

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

MICRO-COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO NELLE RESIDENZE SANITARIE ASSISTITE: QUADRO LEGISLATIVO, STATO DELL'ARTE TECNOLOGICO E SIMULAZIONE DEI RISPARMI CONSEGUIBILI A PARTIRE DA CURVE DI CARICO REALI

Relatore: Prof.ssa Ing. Anna Stoppato

Laureando: Francesco Michellini

Anno Accademico: 2017-2018

“La scienza, senza applicazione, rimane filosofia”

Sommario

Capitolo 1: Introduzione alla cogenerazione	7
1.1: Concetti generali	7
1.2: <i>Excursus</i> normativo	9
1.2.1: Direttiva 96/92/CE	9
1.2.2: Delibera 42/02 AEEG	9
1.2.3: Direttiva 2004/8/CE.....	10
1.2.4: Direttiva 2006/32/CE.....	10
1.2.5: DM 05/09/2011	11
1.2.6: Direttiva 27/2012/UE	20
1.3: Cogenerazione ad alto rendimento.....	22
1.3.1: Incentivi e loro cumulabilità.....	22
1.3.2: Procedure per il riconoscimento	26
1.3.3: Decreto 16/03/2017.....	26
1.4: Sistemi semplici di produzione e consumo	28
1.4.1: Tipologie	28
1.4.2: Decreto-legge n. 244/16	30
1.5: Connessioni in bassa e media tensione	31
1.5.1: Riferimenti normativi	31
1.5.2: Livello di tensione	31
1.5.3: Modalità e condizioni contrattuali.....	32
1.5.4: Richiesta di connessione.....	33
1.5.5: Modalità procedurali per la realizzazione	34
1.5.6: Condizioni economiche e tecniche	37
1.6: Prospetto conclusivo	39
Capitolo 2: Tecnologie per la cogenerazione	41
2.1: Quadro generale	41
2.2: Motori a combustione interna.....	43
2.2.1: Ciclo Otto	43
2.2.2: Ciclo Diesel	45
2.2.3: Bilancio energetico.....	47
2.2.4: Andamento delle prestazioni	49
2.2.5: Ordine di grandezza dei costi	51

2.3: Motori a combustione esterna	53
2.3.1: Ciclo Stirling.....	54
2.3.2: Bilancio energetico.....	56
2.3.3: Andamento delle prestazioni	57
2.3.4: Ordine di grandezza dei costi	58
2.4: Microturbine a gas	59
2.4.1: Ciclo Brayton-Joule.....	60
2.4.2: Bilancio energetico.....	62
2.4.3: Andamento delle prestazioni	64
2.4.4: Ordine di grandezza dei costi	67
2.5: Celle a combustibile.....	68
2.5.1: Principi di funzionamento.....	69
2.5.2: Filiere tecnologiche	74
2.5.3: Bilancio energetico.....	77
2.5.4: Andamento delle prestazioni	79
2.5.5: Ordine di grandezza dei costi	81
2.6: Prospetto conclusivo	85
Capitolo 3: Studio della cogenerazione nelle RSA	87
3.1: Attività preliminare	87
3.1.1: Normative e tecnologia	87
3.1.2: Anagrafica e statistica.....	89
3.2: Applicativo <i>software</i>	93
3.2.1: Acquisizione dei dati.....	95
3.2.2: Curve di durata.....	99
3.2.3: Simulazione	100
3.2.4: Affidabilità dei risultati	106
Capitolo 4: Risultati delle simulazioni	107
4.1: Legenda.....	107
4.2: Fondazione De Lozzo Da Dalto	108
4.2.1: Motore a combustione interna	109
4.2.2: Microturbina a gas	112
4.2.3: Cella a combustibile	115
4.3: RSA n.05	118
4.3.1: Motore a combustione interna	119
4.3.2: Microturbina a gas	122

4.3.3: Cella a combustibile	125
4.4: Casa Amica	128
4.4.1: Motore a combustione interna	129
4.4.2: Microturbina a gas	132
4.4.3: Cella a combustibile	135
4.5: Casa Fenzi.....	138
4.5.1: Motore a combustione interna	139
4.5.2: Microturbina a gas	142
4.5.3: Cella a combustibile	145
4.6: Casa Giovanna De Rossi	148
4.6.1: Motore a combustione interna	149
4.6.2: Microturbina a gas	152
4.6.3: Cella a combustibile	155
4.7: Centro Atlantis.....	158
4.7.1: Motore a combustione interna	159
4.7.2: Microturbina a gas	162
4.7.3: Cella a combustibile	165
4.8: Istituto Botteselle.....	168
4.8.1: Motore a combustione interna	169
4.8.2: Microturbina a gas	172
4.8.3: Cella a combustibile	175
4.9: Opera Immacolata di Lourdes	178
4.9.1: Motore a combustione interna	179
4.9.2: Microturbina a gas	182
4.9.3: Cella a combustibile	185
4.10: Interpretazione	188
Capitolo 5: Conclusioni.....	193
Capitolo 6: Bibliografia.....	195
6.1: Riferimenti Capitolo 1.....	195
6.2: Riferimenti Capitolo 2.....	196
6.3: Riferimenti Capitolo 3.....	197
Ringraziamenti.....	199

Il presente elaborato vuole porsi come una guida alla cogenerazione, avente finalità di illustrarne il contesto, il principio e le applicazioni, culminando infine con uno studio pratico condotto presso alcune Residenze Sanitarie Assistite (RSA). Tali sono infatti le due anime dell'opera: una dissertazione sull'*excursus* legislativo, sul panorama normativo e sugli aspetti tecnologici, seguita dalla simulazione dei risparmi che otto RSA avrebbero effettivamente conseguito se avessero adottato una macchina cogenerativa.

La raccolta di informazioni è stata prevalentemente a carattere bibliografico per quanto riguarda l'aspetto teorico sui temi legislativi, normativi e tecnologici: sono stati consultati alcuni volumi sulla cogenerazione, oltre alle librerie elettroniche della Gazzetta Ufficiale, dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI, dal 1 gennaio 2018 chiamata Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, ARERA) e dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA); ci si è poi rivolti direttamente ai fornitori per reperire i costi delle tecnologie analizzate. Per quanto riguarda invece l'aspetto pratico, la raccolta di informazioni sulle RSA è avvenuta durante dei sopralluoghi presso le strutture, in cui è stato redatto un breve inventario sui generatori di calore presenti; sono stati inoltre richiesti alle RSA e ai Distributori rispettivamente le bollette e i dati di prelievo di energia elettrica e gas naturale degli anni 2016 e 2017.

La simulazione è stata effettuata attraverso un applicativo *software* originale, scritto in linguaggio *Visual Basic for Applications* (VBA). Il programma individua la taglia che massimizza il Valore Attuale Netto (VAN) del cogeneratore per ciascuna delle tecnologie analizzate, distinguendo tra il dimensionamento effettuato inseguendo il carico termico e quello effettuato inseguendo il carico elettrico: come si vedrà, si è riscontrata la tendenza a preferire l'autoconsumo elettrico anche a scapito di una dissipazione termica. La simulazione si basa su dati reali, sia dei fabbisogni energetici delle RSA, sia delle tecnologie cogenerative, sia dei relativi costi associati: ricalca pertanto quello che sarebbe stato il reale funzionamento di una macchina cogenerativa nell'anno analizzato.

Capitolo 1: Introduzione alla cogenerazione

1.1: Concetti generali

Il DECRETO LEGISLATIVO 79/99, al comma 8 dell'articolo 2, dichiara che la "Cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate".

Tale definizione sintetizza nel linguaggio giuridico l'ambizione tecnica e l'obiettivo ambientale: dal punto di vista ingegneristico, la cogenerazione rappresenta l'eterna sfida della massimizzazione del rendimento globale, la cui luce più nobile si riflette nella tutela dell'ambiente, attraverso il risparmio di energia e quindi la riduzione degli inquinanti emessi. Produrre in modo combinato energia elettrica e calore, infatti, permette in generale di sfruttare al meglio il contenuto exergetico del combustibile, utilizzando il calore ad alta temperatura per generare energia elettrica, ed impiegando invece il calore a bassa temperatura, che in normali condizioni sarebbe rigettato all'ambiente, per un uso termico, nel riscaldamento di acqua o aria. La Figura 1 rappresenta lo schema concettuale di produzione di energia elettrica e termica attraverso due unità separate, impianto termoelettrico tradizionale e caldaia: assumendo di dover produrre 100 unità di energia elettrica e termica, assumendo che la prima sia prodotta dal parco termoelettrico nazionale con un rendimento medio pari a 0.5 e assumendo che la seconda sia prodotta tramite caldaia a condensazione con rendimento pari a 1, si ottiene che il combustibile primario di cui si deve disporre è pari a 300 unità.

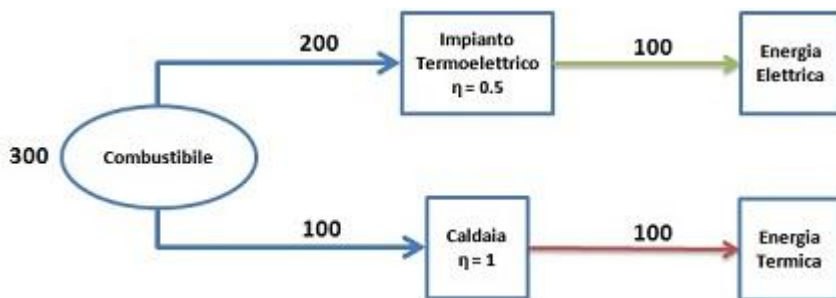


Figura 1 - Schema di produzione tradizionale di energia elettrica e termica: impianto termoelettrico e caldaia

Nel comma 1, articolo 2 della DELIBERA EEN 3/08 si stabilisce che il fattore di conversione tra energia termica ed energia elettrica è pari a $1870 \text{ kcal}_{th}/\text{kWh}_{el}$, da cui discende un rendimento medio per il parco termoelettrico italiano pari a 0.46:

$$1870 \frac{\text{kcal}_{th}}{\text{kWh}_{el}} = 7824 \frac{\text{kJ}_{th}}{\text{kWh}_{el}} = 2.17 \frac{\text{kWh}_{th}}{\text{kWh}_{el}} \implies \eta = \frac{1}{2.17} \frac{\text{kWh}_{el}}{\text{kWh}_{th}} = 0.46 \quad \text{Eq. 1}$$

Il valore pari a 0.5 è stato tuttavia volutamente preso superiore a 0.46 per tenere conto anche della presenza di impianti a gas combinati di grossa taglia, il cui rendimento si attesta intorno a 0.58.

La Figura 2 rappresenta invece lo schema concettuale di produzione di energia elettrica e termica attraverso una singola unità cogenerativa: sempre nell'ipotesi di dover produrre 100 unità di energia elettrica e termica, ma di ottenere entrambe attraverso una macchina avente rendimento pari a 0.4 (inferiore a quello assunto in precedenza per considerare l'impossibilità di sfruttare appieno tutta l'energia

del combustibile per la produzione di energia elettrica, dovendone riservare una parte anche all'utilizzo termico), si ottiene che il combustibile primario di cui si deve disporre è pari a 250 unità.

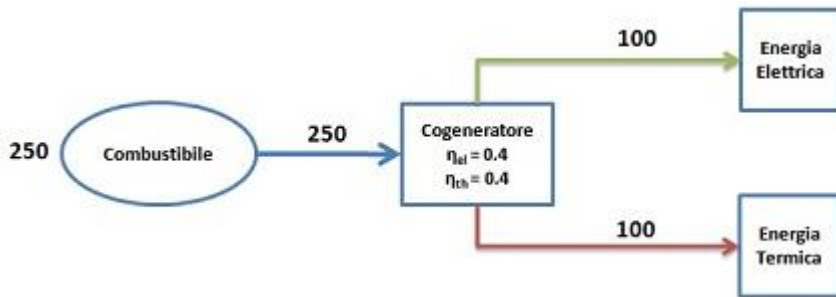


Figura 2 - Schema di produzione combinata di energia elettrica e termica: impianto cogenerativo

Nel calcolo sopra riportato il risparmio di combustibile primario è del 16% e, per quanto semplificato (si assume per esempio che energia elettrica e termica siano richieste in quantità identiche, trascurando quindi tutta la problematica dell'integrazione o della gestione delle eccedenze), tale valore rappresenta comunque un traguardo ragguardevole.

La cogenerazione cui questo elaborato fa riferimento non è quella dei grandi impianti cogenerativi per la produzione di energia elettrica, che coprono circa il 30% di tutta la generazione elettrica da combustibili fossili italiana, né quella degli ambienti industriali, in cui il calore cogenerato alimenta reti interne per la distribuzione di vapore, né quella delle reti di teleriscaldamento urbane: l'analisi è focalizzata piuttosto su una cogenerazione di taglia assai più modesta, raramente superiore a 100 kW_{el} , che potrebbe interessare i settori del terziario, in particolare gli ospedali, i centri commerciali, i grandi alberghi, i *campus* universitari e i centri sportivi, nonché il settore residenziale. Quest'ultimo per altro presenta grandi potenzialità, se si ipotizza un'utopistica e progressiva sostituzione delle caldaie domestiche a gas naturale con macchine che abbiano le medesime prestazioni termiche, sicurezza, semplicità di installazione e facilità d'uso, ma che siano anche in grado di coprodurre energia elettrica: in tal modo si contribuirebbe alla razionalizzazione dell'impiego dei combustibili fossili su vasta scala, ottenendo dei risultati altrettanto significativi a un intervento sulle centrali di produzione di energia elettrica.

Durante l'esposizione del presente capitolo, pertanto, se da un lato si affronterà in modo del tutto generale il discorso introduttivo riguardo la cogenerazione, dall'altro si cercherà leggerlo nell'ottica di una sua applicazione nel settore terziario, e in particolare nella realtà delle Residenze Sanitarie Assistite (RSA), tenendo conto delle loro caratteristiche e delle loro esigenze.

1.2: Excursus normativo

La legislazione riguardante la cogenerazione ad alto rendimento si è sviluppata nell'ambito delle iniziative per l'incremento dell'efficienza energetica, che negli anni ha ricoperto un ruolo sempre più importante nel panorama normativo vista la crescente consapevolezza sulle tematiche ambientali e sulla necessità di razionalizzare l'utilizzo di energia primaria. L'*excursus* è lungo, caratterizzato da molteplici direttive e decreti, alcuni dei quali sintetizzati di seguito; per un loro studio approfondito si rimanda ai testi integrali che, nella versione digitale del presente elaborato, sono resi disponibili attraverso dei collegamenti ipertestuali aventi come riferimento il nome del provvedimento stesso, e trascritti in carattere tipografico MAIUSCOLETTA. Tutti i siti internet risultano attivi al 20 marzo 2018.

1.2.1: Direttiva 96/92/CE

La DIRETTIVA 19 DICEMBRE 1996, N. 92 del Parlamento Europeo stabilisce le norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica, nonché le norme organizzative per l'accesso al mercato e i criteri da applicare ai bandi di gara, al rilascio delle autorizzazioni e alla gestione delle reti.

In Italia tale direttiva è stata recepita dal già citato DECRETO LEGISLATIVO 79/99, anche noto con il nome di Decreto Bersani, che ha di fatto liberalizzato il settore elettrico.

1.2.2: Delibera 42/02 AEEG

Il Decreto Bersani è stato ampliato e integrato dalla DELIBERAZIONE 19 MARZO 2002, N. 42 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), che stabilisce le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione: in tale delibera ne viene quindi ripresa la definizione, ed in particolare si presenta in modo più esaustivo il concetto di *impianto per la produzione combinata di energia elettrica e calore*, descrivendolo come *“un sistema integrato che converte l'energia primaria di una qualsivoglia fonte di energia nella produzione congiunta di energia elettrica e di energia termica (calore), entrambe considerate effetti utili, conseguendo, in generale, un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica. [...] . La produzione di energia meccanica o elettrica e di calore deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso, implicando un legame tecnico e di mutua dipendenza tra produzione elettrica e utilizzo in forma utile del calore, anche attraverso sistemi di accumulo. Il calore generato viene trasferito all'utilizzazione, in forme diverse, tra cui vapore, acqua calda, aria calda, e può essere destinata a usi civili di riscaldamento, raffrescamento o raffreddamento o a usi industriali in diversi processi produttivi”*.

Sempre nella DELIBERA N. 42/02 viene introdotto l'Indice di Risparmio Energetico (IRE), che è il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta proprio dalla loro produzione separata, e il Limite Termico (LT), che è il rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta e la somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte; tali parametri, affinché il sistema possa essere riconosciuto come cogenerativo, non devono essere inferiori a valori ben precisi, il cui calcolo è definito dalla delibera (commi 2.2 e 2.3 dell'articolo 2).

1.2.3: Direttiva 2004/8/CE

La DIRETTIVA 11 FEBBRAIO 2004, N. 8 del Parlamento Europeo promuove la cogenerazione, individuando in essa una strategia di prioritaria importanza nel miglioramento dell'efficienza energetica; nella Direttiva compare per la prima volta il concetto di "cogenerazione ad alto rendimento", definita in base al risparmio energetico della produzione combinata rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore: in particolare, la cogenerazione ad alto rendimento si raggiunge quando tale risparmio è superiore al 10%. Inoltre, viene sottolineato come il calore debba essere utile, quindi prodotto per soddisfare una domanda economicamente giustificata, tale cioè che, in mancanza di cogenerazione, avrebbe comunque dovuto essere soddisfatta a condizioni di mercato tramite processi diversi dalla cogenerazione stessa.

Di fondamentale importanza sono i tre allegati alla Direttiva: nel primo si dichiarano le tecnologie cogenerative oggetto del provvedimento, nel secondo si riporta il calcolo dell'energia elettrica di cogenerazione, nel terzo si mostra il metodo per determinare il rendimento del processo cogenerativo e si introduce per la prima volta il parametro *Primary Energy Saving* (PES). Una disamina approfondita del contenuto dei tre allegati sarà affrontata nei paragrafi 1.2.5-2 e 1.2.5-3, in quanto viene ripreso da decreti successivi (più specificatamente, dal DECRETO MINISTERIALE 4 AGOSTO 2011, a sua volta ripreso in modo integrale dal più recente DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011).

In Italia, la DIRETTIVA 2004/8/CE è stata recepita con il DECRETO LEGISLATIVO 20/07.

1.2.4: Direttiva 2006/32/CE

Nella DIRETTIVA 5 APRILE 2006, N. 32 del Parlamento Europeo si prende consapevolezza del ruolo centrale del miglioramento dell'efficienza negli usi finali di energia, del risparmio energetico e quindi del sistema atto alla loro incentivazione, introducendo il concetto di certificato bianco, di servizio energetico, di società di servizi energetici (ESCO) e di Piano d'Azione nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE).

Il provvedimento è accompagnato da cinque allegati che trattano, nell'ordine:

- I. il metodo per calcolare l'obiettivo nazionale indicativo per il risparmio energetico, che si attesta pari al 9% dell'ammontare medio annuo della quantità di energia distribuita o venduta ai clienti finali durante i cinque anni precedenti all'entrata in vigore della direttiva. Tale risparmio viene misurato dopo il nono anno di applicazione del provvedimento ed è espresso in GWh o in misura equivalente;
- II. il tenore di energia di alcuni combustibili per il consumo finale, espressi in kJ, kgep e kWh;
- III. un elenco dei possibili interventi di risparmio energetico nel settore abitativo, terziario, industriale e dei trasporti, oltre che strategie intersettoriali o di tipo orizzontale (ad esempio l'introduzione di una tassa che spinga verso il risparmio energetico);
- IV. la misura dei risparmi energetici conseguiti, ripartiti in metodi di calcolo di tipo:
 - a. *top-down*, che parte dal livello nazionale di risparmio energetico e fornisce un'indicazione sul miglioramento totale dell'efficienza, senza però scendere nel dettaglio o indicare rapporti di causa ed effetto tra strategie attuate e risparmio conseguito. È tuttavia un metodo rapido, semplice e poco costoso, vantaggi che ne stimolano l'adozione;
 - b. *bottom-up* che, al contrario, parte dalle singole strategie attuate e dal risparmio conseguito, sommandole tra loro per ottenere il miglioramento dell'efficienza globale, espresso in kWh, kJ o kgep. Tale metodo è più preciso e rappresentativo, ma anche più costoso in quanto richiede informazioni dettagliate, che necessitano di tempo per essere elaborate.

- V. un elenco dei mercati di trasformazione energetica per cui è possibile definire parametri di riferimento, tra cui il mercato degli elettrodomestici, della tecnologia di riscaldamento nelle abitazioni, dei forni industriali, dei sistemi di trasmissione a motore dell'industria, dei soggetti del settore pubblico, dei servizi di trasporto. Inoltre, il quinto allegato contiene un elenco degli obblighi che il settore pubblico deve rispettare nel campo dell'efficienza energetica.

In Italia, la DIRETTIVA 2006/32/CE è stata recepita con il DECRETO LEGISLATIVO 115/08; esso è accompagnato da tre allegati i quali, nell'ordine:

- I. riprendono la tabella del tenore di energia di alcuni combustibili per il consumo finale (allegato II della DIRETTIVA 2006/32/CE);
- II. definiscono il contratto di servizio energia, che disciplina l'erogazione di beni e servizi necessari alla gestione ottimale del miglioramento del processo di trasformazione e utilizzo dell'energia;
- III. stabiliscono le metodologie di calcolo e che requisiti deve avere la figura professionale che redige una diagnosi energetica e una certificazione energetica degli edifici.

1.2.5: DM 05/09/2011

L'*excursus* normativo sulla cogenerazione culmina con il DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011, che è il testo di riferimento per il regime di sostegno economico a favore della cogenerazione ad alto rendimento. Tale decreto riprende integralmente gli allegati al DECRETO MINISTERIALE 4 AGOSTO 2011 (non trattato in questa sede proprio perché il suo contenuto è riportato per intero nel decreto in oggetto), che a sua volta sostituiva e integrava gli allegati della DIRETTIVA 2004/8/CE e si basava sul DECRETO LEGISLATIVO 20/07; inoltre, il DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 amplia le tematiche affrontate dal DECRETO LEGISLATIVO 115/08, stabilendo ad esempio numero e modalità di calcolo dei certificati bianchi. Per la sua importanza, al decreto in oggetto hanno fatto seguito svariati manuali che ne esemplificano l'impiego; vengono segnalate le *UNEE GUIDA PER L'APPLICAZIONE* del Ministero dello Sviluppo Economico, pubblicate nel marzo del 2012 e aggiornate nel marzo del 2018, in cui si riportano tra l'altro numerosi esempi di calcolo per unità di cogenerazione in ambito industriale. Proprio per il carattere prevalentemente civile di questa analisi, non si ritiene appropriata una loro disamina approfondita.

1.2.5-1: Certificati bianchi

Il regime di sostegno alla cogenerazione si declina nel rilascio dei certificati bianchi, definiti come Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che attestano un risparmio di energia grazie al miglioramento dell'efficienza. In particolare, l'articolo 4 stabilisce che le unità di cogenerazione hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), a rilasciare un numero di certificati bianchi calcolato come:

$$CB = RISP * 0.086 * K \quad \text{Eq. 2}$$

in cui:

- *CB* è il numero riconosciuto di certificati bianchi;
- *RISP* è il risparmio di energia primaria conseguito (MWh), calcolato come:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{E,RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{T,RIF}} - F_{CHP} \quad \text{Eq. 3}$$

in cui:

- E_{CHP} è l'energia elettrica prodotta in cogenerazione (MWh);
- H_{CHP} è l'energia termica utile prodotta in cogenerazione (MWh);
- $\eta_{E,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco italiano di produzione elettrica considerato, in prima istanza, pari a 0.46 come esposto al paragrafo 1.1 e corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quota di energia autoconsumata e della qualità di energia immessa in rete;
- $\eta_{T,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale degli impianti di produzione termica assunto, in prima istanza, pari a 0.82 qualora si avesse utilizzo diretto dei gas di scarico e pari a 0.90 qualora si producesse vapore o acqua calda: in quest'ultimo caso è previsto un valore maggiore perché si considerano il vapore e l'acqua calda meno pregiati dei gas di scarico, e quindi la produzione di questi ultimi deve avvenire con dissipazioni minori (si noti che, essendo al denominatore di una quantità positiva, un rendimento di riferimento minore comporta un risparmio maggiore);
- F_{CHP} è l'energia primaria del combustibile richiesta dal sistema cogenerativo (MWh).

Si noti che i rapporti $E_{CHP}/\eta_{E,RIF}$ e $H_{CHP}/\eta_{T,RIF}$ rappresentano, rispettivamente, l'energia primaria del combustibile che sarebbe richiesta in un impianto di produzione di energia elettrica e in un impianto di produzione di energia termica tradizionali e separati per produrre le stesse quantità di energia prodotte dall'unità cogenerativa: sottrarre a tali rapporti l'energia primaria del combustibile richiesta dall'unità di cogenerazione (F_{CHP}) identifica quindi un risparmio. Il calcolo di E_{CHP} , H_{CHP} e F_{CHP} sarà esposto nel paragrafo 1.2.5-3, mentre quello di $\eta_{E,RIF}$ e $\eta_{T,RIF}$ sarà affrontato nei paragrafi da 1.2.5-5 a 1.2.5-8.

- K è un coefficiente di armonizzazione, i cui valori sono riportati nella Tabella 1:

Valore di K	Potenza [MW _{el}]
1.4	< 1
1.3	1 – 10
1.2	10 – 80
1.1	80 – 100
1.0	> 100
1.0	Per rifacimenti, indipendentemente dalla potenza installata

Tabella 1 - Valori di K nel calcolo dei certificati bianchi

La Tabella 2 riporta i periodi per i quali sono riconosciuti i certificati bianchi. Si sottolinea come in tali periodi siano inclusi, senza alcun diritto a recupero o proroghe, anche gli anni in cui l'unità di cogenerazione non rispetta le condizioni per essere considerata "ad alto rendimento", che sono state anticipate al paragrafo 1.2.3 e saranno approfondite nel paragrafo 1.2.5-4.

Periodo	Tipologia di unità di cogenerazione
10 anni solari a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo all'entrata in servizio	Entrate in esercizio come nuove unità oppure come rifacimento di unità esistenti a decorrere dal 7 marzo 2007
15 anni solari a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo all'entrata in servizio	Entrate in esercizio come nuove unità oppure come rifacimento di unità esistenti a decorrere dal 7 marzo 2007 e abbinate a reti di teleriscaldamento, qualora l'intervento comprendesse anche la rete

Tabella 2 - Periodi per i quali sono riconosciuti i certificati bianchi

I certificati bianchi possono essere oggetto di scambio e contrattazione in una apposita sede organizzata nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico, conformemente alle disposizioni del DECRETO MINISTERIALE 20 LUGLIO 2004, al fine di assolvere alla quota d'obbligo delle imprese distributrici di energia elettrica e gas con più di 50 000 clienti finali (i cosiddetti "soggetti obbligati"); viceversa, i medesimi soggetti obbligati possono utilizzare i propri certificati bianchi per assolvere alla propria quota d'obbligo.

In alternativa, il proprietario di una unità di cogenerazione, definito operatore, può richiedere al GSE il ritiro dei certificati bianchi cui ha diritto ad un prezzo stabilito in attuazione dell'articolo 6, comma 1 del DECRETO MINISTERIALE 21 DICEMBRE 2007: in tal caso, i certificati bianchi non possono essere oggetto di successive contrattazioni tra i soggetti obbligati ed il GSE. Quest'ultimo trattiene una quota non superiore all'1% del prezzo complessivo del ritiro a titolo di rimborso per le spese di istruttoria.

1.2.5-2: Allegato I - Tecnologie di cogenerazione

Il primo allegato riporta l'elenco delle tecnologie di cogenerazione previste dal decreto. Esse sono:

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
- b) Turbina a vapore a contropressione;
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- d) Turbina a gas con recupero di calore;
- e) Motore a combustione interna;
- f) Microturbine;
- g) Motori Stirling;
- h) Pile a combustibile;
- i) Motori a vapore;
- j) Cicli Rankine a fluido organico (ORC);
- k) Ogni altro tipo di tecnologia e combinazione di tecnologie che consenta *"la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica"*, come previsto dall'articolo 2, lettera a) del DECRETO LEGISLATIVO 20/07.

1.2.5-3: Allegato II – Calcolo della produzione da cogenerazione

Si segnala che nella presente e nella successiva esposizione è stata adottata una notazione diversa da quella dell'allegato II, per coerenza con quella del corpo del DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 e nell'ottica di una più immediata comprensione. Sono inoltre esplicitate, al fine di garantire fluidità e trasparenza al ragionamento, formule che il decreto lascia implicite.

Il secondo allegato introduce la problematica di distinguere tra energia elettrica e calore prodotti e non prodotti in regime cogenerativo; per individuarli, è anzitutto necessario ricavare il rendimento globale della unità di cogenerazione (η_G), calcolato come:

$$\eta_G = \frac{E_{tot} + H_{CHP}}{F_{tot}} \quad \text{Eq. 4}$$

in cui, rimandando alle definizioni del paragrafo 1.2.5-1:

- E_{tot} è l'energia elettrica totale, somma dell'energia elettrica cogenerata (E_{CHP}) e di quella non cogenerata (E). Quest'ultima è l'energia elettrica prodotta da una unità di cogenerazione in un periodo in cui non produce anche calore utile;
- H_{CHP} è l'energia termica utile, ad esempio calore utilizzato in processi industriali, calore utilizzato nel riscaldamento o raffrescamento di ambienti, gas di scarico di un processo cogenerativo utilizzati per essiccare. Non è considerata energia termica utile tutto il calore che viene disperso senza impiego, ad esempio nei camini o nei tubi di scappamento, nei condensatori, etc. Il calore esportato verso un altro sito e ivi utilizzato per produrre energia elettrica non è considerato energia termica utile;
- F_{tot} è l'energia del combustibile, calcolata in base al suo potere calorifico inferiore, che l'unità di cogenerazione impiega per generare energia elettrica (cogenerata e non cogenerata) e calore utile.

Il calcolo del rendimento globale deve basarsi su valori di esercizio, misurati durante un periodo di riferimento pari a un anno solare; soltanto per la microcogenerazione, è consentito sostituire la misura precisa del calore utile con una sua stima, basata sui dati di potenza certificati dal costruttore e sul numero di ore di funzionamento equivalenti dell'unità durante il periodo di riferimento.

Se il rendimento globale è pari o superiore all'80% per unità con turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore o per unità con turbine di condensazione a estrazione di vapore, oppure è pari o superiore al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione, il valore misurato della produzione di energia elettrica, ed il conseguente impiego di energia di alimentazione, possono essere considerati interamente cogenerativi, quindi:

$$E_{tot} = E_{CHP} \quad \text{Eq. 5}$$

$$F_{tot} = F_{CHP} \quad \text{Eq. 6}$$

Se invece il rendimento globale è inferiore alla soglia dell'80% o del 75% per le rispettive tecnologie, l'unità di cogenerazione deve essere suddivisa in due sezioni virtuali come rappresentato nella Figura 3: una sezione è cogenerativa e produce l'intero calore utile, mentre l'altra è non cogenerativa e produce soltanto la quota E dell'energia elettrica totale. Si noti, a tal proposito, che il calore utile H_{CHP} è per definizione sempre prodotto in regime cogenerativo (non ha infatti senso parlare di calore utile "non cogenerativo").

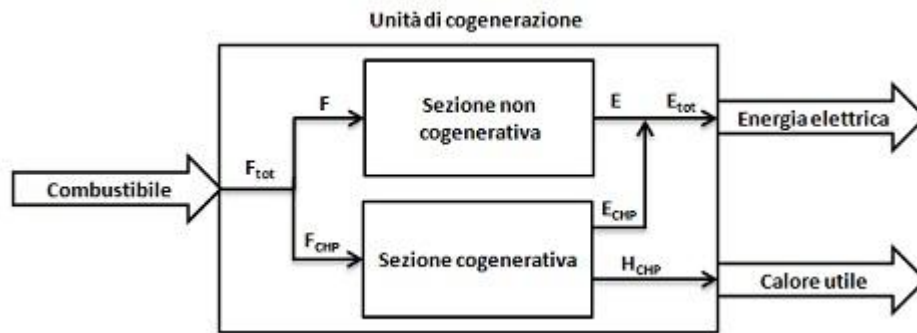


Figura 3 - Schema delle sezioni virtuali di un'unità di cogenerazione

Per la sezione virtuale cogenerativa l'operatore rileva, per tutto il periodo di riferimento, il diagramma di carico del calore ed individua i periodi in cui l'unità funziona in regime cogenerativo; per ciascuno di tali periodi, l'operatore misura la produzione reale di calore utile e di energia elettrica dell'unità: attraverso queste due ultime misurazioni si determina il rapporto energia/calore effettivo (C_{eff}). Qualora non siano disponibili dati misurati, per esempio per unità di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, si può utilizzare il rapporto energia/calore di progetto (C_{prog}); in alternativa, qualora tale rapporto non sia noto, si può ricorrere al rapporto energia/calore di base ($C_{default}$) riportato nella Tabella 3.

Tecnologia	Rapporto energia/calore di base ($C_{default}$)
Ciclo combinato gas-vapore	0.95
Turbina a vapore a contropressione	0.45
Turbina a vapore a condensazione	0.45
Turbina a gas con recupero di calore	0.55
Motore a combustione interna	0.75

Tabella 3 - Valori del rapporto energia/calore di base ($C_{default}$)

Il generico rapporto energia/calore (C) rappresenta il grado di produzione elettrica di una tecnologia cogenerativa: più è basso, maggiore è la sua vocazione termica. Ad esempio, in riferimento alla Tabella 3, si può notare come tecnologie in cui viene privilegiata la produzione di energia termica (turbine a vapore a contropressione e turbine a vapore a condensazione) abbiano dei valori di C molto più bassi di altre tecnologie in cui viene privilegiata la produzione di energia elettrica (cicli combinati gas-vapore).

