15 anni del solare termodinamico con 40 pannelli

L'ultima soluzione analizzata è quella dell'utilizzo combinato della pompa di calore ad assorbimento e dei pannelli solari termodinamici.

Installando la PdC a gas come base da integrare con i pannelli solari, si può osservare un tempo di rientro circa identico al solo utilizzo del solare termodinamico. I costi dell'investimento si alzano di circa il 50%, mentre alla fine del periodo di analisi il guadagno aumenta considerevolmente, nella soluzione PdC K18 Simplygas più il Blocco Solare 28 raggiunge gli 84 mila€, che rappresenta il secondo valore più alto ottenuto tra le tecnologie considerate in questo elaborato.

Tabella 33 Simple Pay Back time della soluzione PdC a gas + Solare Termodinamico

	K18 Simplygas + Solar Block 28		GAHP-A + Solar Block 40	
€	Solar Block	17823	Solar Block	22168
€	Messa in servizio	2500	Messa in servizio	2500
€	Pompa di calore	8821	Pompa di calore	13350
€	Accumulo	735	Accumulo	1430
€	Tot investimento	29879	Tot investimento	39448
Sm ³	Uso gas post	17451	Uso gas post	16558
kWh	Energia assorbita post	37137	Energia assorbita post	33072
€/anno	Risparmio gas	11438	Risparmio gas	11804
€/anno	Risparmio Energia elettrica	-4195	Risparmio Energia elettrica	-3557
€/anno	Risparmio tot	7243	Risparmio tot	8247
anni	SPB	4,13	SPB	4,78