Una volta ottenuto il rapporto energia/calore, si procede al calcolo della quota di energia elettrica nel periodo di riferimento che viene riconosciuta come energia elettrica cogenerata (E_{CHP}), secondo:

$$E_{CHP} = H_{CHP} * C \quad \text{Eq. 7}$$

Di conseguenza, l'energia elettrica non cogenerata (E) si ottiene come:

$$E = E_{tot} - E_{CHP} \quad \text{Eq. 8}$$

Per ottenere il risparmio di energia primaria (*RISP*) è necessario conoscere l'energia di alimentazione per la sezione cogenerativa (F_{CHP}), che è logicamente pari a:

$$F_{CHP} = F_{tot} - F \quad \text{Eq. 9}$$

in cui F_{tot} è l'energia totale di alimentazione e F è l'energia di alimentazione della sezione non cogenerativa. Definendo il rendimento elettrico dell'impianto ($\eta_{E,tot}$), come:

$$\eta_{E,tot} = \frac{E_{tot}}{F_{tot}} \quad \text{Eq. 10}$$

si può ottenere l'energia di alimentazione per la sezione non cogenerativa come:

$$F = \frac{E}{\eta_{E,tot}} \quad \text{Eq. 11}$$

Tenendo conto delle Eq. 8, 10 e 11, l'Eq. 9 si può quindi riscrivere come:

$$F_{CHP} = F_{tot} \left[1 - \left(1 - \frac{E_{CHP}}{E_{tot}} \right) \right] \quad \text{Eq. 12}$$

1.2.5-4: Allegato III – Rendimento della cogenerazione

Il terzo allegato esprime il risparmio di energia primaria presentato nel paragrafo 1.2.5-3 attraverso la dicitura *Primary Energy Saving (PES)*, che viene calcolato come:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T,CHP}}{\eta_{T,RIF}} + \frac{\eta_{E,CHP}}{\eta_{E,RIF}}} \right) * 100 \quad \text{Eq. 13}$$

in cui, rimandando alle definizioni del paragrafo 1.2.5-1:

- $\eta_{T,CHP}$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile (H_{CHP}) diviso l'energia di alimentazione (F_{tot});
- $\eta_{T,RIF}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore utile;
- $\eta_{E,CHP}$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come l'energia elettrica annua da cogenerazione (E_{CHP}) divisa per l'energia di alimentazione (F_{tot});
- $\eta_{E,RIF}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

Calcolato il PES, si stabilisce se una unità di cogenerazione sia "ad alto rendimento" secondo il criterio espresso nella Tabella 4:

Per potenze elettriche	PES deve essere
> 1 MW	≥ 10%
< 1 MW	> 0%

Tabella 4 - Criterio CAR

1.2.5-5: Allegato IV – Rendimento di riferimento elettrico

Il quarto allegato ospita una tabella per la lettura del valore base del rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica: tale valore base viene poi corretto dai fattori dell'allegato VI, nel paragrafo 1.2.5-7, ed il valore risultante viene quindi rettificato dai fattori di correzione dell'allegato VII, nel paragrafo 1.2.5-8. I rendimenti di riferimento riportati nella Tabella 5 sono quelli considerati maggiormente rappresentativi e significativi; espressi in percentuale, sono basati sul potere calorifico inferiore e sono misurati in condizioni standard (temperatura di 15 °C, pressione di 1.013 bar, umidità relativa del 60%).

Anno di costruzione	1996 e precedenti	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Combustibile											
Carbone fossile/coke	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
Combustibili a base di legno	25.0	26.3	27.5	28.5	29.6	30.4	31.1	31.7	32.2	32.6	33.0
Biomasse di origine agricola	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
Petrolio (gasolio + olio combustibile), GPL	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
Biocarburanti	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
Gas naturale	50.0	50.4	50.8	51.1	51.4	51.7	51.9	52.1	52.3	52.4	52.5
Biogas	36.7	37.5	38.3	39.0	39.6	40.1	40.6	41.0	41.4	41.7	42.0

Tabella 5 - Rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

Si può osservare come carbone, petrolio, GPL e biocarburanti presentino gli stessi valori, essendo considerati tutti come combustibili "tradizionali" aventi tecnologie per la produzione di energia elettrica simili. Combustibili "poveri", quali quelli a base di legno e le biomasse di origine agricola, presentano rendimenti di riferimento assai più modesti; il biogas si avvicina alle caratteristiche dei combustibili "tradizionali", pur rimanendo inferiore. Infine, il gas naturale spicca con i suoi rendimenti di utilizzazione molto elevati che, ad oggi, raggiungono anche il 58% per grandi impianti combinati.

I valori dei rendimenti di riferimento si applicano per una durata di 10 anni a partire dall'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione, cioè dall'anno solare nel corso del quale è iniziata la produzione di energia elettrica. A partire dall'undicesimo anno età si applicano, anno per anno, i valori dei rendimenti di riferimento relativi al decimo anno di età.

1.2.5-6: Allegato V – Rendimento di riferimento termico

Il quinto allegato ospita una tabella per la lettura del valore base del rendimento di riferimento per la produzione separata di energia termica: i valori ritenuti più significativi sono riportati nella Tabella 6, espressi in percentuale, basati sul potere calorifico inferiore e misurati in condizioni standard (temperatura di 15 °C, pressione di 1.013 bar, umidità relativa del 60%).

Tipo di combustibile	Produzione di vapore/acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (se la temperatura è pari o superiore a 250 °C)
Carbone fossile/coke	88	80
Combustibili a base di legno	86	78
Biomasse di origine agricola	80	72
Petrolio (gasolio + olio combustibile), GPL	89	81
Biocarburanti	89	81
Gas naturale	90	82
Biogas	70	62

Tabella 6 - Rendimenti di riferimento per la produzione separata di calore

Al paragrafo 1.2.5-1 si era considerato in prima istanza un rendimento medio convenzionale degli impianti di produzione termica pari a 0.82 qualora si avesse utilizzo diretto dei gas di scarico e pari a 0.90 qualora si producesse vapore o acqua calda; tali valori sono, per inciso, quelli caratteristici del gas naturale.

1.2.5-7: Allegato VI – Fattori di correzione per condizioni climatiche

Il sesto allegato corregge i rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, introdotti nel paragrafo 1.2.5-5, a seconda della zona climatica dove l'impianto è collocato. Tale accortezza si rende necessaria per tenere conto delle condizioni operative più gravose che gli impianti collocati in una zona climaticamente più calda si trovano ad affrontare: ad esempio, in una zona a clima caldo la portata massiva di aria aspirata è inferiore, a parità di portata volumetrica, rispetto a quella aspirata in una zona a clima freddo. Pertanto, al rendimento di riferimento di una zona caratterizzata da temperature miti è concesso di essere più basso rispetto al rendimento di riferimento di una zona caratterizzata da temperature rigide, che deve invece essere più alto. Questo si traduce in due fattori correttivi:

- -0.1% al rendimento di riferimento per ogni °C della temperatura ambiente media sopra i 15 °C;
- +0.1% al rendimento di riferimento per ogni °C della temperatura ambiente media sotto i 15 °C.

Qualora non si disponesse della temperatura ambiente media del sito dove è installato l'impianto, l'allegato VI divide l'Italia in due macro-zone geografiche, denominate Zona A e Zona B: la prima contiene le regioni aventi una temperatura ambiente media di 11.315 °C, la seconda contiene le regioni aventi temperatura ambiente media di 16.043 °C. L'elenco delle suddette regioni, così come il fattore di correzione, espresso in punti percentuali sul rendimento di riferimento, è riportato nella Tabella 7.

	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione (%)
Zona A: Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Lombardia, Veneto, Abruzzo, Emilia Romagna, Liguria, Umbria, Marche, Molise, Toscana.	11.315	+0.369
Zona B: Lazio, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia.	16.043	-0.104

Tabella 7 - Fattore di correzione climatico

Tali fattori correttivi non si applicano alla tecnologia delle celle a combustibile.

1.2.5-8: Allegato VII – Fattori di correzione per perdite di rete evitate

Il settimo allegato apporta un'ulteriore correzione al valore del rendimento di riferimento per la produzione separata dell'energia elettrica, già corretto dall'allegato VI: nella fattispecie, la rettifica riguarda le perdite evitate sulla rete, si applica sia all'energia immessa (o esportata), sia all'energia autoconsumata (o consumata in loco), e dipende dalla tensione di allacciamento. Si faccia riferimento alla Tabella 8:

Tensione di collegamento alla rete elettrica (kV)	Fattore di correzione per l'energia elettrica immessa in rete	Fattore di correzione per l'energia elettrica autoconsumata
> 200	1	0.985
100 – 200	0.985	0.965
50 – 100	0.965	0.945
0.4 – 50	0.945	0.925
< 0.4	0.925	0.860

Tabella 8 - Fattore di correzione per le perdite evitate

Innanzitutto è opportuno osservare come un fattore di correzione elevato sia, in questo caso, più penalizzante rispetto ad un fattore di correzione minore: esso infatti moltiplica il rendimento di riferimento, che è al denominatore di una frazione a sua volta al denominatore di un termine di segno negativo nel calcolo del PES (cfr Eq. 13). La massima aspirazione sarebbe avere un PES del 100%, possibile solo se il termine negativo fosse nullo: tale condizione, ovviamente ideale e irraggiungibile, è tanto più vicina quanto più grande è il denominatore, che cresce al diminuire dei valori dei rendimenti di riferimento. Pertanto, come mostrato dalla Tabella 8, è preferibile produrre energia ad una tensione inferiore a 400 V, e in generale autoconsumare l'energia prodotta: infatti, in entrambi i casi si riducono le perdite legate alla trasmissione in rete, rispettivamente perché si evita la trasformazione da alta a bassa tensione e perché si evita a priori di trasmettere l'energia. Questo favorisce implicitamente i piccoli impianti di produzione, poiché essi sono improntati all'autoconsumo o, se adoperano la rete, immettono a tensioni modeste. Il fattore di correzione complessivo per le perdite evitate sulla rete si calcola come:

$$\bar{p} = \frac{p_1 E_1 + p_2 E_2}{E_1 + E_2}$$

Eq. 14

in cui:

- p_1 e p_2 sono i fattori correttivi riferiti rispettivamente all'energia immessa in rete e autoconsumata;
- E_1 e E_2 sono la quantità di energia elettrica rispettivamente immessa in rete e autoconsumata.

Il fattore di correzione complessivo (\bar{p}), che non si applica ai combustibili a base di legno e al biogas, va a moltiplicare, logicamente, il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, già rettificato con il fattore correttivo che tiene conto della zona climatica.

1.2.5-9: Tavola di concordanza

Come dichiarato nel paragrafo 1.2.5-3, la disamina dei sette allegati al DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 è affrontata, nella presente analisi, adottando una notazione diversa al fine di permettere una più intuitiva comprensione. La Tabella 9 sintetizza l'equivalenza tra le due nomenclature usate.

Presente analisi	DM 5 SETTEMBRE 2011	Significato
η_G	rendimento globale	Rendimento globale di un'unità di cogenerazione
$E_{tot} + H_{CHP}$	energia prodotta	Somma dell'energia elettrica [...] e del calore utile
F_{tot}	energia di alimentazione	Energia consumata dall'unità di cogenerazione
$\eta_{T,CHP}$	$CHP H\eta$	Rendimento termico della produzione mediante cogenerazione
$\eta_{T,RIF}$	$Ref H\eta$	Valore del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore
$\eta_{E,CHP}$	$CHP E\eta$	Rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione
$\eta_{E,RIF}$	$Ref E\eta$	Valore del rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

Tabella 9 - Concordanza tra le due nomenclature

1.2.6: Direttiva 27/2012/UE

La DIRETTIVA 2004/8/CE e la DIRETTIVA 2006/32/CE presentate nel paragrafo 1.2.3 e nel paragrafo 1.2.4 sono state abrogate dalla DIRETTIVA 25 OTTOBRE 2012, N. 27 del Parlamento Europeo sull'efficienza energetica, che sostanzialmente ne riprende, aggiorna e amplia i contenuti; in particolare, l'articolo 7 esorta ciascuno Stato membro dell'Unione a istituire un regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica, che garantisca che i distributori o le società di vendita di energia conseguano un obiettivo cumulativo di risparmio energetico finale entro il 31 dicembre 2020.

In Italia, tale esortazione da parte dell'Europa è stata raccolta nel recente DECRETO 11 GENNAIO 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico, in cui si determinano gli obiettivi nazionali di risparmio energetico da perseguire e si approvano le linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica. Il regime nazionale obbligatorio, in Italia, è stato individuato nel meccanismo dei certificati bianchi: in riferimento a tale meccanismo, il decreto in oggetto identifica i soggetti che possono esservi ammessi, ne stabilisce le modalità di accesso, introduce provvedimenti mirati a potenziarlo anche mediante forme di semplificazione amministrativa e aggiorna le disposizioni sul controllo e sulla verifica dell'esecuzione tecnica dei progetti ad esso ammessi. Inoltre, definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti, nonché le modalità di riconoscimento dei certificati bianchi; la loro dimensione commerciale è pari a una Tonnellata Equivalente di Petrolio (tep), che equivale a 10^7 kcal o 11630 kWh. In particolare, i certificati bianchi si suddividono in quattro tipologie, a seconda della modalità di conseguimento del risparmio di energia primaria:

- di tipo I, attraverso riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- di tipo II, attraverso riduzione dei consumi di gas naturale;
- di tipo III, attraverso risparmi di fonti di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, purché non siano realizzati nel settore dei trasporti;
- di tipo IV, attraverso risparmi di fonti di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale realizzati nel settore dei trasporti.

Gli obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico da conseguire, anche attraverso la produzione di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, nel periodo 2017-2020 espressi dal DECRETO 11 GENNAIO 2017 sono riportati nella Tabella 10; si ricorda, come anticipato nel paragrafo 1.2.5-1, che i soggetti obbligati a rispettare quanto prescritto dal decreto in esame sono i distributori di energia elettrica e i distributori di gas che abbiano più di 50 000 utenti connessi alla propria rete di distribuzione.

Anno	2017	2018	2019	2020
Energia primaria da risparmiare	7.14 Mtep	9.32 Mtep	9.71 Mtep	11.19 Mtep
Milioni di certificati bianchi da conseguire per i distributori di energia elettrica	2.39	2.49	2.77	3.17
Milioni di certificati bianchi da conseguire per i distributori di gas	2.95	3.08	3.43	3.92

Tabella 10 - Obiettivi nazionali di risparmio energetico

1.3: Cogenerazione ad alto rendimento

Il presente paragrafo sulla cogenerazione ad alto rendimento, così come quelli sui Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e sulle connessioni in bassa e media tensione, sono frutto dell'analisi, della rielaborazione e della sintesi del TESTO UNICO RICOGNITIVO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA (TUP), aggiornato al 4 agosto 2017. Nella disamina ci si è focalizzati prevalentemente sulla cogenerazione applicata ad utenze modeste e al più in media tensione, in accordo con quanto dichiarato in chiusura del paragrafo 1.1 circa la realtà cui la cogenerazione in esame fa riferimento; si rimanda al testo integrale per approfondire casistiche diverse, ad esempio fotovoltaico o grosse utenze in alta tensione.

Un impianto, per essere certificato cogenerativo "ad alto rendimento" (CAR), deve garantire un *Primary Energy Saving* (PES) almeno del 10% se ha potenza nominale superiore a 1 MW, e maggiore di zero se ha potenza nominale inferiore a 1 MW (cfr Tabella 4). Risulta opportuno distinguere tra grande cogenerazione, piccola cogenerazione e microcogenerazione, come definite nella Tabella 11; stando a quanto esposto nei precedenti paragrafi, e considerando i valori riportati nella sopracitata Tabella, risulta evidente che agli impianti di microcogenerazione, per essere qualificati CAR, è richiesto solamente un PES maggiore di zero.

Tipo di cogenerazione	Potenza elettrica massima
Grande	> 1 MW
Piccola	1 MW – 50 kW
Micro	< 50 kW

Tabella 11 - Livelli di cogenerazione

1.3.1: Incentivi e loro cumulabilità

Ad un impianto cogenerativo qualificato come "ad alto rendimento" il DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 riconosce una serie di incentivi e agevolazioni procedurali, tra cui:

- la possibilità di emettere titoli di efficienza energetica (TEE), ovvero certificati bianchi;
- la possibilità di accedere al sistema del ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete;
- la possibilità di accedere al sistema di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta;
- semplificazioni per quanto riguarda la connessione dell'impianto alla rete elettrica;
- semplificazioni per realizzazione, connessione ed esercizio di impianti di micro-cogenerazione;
- la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta su quella degli impianti tradizionali;
- eventuali iniziative incentivanti a carattere regionale o locale.

Tali incentivi, tuttavia, sono cumulabili esclusivamente con:

- l'accesso a fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- altri incentivi pubblici in conto capitale non eccedenti il costo dell'investimento del:
 - 40% per impianti di potenza elettrica fino a 200 kW;
 - 30% per impianti di potenza elettrica fino a 1 MW;
 - 20% per impianti di potenza elettrica superiore a 1 MW;
- l'accesso alla detassazione del reddito di impresa degli investimenti in macchinari e apparecchiature.

1.3.1-1: Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato è un'alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato, nel caso della cogenerazione ad alto rendimento, ad impianti di potenza inferiore a 10 MVA; questo limite decade per impianti alimentati dalle fonti rinnovabili. Esso va richiesto espressamente dal produttore e non prevede incentivi, ma soltanto semplificazioni per la cessione dell'energia elettrica immessa in rete: pertanto, i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica tramite ritiro dedicato in generale si sommano ai ricavi provenienti da altri eventuali strumenti incentivanti (eccezion fatta per la tariffa onnicomprensiva).

Il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, sia riguardo la compravendita dell'energia sia riguardo la gestione dell'accesso al sistema elettrico stesso, è svolto dal GSE: a quest'ultimo, come stabilito nell'ALLEGATO A DELLA DELIBERAZIONE N. 280/07 dell'Autorità, è riconosciuto quindi un ruolo importante nella promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione. Il GSE, all'atto pratico, ritira commercialmente l'energia elettrica prodotta dagli impianti che hanno diritto al ritiro dedicato, rivendendola poi sul mercato libero.

La procedura per l'accesso al meccanismo del ritiro dedicato si articola nei seguenti passaggi:

- il produttore avente diritto presenta opportuna istanza al GSE;
- il produttore si registra presso il GSE e gli fornisce i dati dell'impianto;
- il produttore stipula con il GSE una convenzione annuale, tacitamente rinnovabile, che regola il ritiro commerciale dell'energia elettrica e fissa le tempistiche di pagamento, sostituendo così ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione dell'energia, al suo dispacciamento e al suo trasporto. Tale convenzione riconosce quindi nel GSE l'unica controparte contrattuale per tutti i corrispettivi e gli adempimenti, costituendo una notevole semplificazione per il produttore.

Il prezzo riconosciuto ai produttori è il prezzo zonale orario, ossia il prezzo medio mensile per fascia oraria formatosi sul mercato elettrico nella zona di mercato a cui è connesso l'impianto, come definito all'articolo 30, comma 30.4, lettera b) della DELIBERAZIONE N. 111/06 dell'Autorità.

Per tenere conto delle peculiarità e soprattutto delle difficoltà degli impianti di dimensioni particolarmente ridotte, l'Autorità ha introdotto, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, dei prezzi minimi garantiti per il primo milione e mezzo di kWh immessi in rete annualmente: essi sono stati stabiliti come forma di tutela, al fine di assicurare la sopravvivenza dei piccoli impianti qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente. Tali prezzi sono differenziati per fonte e, nel caso degli "impianti diversi dagli idroelettrici", tra cui quelli cogenerativi ad alto rendimento, si calcolano come:

$$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100} \right) \quad \text{Eq. 15}$$

in cui:

- PMG_t è il prezzo minimo garantito per l'anno t;
- PMG_{t-1} è il prezzo minimo garantito per l'anno t-1;
- FOI_{t-1} è il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno t-1.

Per l'anno 2017, il prezzo minimo garantito per le fonti diverse da biogas, biomasse solide, biomasse liquide, eolico, fotovoltaico, idrico e geotermico è stato di 39 €/MWh (per i primi 1500 MWh). Qualora il prodotto tra prezzi minimi garantiti e quantità di energia elettrica ad essi riferiti sia inferiore al prodotto tra

i prezzi zionali orari e la stessa quantità di energia, il GSE riconosce a conguaglio la differenza. L’Autorità ha inoltre previsto, con la DELIBERAZIONE 618/2013/R/EFR, l’applicazione dei prezzi minimi garantiti anche nel caso in cui l’energia elettrica sia commercializzata sul libero mercato, senza dunque accedere al meccanismo del ritiro dedicato.

1.3.1-2: Scambio sul posto

Lo scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che compensa l’energia elettrica prodotta e immessa in rete con quella prelevata e consumata in un momento successivo: la rete elettrica viene quindi vista come una sorta di “accumulo” e, virtualmente, non viene utilizzata. Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento è disciplinato dall’ALLEGATO A alla DELIBERAZIONE 570/2012/R/EFR (Testo Integrato Scambio sul Posto, TISP) dell’Autorità, che lo regola tenendo conto della valorizzazione dell’energia elettrica scambiata, degli oneri e delle condizioni per l’accesso alle reti, senza impedire la vendita dell’energia elettrica in eccesso rispetto ai propri consumi. Esso è erogato dal GSE a soggetti denominati “utenti”, i quali sono:

- clienti finali all’interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC, cfr paragrafo 1.4) che, al tempo stesso, sono anche produttori di energia elettrica;
- clienti finali titolari di un insieme di punti di prelievo e immissione non necessariamente coincidenti che, al tempo stesso, sono anche produttori di energia elettrica.

L’utente dello scambio sul posto per ASSPC deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all’energia elettrica; inoltre, la potenza che ha complessivamente installato per impianti di cogenerazione ad alto rendimento deve essere inferiore a 200 kW.

La procedura di accesso al meccanismo dello scambio sul posto si articola nei seguenti passaggi:

- il soggetto presenta opportuna istanza al GSE, rispettando le scadenze temporali a seconda che voglia beneficiare del meccanismo a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell’impianto (in tal caso, deve inoltrare l’istanza entro 60 giorni prima di tale data) o a decorrere da una data diversa (in tal caso, lo scambio sul posto avrà inizio a decorrere dal primo giorno del mese n+1 per domande presentate entro il 15 del mese n, dal primo giorno del mese n+2 per domande presentate dopo il 15 del mese n);
- entro 45 giorni solari, il GSE verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari all’ammissibilità allo scambio sul posto e, in caso di esito positivo, provvede a qualificare come:
 - SSP-A gli ASSPC caratterizzati solo da impianti di produzione da fonti rinnovabili fino a 20 kW;
 - SSP-B gli ASSPC diversi dagli SSP-A, quindi in questa classificazione ricadono i cogeneratori ad alto rendimento alimentati da combustibili fossili, ad esempio gas naturale;
- una volta qualificato, l’utente stipula con il GSE una convenzione annuale, tacitamente rinnovabile, che sostituisce i normali adempimenti relativi all’immissione di energia elettrica, ma non gli adempimenti relativi all’acquisto dell’energia elettrica prelevata. Inoltre, nel caso di cogenerazione ad alto rendimento, l’utente trasmette al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati e le informazioni necessari alla verifica della condizione di CAR, consentendo l’accesso all’impianto e alle relative infrastrutture. Stando a quanto affermato, l’utente dello scambio sul posto può quindi acquistare l’energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (compresi i venditori in Maggior Tutela), ma delega la presa in consegna dell’intera quantità di energia elettrica immessa al GSE, che la vende sul mercato e regola i contratti di trasporto e dispacciamento con Terna.

Il GSE eroga all'utente un contributo in conto scambio (C_S) finalizzato alla:

- compensazione economica tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata. Se la prima è superiore alla seconda, l'utente può scegliere che il contributo sia liquidato o riportato a credito per gli anni solari successivi, senza scadenza;
- restituzione dei corrispettivi tariffari della parte variabile, espressi in c€/kWh, riferiti alla trasmissione, distribuzione e dispacciamento nonché, nel caso di cogenerazione ad alto rendimento, alle componenti tariffarie UC3 e UC6. Tale restituzione rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco dello scambio sul posto e, da un punto di vista fiscale, fa equivalere l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta e il suo successivo prelievo ad un autoconsumo istantaneo: come già accennato all'inizio del presente paragrafo, la rete viene quindi vista come un "accumulo" e virtualmente non viene utilizzata (mentre nella realtà tecnica essa è ovviamente utilizzata).

I dati necessari per la determinazione del C_S sono riferiti alla misura mensile dell'energia elettrica immessa, alla misura mensile dell'energia elettrica prelevata, alla tipologia di prelievo e, nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, anche alla tariffa applicata, distinguendo tra tariffa D1, D2, D3. Tramite tali dati, si può calcolare il C_S su base annuale solare come:

$$C_S = \min (O_E ; C_{Ei}) + CU_{Sf} * E_S \quad \text{Eq. 16}$$

in cui:

- O_E è la parte dell'energia convenzionale dell'onere annualmente sostenuto dall'utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata (€), calcolato come:

$$O_E = E_{PR} * PUN \quad \text{Eq. 17}$$

in cui:

- E_{PR} è l'energia elettrica prelevata;
- PUN è il Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica,
- C_{Ei} è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete (€), determinato sulla base dei prezzi zonali orari sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
- CU_{Sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale (c€/kWh), uguale a CU_{Sf}^{reti} nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili;
- CU_{Sf}^{reti} è la media aritmetica dei termini $CU_{Sf,m}^{reti}$, che a loro volta sono pari alla somma algebrica delle parti unitarie variabili delle tariffe di trasmissione, distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento e delle componenti UC3 e UC6 (c€/kWh), vigenti nel mese m-esimo;
- E_S è l'energia elettrica annualmente scambiata con la rete (kWh), pari al minimo valore tra l'energia prelevata (E_{PR}) e l'energia prodotta e immessa (E_I).

Si sottolinea come il TISP ponga l'accento sul concetto cardine di "quantità rilevante": la quota di energia elettrica cogenerativa annua (E_{CHP}) deve essere pari almeno alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica (E_{tot}) dell'impianto nell'anno solare per cui viene richiesta la qualifica di CAR.

1.3.2: Procedure per il riconoscimento

L'operatore che intende accedere al regime di sostegno per un'unità non ancora in esercizio invia al GSE e al Ministero dello Sviluppo Economico, tramite apposita modulistica reperibile sul sito internet del GSE, la documentazione tecnica e amministrativa per un esame preliminare, volto a valutare se la configurazione d'impianto e la strumentazione a corredo permettano di individuare le grandezze necessarie a qualificare l'unità di cogenerazione come CAR. Entro 120 giorni solari, il GSE si esprime sulla documentazione, individuando eventuali carenze o modifiche da apportare; una volta accettate, esse diventano il quadro di riferimento e l'operatore è dispensato dalla presentazione di ulteriore documentazione nella successiva fase di riconoscimento.

Invece, l'operatore che intende accedere al regime di sostegno per un'unità già in esercizio può trasmettere al GSE entro il 31 marzo di ogni anno la domanda di riconoscimento di CAR tramite apposita modulistica reperibile sul sito dello stesso GSE, in formato modificabile e liberamente utilizzabile da parte di chiunque. Alla domanda viene allegata la copia della denuncia di officina elettrica, il verbale di verifica redatto dagli Uffici Tecnici di Finanza (UTF) e la comunicazione della data di entrata in esercizio. Entro 120 giorni solari, il GSE accoglie o respinge la domanda, dopo aver verificato che la documentazione fornita sia completa e correttamente compilata e che i dati presentati siano congrui: l'accoglimento o il respingimento è motivato con i valori degli indici energetici calcolati dal GSE in conformità agli allegati del DECRETO MINISTERIALE 4 AGOSTO 2011, che si ricorda essere stati riproposti integralmente dal DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 e che sono stati presentati nei paragrafi da 1.2.5-2 a 1.2.5-8.

Il GSE può effettuare ispezioni e controlli per suo conto o su mandato del Ministero dello Sviluppo Economico al fine di verificare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione: qualora riscontrasse delle difformità tra quanto dichiarato e quanto osservato dell'unità di cogenerazione, il GSE annulla il beneficio economico per tutti gli anni sulle cui produzioni la difformità ha avuto effetto, recuperando le somme eventualmente erogate o i benefici concessi e trasmettendo l'esito degli accertamenti all'Autorità, affinché siano applicate le sanzioni previste dall'articolo 2, comma 20, lettera c) della LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481. Qualora le difformità riscontrate derivassero da carenze impiantistiche o da sistemi di misurazione che non permettono di definire con precisione le grandezze utili per la determinazione dell'incentivo economico, il GSE comunica all'operatore le modifiche che quest'ultimo è tenuto ad apportare; ogni forma di incentivazione resta sospesa, senza possibilità di recupero temporale, fino al completamento delle stesse.

1.3.3: Decreto 16/03/2017

Il DECRETO 16 MARZO 2017 introduce dei modelli unici per l'installazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento (ALLEGATO 1) e microcogenerazione alimentata da fonti rinnovabili (ALLEGATO 2), con l'intento di semplificare l'iter burocratico per la loro realizzazione; tali modelli sono utilizzati per quegli impianti che:

- a) sono realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
- b) hanno potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- c) sono alimentati a biomassa, biogas, bioliquidi, gas metano o GPL;
- d) richiedono contestualmente il regime dello scambio sul posto.

I modelli unici per la microcogenerazione ad alto rendimento sono divisi in due sezioni, una (parte I) da trasmettere per via informatica al gestore di rete competente prima di iniziare i lavori, l'altra (parte II) da

trasmettere alla loro conclusione; esse sostituiscono, rispettivamente, la richiesta di connessione e la comunicazione di ultimazione dei lavori per gli impianti di taglia più grande (cfr paragrafo 1.5.4 e 1.5.5).

Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricezione della parte I del modello unico, verifica che la domanda sia compatibile con le specifiche a) e b) sopra indicate, e che per l'impianto siano previsti lavori semplici limitati all'installazione del gruppo di misura. Se tali condizioni sono rispettate, l'iter di connessione è avviato automaticamente e non è prevista l'emissione di alcun preventivo (cfr Tabella 12); il gestore informa quindi il richiedente e provvede a inviare una copia del modello unico e dei suoi allegati al Comune tramite Posta Elettronica Certificata (PEC), a caricare i dati sul portale di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti (GAUDÌ), a inviare una copia del modello al GSE e ad addebitare al richiedente gli oneri di connessione calcolati al paragrafo 1.5.6 e stabiliti nell'art. 12, punto 12.1, ALLEGATO A della deliberazione dell'Autorità n. ARG/ELT 99/08 (Testo Integrato delle Connessioni Attive, TICA).

Si evidenzia che gli impianti di potenza elettrica complessiva inferiore a 25 kW non sono soggetti alla normativa antincendio, e che quelli di potenza elettrica complessiva superiore a 25 kW sono tenuti alla Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA).

Terminati i lavori di realizzazione dell'impianto, il richiedente trasmette al gestore di rete la parte II del modello unico prescelto (ALLEGATO 1 per gli impianti microcogenerativi ad alto rendimento, ALLEGATO 2 per gli impianti microcogenerativi a fonti rinnovabili); una volta ricevuta, il gestore di rete ne invia una copia al Comune tramite PEC, ne invia un'altra copia al GSE per la richiesta del servizio di scambio sul posto (in caso di impianti di microgenerazione a gas e GPL, la richiesta riguarda anche la qualifica di CAR con eventuale richiesta di accesso al meccanismo dei certificati bianchi), carica i dati definitivi dell'impianto sul portale GAUDÌ e addebita al richiedente l'eventuale saldo del corrispettivo richiesto per la connessione.

1.4: Sistemi semplici di produzione e consumo

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono l'insieme di sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto dell'energia elettrica e la sua consegna alle unità di consumo non si configurano come attività di trasmissione e distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico; la legislazione che li riguarda viene disciplinata in modo specifico dall'ALLEGATO A alla DELIBERAZIONE 578/2013/R/EEL (Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, TISSPC) dell'Autorità. Anche quest'ultimo, in modo simile al TISP, stabilisce che la quota di energia elettrica cogenerativa annua (E_{CHP}) debba essere pari almeno alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica (E_{tot}) dell'impianto, ma stavolta nell'anno solare precedente a quello per cui viene richiesta la qualifica di CAR.

Nell'ottica dell'autoapprovvigionamento, si identificano un produttore e un cliente finale. Il produttore è la persona fisica o giuridica che produce l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che sia proprietario o meno dell'impianto; è intestatario dell'officina elettrica di produzione e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione. Il cliente finale, invece, è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione, ma che preleva l'energia elettrica per la quota di proprio uso finale da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private; è intestatario del punto di connessione alla rete pubblica.

1.4.1: Tipologie

Vengono individuate le seguenti categorie di SSPC:

- Sistemi di AutoProduzione (SAP): sistema in cui la persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo. Tale energia viene utilizzata per uso proprio, per uso delle società controllate o della società controllante, per uso degli appartenenti alle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica oppure per uso dei soci dei consorzi o società consortili per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I sistemi di autoproduzione si suddividono in:
 - Cooperative storiche dotate di rete propria: società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica come definite dalla legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
 - Consorzi storici dotati di rete propria: consorzi o società consortili per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e per gli usi di fomitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999;
- Altri Autoproduttori (AA): tutti gli autoproduttori che non rientrano nei SAP. Vi appartengono i consorzi storici e le cooperative storiche senza rete, gli altri consorzi e le altre cooperative storiche in relazione ai soli soci connessi ad una rete terza, le persone fisiche o giuridiche che producono energia elettrica e la utilizzano per uso proprio;
- Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), a loro volta ripartiti in:
 - Altri Sistemi di AutoProduzione (ASAP): sistema in cui la persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio oppure per uso delle società controllate o della società controllante;
 - Scambio Sul Posto di tipo A (SSP-A): ASSPC in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW (cfr paragrafo 1.3.1-2);

- Scambio Sul Posto di tipo B (SSP-B): ASSPC in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A, quindi in questa classificazione ricadono i cogeneratori ad alto rendimento alimentati da combustibili fossili, ad esempio gas naturale (cfr paragrafo 1.3.1-2);
- Sistemi Efficienza di Utenza (SEU): sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore ed eventualmente diverso dal cliente finale, sono connessi direttamente, tramite collegamento privato e senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale. Tale collegamento deve essere realizzato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU): sistemi che soddisfano i seguenti requisiti:
 - i. l'iter autorizzativo per la realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. al 12 dicembre 2013 erano già state ottenute tutte le autorizzazioni necessarie, erano già iniziati i lavori di realizzazione oppure i sistemi stessi erano già esistenti;

Inoltre, in aggiunta ai due requisiti soprastanti, i SESEU si ripartiscono in quattro categorie a seconda che siano rispettati gli ulteriori requisiti:

 - iii. SESEU-A: sono sistemi che connettono, attraverso collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi, esclusivamente unità di produzione e consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico (o soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario) che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale;
 - iv. SESEU-B: sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU e che possono, quindi, presentare un solo cliente finale e un solo produttore diversi tra loro, oltre che impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
 - v. SESEU-C: sono ASSPC già in esercizio al 12 dicembre 2013 e caratterizzati da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico. Qualora vi fossero uno o più impianti di produzione di energia elettrica gestiti da soggetti giuridici diversi appartenenti al medesimo gruppo societario, a decorrere dal 1 gennaio 2016 tali ASSPC vengono catalogati come SESEU-B e non più SESEU-C;
 - vi. SESEU-D: sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utenza (RIU), caratterizzati dalla presenza di un unico produttore e di un unico cliente finale, siano essi un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti allo stesso gruppo.
- Altri Sistemi Esistenti (ASE): sistemi non rientranti nelle categorie precedenti in cui la linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione, gestite dalla stessa persona giuridica in qualità di produttore, ad una o più unità di consumo gestite da una persona fisica in qualità di cliente finale. La definizione è estesa anche a persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.