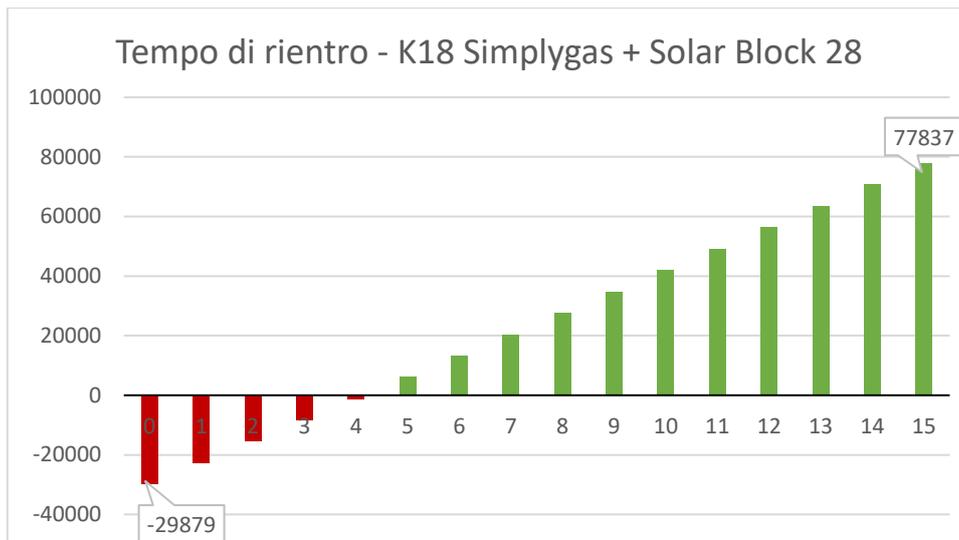


Figura 55 Situazione economica in 15 anni con K18 Simplygas più Solar Block 28

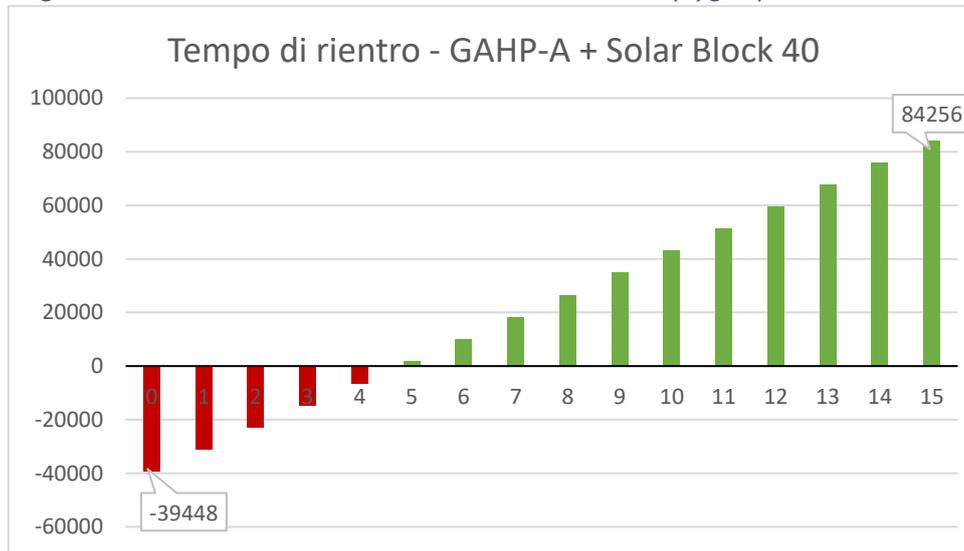


Figura 56 Situazione economica in 15 anni con GAHP-A più Solar Block 40

Invece, utilizzando come base l'impianto solare termodinamico con la pompa di calore a gas solo come integrazione per la produzione termica nelle ore più sfavorevoli, si ha come effetto un minore consumo di gas, dato che sfruttiamo maggiormente l'energia rinnovabile del sole, e un aumento dell'assorbimento elettrico, dovuto all'incremento delle ore di funzionamento del compressore del Blocco Solare. Considerando gli stessi componenti, ovviamente con l'investimento invariato, possiamo notare che il risparmio conseguito diminuisce. Questo è poco apprezzabile nella prima applicazione (Solar Block 28 più K18 Simplygas), mentre è ben evidente se togliamo il ruolo di protagonista nella produzione termica alla pompa di calore a gas GAHP-A per darlo al Blocco Solare composto da 40 pannelli termodinamici: il risparmio varia da 8200/€ a 6800/€, di conseguenza aumenta il tempo di rientro dell'investimento e diminuisce il guadagno conseguito in 15 anni da 84 mila € a 63 mila €.

Tabella 34 Simple Pay Back time della soluzione con Solare Termodinamico + PdC a gas

	Solar Block 28 + K18 Simplygas		Solar Block 28 + GAHP-A	
€	Costo block	17823	Costo block	17823
€	Messa in servizio	2500	Messa in servizio	2500
€	Accumulo	735	Accumulo	735
€	Pompa di calore	8821	Pompa di calore	13350
€	Tot investimento	29879	Tot investimento	34408
Sm3	Uso gas post	13111	Uso gas post	10406
kWh	Energia assorbita post	52488	Energia assorbita post	53504
€	Risparmio gas	13217	Risparmio gas	14326
€	Risparmio Energia elettrica	-6605	Risparmio Energia elettrica	-6765
€	Risparmio tot	6612	Risparmio tot	7561
anni	SPB	4,52	SPB	4,55
	Solar Block 40 + K18 Simplygas		Solar Block 40 + GAHP-A	
€	Costo block	22168	Costo block	22168
€	Messa in servizio	2500	Messa in servizio	2500
€	Accumulo	735	Accumulo	735
€	Pompa di calore	8821	Pompa di calore	13350
€	Tot investimento	34224	Tot investimento	38753
Sm3	Uso gas post	9032	Uso gas post	7178
kWh	Energia assorbita post	65910	Energia assorbita post	66621
€	Risparmio gas	14890	Risparmio gas	15650
€	Risparmio Energia elettrica	-8713	Risparmio Energia elettrica	-8824
€	Risparmio tot	6177	Risparmio tot	6826
anni	SPB	5,54	SPB	5,68