1.4.2: Decreto-legge n. 244/16

Ciascuna delle configurazioni descritte nel paragrafo 1.4.1 presentava originariamente un proprio specifico trattamento tariffario in relazione alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, e necessitava quindi di una procedura per la corretta identificazione e qualificazione. Tuttavia, a decorrere dal 1 gennaio 2017, l'articolo 6, comma 9 del DECRETO-LEGGE 30 DICEMBRE 2016, N. 244 (decreto Milleproroghe) elimina qualsiasi differenza tra le diverse tipologie di ASSPC riguardo l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema: infatti, le parti variabili di tali componenti trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata dalla rete, mentre le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia consumata ma non prelevata (ovvero autoconsumata) non sono più esigibili, ivi inclusa l'applicazione limitata al 5% delle predette parti variabili nel caso di SEU e SEESEU. Pertanto viene meno la necessità seguire la procedura per la qualificazione degli ASSPC, non esistendo più alcuna differenza, sul piano tariffario, tra SEU, SEESEU, ASE e ASAP: a decorrere dal 1 gennaio 2017 non è quindi più necessario richiedere al GSE tale la qualifica.

Riassumendo, allo stato attuale per gli ASSPC vige la seguente applicazione delle componenti tariffarie:

- le componenti A, UC e MCT vengono applicate con esclusivo riferimento ai punti di connessione alla rete pubblica (c€/punto), alla potenza impegnata su tali punti (c€/kW) e all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica (c€/kWh);
- le parti variabili delle componenti A e UC non vengono più applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata (ovvero autoconsumata).

Il TISSPC viene aggiornato, a seguito del decreto Milleproroghe, dalla DELIBERAZIONE 276/2017/R/EEL del 20 aprile 2017; qualora si voglia procedere a richiedere per un ASSPC l'accesso al regime di scambio sul posto, si applica il normale iter previsto dagli articoli 3, 4 e 4bis del TISP (cfr paragrafo 1.3.1-2).

1.5: Connessioni in bassa e media tensione

Il servizio di connessione a reti con obbligo di connessione di terzi è regolato dall’Autorità ed erogato dai gestori di rete (imprese distributrici e Terna), applicando le disposizioni riportate nella normativa primaria. Generalmente, la decisione di dotarsi di un’unità cogenerativa avviene da parte di soggetti già in possesso di un punto di connessione attivo alla rete; si illustrano tuttavia anche le modalità procedurali di creazione di un nuovo punto di connessione, ipotizzando di voler costruire un nuovo edificio dotato da progetto di un’unità cogenerativa, per cui è logicamente necessario un nuovo allacciamento alla rete elettrica.

1.5.1: Riferimenti normativi

Si richiamano alcuni provvedimenti normativi:

- la LEGGE 481/95 (articolo 2, comma 12) ha dato mandato all’Autorità per la definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- il DECRETO LEGISLATIVO 79/99 (articolo 9, comma 1) ha previsto l’obbligo, per le imprese distributrici, di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità di servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall’Autorità;
- il DECRETO LEGISLATIVO 20/07 (articolo 7), recependo la DIRETTIVA 2004/8/CE, ha introdotto una serie di agevolazioni nel caso specifico di impianti cogenerativi ad alto rendimento;
- L’ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 99/08, come modificato dall’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 125/10 recante “*Testo integrato dalle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)*” definisce le disposizioni relative al servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi per impianti di produzione di energia elettrica, nel caso di richieste di connessione presentate dall’1 gennaio 2011 e indipendentemente dal livello di tensione a cui sarà erogato il servizio.

1.5.2: Livello di tensione

Il servizio di connessione è generalmente erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze fino a 6000 kW; è tuttavia possibile erogare il servizio di connessione in bassa e in media tensione anche per potenze superiori ai rispettivi limiti. Il livello di tensione della connessione non individua strettamente il valore della tensione dell’impianto: ad esempio, pur fruendo di un servizio di connessione in bassa tensione, l’impianto può essere realizzato in media tensione con il vincolo, però, che sia realizzata una cabina di trasformazione media/bassa tensione nella titolarità dell’impresa distributrice.

Nel caso in cui esista già un punto di connessione, il servizio viene erogato tramite tale punto, nei limiti del livello di tensione e della potenza già disponibili. Qualora si volesse connettere un impianto di produzione di energia elettrica ad un punto di prelievo già esistente, è possibile adeguare la sola potenza disponibile in immissione senza adeguare contestualmente anche la potenza impegnata per il prelievo di energia elettrica: in altre parole, il cliente può conservare inalterata la potenza relativa al proprio contratto di prelievo anche se installa un impianto di produzione per il quale richiede una potenza di immissione superiore.

1.5.3: Modalità e condizioni contrattuali

Le Modalità e Condizioni Contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione vengono pubblicate sui siti internet dei gestori di reti, e sono predisposte conformemente al TICA; Terna, così come tutte le imprese distributrici con più di 100 000 clienti allacciati, deve trasmettere all'Autorità le MCC, e dare evidenza di ogni modifica eventualmente apportata a seguito della prima pubblicazione.

Le MCC devono contenere:

- le modalità per la presentazione della richiesta di connessione, comprensive della documentazione richiesta, e per il pagamento del corrispettivo per la redazione del preventivo;
- i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, oltre i quali essa decade;
- le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente;
- le modalità e i tempi con cui il gestore realizza gli impianti di rete per la connessione;
- le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore per la realizzazione della connessione degli impianti elettrici, oltre all'indicazione dei valori unitari di riferimento per individuare i costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione convenzionale;
- gli standard tecnici e le specifiche di progetto per la realizzazione, per l'esercizio e per la manutenzione degli impianti di rete per la connessione;
- le modalità di pagamento del corrispettivo per la connessione;
- le modalità per determinare il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per l'iter autorizzativo e l'eventuale corrispettivo a copertura dei costi per la predisposizione dei documenti richiesti nell'ambito dell'iter autorizzativo;
- le tipologie di impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti, dando indicazioni sulle procedure necessarie;
- la specifica tecnica di misura, funzionale anche all'attività di validazione dell'impianto e delle sue unità di produzione ai fini della misura. Tale specifica deve contenere:
 - i tipi di misure necessarie in relazione alla destinazione commerciale e all'incentivazione cui il produttore intende accedere;
 - i criteri e le modalità con cui i richiedenti presentano lo schema unifilare dell'impianto, utile a identificare i punti di misura, dove collocare i misuratori, eventuali punti virtuali di immissione e di generazione;
 - le informazioni relative alle apparecchiature di misura compatibili con la telelettura da parte del gestore di rete, e i casi in cui tali apparecchiature siano obbligatorie;
- le informazioni sulle configurazioni ammissibili qualora si volessero connettere, tramite il medesimo punto, impianti di produzione e di consumo. Il gestore deve evidenziare in tal caso i requisiti minimi che il sistema deve possedere per rientrare in una categoria di ASSPC;
- le modalità per la determinazione degli oneri di collaudo;
- le modalità e le tempistiche per presentare richiesta di voltura o decadenza della pratica;
- le modalità e le tempistiche per comunicare la volontà di dismettere o riattivare una o più unità di produzione, piuttosto che un impianto di produzione.

1.5.4: Richiesta di connessione

I gestori di rete elaborano un modello standard per la richiesta di connessione, contenente tutte le informazioni in conformità al comma 6.3 del TICA; tale modello è disponibile e viene inviato tramite i siti internet dei rispettivi gestori. La richiesta di connessione è riferita al valore della potenza in immissione richiesta: per potenze inferiori a 10 MW si deve presentare richiesta all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale, mentre per potenze pari ad almeno 10 MW la richiesta deve essere presentata a Terna. Eventuali richieste di adeguamento di connessioni già esistenti vanno presentate al gestore della rete a cui l'impianto è già connesso.

Il richiedente può indicare, all'atto della richiesta di connessione, un punto esistente sulla rete al quale il gestore dovrà riferirsi per la determinazione di un preventivo per la connessione: il richiedente è altresì tenuto a pagare un corrispettivo per l'ottenimento di tale preventivo e a inviare, nella richiesta di connessione, la documentazione attestante l'avvenuto pagamento. Il corrispettivo è definito per fasce di potenza richiesta in immissione, secondo la Tabella 12.

Importo corrispettivo [€]	Valore della potenza richiesta in immissione [kW]
30	< 6
50	6 – 10
100	10 – 50
200	50 – 100
500	100 – 500
1500	500 – 1000
2500	> 1000

Tabella 12 - Importi del corrispettivo in funzione della potenza in immissione

Qualora si voglia adeguare una connessione già esistente, e nel caso in cui l'intervento non comporti né una modifica della configurazione inserita nel sistema GAUDÌ, né la realizzazione di sviluppi di rete, né modifiche del gestore sul punto di connessione o sulla rete esistente, la richiesta di adeguamento rappresenta una semplice comunicazione di aggiornamento e non comporta alcun onere finanziario.

All'atto della richiesta di connessione per un impianto cogenerativo ad alto rendimento, il richiedente deve trasmettere al gestore di rete, oltre che al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), una dichiarazione sostituita di atto di notorietà che attesta il rispetto delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 2 del DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 sulla base dei dati di progetto.

1.5.5: Modalità procedurali per la realizzazione

Al fine di cercare di mantenere la procedura di connessione più semplice possibile per i produttori titolari di impianti di piccola e media taglia, l'Autorità ha definito delle modalità procedurali standard e condizioni economiche convenzionali.

A seguito dell'invio, tramite sito internet, del modulo di domanda di connessione corredato di tutta la documentazione necessaria e del pagamento del corrispettivo da parte del richiedente, il gestore di rete effettua le verifiche e i sopralluoghi funzionali a redigere un preventivo; quest'ultimo viene messo a disposizione del richiedente dopo massimo:

- 20 giorni lavorativi per potenze di immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze di immissione richieste tra 100 kW e 1000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze di immissione richieste superiori a 1000 kW.

Qualora l'intervento per la connessione implichi la realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione a cui è erogato il servizio, il tempo di cui il gestore dispone per redigere il preventivo è incrementato di 15 giorni lavorativi.

Il preventivo ha validità per 45 giorni lavorativi e indica:

- la tipologia di lavoro, distinguendo tra lavoro semplice, cioè la realizzazione, modifica o sostituzione dell'impianto eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente alle apparecchiature di misura, e lavoro complesso, cioè tutti gli interventi che non sono classificati come "lavoro semplice";
- la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), definita con i criteri sanciti dal TICA, che comprende:
 - descrizione dell'impianto di rete per la connessione;
 - individuazione delle parti dell'impianto di rete che possono essere progettate e realizzate dal richiedente;
 - descrizione degli eventuali interventi sulla rete elettrica preesistente;
 - i dati necessari per la predisposizione della documentazione necessaria alle autorizzazioni da parte delle amministrazioni competenti;
- l'elenco delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente si fa carico di costruire sul punto di connessione;
- il corrispettivo per la connessione, differenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente la quota che dovrà essere versata all'atto di accettazione del preventivo e la quota che dovrà essere versata prima di comunicare al gestore di rete il completamento delle opere strettamente necessarie. Il gestore non può pretendere alcun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo, fatto salvo un eventuale adeguamento del corrispettivo stesso a seguito di modifiche successive per la soluzione di connessione;
- le specifiche tecniche, in cui vengono indicate:
 - le modalità con cui eseguire le opere di competenza del richiedente;
 - la misura, funzionale anche all'attività di validazione dell'impianto e delle sue Unità di Produzione (UP), comprensiva dei costi e delle modalità di avvalimento del gestore di rete per l'attività stessa di misurazione;
- le responsabilità inerenti al servizio di misura dell'energia elettrica, sia immessa sia prelevata, e quali criteri il richiedente deve rispettare nella scelta e nell'installazione delle apparecchiature di misura;
- le attività che devono essere effettuate parallelamente alla connessione, e in particolare:
 - la sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento;

- la registrazione nel sistema GAUDÌ dell'impianto e delle sue unità di produzione;
- le comunicazioni necessarie per far entrare l'impianto in esercizio commerciale e i responsabili a cui inviarle;
- la planimetria necessaria per individuare l'intero tracciato dell'impianto di rete per la connessione.

Il richiedente può domandare al gestore una modifica del preventivo, versandogli un corrispettivo pari alla metà di quello per la messa a disposizione del preventivo stesso. Il gestore allora o elabora un nuovo preventivo, entro le medesime tempistiche sopra riportate a decorrere dalla data di ricezione della richiesta di modifica, o rifiuta la richiesta fornendo adeguate motivazioni. Solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o impianti cogenerativi ad alto rendimento, qualora il richiedente chieda una modifica del preventivo che comporti una soluzione tecnica per la connessione più costosa della precedente, il nuovo corrispettivo per la connessione è pari alla somma tra il corrispettivo iniziale e la differenza tra i costi convenzionali previsti per gli impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento e i costi convenzionali della soluzione tecnica inizialmente indicata dal gestore di rete.

Qualora il richiedente intendesse accettare il preventivo, invia al gestore una comunicazione corredata di:

- documentazione attestante il pagamento della quota del corrispettivo da pagare all'atto di accettazione del preventivo;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione del dispositivo di misurazione nel caso di connessioni in media tensione, qualora il punto di connessione debba essere asservito ad un impianto di produzione i cui prelievi sono funzionali esclusivamente all'impianto di produzione stesso.

Il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, previsto dall'articolo 12 del DECRETO LEGISLATIVO N. 387/03, comprensivo del progetto dell'impianto di rete per la connessione, entro 60 giorni lavorativi per le connessioni in bassa tensione o entro 90 giorni lavorativi per le connessioni in media tensione, a partire dalla data di accettazione del preventivo. Contestualmente, il richiedente invia una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo.

Dopo aver accettato il preventivo, il richiedente è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie all'assemblaggio delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione, come stabilito dal preventivo. Una volta terminate tali opere, lo stesso richiedente è tenuto a darne comunicazione al gestore, inviando contestualmente la documentazione attestante il pagamento della quota del corrispettivo da versare al termine delle stesse. Dalla data di completamento dei lavori sul punto di connessione alla data di completamento della connessione possono intercorrere al massimo 30 giorni lavorativi nel caso di lavori semplici e 90 giorni lavorativi, cui si aggiungono 15 giorni lavorativi per ogni chilometro di linea da realizzare in media tensione ulteriore al primo, nel caso di lavori complessi.

Completata la realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore di rete ne dà comunicazione al richiedente, specificando la disponibilità all'entrata in esercizio. Il gestore comunica altresì eventuali obblighi cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata; contestualmente, il gestore comunica a Terna, tramite il sistema GAUDÌ, il completamento dell'impianto. Il gestore di rete attiva quindi la connessione entro 10 giorni lavorativi a decorrere dall'ultima data tra quella di attivazione nel sistema GAUDÌ e, nei soli casi in cui l'energia elettrica prelevata non sia destinata unicamente all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, la data di ricevimento dei documenti

necessari all'attivazione della connessione in prelievo. Se l'energia elettrica prelevata fosse unicamente rivolta all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, il gestore provvederebbe a inserire il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento a Salvaguardia o Maggior Tutela, dandone tempestiva comunicazione all' esercente, attivando comunque la connessione entro 10 giorni lavorativi dall'invio di tale comunicazione.

Per attivare la connessione, effettuando il primo parallelo con la rete, il gestore deve:

- svolgere una verifica in loco dell'impianto, assicurandosi che quanto dichiarato dal richiedente nella documentazione corrisponda allo stato dei luoghi;
- verificare che il richiedente abbia sottoscritto un contratto per il prelievo dell'energia elettrica;
- solo qualora le unità di produzione abbiano configurazione semplice:
 - verificare che il richiedente abbia completato con esito positivo le attività per l'abilitazione delle unità di produzione ai fini della misura;
 - eventualmente completare tutte le attività necessarie per l'abilitazione delle unità di produzione ai fini della misura.

Entro 5 giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore provvede a confermare l'entrata in servizio delle unità di produzione nel sistema GAUDÌ, comunicando a quest'ultimo la tipologia di Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) associato tramite una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà firmata da futuro produttore e futuro cliente finale.

Qualora al punto di connessione sia allacciato un impianto di produzione di energia elettrica cogenerativo ad alto rendimento, il richiedente è tenuto a dimostrare, tramite una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, che per quattro anni dall'entrata in esercizio sono state rispettate le condizioni del DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011 sulla base dei dati reali di esercizio. Nel caso in cui tali condizioni non fossero rispettate, il richiedente versa una penale al gestore di rete pari al 25% della differenza tra corrispettivo definito nel preventivo per la connessione dell'impianto cogenerativo e il corrispettivo per la connessione di un generico impianto non alimentato da fonti rinnovabili né cogenerativo ad alto rendimento, quest'ultimo pari al più grande tra il corrispettivo definito per impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard.

Nella Figura 4 è riportata una linea temporale che sintetizza quanto sopra esposto. Dal momento che le richieste di connessione da parte degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti cogenerativi ad alto rendimento vengono trattate in via prioritaria rispetto a quelle provenienti da impianti tradizionali, le tempistiche relative a questi ultimi possono subire modifiche, fino anche a raddoppiare, rispetto a quelle riportate nel presente paragrafo: tali modifiche sono comunque stabilite dai gestori di rete nelle proprie modalità e condizioni contrattuali.

Si rimanda al paragrafo 1.3.3 per i modelli unici semplificati per l'installazione e l'esercizio degli impianti di microgenerazione ad alto rendimento e microgenerazione a fonti rinnovabili.

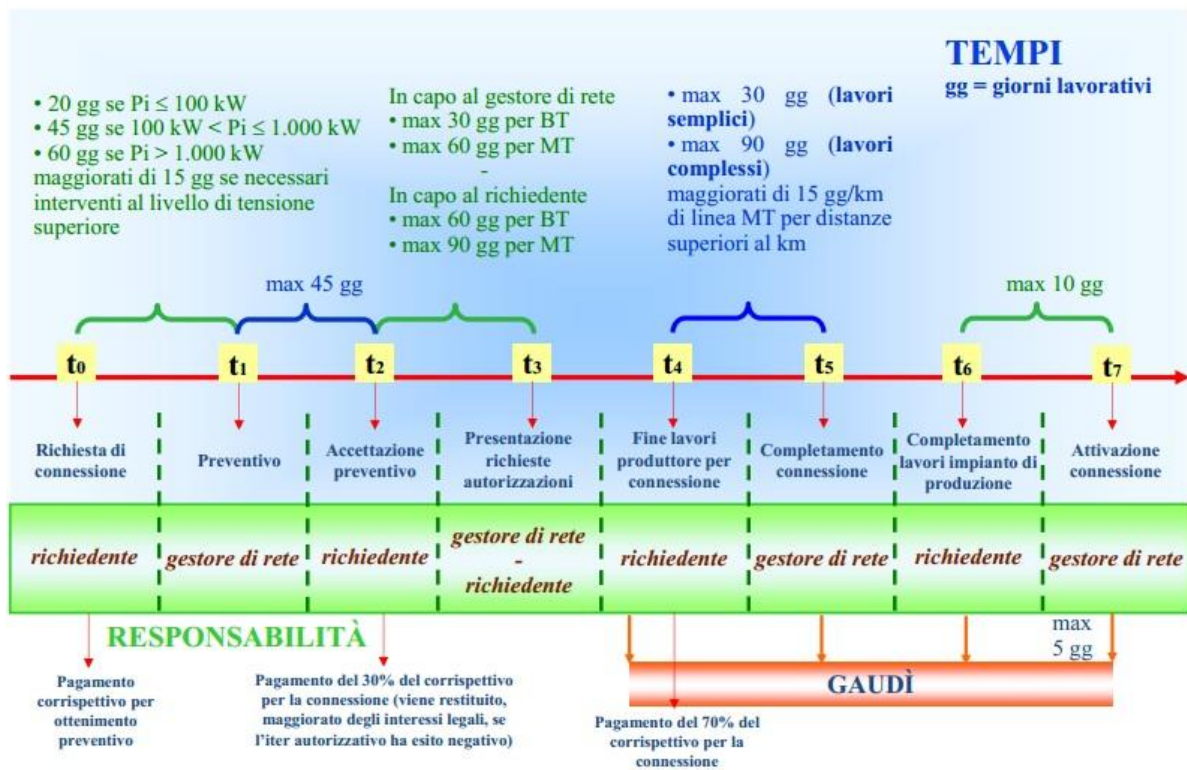


Figura 4 - Tempistiche per la connessione in bassa e media tensione ^[15]

1.5.6: Condizioni economiche e tecniche

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento, il corrispettivo di connessione (€) è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100 \quad \text{Eq. 18}$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000 \quad \text{Eq. 19}$$

in cui:

- $CP_A = 35$ €/kW • $CM_A = 90$ €/(kW km) Eq. 20

- $CP_B = 4$ €/kW • $CM_B = 7.5$ €/(kW km) Eq. 21

- P [kW] è la potenza ai fini della connessione, pari al massimo valore tra zero e PAR :

$$P = \max\{0; PAR\} \quad \text{Eq. 22}$$

in cui PAR è la potenza aggiuntiva richiesta in immissione, pari alla differenza tra PIR e PDC :

$$PAR = PIR - PDC \quad \text{Eq. 23}$$

in cui:

- PIR è la potenza in immissione richiesta;
- PDC è la potenza già disponibile per la connessione prima degli interventi, a sua volta pari al massimo valore tra PDI e PDP :

$$PDC = \max\{PDI ; PDP\}$$

Eq. 24

in cui:

- ◆ *PDI* è la potenza già disponibile in immissione, che rappresenta la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso;
- ◆ *PDP* è la potenza già disponibile in prelievo, che rappresenta la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente senza che il cliente finale sia disalimentato.
- D_A [km] è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione da media a bassa tensione;
- D_B [km] è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione da alta a media tensione.

I corrispettivi CP_A e CM_A sono riferiti ai costi medi delle soluzioni di connessione in bassa tensione, mentre i corrispettivi CP_B e CM_B sono riferiti a quelli in media tensione. Nel caso di nuova connessione in cavo interrato, i valori di CM_A e CM_B devono essere moltiplicati per 2; nel caso di richieste di connessione di impianti di produzione che non siano raggiungibili con strade percorribili o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o di laguna, i valori di CP_A , CP_B , CM_A e CM_B devono essere moltiplicati per 3.

Il corrispettivo per la connessione è convenzionale, non dipende cioè dal punto di connessione né dall'effettiva distanza dallo stesso; tale corrispettivo, come già anticipato nella Figura 4, viene versato dal richiedente al gestore per il 30% all'atto di accettazione del preventivo, anche qualora il richiedente decidesse di realizzare per suo conto la connessione, e per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla sua realizzazione fisica, in carico al richiedente.

Per le regole tecniche e i riferimenti normativi si consultino la NORMA CEI 0-21 per la connessione in bassa tensione, la NORMA CEI 0-16 per quella in media tensione.

1.6: Prospetto conclusivo

Quanto esposto nel presente capitolo può essere indebitamente sintetizzato nella Tabella 13, che sacrifica la completezza espositiva in virtù di un più efficace colpo d'occhio sui tratti salienti della cogenerazione ad alto rendimento. La scelta degli intervalli in cui suddividere la taglia delle macchine è motivata da esigenze pratiche: fino a 50 kW si è nell'ambito della microcogenerazione, fino a 200 kW si ha accesso al meccanismo dello scambio sul posto e fino a 1000 kW è sufficiente un PES > 0% per essere qualificati CAR, pertanto si è ritenuto opportuno mettere in evidenza tali valori.

Per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR)		Taglia del cogeneratore [kW _{el}]			
		0 – 50	50 – 200	200 – 1000	> 1000
Qualifica CAR se PES (DECRETO MINISTERIALE 5 SETTEMBRE 2011)		> 0%			≥ 10%
Richiesta a		GSE e Ministero dello Sviluppo Economico, se l'unità non è ancora in esercizio			
		GSE e Uffici Tecnici di Finanza, se l'unità è già in esercizio			
Procedure semplificate per installazione ed esercizio		Sì, DECRETO 16 MARZO 2017 sulla microcogenerazione	No		
Regime di sostegno		Numero di certificati bianchi: $CB = RISP * 0.086 * K$, poi moltiplicato per il prezzo riconosciuto ai TEE			
Quota del costo dell'investimento che gli incentivi pubblici in conto capitale non devono eccedere affinché siano cumulabili		40%		30%	20%
Ritiro dedicato (ALLEGATO A DELLA DELIBERAZIONE N. 280/07)	Accesso se	Potenza apparente < 10 MVA			
	Richiesta a	GSE			
	Prezzo riconosciuto	Zonale orario			
	Adempimenti produttore	Prezzo minimo garantito: $PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$ per i primi 1500 MWh (39€/MWh per l'anno 2017)			
Scambio sul posto (ALLEGATO A alla DELIBERAZIONE 570/2012/R/EFR)	Accesso se	Clienti finali di ASSPC che siano anche produttori di energia elettrica		NON HA ACCESSO	
		Clienti finali titolari di un insieme di punti di prelievo e immissione, anche non coincidenti, che siano anche produttori di energia elettrica			
	Richiesta a	GSE			
	Prezzo riconosciuto	Contributo in conto scambio: $C_S = \min(O_E; C_{Ei}) + CU_{Sf} * E_S$			
	Adempimenti produttore	Delegati al GSE per l'immissione di energia elettrica in rete, ma non per il suo acquisto (possibile Maggior Tutela)			

Per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) - continua		Taglia del cogeneratore [kW _e]				
		0 – 50	50 – 200	200 – 1000	> 1000	
Connessione alla rete (ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 99/08)	Livello di tensione	Bassa tensione		Media tensione		
	Richiesta a	Gestore di rete nell'ambito territoriale (fino a 10 MW)				
	Corrispettivo per il preventivo (cfr Tabella 12 per dettaglio)	30€ 50€ 100€	200€ 500€	500€ 1500€	2500€	
	Corrispettivo per la connessione (minor valore tra A e B)	$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$ $B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$				
	Adempimenti	Pagare i corrispettivi per preventivo e connessione				
		Realizzare le opere strettamente necessarie all'asestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione				
		Dimostrare che per quattro anni dall'entrata in esercizio sono state rispettate le condizioni CAR				
Procedure semplificate per la connessione	Sì, DECRETO 16 MARZO 2017 sulla microcogenerazione		No			

Tabella 13 - Prospetto normativo per la cogenerazione

Capitolo 2: Tecnologie per la cogenerazione

2.1: Quadro generale

Come già accennato nel paragrafo 1.1, il campo applicativo di maggiore interesse per piccola e micro-cogenerazione è il settore terziario, e il presente elaborato si focalizza nella fattispecie sulle Residenze Sanitarie Assistite (RSA). Applicazioni, o anche semplicemente realtà, diverse richiedono taglie diverse, le quali richiedono a loro volta diverse tecnologie; con riferimento al Grafico 1, che mostra gli intervalli di rendimento elettrico conseguibile in funzione degli intervalli di taglia per le varie tecnologie, nel seguito si esporranno le caratteristiche principali di:

- Motori a combustione interna (*Motori a c.i.*);
- Motori a ciclo Stirling (*Mot. Stirling*);
- Micro-turbine a gas (MTG);
- Celle a combustibile, divise in:
 - Celle a ossidi solidi (*SOFC*);
 - Celle ad acido fosforico (*PAFC*);
 - Celle a membrana polimerica (*PEM*);

Saranno tralasciati invece i sistemi termo-fotovoltaici (*TPV*), essendo allo stato attuale ancora molto lontani dalla commercializzazione ed essendo relegati a taglie molto piccole, con rendimenti elettrici infimi.

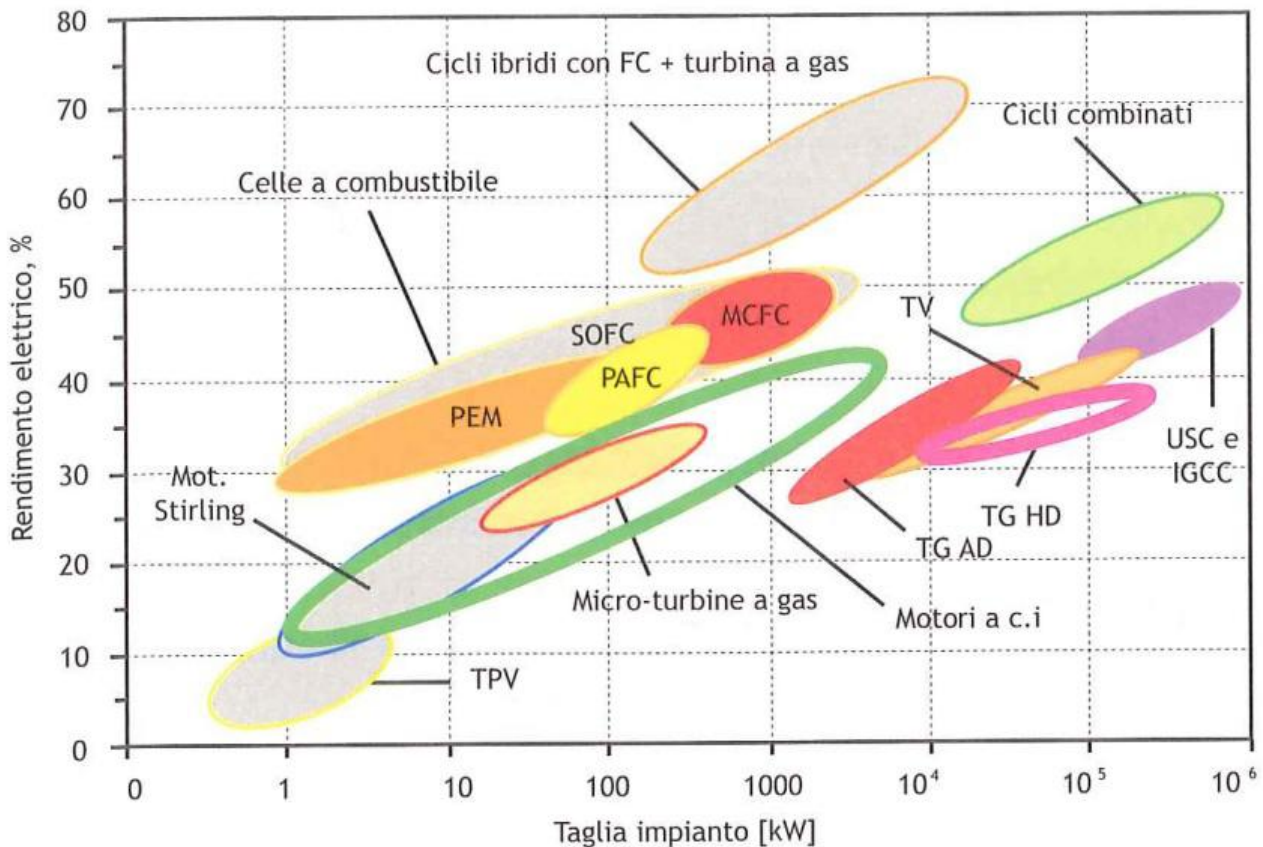


Grafico 1 - Rendimento elettrico di alcuni sistemi cogenerativi in funzione della taglia ^[28]

Nel Grafico 1, per confronto, sono riportate anche le tecnologie per la “grande” cogenerazione:

- Celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC);
- Cicli ibridi con celle a combustibile (FC) e turbina a gas (TG);
- Cicli combinati (CC);
- Cicli ultra-super-critici (USC);
- Impianti di gassificazione a ciclo combinato (IGCC);
- Turbine a vapore (TV);
- Turbine a gas *heavy-duty* (TG HD);
- Turbine a gas *aero-derivate* (TG AD).

Nel Grafico 2 è invece riportato un dettaglio del rendimento elettrico in funzione del rendimento termico per quelle tecnologie più adatte alla piccola e microcogenerazione, includendo anche i cicli ibridi FC/TG per via degli elevatissimi rendimenti elettrici che si è calcolato di poter conseguire: tale grafico permette dunque di individuare la vocazione di ciascuna tecnologia, se è più orientata alla produzione di elettricità o di calore. I motori a combustione interna, che sono commercialmente i più affermati, possono raggiungere anche un rendimento elettrico del 41% a fronte di un rendimento termico del 37%, per un uso più improntato alla produzione di elettricità; altrimenti, qualora si fosse più interessati alla produzione di calore, tali motori raggiungono un rendimento termico del 57% a fronte di un rendimento elettrico del 26%.

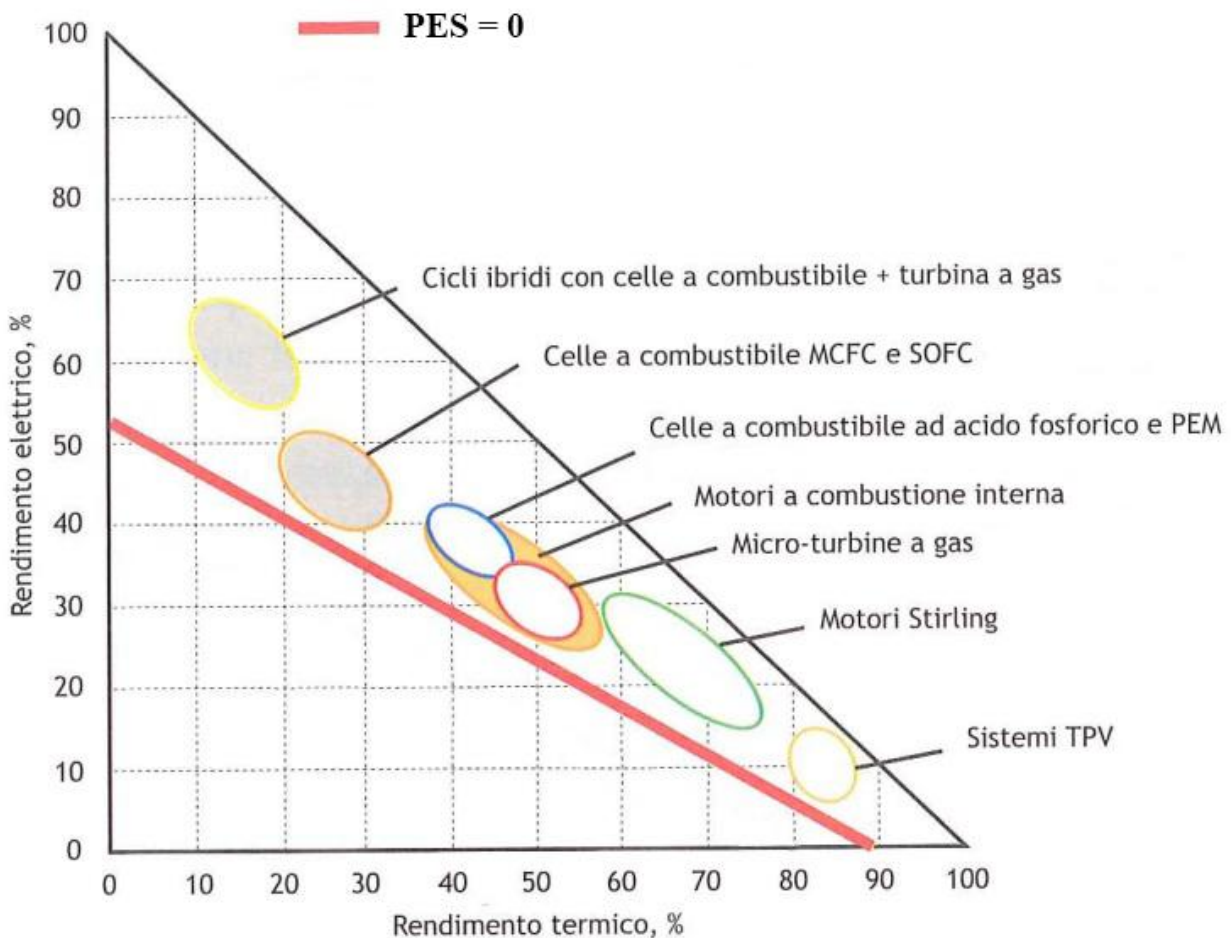


Grafico 2 - Rendimento elettrico di alcuni sistemi cogenerativi in funzione del rendimento termico ^[28]

2.2: Motori a combustione interna

I Motori a Combustione Interna (MCI) sono la tecnologia cogenerativa più affermata e commercialmente più diffusa, complice il fatto che il settore del trasporto ha avuto come propulsore, all'inizio della sua storia moderna, proprio un motore a combustione interna. Ad oggi, le taglie disponibili sul mercato per la cogenerazione vanno da 1 kW_{el} a 7 MW_{el}, escludendo i grandi motori Diesel lenti di derivazione navale, che possono arrivare anche a 60 MW_{el}; nel seguito ci si concentrerà sulle potenze inferiori a 1 MW_{el}.