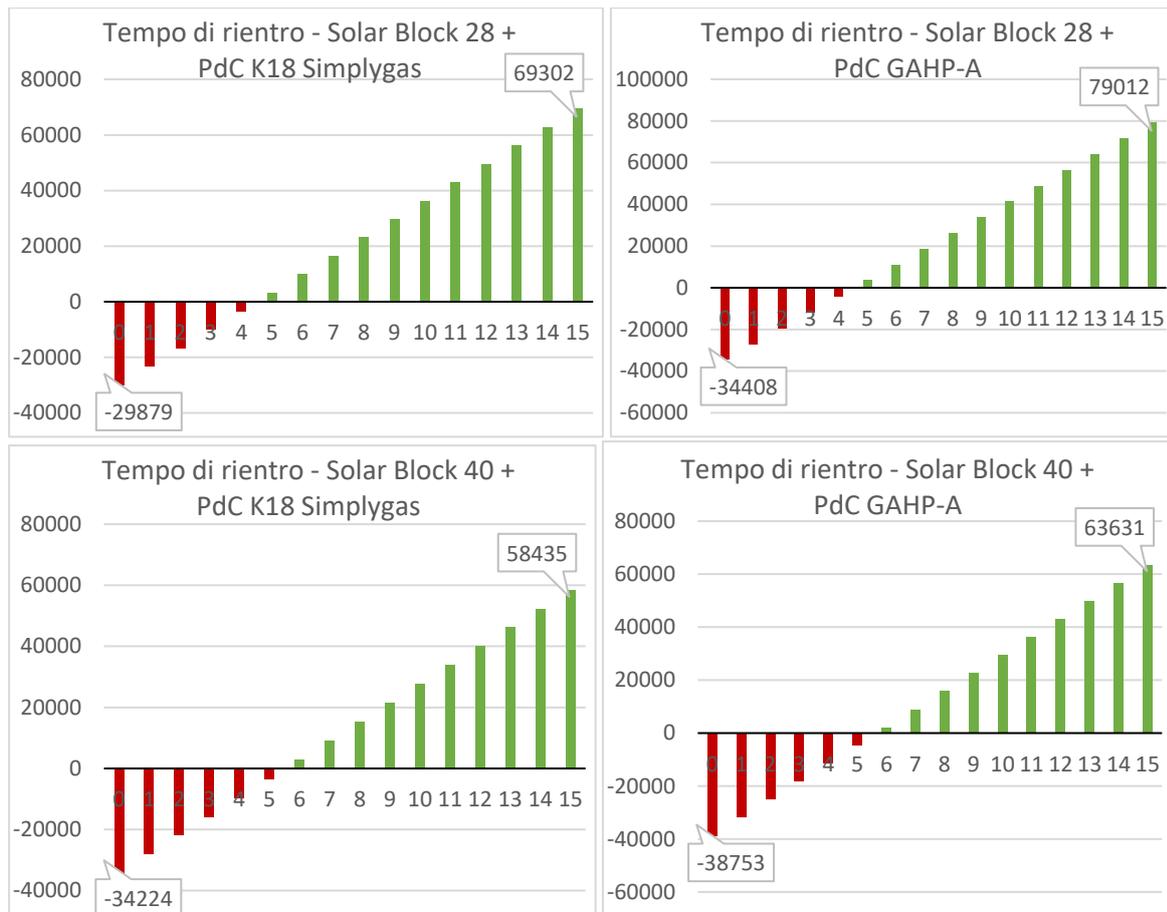


Figura 57 Situazione economica in 15 anni con solare termodinamico più PdC a gas

5.3.2.5. Confronto tra le tecnologie considerate

A differenza da quanto dedotto dall'analisi energetica ed ambientale, l'impianto che vede coinvolti il solare termodinamico da 40 pannelli e la pompa di calore a gas GAHP-A non è più al primo posto ma scivola al dodicesimo, su diciotto soluzioni considerate. Le alternative più convenienti dal punto di vista economico sono le PdC ad assorbimento, le quali hanno un tempo di rientro di circa 2 anni; tuttavia queste non rispettano il principio della sostenibilità ambientale. Le soluzioni meno convenienti sono quelle che prevedono l'utilizzo del microgeneratore, il quale se scelto di dimensioni troppo piccole ha un costo specifico decisamente troppo elevato e se scelto di potenza superiore non riesce a funzionare un sufficiente numero di ore, non riuscendo così a ripagarsi in un tempo accettabile.