È possibile sintetizzare i pregi e i difetti della tecnologia in oggetto nella Tabella 14:

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none">• Tecnologia matura;• Elevata affidabilità;• Elevata flessibilità di esercizio;• Tempi di avviamento brevi;• Alto rendimento;• Costi contenuti;• Già impiegata per cogenerazione.	<ul style="list-style-type: none">• Utilizzo di combustibili fossili;• Necessario un abbattimento degli inquinanti;• Elevati costi di manutenzione;• Rumorosità e vibrazioni durante il funzionamento.

Tabella 14 - Pro e contro dei MCI

La grande diffusione e le caratteristiche del tutto note di questa tecnologia sono sufficienti a farla preferire rispetto ad altre soluzioni, per esempio le microturbine a gas, anche qualora un'analisi tecnico-economica evidenziasse una sostanziale equivalenza o addirittura l'inferiorità dei MCI.

Tecnologicamente, un MCI è un motore volumetrico di tipo alternativo, salvo rarissime eccezioni, in cui la combustione avviene all'interno della macchina; le sue tipologie principali sono il motore Otto (ad accensione comandata) e il motore Diesel (ad accensione spontanea), i quali possono essere, a seconda del numero di corse effettuate dal pistone ad ogni ciclo di lavoro, a quattro o a due tempi. Si sottolinea che i motori a due tempi, sia Otto sia Diesel, vengono raramente o per nulla impiegati per scopi cogenerativi: nella presente analisi, focalizzata sulla cogenerazione, sono pertanto solamente citati.

2.2.1: Ciclo Otto

Il motore Otto, in massima sintesi, è formato da una valvola d'aspirazione, una valvola di espulsione, una candela, una camera di combustione e un pistone collegato ad un albero tramite un meccanismo biella-manovella. Il ciclo ideale si articola in quattro fasi, o meglio "tempi", da cui il motore prende il nome; essi sono rappresentati nella Figura 5, sia con lo schema della posizione dei componenti meccanici, sia con le trasformazioni termodinamiche sul piano pressione-volume (p-V). Queste ultime sono:

1. Aspirazione (A-B): la valvola di espulsione si chiude, la valvola d'aspirazione si apre, il pistone si trova nel Punto Morto Superiore (PMS) e scende verso il Punto Morto Inferiore (PMI), aspirando nella camera di combustione una miscela di aria e combustibile, generalmente gas naturale o propano, ma anche benzina o gas dal basso potere calorifico, ad esempio gas da discarica o biogas. Durante l'aspirazione si ha quindi il "riempimento" del volume a pressione costante;

2. Compressione (B-C): la valvola di espulsione è chiusa, la valvola d'aspirazione si chiude, il pistone sale verso il PMS e comprime isoentropicamente, attraverso lavoro fornito dall'esterno tramite l'albero, la miscela di aria e combustibile. Si ha quindi una diminuzione del volume ed un contestuale aumento di pressione e temperatura;
3. Accensione della miscela (C-D) e rapida espansione (D-E): entrambe le valvole di espulsione e aspirazione sono chiuse, il pistone è ancora nel PMS poiché l'accensione della miscela, ad opera di una scintilla generata dalla candela quando le condizioni nella camera di combustione sono ottimali, e la successiva combustione avvengono idealmente in modo istantaneo; il pistone viene spinto verso il PMI dalla miscela di aria e gas combusti, che cedono lavoro meccanico all'albero. Si ha quindi un brusco aumento di pressione a volume costante, seguito da un'espansione isoentropica;
4. Scarico (E-B) ed espulsione (B-A): la valvola di espulsione si apre, la valvola d'aspirazione è chiusa, il pistone è ancora nel PMI, la camera di combustione viene messa in comunicazione con l'ambiente esterno; il pistone viene spinto verso il PMS attraverso lavoro fornito dall'esterno tramite l'albero, e i gas combusti vengono espulsi. Si ha quindi un crollo di pressione a volume costante quando la valvola d'espulsione viene aperta, seguito dallo "svuotamento" del volume della camera di combustione, a pressione costante, quando il pistone si riporta nella posizione iniziale, nel PMS, pronto per cominciare un altro ciclo di lavoro.

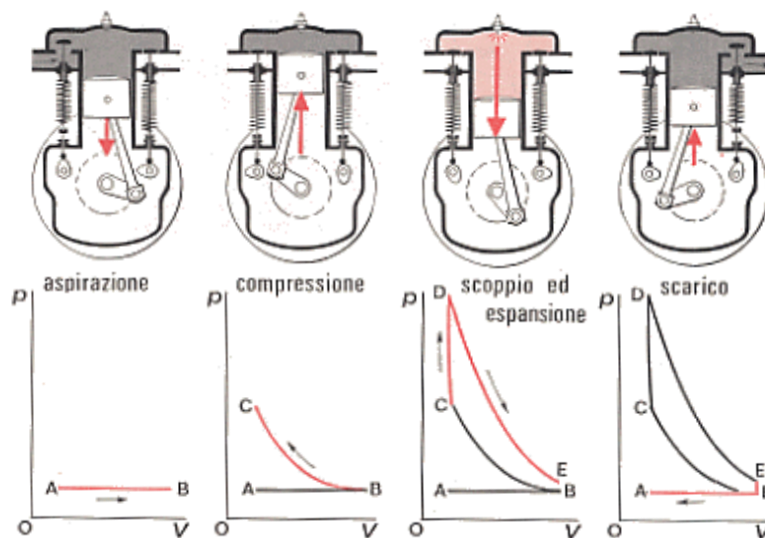


Figura 5 - Ciclo Otto ideale ^[35]

Il ciclo reale, in confronto a quello sopra esposto, presenta delle differenze in fase di aspirazione ed espulsione: rispettivamente, una sottopressione ed una sovrappressione, dovute all'inerzia della miscela reale di gas. Inoltre, com'è logico, compressione ed espansione non sono isoentropiche, e la combustione non avviene istantaneamente.

Il rendimento (η) del ciclo Otto ideale si calcola come:

$$\eta = \frac{T_B - T_E}{T_D - T_C} = 1 - \frac{1}{r^{k-1}} \quad \text{Eq. 25}$$

in cui:

- T_B, T_C, T_D, T_E sono le temperature dei rispettivi punti termodinamici;
- k è il rapporto tra calore specifico a pressione e a volume costanti della miscela combustibile;
- r è il rapporto di compressione volumetrico (V_B/V_C).

Come si è accennato, il motore Otto è anche detto “ad accensione comandata”, in quanto l'accensione della miscela combustibile avviene tramite una scintilla della candela al termine della fase di compressione; è quindi importante evitare l'accensione spontanea della miscela (detonazione), che si verifica per valori di pressione e temperatura molto elevati e che può causare danni alla macchina. Per scongiurare tale rischio si adotta un rapporto di compressione tipicamente intorno a 10 : 1.

2.2.2: Ciclo Diesel

Viceversa, nel motore Diesel si vuole ottenere proprio l'accensione spontanea della miscela, pertanto si adottano rapporti di compressione molto più elevati, tipicamente intorno a 20 : 1. Questa differenza comporta una modifica sostanziale del funzionamento del motore: scompare la candela, responsabile dell'accensione comandata, che viene sostituita da un iniettore di combustibile; inoltre, cambia la modalità con cui il motore viene alimentato: la miscela di aria e combustibile dei motori Otto viene sostituita dalla sola aria, in cui viene successivamente iniettato il combustibile. Quest'ultimo è composto da gas naturale, con una piccola percentuale di gasolio (1-10%) per permettere l'autoaccensione: infatti il gas naturale presenta buone caratteristiche antidetonanti, che lo rendono ottimo per l'alimentazione dei motori Otto ma non per quella dei motori Diesel; inoltre, l'aggiunta di gasolio contribuisce alla lubrificazione. L'iniezione può avvenire ad alta pressione direttamente nella camera di combustione, oppure a bassa pressione nel collettore di aspirazione (gas naturale) e nella camera di combustione (percentuale di gasolio); in quest'ultimo caso, la potenza nominale deve essere ridotta all'80-95%. Per il resto, le due tipologie di motori hanno funzionamento e componenti meccanici molto simili.

Analogamente a prima, il ciclo ideale si articola in quattro fasi o, più propriamente, “tempi”; essi sono rappresentati nella Figura 6, con lo schema della posizione dei componenti meccanici e le trasformazioni termodinamiche sul piano pressione-volume (p-V). Queste ultime sono:

1. Aspirazione, *intake* (A-B): del tutto identica al motore Otto con l'unica differenza, come si è già discusso, che i motori Diesel aspirano soltanto l'aria;
2. Compressione, *compression* (B-C): del tutto identica al motore Otto con l'unica differenza, come si è già discusso, che i motori Diesel hanno un rapporto di compressione quasi doppio;
3. Autoinnesco (C-D) e rapida espansione (D-E), *power*: entrambe le valvole di espulsione e aspirazione sono chiuse, il pistone è ancora nel PMS e, all'interno della camera di combustione, viene iniettato il combustibile (*fuel injection*), che vaporizza. Le condizioni di pressione e temperatura sono tali che la miscela così creata si autoinnesca: a differenza dell'accensione comandata nel ciclo Otto, il processo di combustione non è istantaneo, ma porta ad una espansione isobara, seguita successivamente da una espansione isoentropica. Infine, esattamente come accade nel motore Otto, il pistone viene spinto verso il PMI e trasferisce lavoro meccanico all'albero;
4. Scarico (E-B) ed espulsione (B-A), *exhaust*: del tutto identici al motore Otto.

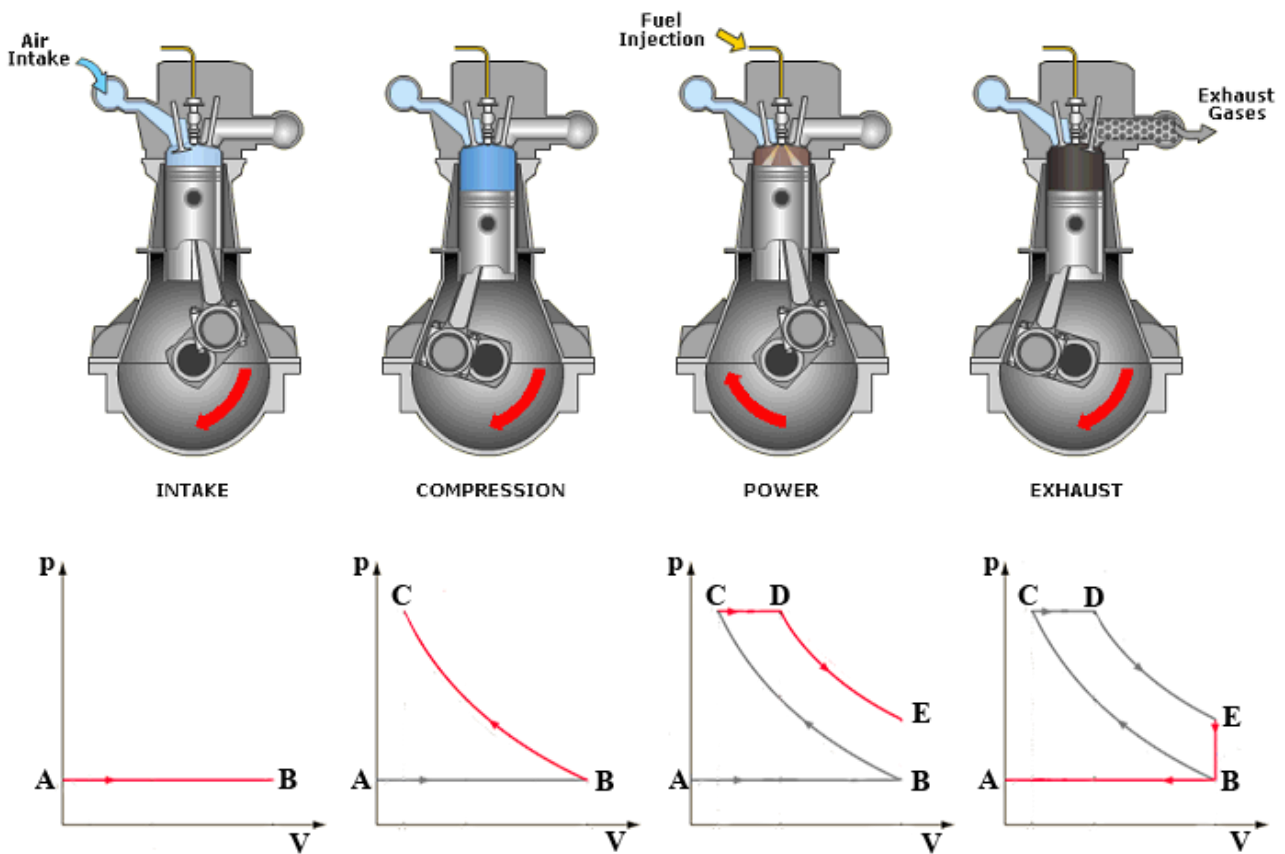


Figura 6 - Ciclo Diesel ideale ^[36]

Il motore Otto richiede rapporti aria-combustibile vicini allo stechiometrico a piena potenza e viene regolato, ai carichi parziali, diminuendo la quantità di miscela elaborata nella camera di combustione attraverso una valvola a farfalla, tenendo quindi il rapporto aria-combustibile pressoché immutato. Invece, i motori Diesel operano con rapporto aria-combustibile molto maggiore rispetto allo stechiometrico a piena potenza e, ai carichi parziali, vengono regolati tenendo costante l'aria aspirata e riducendo la quantità di combustibile iniettata, facendo quindi aumentare di molto il loro rapporto: per questo motivo, i motori Diesel hanno rendimenti ai carichi parziali migliori di quelli dei motori Otto e, sebbene a parità di rapporto di compressione abbiano rendimento più basso, lavorando a rapporti di compressione doppi rispetto ai motori Otto conseguono un rendimento finale più alto.

Il rendimento (η) del ciclo Diesel ideale si calcola come:

$$\eta = 1 - \frac{1}{r^{k-1}} \left(\frac{\tau^k - 1}{k(\tau - 1)} \right) \quad \text{Eq. 26}$$

in cui:

- r è il rapporto volumetrico di compressione (V_B/V_C);
- k è il rapporto tra calore specifico a pressione e a volume costanti;
- τ è il rapporto volumetrico di combustione (V_D/V_C).

2.2.3: Bilancio energetico

L'Eq. 4 può essere riscritta con una notazione più leggera che meglio evidenzia i suoi parametri:

$$\eta_I = \frac{E + \sum_i H_i}{F} \quad \text{Eq. 27}$$

in cui:

- η_I è il rendimento definito attraverso il primo principio della termodinamica;
- E è l'energia elettrica prodotta;
- H_i è il calore utile prodotto dall' i -esima fonte termica;
- F è l'energia del combustibile utilizzata.

In particolare, $E + \sum_i H_i$ rappresenta l'effetto utile, cioè tutto ciò che si vuole ottenere dalla combustione indipendentemente dal livello termico a cui lo si ottiene. Tuttavia, se si volesse valutare in modo più rigoroso l'efficienza, si dovrebbe considerare anche la temperatura a cui viene prodotto il calore utilizzando il rendimento exergetico (η_{ex}), definito come:

$$\eta_{ex} = \frac{E + \sum_i H_i \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right)}{F} \quad \text{Eq. 28}$$

in cui:

- E è ancora l'energia elettrica prodotta;
- F è ancora l'energia del combustibile utilizzata;
- H_i è ancora il calore utile dell' i -esima fonte termica;
- T_i è la temperatura a cui è prodotto l' i -esimo calore utile;
- T_0 è la temperatura ambiente.

Il parametro $\left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right)$ è chiamato fattore di Carnot e racchiude il secondo principio della termodinamica. Esso è tanto più penalizzante quanto più il calore utile prodotto è vicino alla temperatura ambiente, giacché il suo "pregio" diminuisce: ad esempio, produrre calore "utile" alla stessa temperatura dell'ambiente comporterebbe rendimenti di primo principio erroneamente elevati, mentre invece il rendimento exergetico penalizzerebbe giustamente tale calore fino a non considerarlo nemmeno, poiché il suo pregio è nullo (una sorgente termica, per poter scambiare calore con un pozzo termico, deve necessariamente trovarsi ad una temperatura superiore).

Si considerino nuovamente i motori a combustione interna. Il rendimento di primo principio che è possibile conseguire tramite un loro impiego è molto elevato: prima di stabilirlo, si osservi la Figura 7, che mostra il bilancio energetico di un motore Diesel a piena potenza sovralimentato, evidenziando le varie destinazioni del calore introdotto attraverso il combustibile. Si osserva che, a fronte di un 41.7% di lavoro utile, si avrebbero delle dispersioni di calore così ripartite: 34% nei gas di scarico, 10.1% nel circuito dell'acqua di raffreddamento, 8.7% nell'aria di sovralimentazione, 4.4% nel circuito dell'olio, 1.1% per irraggiamento. Il rendimento di primo principio, in assenza di cogenerazione, sarebbe pertanto del 41.7% (valore che sarà ulteriormente ridotto per la presenza di un rendimento elettrico di conversione).

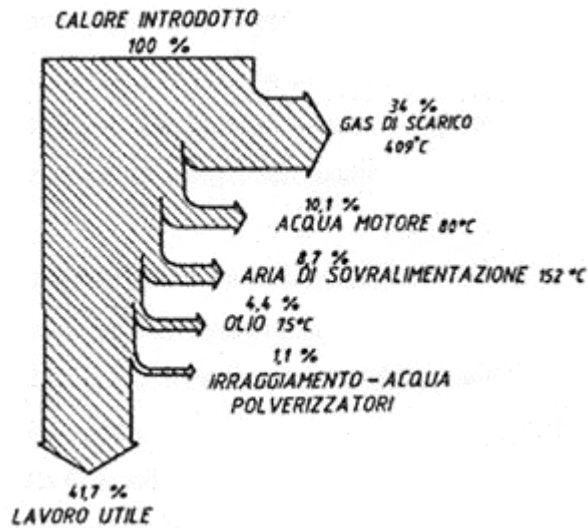
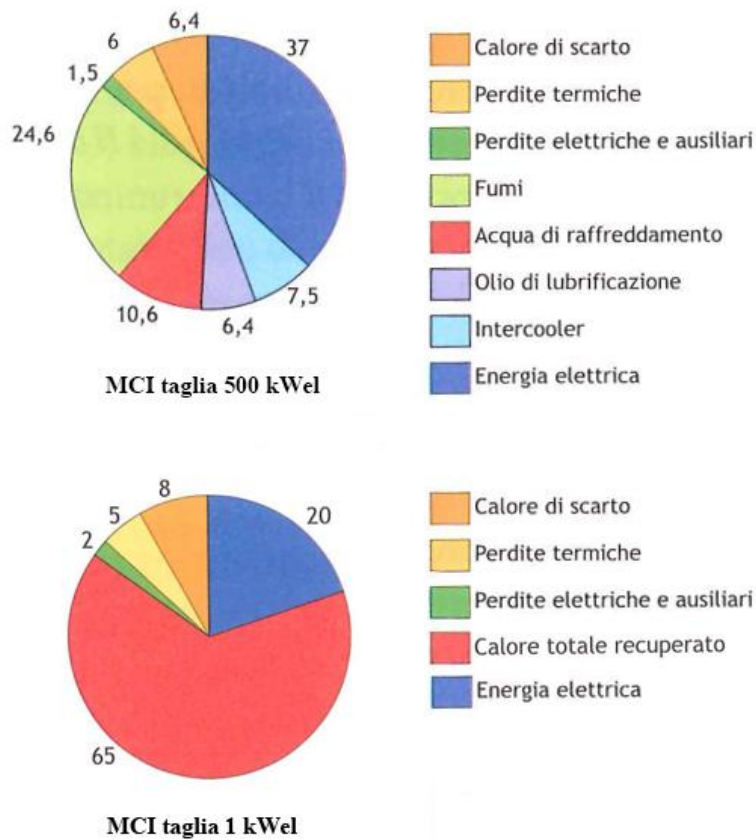


Figura 7 - Bilancio energetico a pieno carico per un motore Diesel sovralimentato ^[33]

In presenza di cogenerazione, il calore che sarebbe stato disperso verso l'ambiente viene invece impiegato per produrre, generalmente, acqua calda sanitaria. I Grafici 3 riportano un confronto tra un motore di taglia grande (500 kW_{el}) ed uno di taglia piccola (1 kW_{el}):



Grafici 3 - Bilancio termico di due MCI ^[28]

Si può osservare come il rendimento di primo principio per il motore di taglia grande e quello di taglia piccola siano rispettivamente pari a 86.1% (con un 6.4% di calore rigettato all'ambiente, un 6% di calore perso nello scambio termico e un 1.5% di perdite elettriche e negli ausiliari) e a 85% (con un 8% di calore rigettato all'ambiente, un 5% di calore perso nello scambio termico e un 2% di perdite elettriche e negli ausiliari). Inoltre, il motore di taglia piccola viene utilizzato prevalentemente per la produzione di energia termica, essendo il rendimento elettrico piuttosto basso per le piccole potenze (cfr Grafico 8).

Riguardo alle temperature in gioco, i fumi di scarico escono dal motore a circa 400-500 °C, l'acqua del circuito di raffreddamento è a 90-95 °C, l'olio di lubrificazione è a 75-85 °C, mentre invece l'*intercooler* rende disponibile calore a 50-60 °C: sono dunque disponibili più livelli termici, e risulta evidente che un MCI è particolarmente adatto, per un uso cogenerativo, qualora l'applicazione per cui è impiegato richieda acqua calda a temperature comprese tra i 70 °C e i 120 °C.

Nella Figura 7 e nei Grafici 3 compaiono le diciture "aria di sovralimentazione" e "*intercooler*": tutti i MCI di potenza superiore a 200 kW_{el} sono dotati di turbocompressore di sovralimentazione, e la tendenza è quella di dotare di sovralimentatore anche i MCI di taglie più piccole. In riferimento alla Figura 8, che mostra uno schema concettuale, il turbocompressore viene alimentato con i gas di scarico del motore, i quali muovono una turbina che si trascina dietro il compressore radiale calettato sul medesimo albero. Tale compressore incrementa la pressione dell'aria aspirata dal pistone e di conseguenza anche la sua densità, quest'ultima ulteriormente incrementata da un inter-refrigeratore (*intercooler*) posto a valle dello stesso; il pistone, dovendo elaborare un fluido a densità maggiore, necessita quindi di un minore lavoro di compressione. Questo comporta un incremento della potenza meccanica fornita dal motore, con conseguente miglioramento del rendimento e diminuzione del costo specifico della tecnologia.

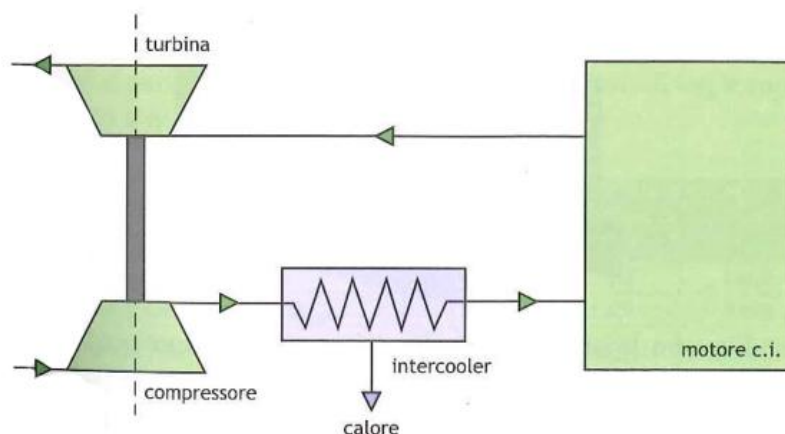


Figura 8 - Schema di un MCI sovralimentato e dotato *intercooler* ^[28]

2.2.4: Andamento delle prestazioni

I motori a combustione interna sono caratterizzati da una grande flessibilità di esercizio che, nelle applicazioni stazionarie a scopi cogenerativi, si dedica soltanto nella regolazione della potenza, operando queste macchine a velocità di rotazione costante e imposta dalla frequenza della rete elettrica. Il Grafico 4 mostra come varia il rendimento ai carichi parziali, per tre ipotetici MCI da 125 kW, 250 kW e 500 kW: esso decade velocemente, perdendo circa il 4% passando dal 100% al 50% della potenza nominale. Tra l'altro si osservi come, a parità di carico, esso tenda ad aumentare per unità di taglia maggiore.

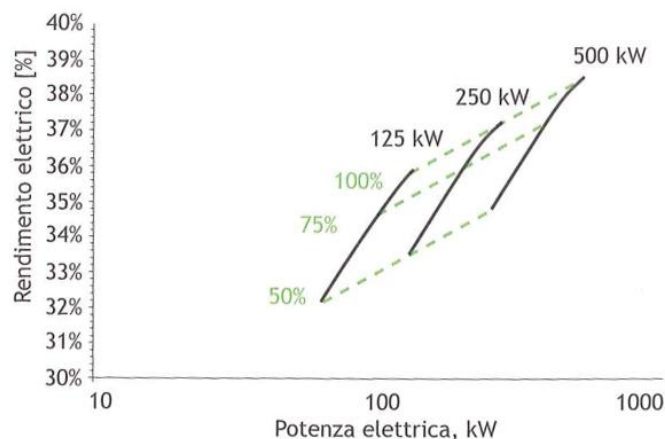


Grafico 4 - Rendimento elettrico di alcuni MCI ai carichi parziali in funzione della potenza ^[28]

Gli andamenti riportati nel Grafico 6 e nel Grafico 7 sono riferiti ad un MCI a ciclo Otto da 120 kW_{el} con rendimento nominale pari a 35% e comportamento ai carichi parziali rappresentato nel Grafico 5: le assunzioni su tipologia, taglia ed efficienza della macchina sono necessarie per studiarne la variazione del rendimento al variare delle condizioni ambientali, sintetizzate nel parametro della temperatura esterna.

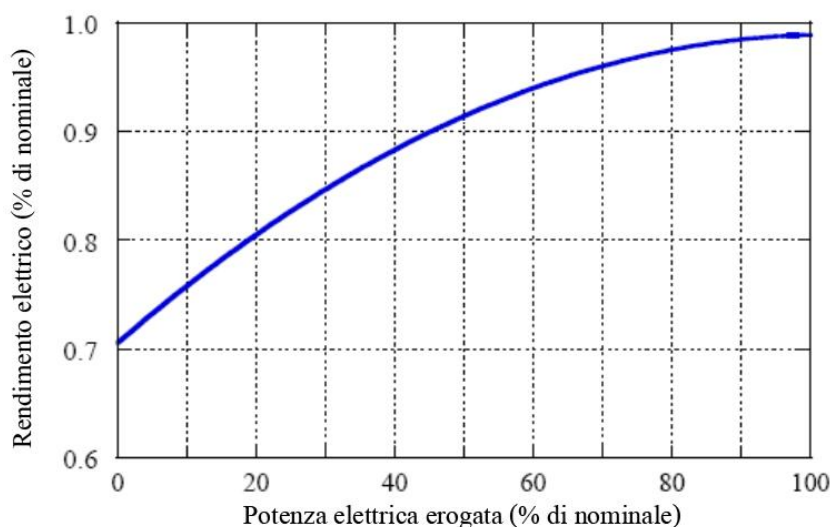


Grafico 5 - Rendimenti elettrici ai carichi parziali per MCI ^[34]

La potenza elettrica generata dal motore (Grafico 6), e di conseguenza anche il rispettivo rendimento (Grafico 7), diminuiscono all'aumentare della temperatura esterna. Questo fenomeno è dovuto alla diminuzione della densità dell'aria aspirata dal cilindro: infatti, a parità di volume, quest'ultimo elabora una massa d'aria minore e, per avere lo stesso effetto utile, richiede che gli sia fornito un lavoro maggiore. Viceversa, se l'aria è fredda, il cilindro elabora a parità di volume una massa maggiore e, per ottenere lo stesso effetto utile, richiede un lavoro di compressione minore.

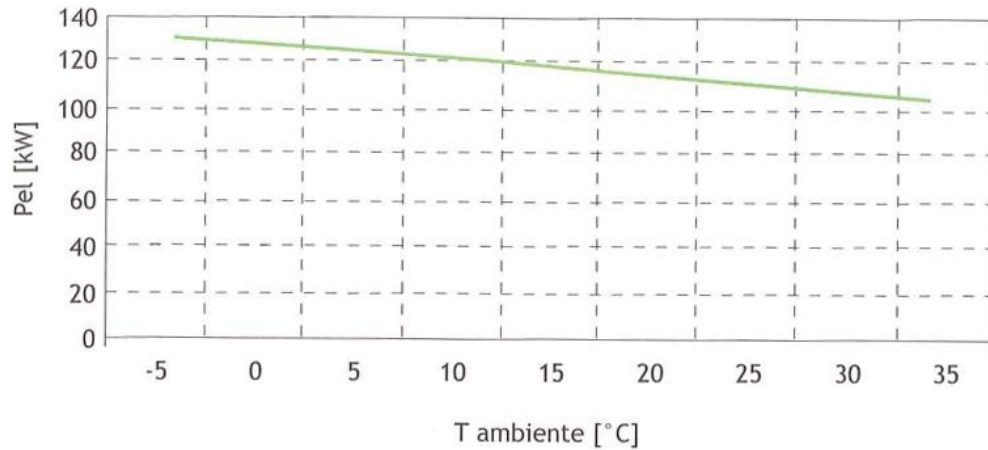


Grafico 6 - Potenza elettrica massima del MCI da 120 kW in funzione della temperatura ambiente ^[28]

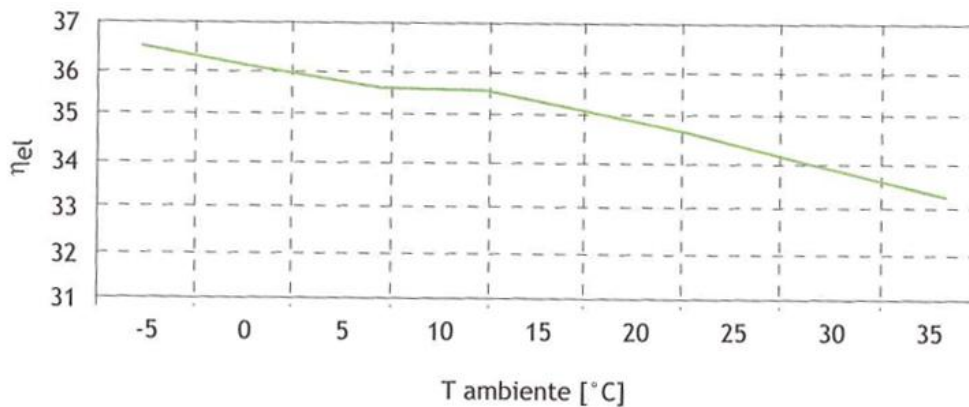


Grafico 7 - Rendimento elettrico del MCI da 120 kW in funzione della temperatura ambiente ^[28]

2.2.5: Ordine di grandezza dei costi

È possibile costruire una curva che correli il rendimento elettrico di un MCI e la sua taglia, basandosi sull'analisi delle caratteristiche dei modelli disponibili sul mercato: tale correlazione è rappresentata nel Grafico 8. Come per la quasi totalità delle macchine, il rendimento è direttamente proporzionale alla taglia: unità più piccole tendono ad avere rendimenti inferiori rispetto a unità molto grandi, a causa della maggiore difficoltà costruttiva e del venir meno degli effetti benefici dei fattori di scala. Questo si traduce, come mostra il Grafico 9, in scala logaritmica, in un mercato innalzarsi del costo specifico del kW_{el} installato tanto più piccola diventa la taglia della macchina (i costi dei motori cogenerativi si intendono comprensivi dell'impianto di recupero termico e del sistema di controllo).

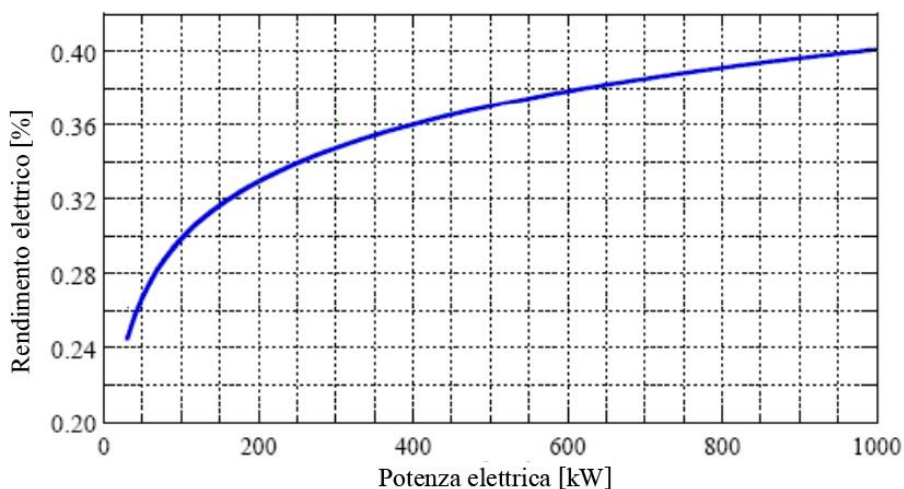


Grafico 8 - Rendimento elettrico di un MCI in funzione della taglia ^[34]

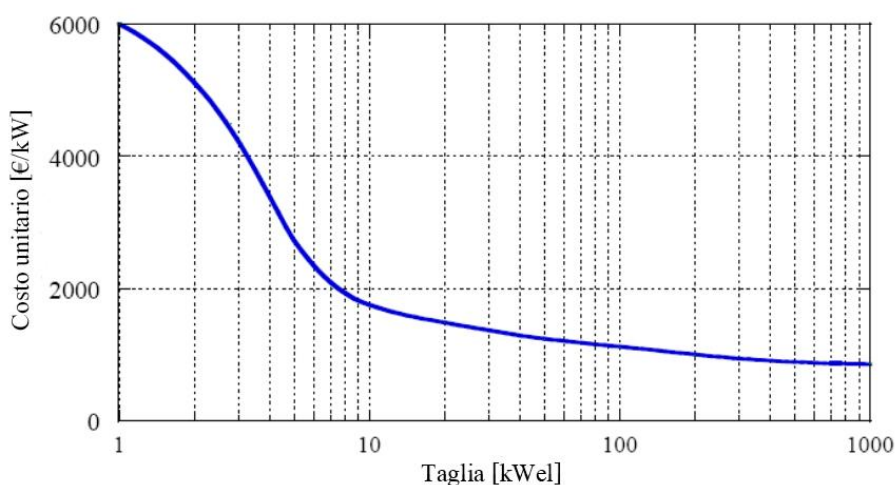


Grafico 9 - Costo specifico indicativo di un MCI in funzione della taglia ^[34]

I valori rappresentati nel Grafico 9 sono indicativi, così come indicativi sono quelli riportati nella Tabella 15: essi definiscono, per le taglie di 75 kW, 100 kW, 300 kW e 800 kW, l'ordine di grandezza del rendimento elettrico, del costo specifico totale per kW_{el} installato e delle annesse spese per la manutenzione. Queste ultime, in particolare, seguono la già evidenziata tendenza delle unità di grossa taglia ad avere costi unitari inferiori rispetto alle unità di taglia più piccola.

		Motori a combustione interna cogenerativi			
Potenza nominale	[kW _{el}]	75	100	300	800
Rendimento elettrico	%	27.2	33.7	34.2	36.6
Costo totale di installazione	[€/kW _{el}]	1350	1190	950	870
Costi di manutenzione	[€/MWh]	44	38	14	7

Tabella 15 - Costi indicativi per alcune taglie di MCI ^[28]

2.3: Motori a combustione esterna

I motori a combustione esterna (MCE), come anticipa abbastanza chiaramente il loro stesso nome, si differenziano dai motori a combustione interna per la collocazione della sorgente energetica, il cui compito è fornire l'energia termica che verrà poi trasformata in energia meccanica: essa non si trova più all'interno del cilindro del pistone, ma all'esterno, accoppiata al motore tramite uno scambiatore cosiddetto "caldo". Si è parlato di generica "sorgente energetica" perché, a rigore, la stessa potrebbe anche essere diversa dal combustibile fossile: si pensi, per esempio, ad un collettore solare a concentrazione che focalizzi la radiazione sullo scambiatore caldo. Teoricamente, quindi, il motore a *sorgente energetica* esterna potrebbe anche operare senza coinvolgere il processo di combustione, con un beneficio inestimabile per l'ambiente dal punto di vista delle emissioni inquinanti; all'atto pratico, tuttavia, le applicazioni che utilizzano sorgenti termiche diverse dai combustibili fossili sono estremamente limitate e di potenza molto ridotta, e per questo si adopera, propriamente, la nomenclatura di motore a *combustione* esterna.

Tra la famiglia dei MCE ci si concentra, nella presente analisi, sui Motori a Ciclo Stirling (MCS), che sono la tecnologia più promettente; la Tabella 16 sintetizza i loro vantaggi e svantaggi.

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none">• È utilizzabile qualsiasi tipo di combustibile;• I prodotti di combustione non entrano in contatto con le parti meccaniche;• Funzionamento silenzioso e senza vibrazioni;• Emissioni contenute;• Manutenzione ridotta.	<ul style="list-style-type: none">• Elevati tempi di avviamento;• Costi elevati;• Ingombri e peso elevati;• Rendimento globale piuttosto basso.

Tabella 16 - Pro e contro dei MCS

Il MCS si basa su un ciclo chiuso che generalmente impiega, come fluido operativo, l'elio: esso è scelto per le sue ottime caratteristiche di scambio termico, ma in linea di principio sarebbe possibile impiegare qualsiasi tipo gas, anche azoto o aria. L'elio riceve e cede calore con continuità rispettivamente nella zona calda e fredda della macchina, attraverso degli scambiatori; nel passaggio da una zona all'altra, il calore ceduto nella zona fredda viene utilizzato in modo rigenerativo per ridurre l'apporto di calore esterno da fornire nella zona calda.

Lo scambio di lavoro e lo spostamento del fluido tra le due zone è ottenuto tramite sistemi che vengono raggruppati in due macrocategorie: sistemi a pistone e sistemi a dislocatore (*displacer*), la cui distinzione principale è che su un pistone insiste una rilevante differenza di pressione tra lato superiore e inferiore, la quale rende necessari degli accorgimenti atti a garantire una buona tenuta ai trafileamenti, mentre invece un dislocatore lavora con un fluido alla medesima pressione su entrambi i lati.

Costruttivamente gli schemi meccanici dei MCS, pur essendo molto diversi tra loro, si possono dividere in due famiglie: motori a singolo effetto e motori a doppio effetto. Nei primi, lo spazio di compressione, espansione e i relativi scambiatori di calore sono posti in uno o due cilindri con due elementi in modo alternato; di tali elementi, tra i quali è necessario uno sfasamento di 90°, uno deve essere un pistone, l'altro può essere un pistone (cfr Figura 9) oppure un dislocatore. Nei motori a doppio effetto, invece, lo spazio di espansione di un cilindro è connesso con lo spazio di compressione del cilindro adiacente attraverso il

relativo scambiatore di calore: sono quindi presenti più cilindri, ma ciascuno di essi ha un singolo elemento in moto alternato, il quale assume pertanto il ruolo di pistone-dislocatore. Nei motori a doppio effetto, contrariamente a quelli a singolo effetto, il fluido agisce su entrambe le facce del pistone.

Infine, i MCS si possono catalogare in due categorie anche a seconda di come il moto alternato dei pistoni viene convertito in lavoro utile: la conversione può essere cinematica oppure diretta. La prima utilizza il tradizionale albero a gomiti e un alternatore: la legge di movimento dei pistoni è controllata da ingranaggi e volani similmente a quanto accade nei MCI; la seconda invece utilizza un alternatore lineare, e la legge di movimento dei pistoni è determinata solo dalle variazioni di pressione del gas di lavoro.

2.3.1: Ciclo Stirling

Il ciclo ideale si articola in quattro fasi che, al contrario di quanto avveniva per i motori a combustione interna, creano un ciclo termodinamico chiuso: esso viene esposto di seguito, rappresentato nella Figura 9 sul piano pressione-volume (p-V) e corredato dallo schema della posizione dei componenti meccanici. Vista la presenza di una rigenerazione, per esigenze espositive il ciclo viene presentato partendo dall'espansione, quando invece concettualmente si dovrebbe partire dalla compressione.

1. Espansione isoterma (A-B): il pistone inferiore scende, il pistone superiore sale e il fluido, che era stato precedentemente compresso fino a raggiungere la temperatura massima (T_{MAX}), si espande. Tale espansione è isoterma poiché al fluido, attraverso lo scambiatore della zona calda, viene fornito dall'esterno calore in quantità equivalente al lavoro di espansione compiuto (Q_{in});
2. Rigenerazione isocora (B-C): il pistone inferiore raggiunge il Punto Morto Inferiore (PMI) e inverte direzione, iniziando a salire simultaneamente al pistone superiore alla sua stessa velocità. Si ha quindi una trasformazione isocora in cui il fluido passa nel rigeneratore e gli cede una quota di calore (Q_R). Nel processo, il fluido decrementa la propria temperatura fino al valore minimo (T_{min}), con conseguente decremento di pressione;
3. Compressione isoterma (C-D): il pistone inferiore sale, il pistone superiore raggiunge il Punto Morto Superiore (PMS) e inverte direzione, iniziando a scendere; il fluido viene compresso rimanendo alla temperatura minima (T_{min}). La compressione è isoterma poiché il fluido, attraverso lo scambiatore della zona fredda, rigetta all'ambiente il calore equivalente al lavoro di compressione assorbito (Q_{out});
4. Riscaldamento isocoro (D-A): il pistone inferiore raggiunge il Punto Morto Mediano (PMM) e inverte direzione, iniziando a scendere simultaneamente al pistone superiore alla sua stessa velocità. Si ha quindi una trasformazione isocora in cui il fluido passa nel rigeneratore, ricevendo il calore che era stato precedentemente rigenerato (Q_R), e incrementa la propria temperatura fino al valore massimo (T_{MAX}), con conseguente incremento di pressione.

Complessivamente, il fluido ha assorbito dalla sorgente termica (di cui si è discusso nel paragrafo 2.3) una quantità di calore Q_{in} alla temperatura T_{MAX} , e ceduto all'ambiente una quantità di calore Q_{out} alla temperatura T_{min} ; il lavoro realizzato si può pertanto calcolare come:

$$L = Q_{in} - Q_{out} \quad \text{Eq. 29}$$

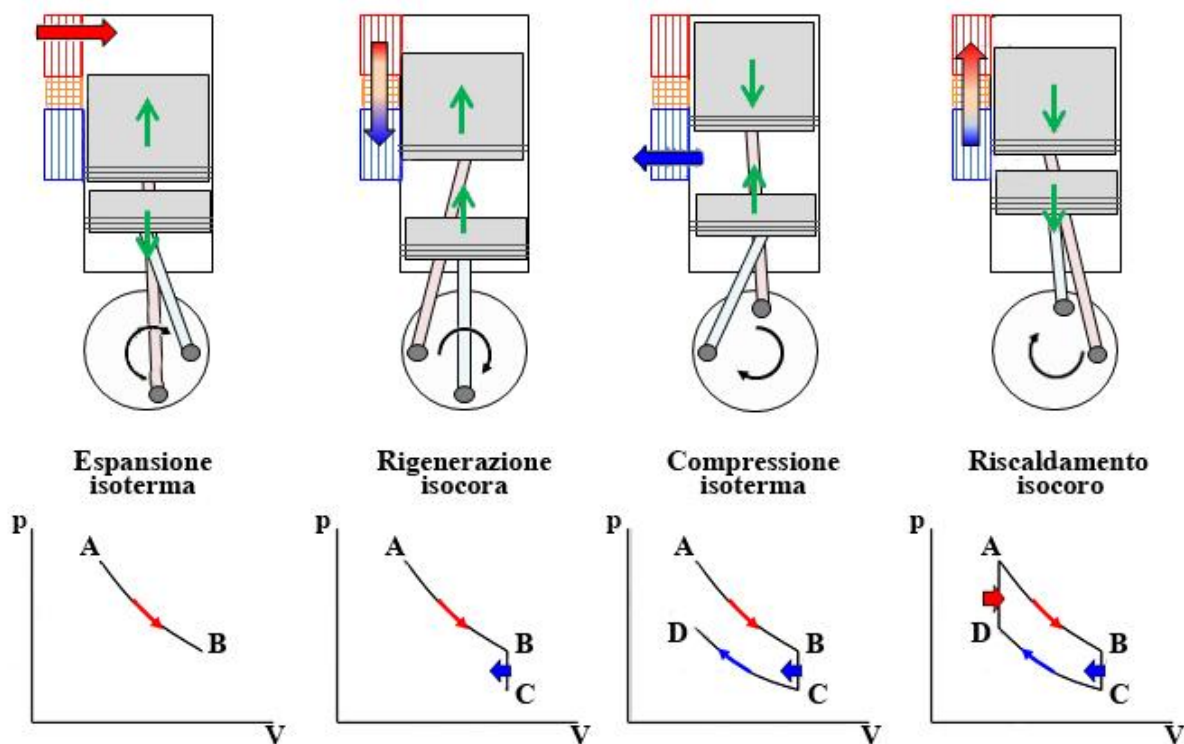


Figura 9 - Ciclo Stirling ideale

In condizioni ideali, il motore Stirling scambia calore con l'esterno solo lungo due isoterme (trasformazioni A-B e C-D di Figura 9), raccordate da due isocore rigenerative: ne consegue che, teoricamente, il sistema realizza il massimo rendimento possibile, cioè quello del ciclo di Carnot operante tra le temperature T_{MAX} e T_{min} proprie del motore Stirling. Al di fuori delle condizioni ideali, tuttavia, vi sono molteplici fattori di perdita che vanno a decrementare il rendimento: per esempio, le trasformazioni non sono perfettamente isoterme, il rigeneratore ha una conducibilità ed una capacità termica limitate, sono presenti attriti fluidodinamici nel gas e meccanici tra i componenti, si hanno delle perdite termiche verso l'esterno e tra le zone calda e fredda della macchina, parte del fluido viene persa per trafilamento. Inoltre, è presente una quota importante di "volume morto", ossia di volume che non partecipa all'espansione e alla compressione: essa si attesta intorno al 45% del volume totale del cilindro e non è riducibile, giacché si devono garantire adeguate superfici di scambio senza andare a ridurre eccessivamente le sezioni di passaggio, pena perdite di carico inaccettabili. A fronte di tutto ciò, il rendimento (η) del ciclo Stirling si calcola come:

$$\eta = \eta_b \eta_t \eta_l \eta_i \eta_m \eta_o \quad \text{Eq. 30}$$

in cui:

Simbolo	Descrizione	Valori
η_b	Efficienza del bruciatore	0.85 – 0.90
η_t	Rendimento termodinamico	0.65 – 0.72
η_l	Rendimento dato dall'utilizzare gas reale	0.94 – 0.96
η_i	Rendimento dato dagli scambi termici non perfetti	0.25 – 0.65
η_m	Rendimento meccanico	0.75 – 0.90
η_o	Rendimento dato dal trascinarsi degli organi ausiliari	0.85 – 0.90

Tabella 17 - Parametri che concorrono a definire il rendimento del ciclo Stirling [28]

Il rendimento espresso dall'Eq. 30 è compreso in un intervallo molto ampio, dall'8.28% al 32.75% : la voce più penalizzante, come si evince dalla Tabella 17, è il rendimento legato alla difficoltà di effettuare scambi termici efficienti e di conseguire una perfetta rigenerazione.

2.3.2: Bilancio energetico

Il Grafico 10 mostra il bilancio energetico di un MCS, per il quale si assume un rendimento elettrico pari al 20% riferito al potere calorifico inferiore (PCI), che diventerebbe del 18% qualora si considerasse il potere calorifico superiore (PCS); tale assunzione è appropriata per unità da pochi kW_{el} . Si osserva che il rendimento di primo principio (cfr Eq. 27) è dell'88%, ripartito nel già citato 18% lato elettrico e in un 70% lato termico; si rimanda alla fine del paragrafo 2.3.3 per alcune considerazioni circa la temperatura a cui l'utenza termica richiede il calore, e di come questa influenzi potenza elettrica e rendimento: si anticipa comunque che, per motivi legati alla termodinamica di ciclo, è sconsigliabile produrre calore a temperature elevate.

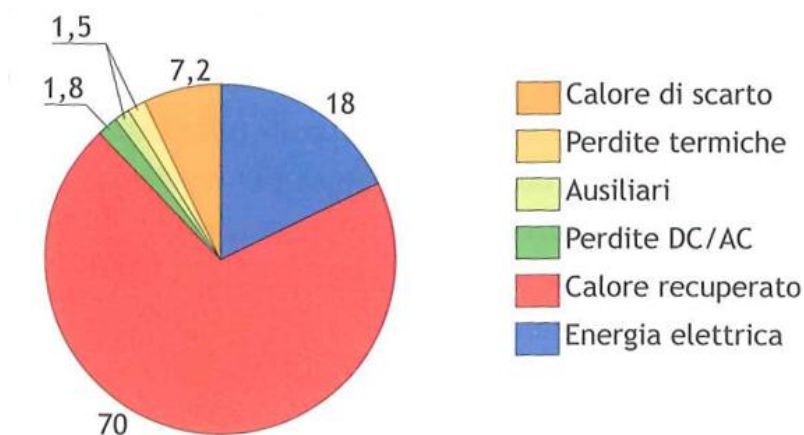


Grafico 10 - Bilancio termico di un MCS di piccola taglia ^[28]

La Figura 10 mostra un ipotetico impianto cogenerativo dotato dello stesso motore Stirling il cui bilancio compare nel Grafico 10. Tale schema è corredato da una indicazione sull'energia associata a ciascun blocco; in particolare si noti come, nel caso in cui la temperatura di mandata dell'acqua consentisse un'efficace condensazione dei fumi, sarebbe raggiungibile un rendimento globale del 97%: essendo infatti la combustione esterna, è possibile impiegare un brudiatore operante con ridotto eccesso d'aria, riuscendo a recuperare parte del calore di condensazione. Nella medesima Figura, per confronto, sono riportati tra parentesi i valori energetici relativi al PCS: si osserva in tal caso una diminuzione del rendimento globale (87.39%), come già riportato dal Grafico 10 che era riferito proprio al PCS, dovuta ad un aumento dell'energia da fornire attraverso il combustibile per ottenere lo stesso effetto utile.

Le principali fonti termiche da cui è possibile recuperare il calore sono il circuito di raffreddamento dello scambiatore freddo e i gas combusti: questi ultimi, dopo essere passati nello scambiatore caldo, contribuiscono al successivo riscaldamento dell'acqua che attraversa il circuito di raffreddamento; essa riceve la potenza termica, portandosi a una temperatura che, come anticipato, non può essere elevata (valore massimo intorno agli 80 °C, valore ottimale non oltre i 50-60 °C). Pertanto è opportuno disporre una caldaia ausiliaria all'uscita dello scambiatore per il recupero del calore dei gas combusti, al fine di garantire le necessarie integrazioni qualora l'utenza necessiti di acqua a temperature maggiori.

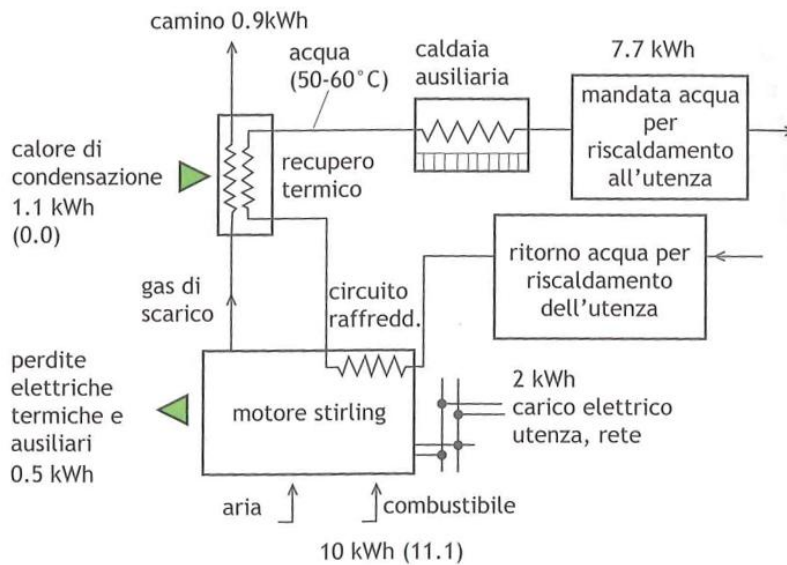


Figura 10 - Esempio di schema d'impianto cogenerativo con motore Stirling ^[28]

2.3.3: Andamento delle prestazioni

I MCS sono drasticamente influenzati dall'effetto scala, come mostra la Tabella 18: il rendimento elettrico varia tra il 12-15% delle taglie molto piccole (1 kW_{el}) e il 30-35% delle taglie più grandi (50-100 kW_{el}). Si specifica che l'alto valore riportato per il rendimento di primo principio è dovuto al fatto che si opera una condensazione dei fumi, con produzione di acqua calda intorno ai 55 °C.

		Motori ciclo Stirling		
Potenza elettrica	[kW _{el}]	1.2	2 – 9	50
Rendimento elettrico	%	12	24	30
Potenza termica recuperabile	[kW]	8	8 – 24	83
Rendimento di primo principio	%	97	92 – 96	82

Tabella 18 - Prestazioni indicative per alcune taglie di MCS ^[28]

La potenza, come accade negli altri motori, è idealmente proporzionale alla velocità di rotazione, al contrario del rendimento del ciclo che, invece, è idealmente indipendente dalla stessa. Dal punto di vista pratico, tuttavia, è stato evidenziato un punto di massimo sia per la potenza sia per il rendimento al variare della velocità: infatti l'efficacia dello scambio termico dipende dal tempo di permanenza del fluido a contatto con le pareti, ed esso è tanto maggiore quanto minore è la velocità. D'altro canto, il coefficiente di scambio termico aumenta all'aumentare della velocità del fluido, ma altrettanto fanno le perdite di carico (queste ultime con legge quadratica); inoltre, l'incremento del regime di rotazione fa diminuire la quota di fluido che percorre interamente il condotto di rigenerazione, comportandone una quota maggiore che inverte la marcia a percorso non completato, senza quindi essere interamente elaborato dai pistoni.

Anche la pressione operativa e la temperatura massima di ciclo incidono sulle prestazioni del MCS: ad un aumento della pressione media effettiva corrisponde un aumento di potenza e rendimento, la prima con andamento quasi lineare, il secondo in maniera molto più contenuta; ad un aumento della temperatura massima di ciclo corrisponde un notevole incremento del rendimento exergetico (cfr Eq. 28), a parità di calore introdotto. Anche la temperatura minima di ciclo (T_{min}) influenza la potenza: in particolare ad ogni 10 °C di aumento della prima corrisponde un decremento di circa il 5% della seconda. Questo aspetto ha una grande importanza in assetto cogenerativo, giacché la temperatura a cui il MCS rigetta il calore (cfr punto 3. *Compressione isoterma* di paragrafo 2.3.1) dipende dalle caratteristiche del fabbisogno termico dell'utenza: più è ad alta temperatura, minore sarà la potenza disponibile e peggiore sarà il rendimento, e questo è il motivo per cui è sconsigliabile produrre calore a temperature elevate.

2.3.4: Ordine di grandezza dei costi

Sul mercato sono proposti pochi motori commerciali, complice il fatto che l'alternativa a questa tecnologia, i motori a combustione interna, è molto consolidata e abbondantemente disponibile; inoltre, vista la taglia generalmente modesta dei MCS, i loro costi specifici sono piuttosto elevati: la Tabella 19 riporta dei valori indicativi per un'unità di piccole dimensioni, ad esempio 1-10 kW_{el}.

Costo di investimento	[€/kW _{el}]	2500 – 3000
Costo di manutenzione	[€/MWh]	10 – 15
Intervallo di manutenzione	[h]	5000 – 8000
Vita utile	[h]	50 000 – 60 000

Tabella 19 - Costi indicativi per un MCS da 1-10 kW_{el} ^[28]

Per unità di dimensioni maggiori si gode dell'effetto scala: motori da qualche decina di kW_{el} hanno costi non inferiori a 1600 €/kW_{el}, mentre per unità ancora più grandi si può ipotizzare un costo specifico che si aggira intorno ai 1000 €/kW_{el}.

2.4: Microturbine a gas

Con MicroTurbine a Gas (MTG) si identificano degli omonimi sistemi di generazione aventi taglia molto piccola, generalmente inferiore a 300 kW_{el}, che vantano un'elevata compattezza e ottimi rendimenti in relazione alle loro dimensioni. Infatti, se le turbine a gas (TG) di grossa taglia diventano economicamente competitive solo per potenze di 5-10 MW_{el}, risultando sostanzialmente antieconomiche sia dal punto di vista dei costi specifici sia da quello della penalizzazione dei rendimenti qualora la potenza scendesse sotto a 1 MW_{el}, le microturbine a gas raggiungono prestazioni elevate grazie ad un completo ripensamento della loro architettura: questa non è infatti un semplice *scale-down* delle loro "sorelle maggiori", poiché le MTG sono delle turbomacchine radiali che operano secondo un ciclo rigenerativo, al contrario delle TG che invece sono delle turbomacchine assiali operanti secondo un ciclo che molto spesso è semplice.

È possibile sintetizzare i pregi e i difetti della tecnologia in oggetto nella Tabella 20:

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none">• Elevati rendimenti;• Buone prestazioni a carico parziale;• Sistemi compatti;• Emissioni ridotte;• Lunga vita utile;• Manutenzione limitata.	<ul style="list-style-type: none">• Elevato costo d'investimento;• Prestazioni fortemente influenzate dalle condizioni ambientali;• Temperatura massima limitata dalle caratteristiche dei materiali.

Tabella 20 - Pro e contro delle MTG

Gli elementi fondamentali di una MTG sono rappresentati nella Figura 11, e comprendono:

- Un turbocompressore radiale centrifugo, preceduto da un filtro per l'aria, accoppiato ad una turbina radiale centripeta calettata sul medesimo albero, il quale ruota a velocità estremamente elevate (dell'ordine di 50 000 – 120 000 giri/minuto) e deve pertanto essere sostenuto da cuscinetti a bassissimo attrito ed eventualmente privi di lubrificante (magnetici o ad aria). In fase di avviamento, il generatore elettrico funge da motore, trascinando l'albero del turbocompressore fino a raggiungere il regime di rotazione necessario per l'accensione del combustore;
- Un recuperatore, nel quale si realizza lo scambio termico tra aria di alimentazione e gas di scarico necessario per ottenere rendimenti elevati con bassi rapporti di compressione (circa 4, cfr Grafico 13). Tale scambiatore ha generalmente una configurazione "a superficie" molto compatta, e geometria ottimizzata per promuovere la convezione forzata;
- Una camera di combustione, non dissimile da quelle impiegate per le normali turbine a gas, che consente di raggiungere emissioni di NO_x circa un ordine di grandezza inferiori rispetto ai motori a combustione interna, e senza utilizzare alcun sistema di abbattimento degli inquinanti allo scarico;
- Un sistema di conversione della frequenza, necessario perché, come si è detto, il generatore elettrico accoppiato alla turbina ruota a velocità estremamente elevate e incompatibili con la frequenza di rete. Generalmente si impiega un convertitore statico a raddrizzatore e inverter per passare ad esempio da 3000 Hz in corrente alternata (cioè 90 000 giri/minuto) a 500 V in corrente continua ed infine a 480 V in corrente alternata a 50 Hz, con un rendimento di conversione intorno al 94%;

- Un sistema di recupero termico che, pur non facendo parte in senso stretto di una MTG, è spesso integrato nella stessa per scopi cogenerativi: è infatti possibile recuperare il calore dei gas di scarico, che in genere sono disponibili a temperature superiori a 250 °C, per la produzione di acqua calda.

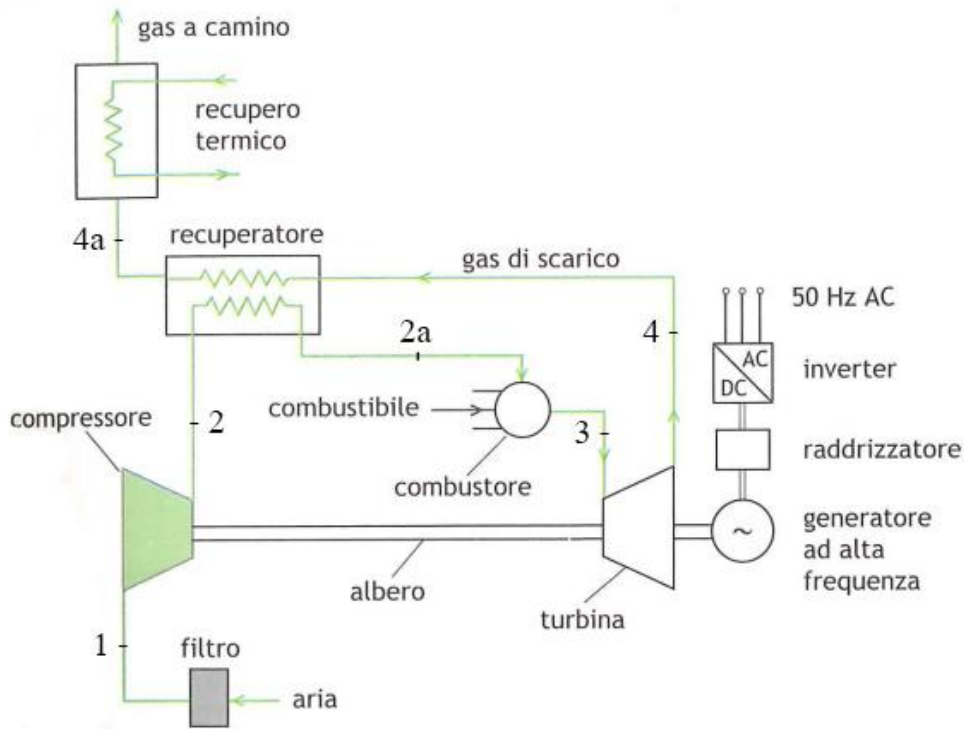


Figura 11 - Schema concettuale di una MTG ^[28]

2.4.1: Ciclo Brayton-Joule

Il ciclo Brayton-Joule reale è costituito da una compressione adiabatica, un riscaldamento rigenerativo isobaro, un riscaldamento parimenti isobaro in camera di combustione e una espansione adiabatica in turbina, seguita da un raffreddamento rigenerativo, anch'esso isobaro, che fornisce il calore del precedente riscaldamento a monte della camera di combustione. Il ciclo è aperto: si conclude pertanto con l'espulsione al camino dei gas di scarico in uscita dalla turbina.

Il Grafico 11 mostra un confronto tra il ciclo delle microturbine e quello delle turbine a gas, quest'ultimo rappresentato attraverso un tratteggio blu e caratterizzato da numeri provvisori di apice: la differenza principale, visibile a colpo d'occhio, è il rapporto di compressione notevolmente superiore per le TG rispetto alle MTG (10-15 contro 3-6), che comporta una soluzione rispettivamente multistadio e monostadio. Inoltre, la minore pressione raggiunta a valle del compressore nelle MTG permette di ottenere temperature di gran lunga inferiori rispetto a quelle che si ottengono nelle TG (900 °C contro 1400 °C); malgrado questo, la temperatura massima è l'aspetto più critico nelle MTG: la loro grande compattezza rende infatti problematica l'asportazione del calore, con conseguenze pesanti sulla durabilità dei materiali.

Nel Grafico 11 sono inoltre riportati i punti termodinamici del ciclo Brayton-Joule, la cui corrispondenza con le sezioni del sistema è definita nella Figura 11: l'aria viene aspirata in condizioni ambiente (1), compressa adiabaticamente (1-2), riceve calore rigenerato in uno scambiatore isobaro (2-2a) e entra in camera di combustione, dove ossida il combustibile alla medesima pressione (2a-3). I gas combusti espandono adiabaticamente in una turbina (3-4), compiendo lavoro che viene convertito in energia elettrica ad alta frequenza; in piccola parte, l'energia meccanica messa a disposizione dalla turbina viene impiegata per alimentare il compressore. I gas esausti entrano allora in un recuperatore rigenerativo isobaro, cedendo calore all'aria in entrata nella camera di combustione (4-4a), e vengono infine rilasciati in atmosfera. Si noti che, nel recuperatore in controcorrente, la temperatura dei gas di scarico in ingresso (4) è di poco superiore a quella dell'aria preriscaldata in uscita (2a), così come la temperatura dei gas esausti in uscita (4a) si mantiene più alta della temperatura dell'aria compressa in ingresso (2): ciò significa che è stato considerato uno scambio termico non perfetto, e quindi reale.

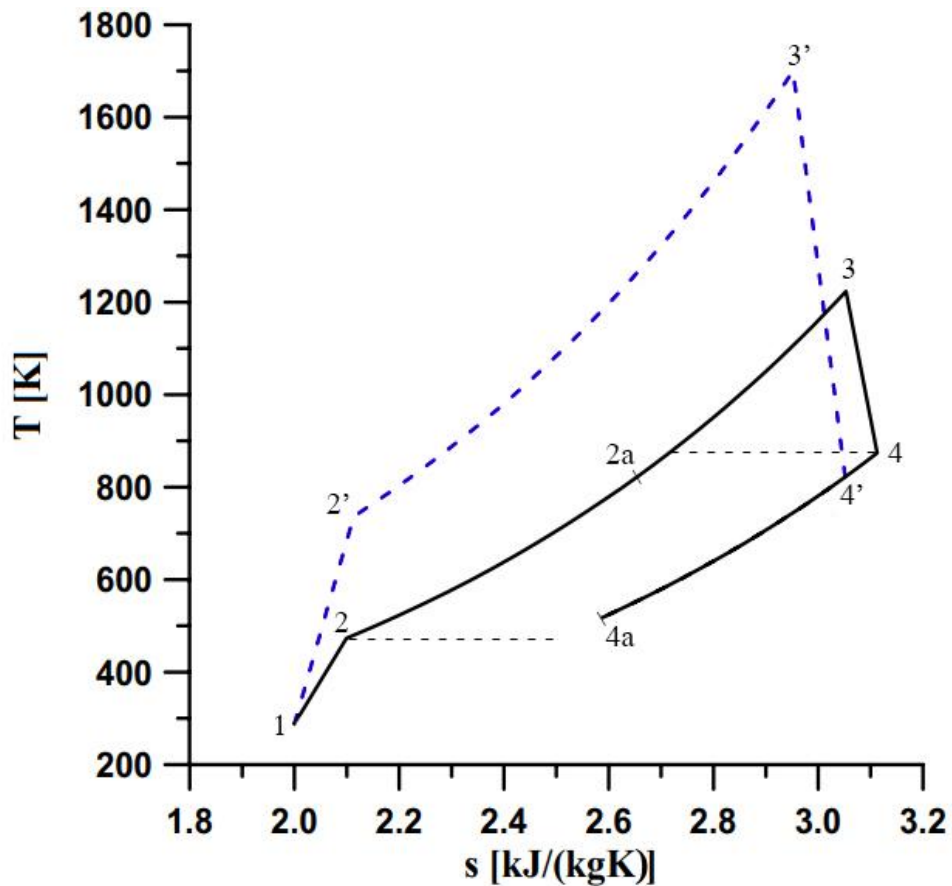


Grafico 11 - Confronto tra il ciclo di una turbina (tratteggio blu) e di una microturbina ^[B7]

Il rendimento (η) del ciclo Brayton-Joule si calcola come:

$$\eta = 1 - \frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}} \quad \text{Eq. 31}$$

in cui:

- β è il rapporto di compressione (p_2/p_1);
- k è il rapporto tra calore specifico a pressione e a volume costanti.

2.4.2: Bilancio energetico

Un'applicazione cogenerativa delle MTG è particolarmente allettante, potendo disporre di calore di scarto a temperatura molto elevata, prossima a 260-300 °C, con il quale si può convenientemente produrre acqua calda a 70-90 °C oppure meno convenientemente vapore a bassa pressione. Il Grafico 12 mostra le destinazioni percentuali dell'energia del combustibile in ingresso, con riferimento al potere calorifico inferiore, per due tipologie di taglia di MTG: piccola (100 kW_{el}) e media (200-400 kW_{el}). Si può notare come macchine più grandi tendono ad avere rendimenti elettrici maggiori e perdite leggermente minori.