Tabella 35 Investimento, risparmio e Simple Pay Back time per ciascuna tecnologia

	Investimento	Risparmio	SPB
	€	€/anno	anni
Caldiaia tradizionale	9887	3718	2,66
Caldiaia a Condensazione	20748	6773	3,06
REC2 30 G	59350	8958	6,63
REC2 20 G	52430	8266	6,34
Vitobloc EM-9/20	47283	5959	7,93
Vitobloc EM-6/15	39221	4572	8,58
K18 Simplygas	9371	4260	2,20
GAHP-A	14435	6637	2,17
K18 Simplygas + REC2 20G	63766	9041	7,05
Cog REC 20G + PdC elettrica	61266	8858	6,92
Solar Block 28	21058	5727	3,68
Solar Block 40	25403	5624	4,52
SB28 + K18	29879	6612	4,52
SB28 + GAHP-A	34408	7561	4,55
SB 40 +K18	34224	6177	5,54
SB 40 +GAHP-A	38753	6826	5,68
K18 Simplygas + Solar Block 28	29879	7243	4,13
GAHP-A + Solar Block 40	39448	8247	4,78

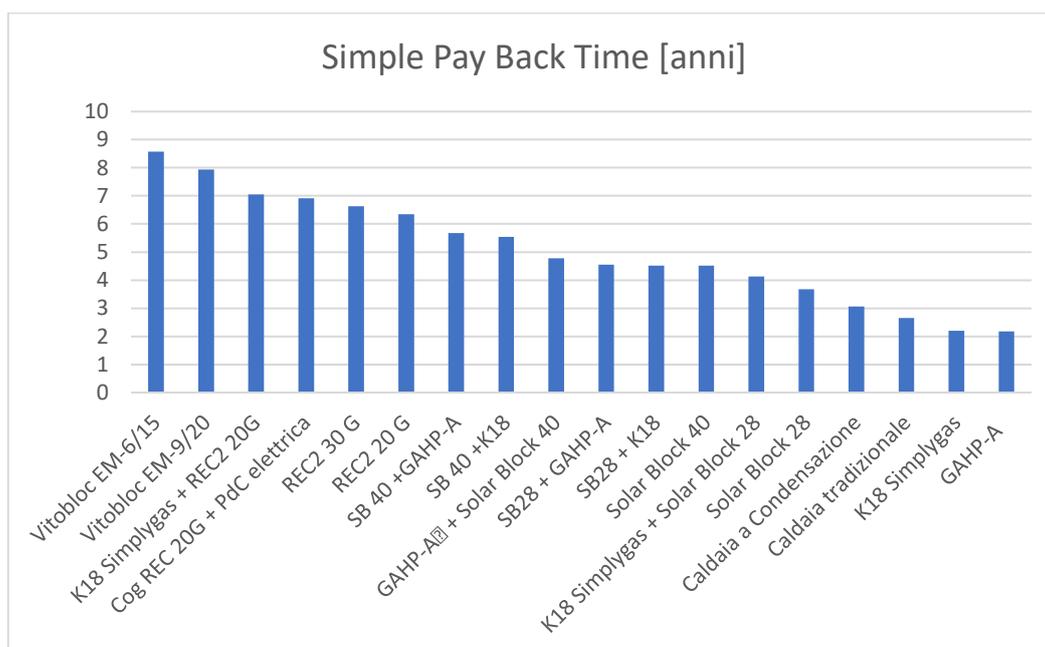


Figura 58 Soluzioni analizzate in ordine decrescente per SPB [anni]

6. Conclusioni

Una considerazione è che tutte le tecnologie che sfruttano gas siano più convenienti dal punto di vista economico rispetto a quelle alimentate ad energia elettrica: tra gli impianti a minor tempo di rientro vediamo le pompe di calore ad assorbimento, le caldaie e, successivamente, vi sono i solari termodinamici i quali hanno un consumo di elettricità maggiore dovuto al compressore. Questo accade poiché, osservando i costi dell'energia elettrica e gas, si può affermare che sia meno dispendioso produrre energia termica sfruttando l'energia del combustibile piuttosto che quella elettrica. Per quanto riguarda i cogeneratori, oltre al problema della curva di durata affrontato precedentemente, questi producono energia elettrica la quale, dato che il fabbisogno è ridotto, viene quasi esclusivamente immessa in rete, con un guadagno di soli 0,07 €/kWh; dunque, l'alto investimento viene recuperato più lentamente rispetto alle altre tecnologie.

D'altro canto, le soluzioni che prediligono l'utilizzo di gas, sebbene siano più interessanti economicamente, presentano delle emissioni di CO₂ superiori rispetto agli impianti alimentati ad energia elettrica, dunque, sono rappresentate da una carbon footprint più gravosa per l'ambiente.

Spesso accade che gli interventi, a meno della necessità di rispettare i requisiti di qualche bando o per ottenere incentivi, vengano scelti in base all'investimento richiesto e al tempo di rientro. Non volendosi soffermare ad una mera valutazione economica del progetto, ma analizzando anche gli aspetti energetici ed ambientali, in linea con la Strategia Energetica Nazionale e la salvaguardia dell'ambiente, si è dovuto decidere i parametri per un'analisi oggettiva. Dunque, è stato creato un semplice modello matematico attribuendo un punteggio a ciascun impianto per le tre categorie di studio: alla soluzione migliore viene attribuito un punteggio pari a 0, alle tecnologie intermedie un punteggio in base alla distanza da quella migliore, mentre a quella peggiore 10. Nella Tabella 36 è possibile osservare il risultato della valutazione della tecnologia che fosse non solo ripagabile in un tempo accettabile, ma che garantisse un risparmio di energia primaria ed una riduzione di emissioni di CO₂ più alti possibile. Come rappresentato graficamente in Figura 59, la soluzione migliore risulta essere l'utilizzo contemporaneo del Blocco Solare da 28 pannelli e della PdC a gas GAHP-A, in cui la seconda tecnologia è utilizzata solo come integrazione alla prima. Questa, pur avendo un tempo di rientro di circa 4 anni e mezzo, è ottima dal punto di vista ambientale. D'altro canto, l'alternativa peggiore al sistema attuale è l'installazione di un microgeneratore di piccola taglia (Vitobloc EM-6 o EM-9).

Tabella 36 Punteggio attribuito a ciascuna tecnologia per le tre categorie considerate: energetica, ambientale, economica

	SPB	Etot	CO2	SBP	Etot	CO2	Punteggio tot
	anni	tep	t	/	/	/	/
Caldaia tradizionale	2,66	32,22	83,11	0,76	10,00	9,40	20,15
Caldaia a Condensazione	3,06	26,04	67,08	1,39	5,54	5,52	12,45
REC2 30 G	6,63	23,01	66,64	6,95	3,35	5,42	15,72
REC2 20 G	6,34	24,50	69,06	6,51	4,42	6,00	16,93
Vitobloc EM-9/20	7,93	29,59	79,86	9,00	8,11	8,61	25,71
Vitobloc EM-6/15	8,58	32,17	85,60	10,00	9,96	10,00	29,96
K18 Simplygas	2,20	31,14	80,15	0,04	9,22	8,68	17,94
GAHP-A	2,17	25,49	65,41	0,00	5,14	5,12	10,26
K18 Simplygas + REC2 20G	7,05	22,28	63,34	7,62	2,82	4,62	15,06
Cog REC 20G + PdC elettrica	6,92	22,78	63,66	7,40	3,18	4,70	15,28
Solar Block 28	3,68	22,99	57,14	2,35	3,33	3,12	8,80
Solar Block 40	4,52	21,45	52,44	3,66	2,22	1,98	7,86
SB28 + K18	4,52	20,63	50,80	3,66	1,63	1,59	6,88
SB28 + GAHP-A	4,55	18,59	45,45	3,71	0,15	0,30	4,16
SB 40 +K18	5,54	19,78	47,88	5,26	1,01	0,88	7,15
SB 40 +GAHP-A	5,68	18,38	44,22	5,47	0,00	0,00	5,47
K18 Simplygas + Solar Block 28	4,13	21,34	53,44	3,05	2,14	2,23	7,41
GAHP-A + Solar Block 40	4,78	19,85	49,78	4,07	1,07	1,34	6,48