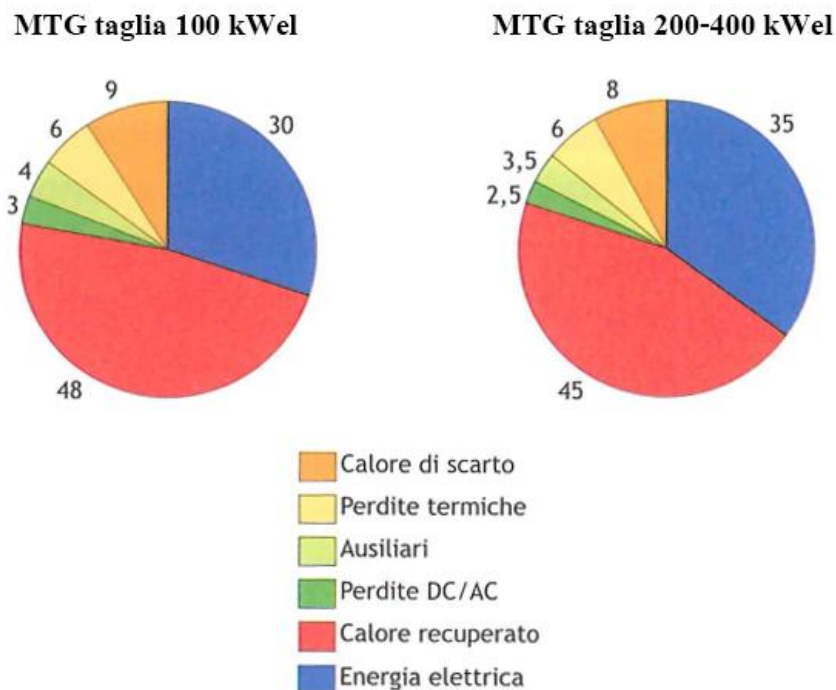


Grafico 12 - Bilancio termico di due MTG ^[28]

Le caratteristiche del recupero termico delle MTG si possono così riassumere:

- gas di scarico a temperature 260-300 °C;
- produzione di acqua calda a temperature 70-90 °C;
- combustione con ampio eccesso d'aria;
- rapporto calore recuperabile/energia elettrica prodotta pari circa a 1.5;
- rendimento di primo principio di circa 80-85%, valore oltre il quale è difficile spingersi a causa delle perdite al camino, che diventano percentualmente più pesanti a causa dell'elevato eccesso d'aria;
- basso costo della sezione aggiuntiva d'impianto destinata al recupero termico (< 10% del totale);
- ottima applicabilità al settore residenziale di grande taglia (ad esempio complessi condominiali) e al terziario civile (ad esempio centri commerciali, palazzi uffici, strutture polisportive, ospedali). In questi casi l'utenza è generalmente caratterizzata da un rapporto tra consumi termici ed elettrici di molto superiore al rapporto tra produzione termica ed elettrica della MTG, rendendo necessario un largo impiego di caldaie ausiliarie integrative che migliorino la flessibilità del sistema;
- possibilità di estendere il funzionamento della MTG durante la stagione estiva attraverso un utilizzo trigenerativo, attraverso un sistema frigorifero ad assorbimento o, più raramente, a compressione.

La Figura 12 mostra lo schema del sistema cogenerativo appena descritto: essa non presenta sostanziali novità rispetto alla Figura 11, se non per l'inserimento della caldaia integrativa e delle utenze termiche, e per l'accorpamento dei componenti della MTG in un unico blocco.

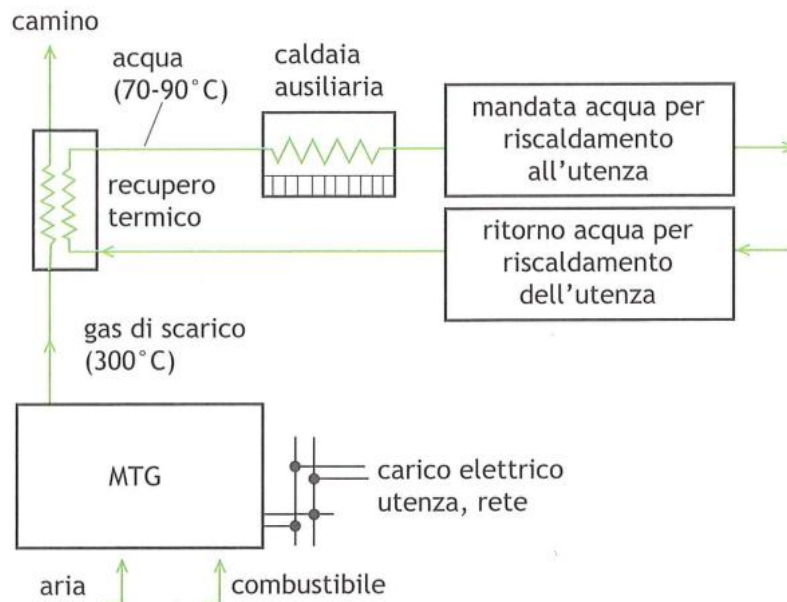


Figura 12 - Esempio di schema d'impianto cogenerativo con una MTG ^[28]

2.4.3: Andamento delle prestazioni

La presenza del recuperatore, introdotto attraverso la Figura 11, permette di sfruttare il calore disponibile nei gas combusti in uscita dalla turbina per preriscaldare l'aria comburente, e consente di ottenere un netto miglioramento della termodinamica del ciclo, incrementando le Temperature di Ingresso Turbina (TIT) e raggiungendo rendimenti notevoli: infatti, con un ciclo semplice in assenza di recuperatore, il rendimento sarebbe estremamente basso, essendo la temperatura dei gas di scarico molto elevata a causa del basso rapporto di compressione (β) dovuto alla configurazione radiale monostadio proprio delle MTG. Gli effetti benefici del recuperatore sono mostrati nel Grafico 13, in cui la temperatura è espressa in °C: si osserva che per ogni valore di TIT esiste un β tale da massimizzare il rendimento elettrico (η_{el}), che quest'ultimo è tanto più elevato quanto maggiore è la TIT a parità di β , e che il massimo del η_{el} si sposta verso β più grandi all'aumentare della TIT. Inoltre, η_{el} diminuisce sia per β molto bassi sia per β molto alti: nel primo caso, il carico termico del recuperatore diventa eccessivo e le sue perdite risultano preponderanti; nel secondo caso, a diventare preponderanti sono le perdite causate dall'inefficienza delle turbomacchine, che sono proporzionali al lavoro svolto e quindi a β .

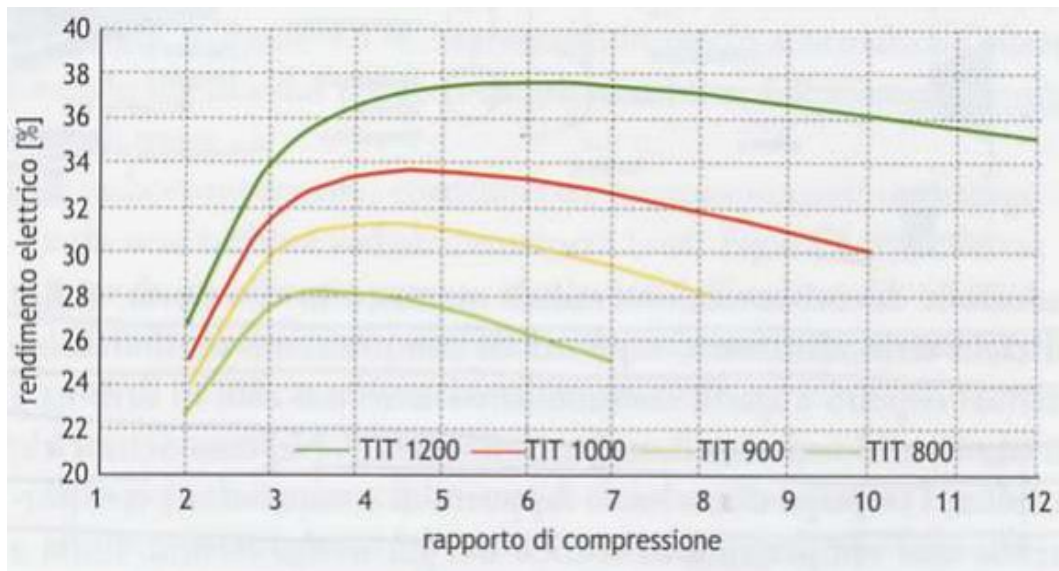


Grafico 13 - Rendimento elettrico di una MTG al variare della TIT in funzione di β [28]

Il Grafico 14 rappresenta l'andamento delle prestazioni ai carichi parziali. Il decadimento poco accentuato, contrariamente a quanto accade per le turbine a gas che invece mostrano deterioramenti notevoli delle prestazioni a carico parziale, è dovuto al sistema di conversione della frequenza: il turbogeneratore può infatti funzionare a qualsiasi velocità di rotazione, operando a giri variabili ai carichi parziali. Si sottolinea come la caratteristica di mantenere rendimenti elevati anche lavorando a carico molto ridotto è di straordinaria importanza, giacché permette di inseguire fedelmente il fabbisogno dell'utenza.

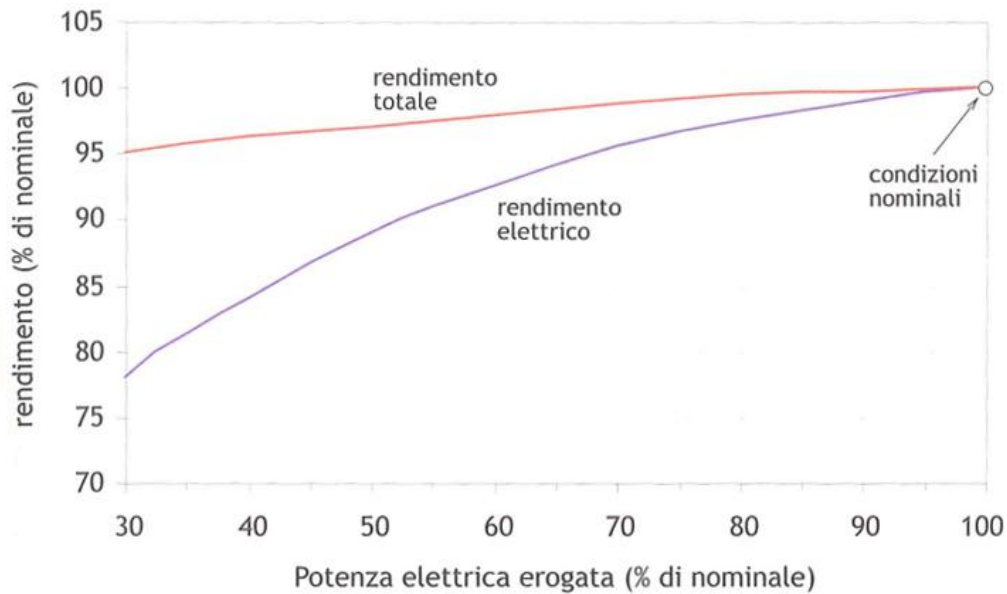


Grafico 14 - Rendimenti ai carichi parziali per una MTG ^[28]

Essendo il ciclo Brayton-Joule aperto, le microturbine risentono fortemente delle condizioni ambientali, in particolar modo della temperatura e della pressione: il Grafico 15 ed il Grafico 16 mostrano gli andamenti dei principali parametri. Si osserva che, al crescere della temperatura esterna, il rendimento elettrico e la potenza prodotta diminuiscono a causa della minore densità dell'aria (cfr paragrafo 1.2.5-7): per limitare questo fenomeno, in alcuni casi si raffredda l'aria aspirata con un sistema di tipo evaporativo, ad esempio attraverso uno *spray* d'acqua.

D'altro canto, rendimento elettrico e potenza prodotta aumentano al diminuire della temperatura esterna, ma fino ad una certa soglia (5-10 °C): al di sotto di questa, la potenza resta costante per l'insorgere di limitazioni legate al campo di funzionamento ammissibile delle turbomacchine e per l'intervento di sistemi di sicurezza contro il pericolo di formazione di ghiaccio (sistemi di *de-icing*).

Inoltre, al diminuire della pressione esterna, casistica in cui rientrano per esempio installazioni ad alta quota, la potenza prodotta diminuisce in modo pressoché lineare: questo significa che a 1000 m di altitudine la potenza generata da una microturbina a gas si riduce del 10% rispetto alla potenza prodotta da un'unità perfettamente identica collocata al livello del mare.

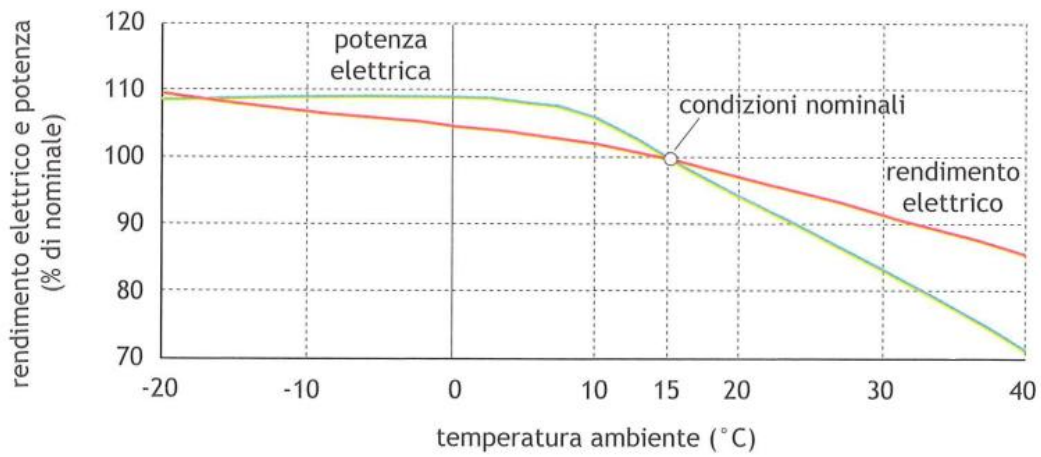


Grafico 15 - Rendimento elettrico e potenza di una MTG in funzione della temperatura ambiente ^[28]

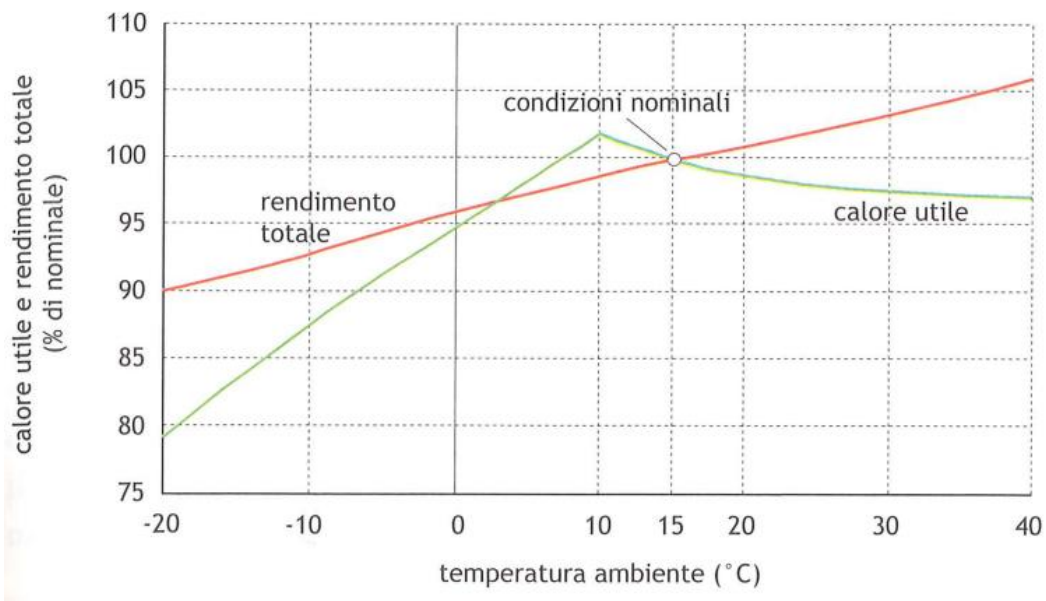


Grafico 16 - Calore utile e rendimento totale di una MTG in funzione della temperatura ambiente ^[28]

2.4.4: Ordine di grandezza dei costi

Le taglie commercialmente più diffuse per le microturbine a gas vanno da 30 kW_{el} a 250 kW_{el} e hanno rendimento elettrico netto compreso tra il 24% e il 33%. Se da un lato le MTG sono un sistema di generazione robusto, affidabile, avente vita utile prolungata, semplice dal punto di vista impiantistico, facile da installare e con pesi e ingombri limitati, dall'altro i costi unitari sono ancora piuttosto elevati, complice un volume di mercato molto ridotto che ritarda la completa maturità industriale di questa tecnologia. Per tale motivo è complesso stimarne un costo: uno studio di Barney L. Capehart del *College of Engineering* dell'Università della Florida datato dicembre 2016 indica un costo di capitale per l'installazione che oscilla tra 600 €/kW_{el} e 950 €/kW_{el} in assenza di recupero termico a scopo cogenerativo; inserire tale sezione comporterebbe un incremento dei costi del 30-50%, fortemente influenzato dalla collocazione geografica (cfr paragrafo 2.4.3). Nella Tabella 21 sono riportati dei valori di massima per i costi, la vita utile e la manutenzione di una microturbina a gas dotata di *package* cogenerativo.

Costo di investimento	[€/kW _{el}]	750 – 1500
Costo di manutenzione	[€/MWh]	20 – 45
Intervallo di manutenzione	[h]	5000 – 8000
Vita utile	[h]	60 000 – 80 000

Tabella 21 - Costi indicativi per una MTG ^{[28] [39]}

2.5: Celle a combustibile

Le *Fuel Cells* (FC) rappresentano un settore emergente nel mercato della generazione distribuita, di particolare interesse per gli alti rendimenti conseguibili (cfr Grafico 1). Contrariamente alle macchine tradizionali (motori a combustione interna o esterna, microturbine), nelle celle a combustibile non viene coinvolto un processo di combustione in senso stretto, e si parla di “combustibile” solo per analogia con le tecnologie consolidate: si estrae infatti energia da una sostanza attraverso delle reazioni elettrochimiche, le quali convertono l’energia chimica in essa contenuta direttamente in energia elettrica, senza passare attraverso un ciclo termodinamico e la conversione intermedia a energia meccanica del calore liberato. In questo modo l’ottenimento dell’effetto utile, ossia la produzione di energia elettrica, comporta delle perdite molto minori rispetto alla catena di trasformazioni richiesta dal processo termoelettrico.

Sebbene le celle a combustibile non siano soggette al limite invalicabile del rendimento del ciclo di Carnot, esse presentano comunque un vincolo sul massimo lavoro estraibile (W_{max}) dal combustibile utilizzato: tale lavoro discende dai primi due principi della termodinamica, è indipendente dalle modalità di estrazione e, in condizioni di reversibilità, si calcola come:

$$W_{max} = H_{reag}(p_0, T_0) - H_{prod}(p_0, T_0) - T_0 (S_{reag}(p_0, T_0) - S_{prod}(p_0, T_0)) \quad \text{Eq. 32}$$

in cui:

- (p_0, T_0) sono le condizioni di pressione e temperatura ambiente, pari a 1 atm e 25 °C, in cui sono calcolate le altre grandezze;
- H_{reag} e S_{reag} sono rispettivamente l’entalpia e l’entropia dei reagenti della reazione chimica;
- H_{prod} e S_{prod} sono rispettivamente l’entalpia e l’entropia dei prodotti della reazione chimica.

Dal momento che $T_0(S_{reag} - S_{prod})$ è maggiore di zero, l’Eq. 32 sancisce che il massimo lavoro estraibile da una reazione chimica è inferiore al potere calorifico (ΔH) della reazione stessa. Inoltre, essendo stato trascurato il lavoro dato dall’espansione dei prodotti fino alle rispettive pressioni parziali in un ambiente standard di riferimento, si è implicitamente assunto che reagenti e prodotti si trovino nelle condizioni (p_0, T_0) , svincolandosi tra l’altro dal problema di dover definire una concentrazione standard di specie prodotte dalla reazione chimica ma non presenti di per sé nell’ambiente di riferimento; in tal modo, W_{max} coincide con la variazione di energia libera di Gibbs ($-\Delta G$).

La Tabella 22 propone un confronto, per alcune sostanze, tra il potere calorifico superiore (PCS), associato al “contenuto energetico” di un combustibile, e il lavoro massimo ottenibile dallo stesso. Come lecito aspettarsi dalle considerazioni precedenti, W_{max} è minore del PCS e, dal rapporto di queste due grandezze, si può ricavare un “rendimento massimo di conversione” (η_{id}): questo è tuttavia sensibilmente più alto di quelli raggiungibili con un ciclo di Carnot, motivo del grande interesse per la tecnologia delle *fuel cells*.

Combustibile	PCS	PCI	W_{max}	$\eta_{id} = W_{max} / PCS$
	[kJ/mol]			[%]
Idrogeno (H ₂)	285.9	241.8	237.2	82.97
Metano (CH ₄)	890.4	802.3	818.0	91.87
Propano (C ₃ H ₈)	2220.0	2044.0	2108.4	94.97
Metanolo (CH ₃ OH)	726.6	638.5	702.5	96.68

Tabella 22 - Confronto tra alcuni combustibili (1 atm, 25 °C) ^[28]

È possibile sintetizzare i pregi e i difetti delle celle a combustibile nella Tabella 23: nonostante i vantaggi considerevoli in termini di prestazioni, l'ostacolo principale alla commercializzazione delle *fuel cells* risiede essenzialmente nell'elevato costo di produzione, nell'assenza di normative specifiche e nella difficoltà di affermarsi in un mercato consolidato, che vanta alternative tecnologiche a prezzi molto competitivi.

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimento; • Prestazioni indipendenti da carico o taglia; • Funzionamento silenzioso e senza vibrazioni; • Emissioni limitate alla sola CO₂; • Sistemi compatti e modulari; • Ampia gamma di combustibili utilizzabili. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia in stato prototipale; • Costi elevati; • Scarsa informazione; • Elevati tempi di avviamento; • Necessità di un convertitore DC/AC; • Necessità di smaltire l'acqua prodotta.

Tabella 23 - Pro e contro delle FC

2.5.1: Principi di funzionamento

Una cella a combustibile funziona in modo analogo ad una batteria ma, a differenza di questa, consuma sostanze fornite dall'esterno: può pertanto operare senza interruzioni, fintanto che continua ad essere alimentata con il combustibile (idrogeno) e il comburente (ossigeno o aria). Essi vengono rispettivamente forniti all'anodo e al catodo, due elettrodi in materiale poroso separati da un elettrolita, ai quali è collegato un carico elettrico; la Figura 13 mostra uno schema concettuale del sistema che evidenzia, per ciascuna delle FC in esame (PEM: a membrana polimerica, PAFC: ad acido fosforico, SOFC: ad ossidi solidi), i reagenti, i prodotti, le temperature di esercizio e gli ioni coinvolti.

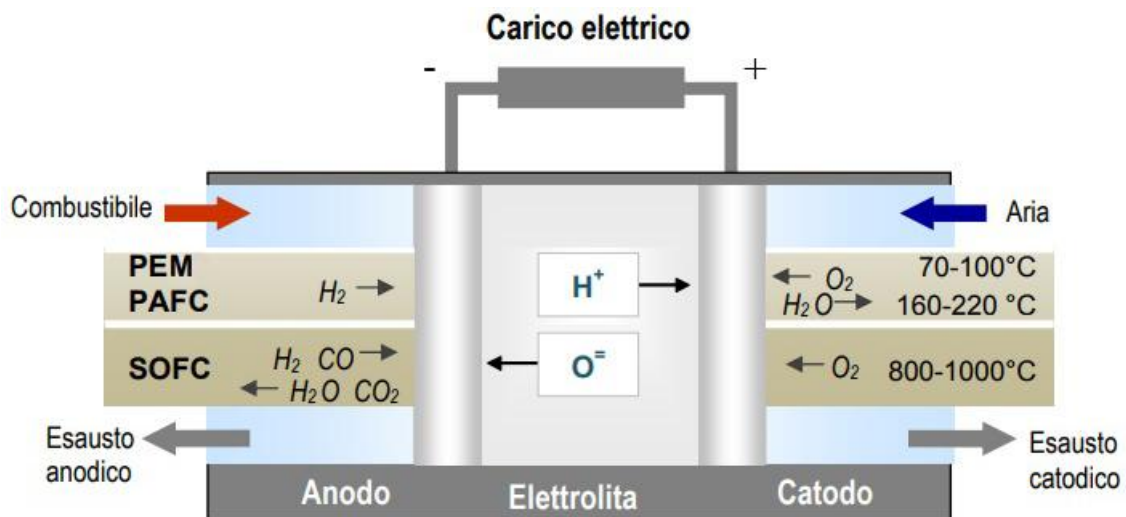


Figura 13 - Schema delle FC in esame, con indicazioni su reagenti e prodotti ^[41]

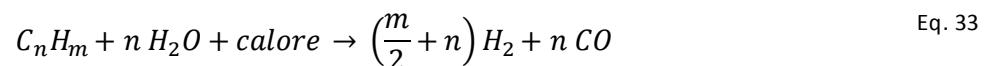
Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni elettrochimiche le quali, sostanzialmente, consumano idrogeno e ossigeno, producendo acqua e generando una corrente che alimenta un carico elettrico, chiudendosi su un circuito esterno; la separazione di carica avviene tramite la migrazione, all'interno dell'elettrolita, degli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra. Si ricordi che, convenzionalmente, il verso della corrente è opposto al moto degli elettroni: in particolare, la corrente è uscente dal catodo e entrante nell'anodo (con tale convenzione, il carico elettrico rappresentato nella Figura 13 risulta essere un utilizzatore). Le reazioni elettrochimiche sono inoltre accompagnate da produzione di calore, che è necessario asportare per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

Ogni singola cella produce una tensione di circa 0.6-0.7 V e una corrente compresa tra 300-800 mA/m², quindi per ottenere tensioni e potenze adeguate vengono disposte in serie più celle, andando a formare uno "stack"; più stacks vengono infine assemblati in moduli, andando a costituire un generatore di potenza. Il termine "cella" a combustibile è dunque inesatto: più propriamente si parla di "pila" a combustibile.

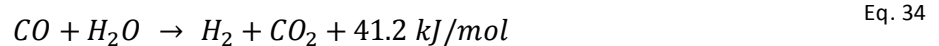
2.5.1-1: Produzione di idrogeno

Come accennato, il combustibile principale per le FC è l'idrogeno: questo, però, è direttamente disponibile assai di rado. Occorre allora utilizzare una sezione di trattamento degli idrocarburi che vengono convertiti in un gas di sintesi, contenente idrogeno in percentuali variabili a seconda delle necessità, e purificati, riducendo il contenuto di sostanze che potrebbero danneggiare, anche in modo irreversibile, gli elettrodi (ad esempio, i mercaptani utilizzati per l'odorizzazione del gas naturale contengono zolfo, che degrada fortemente le prestazioni dei materiali della cella); in particolare, le FC a bassa temperatura richiedono purezze del combustibile molto elevate, e la sezione di trattamento è indispensabile. Da un punto di vista concettuale, la conversione del combustibile in idrogeno può avvenire o in grandi impianti centralizzati o *in loco* a livello delle singole applicazioni: il primo caso è più allettante in un'ottica di interventi sul lungo periodo, perché consentirebbe di sfruttare impianti di conversione con maggiore efficienza e minori costi complessivi, facili da monitorare e da dotare di sezioni per il sequestro della CO₂ e per la desolforizzazione; il secondo caso è invece attuabile nel breve periodo, giacché sfrutta la già consolidata rete di distribuzione dei combustibili fossili e impiega filtri poco costosi, periodicamente rigenerabili e dall'ingombro limitato, costituiti da supporti porosi con deposito metallico a elevata superficie attiva per l'assorbimento dei composti di zolfo. I sistemi di conversione si suddividono in:

1. *Steam-reforming*: il combustibile viene miscelato, ad alta temperatura, con vapore d'acqua. La reazione chimica che si innesca, detta di "reforming" e mostrata nell'Eq. 33, è fortemente endotermica, ovvero necessita di una grande quantità di energia per poter avvenire: essa viene fornita a temperature di circa 600-900 °C e il *calore* necessario, pari a 206.2 kJ/mol per il metano, viene solitamente generato in un combustore adiacente al *reformer*, che impiega una piccola quota del combustibile in ingresso.



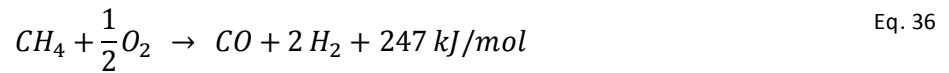
Il monossido di carbonio prodotto può essere a sua volta convertito in idrogeno tramite un processo di *water gas shift*, la cui reazione compare nell'Eq. 34: essa avviene a temperature di circa 200-400 °C con una moderata produzione di calore.



Complessivamente, il rendimento (η) di un sistema *steam-reforming* di piccola taglia a gas naturale si attesta intorno al 65-70%, ed è calcolabile attraverso la relazione:

$$\eta = \frac{\dot{m}_{H_2} PCI_{H_2}}{\dot{m}_{CH_4} PCI_{CH_4}} \quad \text{Eq. 35}$$

2. *Ossidazione parziale*: il sistema viene alimentato con una miscela di combustibile e aria in quantità minore rispetto alla stechiometrica, tale da consentire un'ossidazione soltanto parziale. Generalmente si opera in presenza di catalizzatori, lavorando a temperature di circa 800-900 °C; non sono richiesti scambiatori di calore per innescare la reazione, ed il sistema è particolarmente adatto per tutte quelle applicazioni che richiedono tempi di avviamento brevi. L'ossidazione parziale comporta produzione di calore e marcato innalzamento della temperatura, fino a 1200-1500 °C: i gas che si formano vengono poi parzialmente raffreddati ad una temperatura che dipende dal tipo di combustibile e di catalizzatore impiegato, promuovendo le reazioni di *reforming* (Eq. 33) e di *water gas shift* (Eq. 34), che impiegano il vapore d'acqua prodotto dall'ossidazione parziale del combustibile. La reazione complessiva che ha luogo, nel caso specifico del metano, è:



3. *Auto-thermal reforming*: vengono condotti contemporaneamente i processi di *steam-reforming* e di ossidazione parziale, in presenza di un catalizzatore che determina il grado di avanzamento di uno rispetto all'altro. Alla miscela viene aggiunta una quantità di aria e vapore d'acqua tale da bruciare una parte del combustibile, producendo così il calore necessario alla reazione di *steam-reforming*. In confronto a quest'ultima, il sistema *auto-thermal* permette soluzioni più compatte, e garantisce inoltre una maggiore produzione di idrogeno rispetto ai sistemi a ossidazione parziale.

2.5.1-2: Potenziale reversibile e tensione di cella

Dal punto di vista termodinamico, il massimo lavoro ottenibile da una cella che opera in condizioni ideali (reversibili) a temperatura e pressione costanti è dato dalla variazione dell'energia libera di Gibbs ($-\Delta G$), come già anticipato nel paragrafo 2.5. Senza addentarsi nell'elettrochimica dell'equazione di Nernst, si può riscrivere il rendimento (η_{id}) di una *fuel cell* in condizioni ideali, già calcolato nella Tabella 22, come:

$$\eta_{id} = \frac{E_{rev}}{E_{PCI}} = \frac{E_{rev}/nF}{E_{PCI}/nF} = \frac{W_{max}}{PCI} \quad \text{Eq. 37}$$

in cui:

- E_{rev} è il potenziale reversibile di cella (V), assunto con segno positivo. Esso dipende sia dal tipo di reazione (idrogeno e ossigeno in acqua, piuttosto che monossido di carbonio e ossigeno in anidride carbonica), sia dalla temperatura a cui quella reazione avviene (cfr Grafico 19);
- E_{PCI} è un "equivalente elettrico" del potere calorifico inferiore del combustibile (V), che si ottiene dividendo lo stesso PCI per il prodotto di:
 - n , numero di elettroni che partecipano alla reazione di combustione elettrochimica, pari a 2 nel caso dell'idrogeno;
 - F , costante di Faraday, pari a 96 486 C/mol_e (coulomb su mole di elettroni).

Il potenziale reversibile è proporzionale sia al rendimento sia alla potenza generata; l'energia elettrica prodotta è in corrente continua, pertanto la potenza è data dal prodotto tra corrente e tensione di cella (V_C), quest'ultima pari al potenziale reversibile al netto delle perdite (ΔV_{pol}) secondo le formule:

$$V_C = E_{rev} - \Delta V_{pol} \quad \text{Eq. 38}$$

$$\Delta V_{pol} = \Delta V_{act} + \Delta V_{ohm} + \Delta V_{conc} \quad \text{Eq. 39}$$

Le perdite, chiamate "polarizzazioni", si ripartiscono in tre componenti:

- Per attivazione (ΔV_{act}), che sono la barriera da superare per l'innesco delle reazioni elettrochimiche. Tale polarizzazione costringe ad adottare degli elettrocatalizzatori che abbassino il potenziale di attivazione e migliorino la cinetica della reazione, in modo del tutto analogo a quanto è già prassi fare nelle tradizionali reazioni chimiche;
- Ohmica (ΔV_{ohm}), dovuta alla resistenza che gli ioni e gli elettroni devono vincere rispettivamente nell'elettrolita e nei materiali che costituiscono l'elettrodo, nonché alla resistenza di contatto che esiste tra gli elettrodi e i separatori. Tale polarizzazione viene ridotta aumentando la conducibilità, che da un lato aumenta con la temperatura per una migliore mobilità degli ioni, ma dall'altro diminuisce con la stessa per l'incrementarsi dell'oscillazione termica del reticolo cristallino dei metalli, che ostacola il flusso di elettroni. Pertanto, per ridurre queste perdite, si tende a ridurre la distanza tra gli elettrodi;
- Per concentrazione (ΔV_{conc}), dovuta a fenomeni di trasporto di massa che ostacolano la reazione elettrochimica, come per esempio una lenta diffusione sia della fase gassosa nei pori degli elettrodi, sia dei reagenti nell'elettrolita; questo provoca l'insorgenza di gradienti di concentrazione, legati anche alla rapidità di consumo dei reagenti. Affinché la *fuel cell* lavori efficientemente, la concentrazione dei reagenti deve mantenersi adeguata: tanto più è bassa, tanto maggiore è ΔV_{conc} .