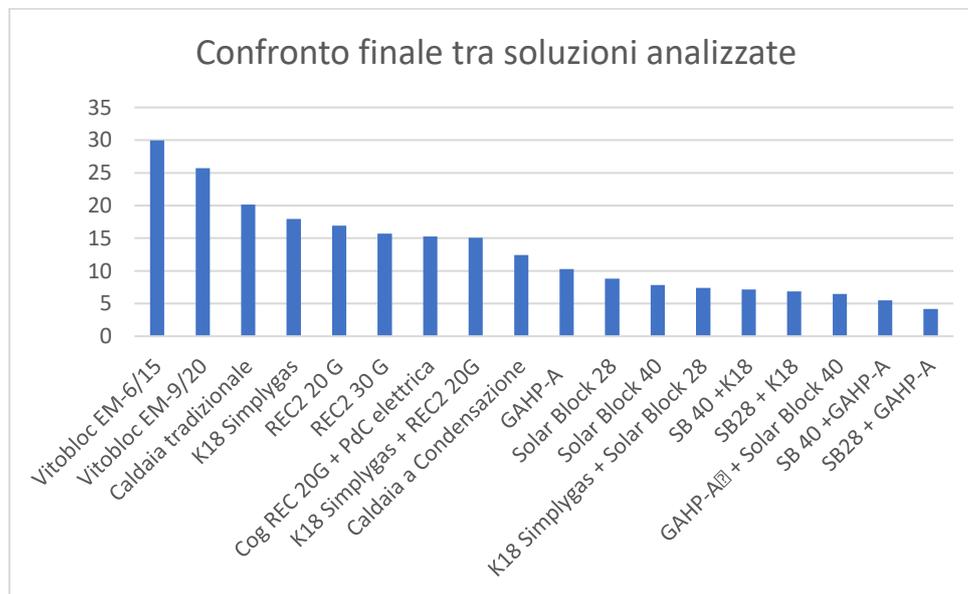


Figura 59 Soluzioni analizzate in ordine decrescente per punteggio finale

Volendo fare una considerazione con una prospettiva più ampia, senza limitarsi all'analisi della sola stazione REMI di Litta Parodi, dato che la maggior parte delle cabine REMI in Italia si basa su tecnologie obsolete e poco efficienti, sarebbe interessante valutare l'entità del risparmio energetico in questo settore a livello nazionale. La cabina di Litta Parodi è attraversata ogni anno da 18489227 Sm³ di gas naturale; installando la soluzione ottimale

precedentemente studiata (SB28 più GAHP-A), è possibile ottenere una riduzione di circa 20,86 tep di energia primaria e 56,32 t di CO₂. In Italia nel 2016 sono stati consumati 70,88 miliardi di metri cubi, di cui il 75,6% per il settore industriale, residenziale e terziario, dunque 53,58 miliardi di metri cubi hanno attraversato questo tipo di impianto; non si è considerato il gas utilizzato per gli impianti termoelettrici ed autotrazione. Facendo una semplice proporzione, a livello nazionale si potrebbe ottenere un risparmio di 60,5 ktep di energia primaria e $1,6 \cdot 10^5$ t di CO₂.

Una soluzione ancora più interessante potrebbe essere quella di installare un turboespansore, sostituendo quindi la semplice laminazione con una tecnologia in grado di generare potenza meccanica quando attraversata dal gas naturale. Questa richiede però una maggiore quantità di energia termica da fornire nel preriscaldamento, inoltre, data la curva di carico della stazione, non vi è un regolare flusso di gas, il quale varia continuamente durante l'arco della giornata. Questo implica che il turboespansore dovrebbe essere o sottodimensionato in modo da lavorare più ore possibili, oppure fatto funzionare solamente nelle ore invernali quando vi è richiesta di grandi portate di gas naturale, riducendo così le ore di funzionamento. I problemi appena discussi rendono l'installazione del turboespansore in questa stazione REMI una soluzione sconsigliata dal punto di vista economico.