Le perdite riducono la tensione di cella di una quota direttamente proporzionale alla corrente, secondo un andamento mostrato nel Grafico 17, che evidenzia anche le zone della curva interessate dai vari tipi di polarizzazione. Durante il funzionamento a carico parziale, le *fuel cells* erogano una corrente tanto più piccola quanto minore è il carico applicato: questo, come indica il Grafico 17, comporta delle tensioni di cella maggiori. Come si è visto nell'Eq. 37, e tenendo conto dell'Eq. 38, tensione di cella e rendimento sono direttamente proporzionali: ciò significa che, al contrario di quanto avviene nelle altre tecnologie per la produzione di energia elettrica, le *fuel cells* migliorano la loro efficienza a carico parziale.

I benefici di questo comportamento sono inestimabili: si risolverebbe, per esempio, lo spinoso problema della copertura del picco di domanda dell'utenza elettrica. È noto, infatti, come il fabbisogno di energia si articola in un carico di base, costante e richiesto con continuità, e in un carico di picco, richiesto invece per brevissimi periodi. Dal momento che il fabbisogno deve essere soddisfatto nella sua totalità, la logica per il dimensionamento di una macchina volta alla produzione di energia per autoconsumo tende a privilegiare la copertura del carico di base, lasciando la copertura del carico di picco a sistemi integrativi quali, banale esempio, l'allacciamento alla rete elettrica nazionale: dimensionare una macchina per il carico di picco risulta, infatti, fortemente antieconomico, senza contare che essa dovrebbe lavorare a carico molto ridotto per gran parte della sua vita, con un inaccettabile deterioramento delle prestazioni. Come si è visto, le *fuel cells* non sono minimamente sfiorate da queste problematiche: è teoricamente possibile installare un'unità capace di coprire il carico di picco con la sicurezza che, quando opererà a carico parziale per soddisfare il fabbisogno di base, il rendimento rimarrà comunque elevato (cfr Grafico 21).

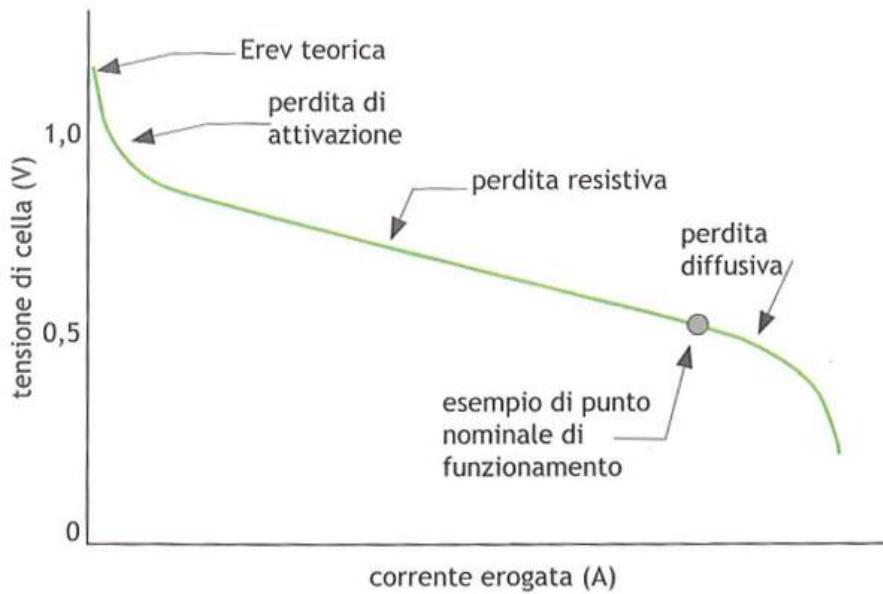


Grafico 17 - Andamento caratteristico della tensione in funzione della corrente nelle FC ^[28]

2.5.1-3: Rendimento reale complessivo

Poiché una cella a combustibile non converte la totalità dei reagenti in prodotti, in quanto si vogliono evitare delle perdite per concentrazione (ΔV_{conc}) troppo elevate, il massimo lavoro estraibile risulta ridotto rispetto alla variazione dell'energia libera di Gibbs, per la presenza all'interno dei prodotti di una quota di reagenti che non sono stati ossidati: essi si attestano intorno al 5-10%. Il rendimento complessivo (η) di una *fuel cell* si può dunque calcolare come:

$$\eta = \eta_{DC} * c \quad \text{Eq. 40}$$

in cui:

- η_{DC} è il rendimento proprio della cella a combustibile in corrente continua, calcolato come:

$$\eta_{DC} = \frac{V_C U_f}{E_{PCI}} \quad \text{Eq. 41}$$

in cui:

- V_C è la tensione di cella (cfr Eq. 38);
- E_{PCI} è l' "equivalente elettrico" del potere calorifico inferiore del combustibile (cfr Eq. 37);
- U_f è un fattore di utilizzazione del combustibile, la cui definizione è necessaria perché, come si è detto, non tutti i reagenti partecipano alla reazione ed una loro quota si ritrova nei prodotti. Per celle a bassa temperatura (PEM e PAFC), in cui H_2 è l'unico combustibile, tale fattore si calcola come:

$$U_f = \frac{m_{H_2,in} - m_{H_2,out}}{m_{H_2,in}} = \frac{m_{H_2,cons}}{m_{H_2,in}} \quad \text{Eq. 42}$$

in cui:

- ◆ $m_{H_2,in}$ è la portata di massa dell'idrogeno in ingresso, nei reagenti;
- ◆ $m_{H_2,out}$ è la portata di massa dell'idrogeno in uscita, nei prodotti;
- ◆ $m_{H_2,cons}$ è la portata di massa dell'idrogeno consumato nella *fuel cell*.

L'idrogeno consumato nella *fuel cell* non è necessariamente tutto impiegato nella reazione elettrochimica: potrebbe essere perso in reazioni chimiche con i componenti di cella, o per trafileamento. È quindi opportuno tener conto di questi fenomeni, perché essi falsano il valore di η_{DC} per com'è definito nell'Eq. 41: un aumento del fattore di utilizzazione potrebbe essere dovuto ad un trafileamento, il quale logicamente non provoca un incremento dell'energia elettrica prodotta, e quindi un aumento dell'efficienza sarebbe in tal caso mal interpretato.

Per celle ad alta temperatura (SOFC), che possono utilizzare anche CH_4 e CO come combustibili (cfr Eq. 33, 34, 36), è possibile calcolare il fattore di utilizzazione come:

$$U_f = \frac{m_{H_2,cons}}{m_{H_2,in} + m_{CH_4,in} + m_{CO,in}} \quad \text{Eq. 43}$$

in cui, oltre alla portata di massa dell'idrogeno nei reagenti in ingresso, partecipano anche quelle di metano e monossido di carbonio. In particolare, ogni molecola di CH_4 dà origine a tre molecole di H_2 e una molecola di CO (a sua volta convertita in H_2).

- c rappresenta un fattore di conversione dell'energia elettrica dal regime continuo al regime alternato. Infatti la cella a combustibile genera corrente continua, ma gran parte delle applicazioni richiede corrente alternata: la conversione avviene con un sistema di *power conditioning* a inverter, la cui efficienza si attesta intorno al 94%, con prospettive di miglioramento fino al 98% per impianti di una taglia compresa tra 10 kW e 100 kW.

2.5.2: Filiere tecnologiche

Come già accennato, le celle a combustibile si dividono nelle tipologie a bassa temperatura (PEM, PAFC) e ad alta temperatura (SOFC). Un prospetto comparativo delle loro principali caratteristiche è riportato nella Tabella 24: i *range* indicati sono cautelativi, e per altro soggetti a continue migliorie vista la fervente attività di ricerca che sta interessando le *fuel cells*, in particolare per il settore dei trasporti.

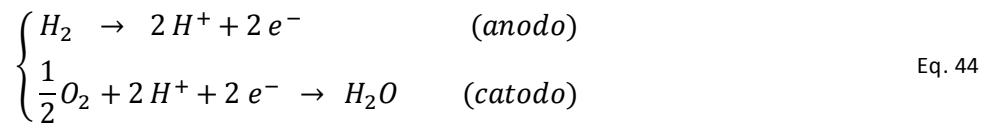
Caratteristica	PEM	PAFC	SOFC
Elettrolita	Membrana polimerica	Acido fosforico	Ossido di zirconio drogato
Ione che promuove la reazione di cella	H^+	H^+	O^{2-}
Temperatura [°C]	60-90	150-220	650-1000
Catalizzatore	Platino	Platino	Non richiesto
Materiali costruttivi	Materiali grafitici, metalli	Materiali grafitici	Materiali ceramici, metalli
Combustibile	Idrogeno, gas riformati	Idrogeno, gas riformati	Idrogeno, gas riformati
Ossidante	O_2 , aria	O_2 , aria	O_2 , aria
Efficienza elettrica [%]	30-45	35-45	30-55
Range di taglie [kW _{el}]	1-250	100-400	1-500
Tempo di avviamento	Minuti	1-4 ore	5-10 ore

Tabella 24 - Prospetto delle filiere tecnologiche delle FC ^{[40][41]}

2.5.2-1: Celle a membrana polimerica (PEM)

Le celle a membrana polimerica (*Polymer Electrolyte Membrane*, PEM; oppure *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, PEMFC) usano come elettrolita una membrana polimerica umidificata, conduttiva di ioni H^+ grazie alla presenza di gruppi funzionali SO_3^- nella sua struttura. Gli elettrodi porosi sono rivestiti internamente di platino con funzione catalizzante, che può essere addizionato di rutenio sul lato anodico per aumentare la tolleranza al CO; sul lato esterno sono invece rivestiti da composti idrorepellenti, che mantengono l'acqua a contatto con la membrana e permettono la diffusione del gas verso gli elettrodi.

La reazione elettrochimica coinvolge all'anodo l'idrogeno, il quale libera due coppie elettrone-ione H^+ , il primo che migra verso il catodo passando per il circuito esterno, alimentando il carico, il secondo che diffonde attraverso la membrana verso il catodo; qui l'ossigeno reagisce con lo ione idrogeno e l'elettrone, producendo acqua. Il processo è sintetizzato nella coppia di Eq. 44.



Nella Figura 14 è riportato lo schema d'impianto per le PEM. Si è già discusso sull'importanza di desolfurare il combustibile, onde evitare di danneggiare i materiali della cella. Si noti che parte dell'acqua prodotta viene impiegata per regolare l'umidità dell'aria in ingresso: ciò si rende necessario per l'esigenza di bilanciare l'idratazione della membrana, senza allagare gli elettrodi e pregiudicarne il funzionamento. Il circuito di raffreddamento è generalmente chiuso ed impiega acqua, eventualmente glicolata, dalla quale si può ricavare calore in assetto cogenerativo.

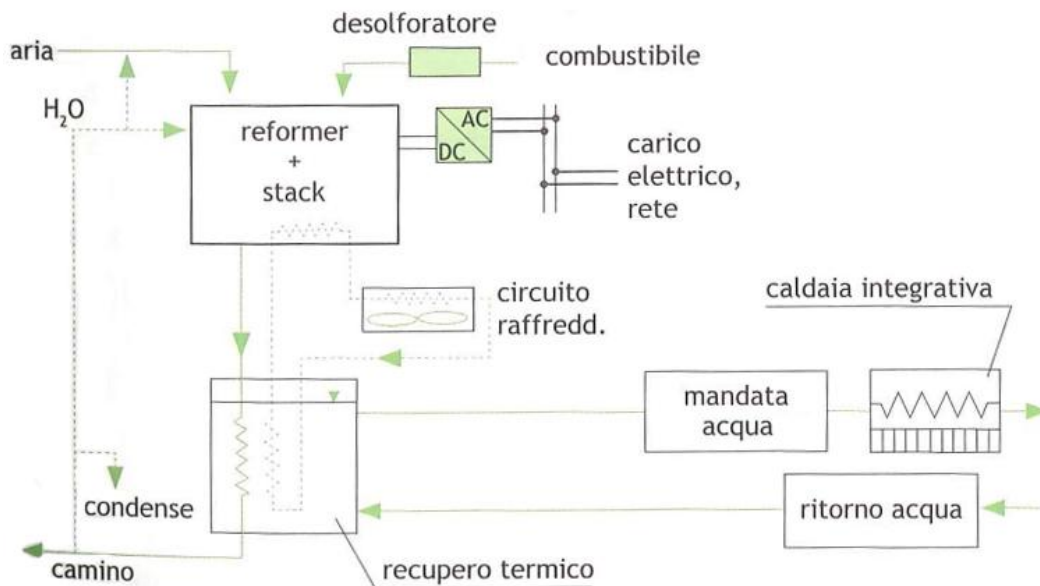


Figura 14 - Schema impiantistico PEM e PAFC ^[28]

2.5.2-2: Celle ad acido fosforico (PAFC)

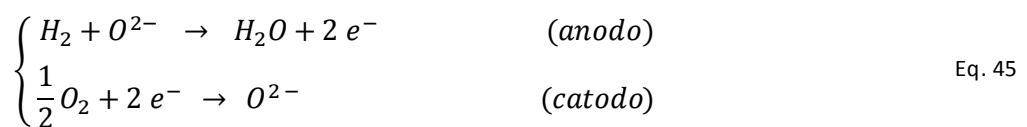
Le celle ad acido fosforico (*Phosphoric Acid Fuel Cell*, PAFC) sono le uniche ad aver raggiunto un buon grado di maturità tecnologica, cosa che le ha portate a definire una taglia ottimale di qualche centinaio di kW di potenza, compromesso tra economicità ed efficienza. Utilizzano come elettrolita una soluzione concentrata al 100% dell'acido da cui prendono il nome (H_3PO_4), che agisce da conduttore di ioni H^+ ed è trattenuto da una matrice di carburi di silicio, ad una temperatura di circa 200 °C. Gli elettrodi sono costituiti da una base carboniosa conglobata in un legante polimerico, e presentano una matrice porosa; anch'essi, come quelli delle PEM, sono rivestiti di platino con funzione catalizzante. A loro volta gli elettrodi sono sostenuti da fogli porosi a base di carbonio, che operano quali collettori della corrente elettrica.

La reazione elettrochimica è del tutto identica a quella che avviene nelle PEM: si rimanda quindi all'Eq. 44. Al caso delle PEM si rimanda anche per lo schema impiantistico: l'unica differenza rispetto alla Figura 14 è che, non essendoci più alcuna membrana polimerica da idratare, nelle PAFC non si ha l'umidificazione dell'aria in ingresso mediante l'acqua prodotta al catodo.

2.5.2-3: Celle ad ossidi solidi (SOFC)

Le celle ad ossidi solidi (*Solid Oxide Fuel Cell*, SOFC) usano come elettrolita un ossido metallico non poroso, generalmente un materiale ceramico come l'ossido di zirconio drogato con ittrio o calcio, nel cui reticolo cristallino si ha la conduzione degli ioni O^{2-} per temperature di cella comprese tra 650 °C e 1000 °C. Gli elettrodi sono costituiti da ossidi di zirconio al cobalto o al nichel per quanto riguarda l'anodo, e da composti di manganese e lantanio per quanto riguarda il catodo.

La reazione elettrochimica coinvolge all'anodo l'idrogeno e lo ione ossigeno prodotto al catodo, i quali formano acqua e liberano due elettroni. Questi alimentano il carico passando per il circuito esterno, migrando verso il catodo; qui l'ossigeno acquista i due elettroni, assumendo carica negativa e ionizzandosi. Il processo è sintetizzato nella coppia di Eq. 45.



I punti di maggior criticità nella progettazione di un sistema ad ossidi solidi sono l'instabilità chimica dei materiali e gli stress termodinamici a cui sono sottoposti, viste le alte temperature richieste. A fronte di questo, l'elettrolita solido elimina qualsiasi problema legato ad allagamenti, trafilamenti e in generale alla gestione delle fasi liquide ed aeriformi, consentendo per altro diverse forme costruttive (tubolari oppure planari sovrapposte, affiancate e a disco); inoltre, l'alta temperatura di funzionamento garantisce una cinetica di reazione veloce, svincolandosi quindi dalla necessità di impiegare catalizzatori per il *reforming*, e permette di ottenere un ottimo recupero termico, integrando "in cascata" anche cicli termodinamici, ad esempio *Organic Rankine Cycles* (ORC). Questi vantaggi hanno portato ad una fervente attività di ricerca in America, Giappone ed Europa: per quanto le PAFC siano la tecnologia al momento maggiormente affermata, è prevedibile che in futuro gran parte delle *fuel cells* per applicazioni stazionarie saranno SOFC. Per applicazioni mobili, invece, i limiti rappresentati dai lunghi tempi di avviamento, dalla difficoltà e dalla pericolosità di trasportare sistemi ad elevata temperatura scoraggiano la loro adozione.

Nella Figura 15 è riportato lo schema d'impianto per le SOFC. Si noti la necessità di preriscaldare sia il combustibile sia l'aria in ingresso, vista l'alta temperatura a cui avviene la conduzione degli ioni O^{2-} .

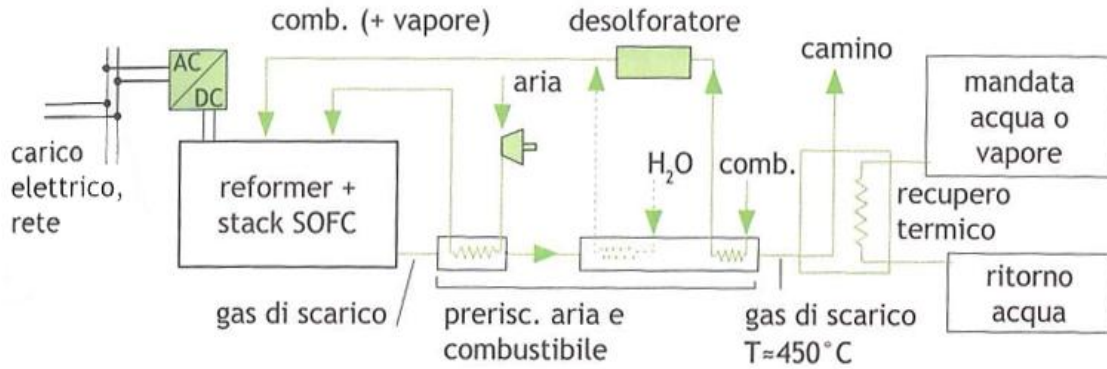


Figura 15 - Schema impiantistico SOFC ^[28]

2.5.3: Bilancio energetico

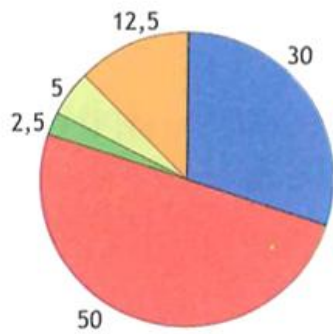
Il Grafico 18 propone un confronto tra le varie filiere tecnologiche delle *fuel cells*. Si può osservare come un aumento della taglia del sistema spinga verso una maggiore produzione elettrica, a fronte di una diminuzione dell'energia termica recuperabile; questo comportamento è molto accentuato per le SOFC, che guadagnano 17 punti percentuali sul rendimento elettrico e ne sacrificano quasi altrettanti sul lato termico (tralasciando un 2% complessivo in meno sul calore di scarto e sulle perdite agli ausiliari, dovuto alla migliore efficienza di una macchina di taglia grande, grazie all'effetto scala): ciò renderebbe indispensabile, in una ipotetica applicazione residenziale, la presenza di una caldaia integrativa per coprire il fabbisogno termico, che non riuscirebbe ad essere soddisfatto dall'esiguo calore recuperato in una cella ad ossidi solidi. Le SOFC e le PAFC, al contrario delle PEM, presentano delle cosiddette "perdite termiche": queste sono causate dall'elevata temperatura di funzionamento, che rende rilevanti le dissipazioni verso l'ambiente esterno, ed al contempo rende difficile sfruttare per intero l'apporto termico fornito dalla *fuel cell*; infatti, a parità di taglia e facendo capo alla Tabella 24 per le temperature di funzionamento, si può osservare come tali perdite siano dell'1% per le PAFC, operanti a 150-220 °C, del 4% per le SOFC, operanti a 650-1000 °C, e nulle (o comunque irrilevanti) per le PEM, operanti a 60-90 °C.

In definitiva, si possono sintetizzare i rendimenti elettrici (η_{el}), termici (η_{th}) e di primo principio (η_I) delle *fuel cells*, riferiti al PCI e fatto 100 il combustibile in ingresso, nella Tabella 25.

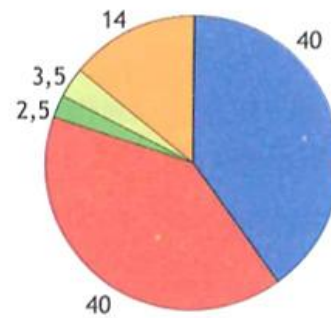
Rendimenti		1-10 kW _{el}			100-300 kW _{el}		
		PEM	PAFC	SOFC	PEM	PAFC	SOFC
η_{el}	%	30	-	33	40	40	50
η_{th}		50	-	47	40	47	32
η_I		80	-	80	80	87	82

Tabella 25 - Rendimento elettrico, termico e di primo principio per le FC

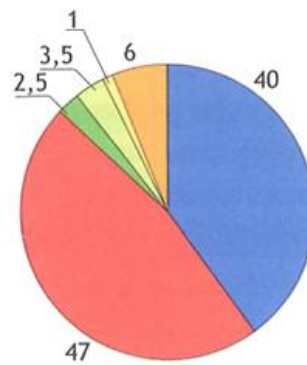
Bilancio energetico PEM
taglia 1-10 kW_{el}



Bilancio energetico PEM
taglia 100-300 kW_{el}



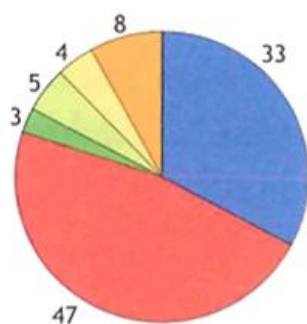
Bilancio energetico PAFC
taglia 100-300 kW_{el}



- Calore di scarto
- Perdite termiche
- Ausiliari
- Perdite DC/AC
- Calore recuperato
- Energia elettrica

(Combustibile in ingresso = 100;
riferimento PCI)

Bilancio energetico SOFC
taglia 1-10 kW_{el}



Bilancio energetico SOFC
taglia 100-300 kW_{el}

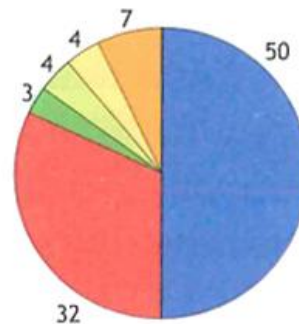


Grafico 18 - Bilancio energetico per PEM, PAFC e SOFC ^[28]

L'acqua calda prodotta in assetto cogenerativo da un sistema PEM raggiunge i 65 °C in mandata e i 50 °C in ritorno. PAFC e SOFC, inoltre, potrebbero anche produrre vapore in bassa pressione.

2.5.4: Andamento delle prestazioni

Come già accennato al paragrafo 2.5.1-2, il potenziale reversibile di cella, e quindi la tensione sviluppata dalla stessa in condizioni ideali e reversibili, dipende sia dal tipo di reazione (idrogeno e ossigeno in acqua, monossido di carbonio e ossigeno in anidride carbonica, piuttosto che metano e ossigeno in acqua e anidride carbonica), sia dalla temperatura a cui la stessa avviene. Il Grafico 19 traccia gli andamenti delle reazioni elettrochimiche proprio in funzione della temperatura di reazione: si evince che, da un punto di vista teorico, tanto maggiore è la temperatura, tanto minore è l'efficienza (cfr Eq. 37).

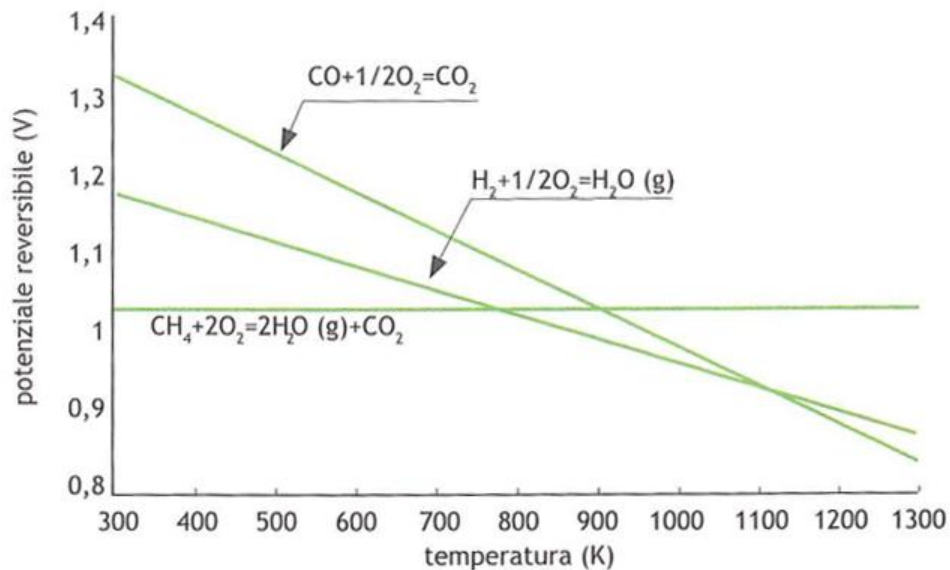


Grafico 19 - Potenziale reversibile di cella per alcune reazioni elettrochimiche in funzione della temperatura operativa ^[28]

Un aumento della temperatura sembrerebbe pertanto essere nocivo per il rendimento, eppure è stato visto che le SOFC, operanti ad elevate temperature, hanno efficienze maggiori di PEM e PAFC. Infatti, se da un lato è vero che un incremento della temperatura fa diminuire il valore ideale del potenziale reversibile, d'altro canto il valore reale della tensione di cella, cui è legato il rendimento di "effettivo interesse" della stessa (cfr Eq. 40), dipende dal valore delle perdite (cfr Eq. 39), che sono fortemente influenzate da temperatura e pressione. Un incremento della pressione di cella, ad esempio, produce maggiori pressioni parziali dei reagenti in prossimità degli elettrodi, migliorando i fenomeni di trasporto e la solubilità dei gas nell'elettrolita, andando in questo modo a ridurre la polarizzazione di concentrazione. Similmente, un aumento della temperatura di cella migliora la conducibilità ionica dell'elettrolita, i fenomeni di trasporto, la cinetica di reazione e persino la tolleranza alle impurità presenti nel gas di alimentazione. Ne deriva che una FC operante ad alta temperatura ha benefici di gran lunga superiori, in termini di riduzione delle polarizzazioni e quindi di aumento della tensione di cella, rispetto al calo del potenziale reversibile: tale è il motivo per cui le diverse filiere tecnologiche si differenziano così marcatamente, l'una dall'altra, in termini di rendimento. Il Grafico 20 mostra un confronto tra l'andamento del voltaggio della cella reversibile e quello delle PEM, PAFC e SOFC: le SOFC sono quelle che più si avvicinano al valore reversibile, vista l'alta temperatura a cui operano; le PEM presentano un massimo intorno a circa 75 °C, e la loro tensione di cella crolla bruscamente per temperature superiori.

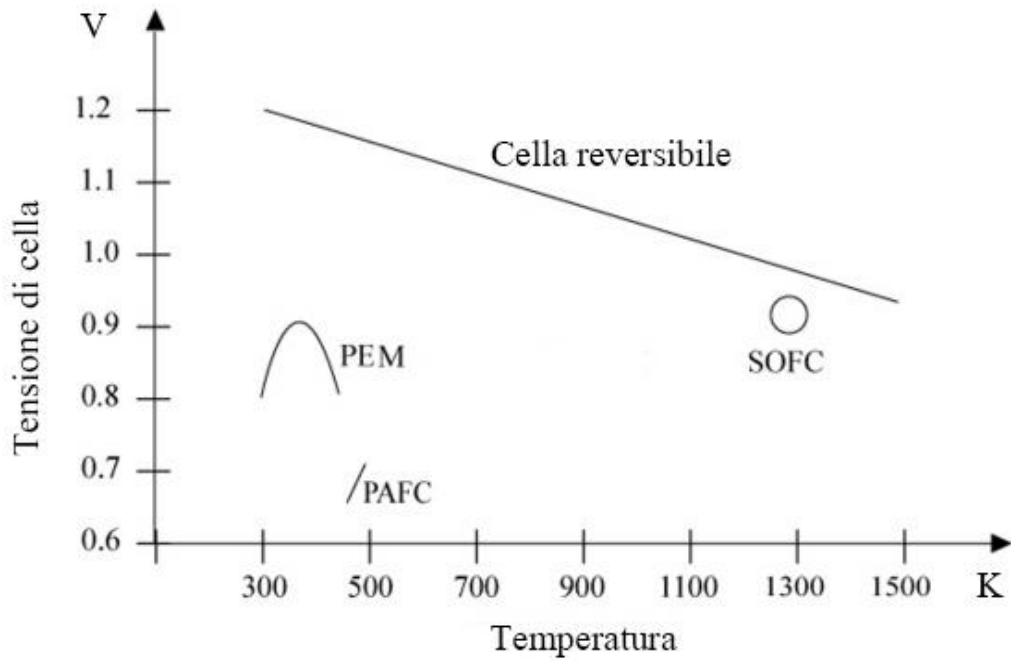


Grafico 20 - Tensioni di cella caratteristiche per le FC in funzione della temperatura operativa ^[44]

Con riferimento al caso specifico di una PAFC da 100 kW_{el}, la già citata tendenza ad incrementare il proprio rendimento a carico parziale comporta una curva debolmente concava, con efficienze quasi uguali durante il funzionamento al 100% e al 40% della potenza nominale, ed un massimo intorno al 60%. Sotto al 40%, le prestazioni degradano rapidamente per la maggiore rilevanza percentuale delle perdite negli ausiliari e nel convertitore DC/AC. La curva del rendimento è rappresentata nel Grafico 21.

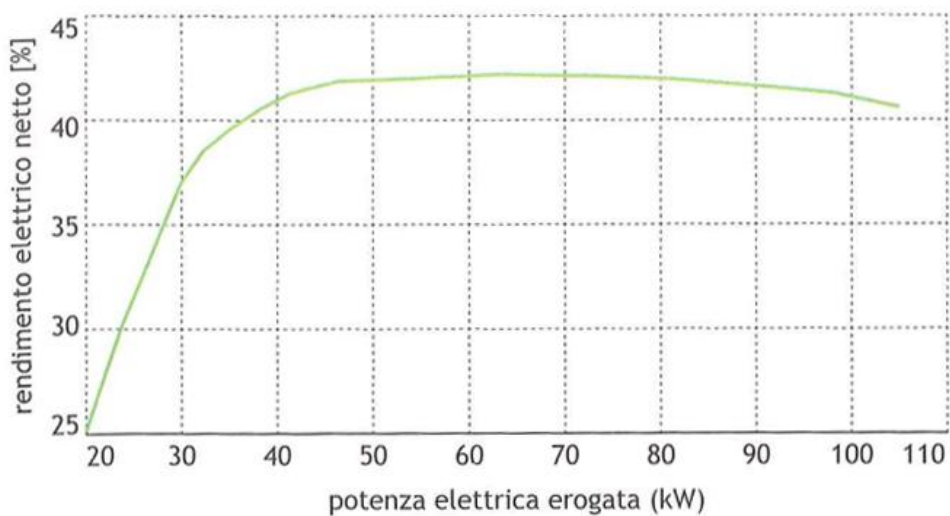


Grafico 21 - Rendimento elettrico di una PAFC da 100 kW in funzione del carico ^[28]

Il Grafico 22 mostra, invece, con riferimento questa volta ad una PAFC da 200 kW_{el}, la relazione che esiste tra potenza termica e potenza elettrica erogate, al variare della temperatura di ritorno dell'acqua e considerando la temperatura della mandata (presente implicitamente nella forma $T_{mandata} - T_{ritorno}$). Ad esempio, per una temperatura di mandata di 70 °C e di ritorno di 50 °C, valori tipici nel riscaldamento a radiatori, si osserva che la *fuel cell* in questione lavorerebbe a circa 185 kW_{el} (92.5% della potenza nominale), erogando una potenza termica di 150 kW_{th}; qualora invece si avesse una temperatura di mandata di 45 °C e di ritorno di 30 °C, valori tipici nei pannelli radianti a pavimento, si osserva che la *fuel cell* lavorerebbe a 160 kW_{el} (80% della potenza nominale), erogando una potenza termica di circa 175 kW_{th}.

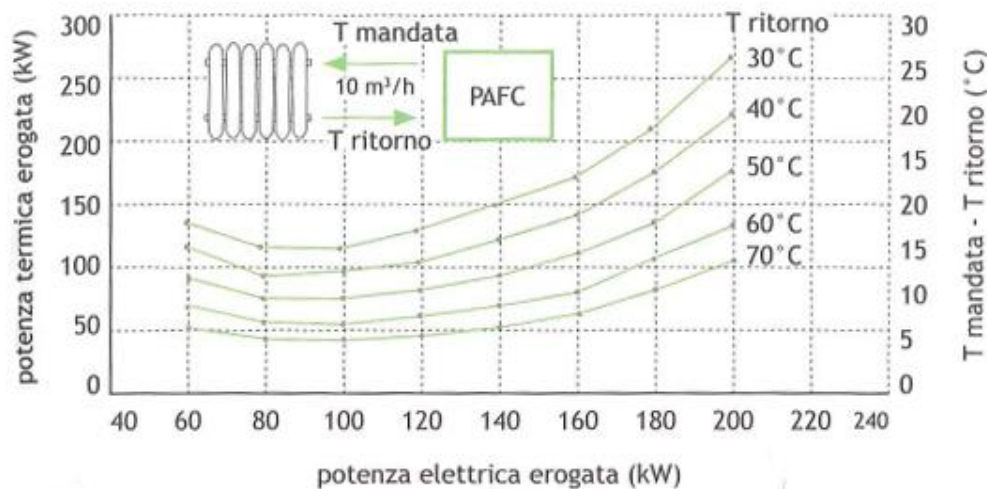


Grafico 22 - Potenza termica per una PAFC da 200 kW in funzione della potenza elettrica ^[28]

2.5.5: Ordine di grandezza dei costi

Come già anticipato, solo le PAFC hanno raggiunto una maturità tecnologica tale da poter essere definite "commerciali"; i loro costi indicativi sono riportati nella Tabella 26. PEM e SOFC, invece, sono attualmente in stato di ricerca avanzata: il *Batelle Memorial Institute* ha preparato, per il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America, dei *reports* aggiornati al 2016 sui progressi tecnici e sui costi stimati per queste due filiere tecnologiche; essi dipendono fortemente dalla quantità di *fuel cells* prodotte, a ulteriore riprova del fatto che una produzione massiccia comporta una diminuzione del costo unitario, dal momento che si sfrutta l'effetto scala economico.