In conclusione, dopo aver fornito un quadro sufficientemente completo riguardo allo stato attuale delle stazioni REMI e alle prospettive dell'efficienza energetica collegata all'ambito ambientale ed economico, attraverso le analisi eseguite è stato dimostrato quanto sia importante investire sulla riqualificazione energetica in questo punto della filiera del gas. Pur non essendo stato analizzato, vi è anche un ulteriore aspetto collegato all'aumento dell'efficienza delle stazioni di riduzione del gas: quello economico che riguarda gli utenti finali. Infatti, riducendo gli sprechi e gli usi energetici si potrebbe avere il beneficio della riduzione del costo finale del vettore energetico, andando così a diminuire progressivamente il gap rispetto al resto dell'Europa. Si ritiene dunque, che l'efficientamento energetico, non solo applicato al caso studiato in questo elaborato, ma da un punto di vista globale, sia una soluzione indispensabile affinché si riescano a raggiungere gli obiettivi previsti per il 2030 e, con prospettive più ampie, a rendere il continuo progresso, non un aspetto negativo, ma più sostenibile per l'ambiente.

Risulta essenziale il ruolo delle istituzioni, le quali hanno il compito di informare i singoli cittadini e le aziende riguardo alle modalità di attuazione e ai benefici ottenibili dall'efficienza energetica, tenendo presente, però, che essa non deve basarsi solo su motivazioni economiche ma, soprattutto, ambientali. Dunque, per poter migliorare la situazione attuale sono richiesti dei cambiamenti, non solo del sistema energetico nazionale, ma, prima di tutto, nel modo di pensare delle persone.

Bibliografia

- [1] Montini B., 2018, Earth Overshoot Day: dal 1 agosto abbiamo finito le risorse della Terra, Corriere della Sera
- [2] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, 2017, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, consultabile online su https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/17/RAVolumeI_2017.pdf
- [3] Snam Rete Gas, Codice di rete, consultabile online su http://www.snam.it/opencms/handle404?exporturi=/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/Codice_di_rete/05_Archivio_CdR/2012/33.Codice_di_Rete_RevXXXIII.pdf
- [4] Snam Rete Gas, 2015, Certificato di taratura LAT 155 2486 – Certificate of Calibration.
- [5] Snam Rete Gas, 2018, PCS e abbinamento REMI/AOP nei punti di riconsegna, consultabile online su <http://misura.snam.it/portmis/coortecDatiQualitaController.do?menuSelected=4200>
- [6] National Institute of Standards and Technology, Thermophysical Properties of Fluid System, consultabile online su <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
- [7] Immagine tratta dal sito <http://www.tecnoenergielaspeziasrl.com/cogenerazione/cogenerazione/>
- [8] Immagini tratte dal sito <https://www.intergen.it/cogenerazione-come-funziona-quali-vantaggi/>
- [9] Gestore Servizi Energetici, 2018, Cogenerazione ad Altro Rendimento CAR
- [10] Immagini tratte dal sito https://www.robur.it/area_tecnica/dossier_tecnici/tecnologia_dell_assorbimento_pompe_calor_e/pompe_di_calore_a_confronto_principi_base
- [11] Robur coscienza ecologica, Calcolo dell'energia rinnovabile per le pompe di calore, consultabile online su https://www.robur.it/area_tecnica/dossier_tecnici/approfondimenti_tecnici/calcolo_energia_rinnovabile_per_le_pompe_di_calore
- [12] Energie energia solare termodinamica, Solar Block Performance Curves
- [13] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio del Mare, 2017, Strategia Energetica Nazionale 2017
- [14] International Organization for Standardization, GHG schemes addressing climate change How ISO standards help
- [15] Regione Piemonte, Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili,
- [16] Energie energia solare termodinamica, Solar Panel Layout