Il Grafico 23 mostra i costi indicativi, espressi in \$/kW_{netti}, per dei gruppi di continuità a membrana polimerica da 5 kW e da 10 kW, considerando un ipotetico impianto di produzione con una capacità produttiva da 100 a 50 000 unità all'anno. Tralasciando la casistica di 100 unità/anno, per la quale i prezzi sono proibitivi e quasi doppi rispetto alle altre linee di produzione, si osservano dei costi che oscillano tra 2800 \$/kW e 4000 \$/kW per le PEM da 5 kW, e tra 1800 \$/kW e 2500 \$/kW per le PEM da 10 kW.

Il Grafico 24 mostra invece i costi indicativi, espressi in \$/kW_{tot}, per dei sistemi cogenerativi a membrana polimerica e ad ossidi solidi da 100 kW e da 250 kW, considerando i medesimi impianti di produzione individuati nel caso precedente. Si possono osservare dei costi sensibilmente minori per le SOFC rispetto

alle PEM (ad esempio, per 10 000 unità/anno, una PEM da 100 kW si attesta sui 2000 \$/kW, una SOFC della medesima taglia richiede 1300 \$/kW); tale differenza diventa ovviamente meno importante nell'ipotesi di grandi impianti di produzione e di grandi taglie delle *fuel cells*.

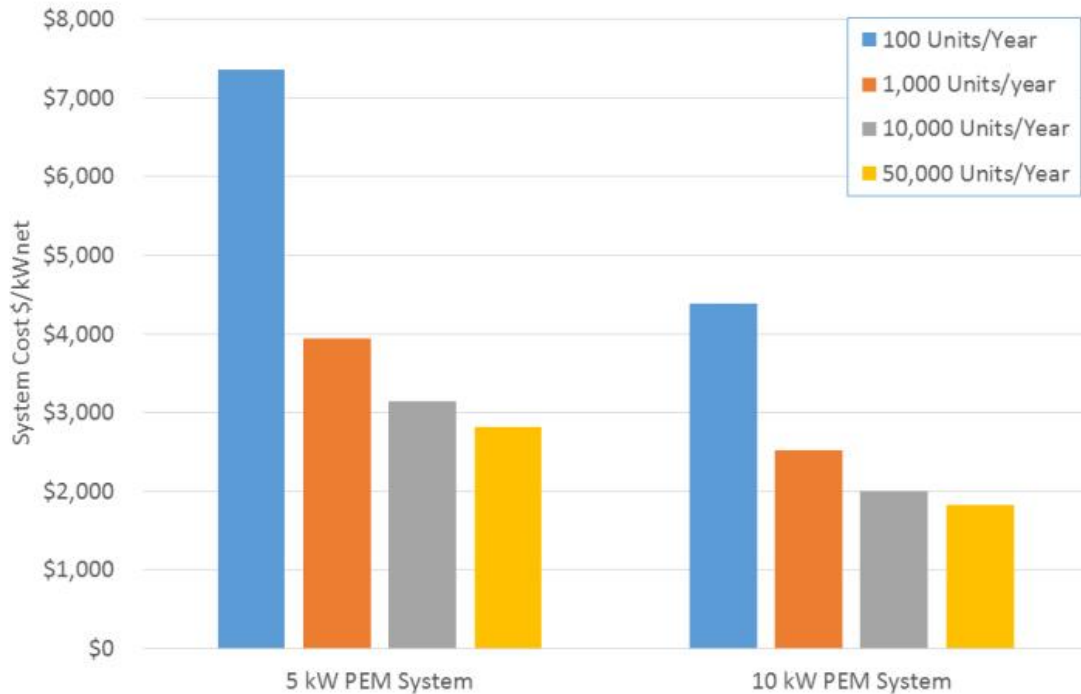


Grafico 23 - Costi indicativi per PEM di piccola taglia ^[42]

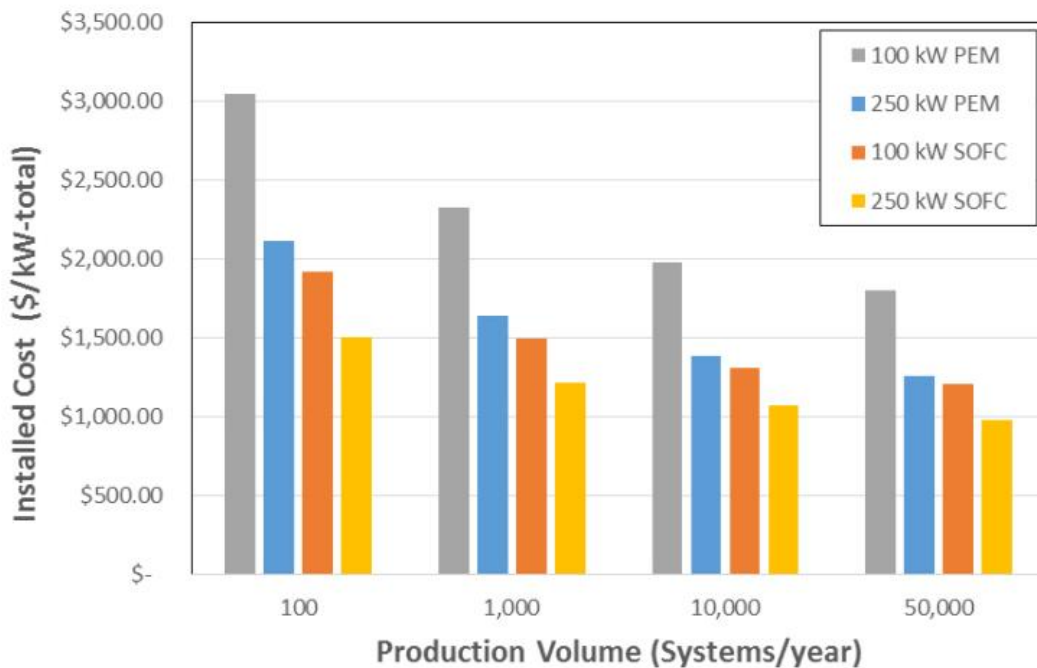


Grafico 24 - Costi indicativi per PEM e SOFC di grande taglia ^[43]

I costi di installazione dei Grafici 23 e 24 si ripartiscono, come mostrato nel Grafico 25, nelle voci di costo:

- Produzione dei componenti degli *stacks* della cella;
- Alimentazione di combustibile, aria e acqua, quest'ultima presente solo nelle PEM;
- Sistema di trattamento combustibile, comprendente il *reformer*;
- Componenti per il recupero termico, ossia scambiatori di calore;
- Elettronica di potenza e sistemi di controllo;
- Componenti di montaggio e manodopera addizionale.

In generale, si può notare come il costo associato all'elettronica di potenza e ai sistemi di controllo non sia affatto trascurabile, ma anzi ricopra la quota maggiore; esso diventa percentualmente meno importante per taglie di PEM molto grandi, che tuttavia hanno costi per il trattamento del combustibile molto elevati.

La Tabella 26 riporta una panoramica dei possibili costi a breve termine (produzione di 100 o 1000 unità all'anno) e in una prospettiva futura di diffusa commercializzazione (produzione di 10 000 o 50 000 unità all'anno). Si rammenta che l'unità di misura del denaro è la valuta statunitense.

Filiera tecnologica	Taglia	Impianto di produzione [unità/anno]	Costo di investimento [\$ /kW]	Costo di manutenzione [\$ /MWh]	Intervallo di manutenzione [h]	Vita utile [h]
	[kW _e]					
PEM	5	100	7400	30-40	8000	10 000
		1000	4000			
		10 000	3100			
		50 000	2800			
	10	100	4400			
		1000	2500			
		10 000	2000			
		50 000	1800			
	100	100	3050			
		1000	2300			
		10 000	2000			
		50 000	1300			
	250	100	2100			
		1000	1650			
		10 000	1400			
		50 000	1250			
PAFC	200	-	4000-4500	30-45	8000	45 000
SOFC	100	100	1900	35-60	8000	20 000
		1000	1500			
		10 000	1300			
		50 000	1200			
	250	100	1500			
		1000	1200			
		10 000	1050			
		50 000	1000			

Tabella 26 - Costi indicativi per FC^{[42][43]}

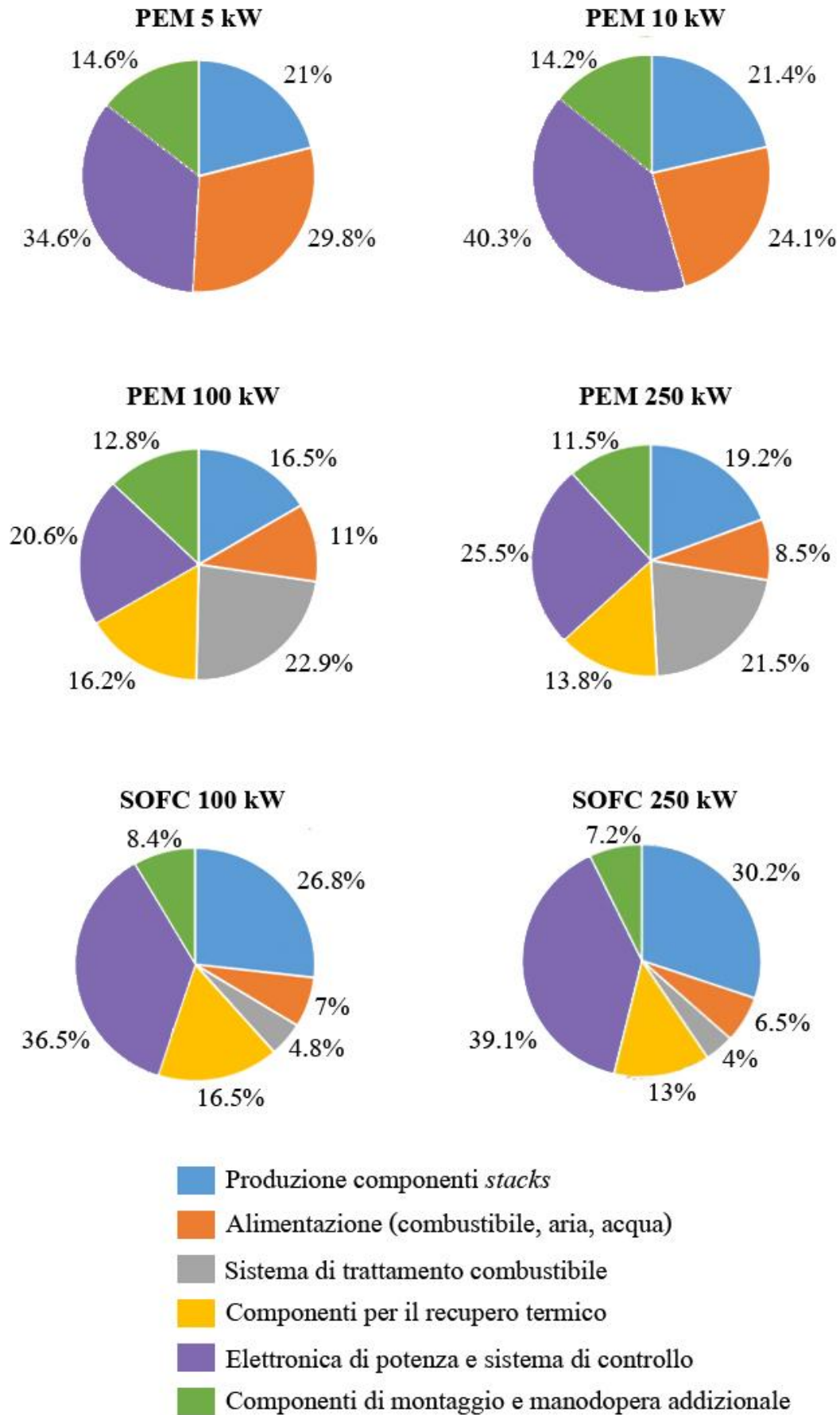


Grafico 25 - Prospetto componenti di costo indicative per FC ^{[42][43]}

2.6: Prospetto conclusivo

Quanto esposto nel presente capitolo può essere sommariamente sintetizzato nella Tabella 27, in cui vengono analizzate le taglie di cui si è discusso nei Grafici e nelle altre Tabelle; la coppia di valori per ciascuna voce viene intesa come un intervallo “da-a”: ad esempio, per i motori a combustione interna, il rendimento elettrico (η_{el}) varia tra il 20% e il 37%, con un corrispondente rendimento termico (η_{th}) che varia tra il 65% e il 49%, per potenze nominali che vanno da 1 kW_{el} a 500 kW_{el}.

Si considera, come limite inferiore per le microturbine, una taglia di 30 kW_{el}: essa è tra i valori più bassi rinvenuti sul mercato. Per PEM e SOFC si è considerata una produzione di 1000 unità/anno, che è coerente con una possibile commercializzazione a breve termine. È interessante osservare come le *fuel cells* possano effettivamente diventare competitive con le altre tecnologie solo nel caso in cui il loro tasso di produzione raggiungesse elevati volumi (cfr Tabella 26), e quindi una buona diffusione sul mercato: nel prospetto vengono quindi riportati, in corsivo, anche i costi per delle linee di produzione da 50 000 unità/anno.

Si richiamano inoltre gli acronimi delle diverse tecnologie:

- MCI, Motori a Combustione Interna;
- MCS, Motori a Ciclo Stirling;
- MTG, MicroTurbine a Gas;
- FC, celle a combustibile (*Fuel Cells*);
 - PEM, a membrana polimerica (*Polymer Electrolyte Membrane*);
 - PAFC, ad acido fosforico (*Phosphoric Acid Fuel Cell*);
 - SOFC, ad ossidi solidi (*Solid Oxide Fuel Cell*).

	MCI		MCS		MTG		FC					
							PEM		PAFC		SOFC	
Stato tecnologico	Commerciale		Commerciale		Commerciale		Prototipale		Commerciale		Prototipale	
Taglia [kW _{el}]	1	500	1	50	30	400	1-10	250	100	300	1-10	250
η_{el} [%]	20	37	12	30	25	35	30	40	40		33	50
η_{th} [%]	65	49	85	52	55	45	50	40	47		47	32
Costo di installazione [€/kW _{el}]	6000	900	3000	2500	1500	750	6300 2300	1400 1100	3800	3400	6000 1000	1000 850
Costo di manutenzione [€/MWh]	150	9	15	10	45	20	35	25	40	25	56	30
Vita utile [h]	80 000		50 000		60 000		10 000		45 000		20 000	

Tabella 27 - Prospetto tecnologico per la cogenerazione

Capitolo 3: Studio della cogenerazione nelle RSA

3.1: Attività preliminare

Lo studio sull'applicabilità della cogenerazione nelle Residenze Sanitarie Assistite (RSA) è stato condotto durante un tirocinio presso EDILVI S.p.A. – Divisione ESCo ed ha visto, nelle sue fasi preliminari, la raccolta di tutte le informazioni necessarie allo sviluppo di un applicativo *software* che permettesse di individuare, attraverso una simulazione basata sulle curve di carico reali e sui costi effettivamente sostenuti dalle strutture, la taglia ottimale di un cogeneratore, definita come quella taglia che garantisce il Valore Attuale Netto (VAN) maggiore. Nelle fasi preliminari di cui sopra possono essere individuati due filoni, uno di indagine normativa e tecnologica sulla cogenerazione, l'altro di raccolta anagrafica e statistica sulle RSA.

3.1.1: Normative e tecnologia

I primi due capitoli del presente elaborato altro non sono se non i frutti dell'indagine normativa e tecnologica. Le tecnologie per cui si è attuata la simulazione sono soltanto quelle di Motori a Combustione Interna (MCI), MicroTurbine a Gas (MTG) e *Fuel Cells* (FC), in quanto i motori a ciclo Stirling sono generalmente confinati a taglie ridotte e impiegati in applicazioni di nicchia; inoltre si assume che le celle a combustibile siano ad ossidi solidi (SOFC), nonostante tale tipologia versi ancora in stato prototipale, sia perché esistono già in commercio, anche in territorio italiano, piccole unità domestiche da 1.5 kW_{el}, sia perché esse promettono costi minori rispetto a PEM e PAFC, sia perché possono essere alimentate direttamente con il gas naturale, svincolandosi dalla necessità di utilizzare l'idrogeno.

Per un primo dimensionamento, atto ad individuare l'intorno della taglia migliore, si è assunto che il rendimento elettrico ed il rendimento termico a potenza nominale siano costanti e indipendenti dalla taglia per una data tecnologia: questa è ovviamente una semplificazione forte, poiché è noto che a taglie grandi corrispondono rendimenti maggiori. Nella Tabella 28 figurano i valori dei rendimenti utilizzati.

Rendimenti		MCI	MTG	FC
η_{el}	[%]	32	29	55
η_{th}		58	51	25
η_{tot}		90	80	80

Tabella 28 - Rendimenti a potenza nominale

Si è altresì assunto che la variazione dei rendimenti ai carichi parziali, la cui conoscenza è indispensabile per risalire al consumo di energia primaria del cogeneratore operante al di fuori dalle condizioni di progetto, sia identica per ciascuna taglia della medesima tecnologia: tale semplificazione, analizzando in particolare le curve del rendimento elettrico ai carichi parziali per i modelli C30 e C200 delle MTG di marca *Capstone*, si è rivelata fondata. Basandosi sul Grafico 5 per i MCI, sul Grafico 14 per le MTG e sul Grafico 21 per le FC, è stato quindi possibile sintetizzare la variazione dei rendimenti ai carichi parziali nella sottostante Tabella 29, la quale mostra quindi anche il grado minimo di parzializzazione (30% per i MCI, 20% per le MTG e le FC): si noti che le MTG hanno un rendimento termico maggiore ai carichi parziali, in quanto aumenta la quota di calore disponibile allo scarico per uso termico, e che le FC hanno il massimo rendimento elettrico intorno al

60% del carico nominale, come già discusso in precedenza. Dal momento che il Grafico 14 non fornisce indicazioni sulla variazione del rendimento termico, mostrando soltanto quella del rendimento elettrico e del rendimento totale, si è reso necessario ricavare una relazione analoga all'Eq. 4, riscritta in modo equivalente nell'Eq. 46, che legasse però i rendimenti percentuali rispetto ai valori nominali per come sono definiti nella sottostante Eq. 47, in cui la variazione del rendimento (pedice %) è il rapporto tra il suo valore alla stessa percentuale di carico parziale ed il valore nominale (pedice *PN*).

$$\eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad \text{Eq. 46}$$

$$\eta_{el\%} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{elPN}}$$

$$\eta_{th\%} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{thPN}} \quad \text{Eq. 47}$$

$$\eta_{tot\%} = \frac{\eta_{tot}}{\eta_{totPN}}$$

La relazione cercata è l'Eq. 48, la cui dimostrazione viene omessa giacché coinvolge soltanto la definizione di rendimento totale e di variazione percentuale del rendimento, risultando pertanto poco interessante.

$$\eta_{tot\%} = \eta_{th\%} + \left(\frac{\eta_{elPN}}{\eta_{totPN}} \right) (\eta_{el\%} - \eta_{th\%}) \quad \text{Eq. 48}$$

Carico parziale	MCI		MTG		FC	
	$\eta_{el\%}$	$\eta_{th\%}$	$\eta_{el\%}$	$\eta_{th\%}$	$\eta_{el\%}$	$\eta_{th\%}$
20%	-	-	0.697	1.055	0.595	0.860
30%	0.845	0.753	0.803	1.034	0.881	0.915
40%	0.880	0.829	0.879	1.023	0.976	0.950
50%	0.915	0.887	0.932	1.015	0.995	0.975
60%	0.940	0.919	0.967	1.006	1.000	0.989
70%	0.960	0.945	0.985	1.001	1.000	0.994
80%	0.975	0.965	0.992	1.000	0.992	0.997
90%	0.990	0.987	0.997	1.000	0.981	0.999
100%	1.000	1.000	1.000	1.000	0.962	1.000

Tabella 29 - Variazione percentuale dei rendimenti a carico parziale

Sembrando i costi di installazione e manutenzione reperiti in letteratura poco realistici, si è preferito contattare direttamente i produttori delle macchine cogenerative per dei preventivi: i costi utilizzati nella simulazione rispecchiano dunque il reale prezzo di mercato, comprensivo di IVA in quanto le RSA non godono del regime di compensazione, essendo legalmente Fondazioni, Organizzazioni Non Lucrative di Utilità Sociale (ONLUS) o Istituti Pubblici di Assistenza e Beneficenza (IPAB). I costi relativi alle taglie non presenti a catalogo sono invece stati stimati sulla base dei valori trovati in letteratura, opportunamente interpolati con quelli forniti dai produttori: è il caso ad esempio dei motori a combustione interna e delle celle a combustibile di grossa taglia.

3.1.2: Anagrafica e statistica

Il filone di raccolta anagrafica e statistica sulle RSA è proceduto parallelamente, almeno nel primo periodo, all'indagine normativa e tecnologica. Dopo un primo contatto preliminare da parte dell'azienda, avvenuto precedentemente l'inizio del tirocinio, in cui sedici RSA si erano dimostrate disponibili allo studio, soltanto dodici hanno confermato la loro disponibilità. In seguito, soltanto per otto strutture è stato possibile reperire i dati necessari a condurre la simulazione, e solamente per cinque i dati sono completi.

Per ciascuna RSA sono state intrattenute corrispondenze telematiche volte a concordare un sopralluogo presso le strutture e a ricevere le bollette relative a energia elettrica, gas naturale e acqua potabile riferite agli anni 2016 e 2017. L'utilità del sopralluogo consisteva nel visionare e trascrivere le caratteristiche degli impianti esistenti, in particolare le caldaie e le pompe, sincerandosi inoltre della presenza o meno di cucine: infatti, il gas eventualmente impiegato per la cottura dei cibi va sottratto a quello complessivamente prelevato dalla rete, giacché non contribuisce al riscaldamento dell'acqua calda sanitaria e pertanto esula dal funzionamento di un cogeneratore. Le bollette, d'altro canto, forniscono le indispensabili informazioni sul costo unitario reale del fabbisogno energetico (€/kWh_{el} e €/Smc) per come lo sostiene la RSA: come già accennato, tale costo va considerato comprensivo di IVA perché le ONLUS e le IPAB non godono del regime di compensazione.

Il dato sui consumi presente in bolletta è tuttavia mensile, e tale intervallo di tempo è di gran lunga troppo ampio per una fedele simulazione del comportamento della macchina cogenerativa, che per essere verosimile deve ridursi al dettaglio quartorario o orario, proprio rispettivamente dei consumi dell'energia elettrica e di quelli del gas naturale. Questi ultimi sono stati ottenuti, previa opportuna delega firmata dalle RSA, rispettivamente sul portale *online* di Enel-Distribuzione e dall'ufficio *metering* di AP Reti Gas. Tuttavia, il dettaglio di consumo quartorario di energia elettrica può essere richiesto soltanto per quei POD la cui potenza disponibile è superiore a 55 kW: per le RSA aventi utenze inferiori è stato necessario installare, sul contatore dell'Enel, uno strumento di misurazione denominato *Zeus-K* ^[45]. Esso misura il tempo che intercorre tra due lampeggi consecutivi del contatore e, sapendo che tra gli stessi l'energia prelevata è pari a 1 Wh, ricava facilmente la potenza impegnata con un periodo di due minuti. Motivi logistici non hanno consentito di impiegare lo *Zeus-K* per più di una manciata di settimane nelle strutture che lo richiedevano: ciò introduce una forte approssimazione, giacché si considera che il periodo tra ottobre e dicembre, quando le misurazioni sono state effettuate, sia rappresentativo di un intero anno.

Segue la descrizione delle principali caratteristiche delle RSA: tutte le strutture sono collocate nel trevigiano e, se non diversamente specificato, utilizzano gas naturale per il riscaldamento e si appoggiano ad un servizio di *catering* per la ristorazione (tutto il combustibile è quindi impiegato per la climatizzazione).

3.1.2-1: Casa Giulia

Casa Giulia, struttura dell'Opera Assistenza Malati Impediti (OAMI – ONLUS), accoglie 18 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 27.5 kW e pertanto è stato necessario installare sul contatore dell'Enel lo *Zeus-K* per monitorare i consumi, non essendo disponibili le curve di carico quartinarie di E-Distribuzione (lo strumento ha registrato dal 11/10/2017 al 20/10/2017). Utilizza inoltre gasolio come combustibile, quindi non esistono curve orarie di prelievo del gas naturale: ciò rende di fatto impossibile condurre la simulazione. Si è optato dunque per risalire al fabbisogno di energia termica della struttura (conoscendo i litri di gasolio acquistati grazie alle bollette, la densità e il potere calorifico, si ottengono facilmente i kWh_{th} consumati) e accomunare Casa Giulia, per quanto possibile, ad un'altra RSA che presenta all'incirca lo stesso fabbisogno termico e lo stesso numero di ospiti: Casa Giovanna De Rossi.

3.1.2-2: Fondazione De Lozzo Da Dalto

La casa di riposo Fondazione De Lozzo – Da Dalto (ONLUS) accoglie 70 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 63 kW, pertanto E-Distribuzione rende disponibili le curve di carico quartorarie. La potenza termica complessiva è di 281 kW, e le curve di prelievo del gas naturale sono disponibili soltanto con dettaglio giornaliero: si è dovuto quindi ricondurle al dettaglio orario facendone la media sulle 24 ore.

3.1.2-3: RSA n.04

La RSA n.04, così denominata per l'assenza di una specifica indicazione sul beneplacito alla citazione nel presente elaborato, accoglie 180 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 300 kW in media tensione, pertanto E-Distribuzione rende disponibili le curve di carico quartorarie; la potenza termica complessiva è di 1289 kW. Il distributore del gas naturale che serve la struttura è Italgas, la quale non ha reso disponibili le curve di prelievo: condurre la simulazione è stato quindi impossibile.

3.1.2-4: RSA n.05

La RSA n.05 accoglie un numero di ospiti compreso tra le 50 e le 100 unità. Ha una potenza elettrica disponibile di 230 kW, che rende possibile fruire delle curve di carico quartorarie. La potenza termica complessiva è di 480 kW, e le curve di prelievo del gas naturale sono disponibili soltanto fino al 20/09/2017: dopo tale data non sono stati registrati valori. La simulazione per la struttura in esame coinvolge 9.67 mesi invece dei 12 canonici dell'anno, escludendo 2.33 mesi d'inverno: questo pone un limite alla validità dei risultati, giacché il cogeneratore viene dimensionato per soddisfare il fabbisogno di un anno fittizio tendenzialmente "più caldo" del reale. L'ammontare del risparmio netto risulta logicamente inferiore per i 9.67 mesi esaminati rispetto a quello che si avrebbe per i 12 mesi dell'anno: essendo la valutazione del VAN effettuata su base annuale, ed essendo il flusso di cassa rappresentato dal risparmio netto, è stato quindi necessario riportare proporzionalmente quest'ultimo dai 9.67 mesi per cui è calcolato all'anno. Ciò mina l'affidabilità dei risultati della simulazione, che si esprime al meglio quando è effettuata su 12 mesi.

3.1.2-5: Casa Amica

Casa Amica, struttura della Fondazione Maria Rossi (ONLUS), accoglie 87 ospiti, 16 dei quali autosufficienti e 71 non autosufficienti. Ha una potenza elettrica disponibile di 52 kW, e pertanto è stato necessario installare sul contatore dell'Enel lo *Zeus-K* per monitorare i consumi, non essendo disponibili le curve di carico quartorarie di E-Distribuzione (lo strumento ha registrato dal 02/11/2017 al 16/11/2017). La potenza termica complessiva è di 279 kW, e le curve di prelievo del gas naturale sono disponibili soltanto con dettaglio giornaliero (si è dovuto quindi ricondurle al dettaglio orario facendone la media sulle 24 ore) e tra l'altro manchevoli dei valori dal 20/09/2017 al 09/11/2017: questo pregiudica seriamente l'affidabilità della simulazione, perché dei 13 giorni interi di registrazione dello *Zeus-K* (i dati del 02/11/2017 e del 16/11/2017 sono parziali e vanno esdusi) soltanto per 7 sono presenti anche i dati sul gas prelevato. Ciò significa approssimare un anno ad una settimana, e le criticità sono evidentemente penalizzanti. Inoltre, Casa Amica è dotata di una cucina avente 6 fuochi e 3 forni, tutti alimentati a gas naturale: il loro consumo va scalato dai metri cubi prelevati per il riscaldamento. Essendo stati costretti a convertire tramite media il prelievo giornaliero in prelievo orario, è irrilevante l'orario di accensione e spegnimento di fuochi e forni, venendo anch'esso mediato nelle 24 ore. I forni consumano 1695 l/h, 1482 l/h e 1165 l/h, per un totale di 4342 l/h al giorno, che porta ad un consumo giornaliero di gas naturale ad uso cottura di 34736 l.

3.1.2-6: Residenza per anziani di Oderzo

La Residenza per Anziani di Oderzo (IPAB) accoglie 120 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 90 kW, pertanto E-Distribuzione rende disponibili le curve di carico quartorarie; la potenza termica complessiva è di 814 kW. Il distributore del gas naturale che serve la struttura è Italgas, la quale non ha reso disponibili le curve di prelievo: condurre la simulazione è stato quindi impossibile.

3.1.2-7: Casa Fenzi

Casa Fenzi (IPAB) accoglie 232 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 188 kW in media tensione, pertanto E-Distribuzione rende disponibili le curve di carico quartorarie. La potenza termica complessiva è di 2790 kW e le curve di prelievo del gas naturale sono manchevoli dei valori dal 30/08/2017 al 14/10/2017. La simulazione per la struttura in esame coinvolge quindi 10.5 mesi invece dei 12 canonici dell'anno, escludendo 1.5 mesi d'inverno: i risultati si considerano comunque affidabili.

3.1.2-8: Casa Giovanna De Rossi

Casa Giovanna De Rossi, struttura della Fondazione Il Nostro Domani (ONLUS), accoglie 20 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 50 kW, pertanto si è resa necessaria l'adozione dello *Zeus-K* per misurare i consumi (lo strumento ha registrato dal 10/11/2017 al 11/12/2017). La potenza termica complessiva è di 188 kW, le curve di prelievo orario del gas naturale sono in ordine e complete di tutti i valori.

3.1.2-9: Casa Spigariol – Minatel

Casa Spigariol – Minatel, anch'essa della Fondazione Il Nostro Domani (ONLUS), è una struttura gemella a Casa Giovanna De Rossi e accoglie 20 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 70 kW, quindi in questo caso le curve quartorarie fornite da E-Distribuzione sono disponibili; tuttavia non si dispone del dato orario sul prelievo del gas naturale, essendo il contatore elettronico di tipo Metersit G25. Condurre la simulazione è quindi impossibile e, come fatto per Casa Giulia, si ipotizzano che i risultati ottenuti per Casa Giovanna De Rossi siano estendibili anche a Casa Spigariol – Minatel, avendo fabbisogni energetici molto simili.

3.1.2-10: Centro Atlantis

Il Centro Atlantis, struttura delle cooperative sociali Il Girasole e L'Incontro, accoglie 123 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 250 kW, con conseguente possibilità di ottenere le curve di carico quartorarie. La potenza termica complessiva è di 630 kW, le curve di prelievo orario del gas naturale sono in ordine e complete di tutti i valori.

3.1.2-11: Istituto Botteselle

L'Istituto Botteselle, struttura della Fondazione Santa Augusta (ONLUS), accoglie 94 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 70 kW e pertanto è possibile ottenere le curve di carico quartorario, fornite in questo caso da E.P.O. SUM e non da Enel-Distribuzione. La potenza termica complessiva è di 581 kW, le curve di prelievo orario del gas naturale sono in ordine e complete di tutti i valori. Per l'Istituto Botteselle sono disponibili le curve dei consumi sia del 2016 sia del 2017.

3.1.2-12: Opera Immacolata di Lourdes

La residenza Opera Immacolata di Lourdes, anch'essa della Fondazione Santa Augusta (ONLUS), accoglie 135 ospiti. Ha una potenza elettrica disponibile di 90 kW e quindi è possibile ottenere le curve di carico quortorario, fornite anche in questo caso da E.P.O. SUM. La potenza termica complessiva è di 691 kW, le curve di prelievo orario del gas naturale sono manchevoli dei valori dal 06/12/2016 al 29/12/2016. Per la residenza Opera Immacolata di Lourdes sono disponibili le curve dei consumi sia del 2016 sia del 2017.

3.1.2-13: Prospetto d'insieme

Nella Tabella 30 vengono riportati il numero di ospiti, i consumi e il costo medio di energia elettrica ed energia termica, nonché il rendimento medio dei generatori di calore, per ciascuna RSA. I dati relativi ai consumi e al loro costo medio, reperiti dalle bollette, sono rispettivamente la somma e la media aritmetica dei valori riferiti al periodo da gennaio 2016 ad agosto 2017.

NOME RSA	Numero ospiti	Energia elettrica		Energia termica		
		Consumi [kWh _{ei}]	Costo medio [€/kWh _{ei}]	Consumi [Smc]	Costo medio [€/Smc]	η_{th} caldaie [%]
Casa Giulia	18	59 690 ⁽¹⁾	0.226	36 500 (litri di gasolio)	0.827 (per litro)	91.0
Fondazione De Lozzo Da Dalto	70	411 845	0.202	86 399	0.471	90.5
RSA n.04	180	1 160 925	0.166	125 556	0.410	92.0
RSA n.05	75	766 726	0.182	146 986	0.418	96.2
Casa Amica	87	277 072	0.208	69 075	0.469	91.3
Residenza per anziani di Oderzo	120	367 177 ⁽²⁾	0.180	59 649 ⁽³⁾	0.373	91.4
Casa Fenzi	232	1 411 472	0.191	383 789	0.372	91.0
Casa Giovanna De Rossi	20	84 110	0.208	32 031	0.533	94.8
Casa Spigariol - Minatel	20	79 745	0.211	31 802	0.588	97.4
Centro Atlantis	123	642 199 ⁽⁴⁾	0.170	169 763 ⁽⁵⁾	0.353	91.0
Istituto Botteselle	94	283 020	0.213	127 776	0.475	91.4
Opera Immacolata di Lourdes	135	560 633	0.216	130 162	0.426	95.0

Tabella 30 - Prospetto d'insieme delle caratteristiche principali delle RSA

⁽¹⁾ mancano marzo e luglio 2017

⁽²⁾ mancano i dati da gennaio a maggio 2017

⁽³⁾ mancano i dati di gennaio e febbraio 2017

⁽⁴⁾ mancano dicembre 2016 e marzo 2017

⁽⁵⁾ manca dicembre 2016

3.2: Applicativo *software*

Lo sviluppo dell'applicativo *software*, scritto in linguaggio di programmazione *Visual Basic for Applications* (VBA) della *suite Microsoft Excel*, è il cuore dello studio sull'applicabilità della cogenerazione nelle residenze sanitarie assistite. Esso ha due funzionalità, entrambe basate sulle curve di durata reali delle strutture: la prima è trovare la taglia ottimale di un cogeneratore, intesa come quella taglia che massimizza il VAN dell'investimento, partendo da valori di costo di installazione, costo di manutenzione e rendimenti precaricati nel *database* (cfr paragrafo 3.1.1), in un problema di dimensionamento; la seconda è valutare il VAN dell'investimento per un cogeneratore reale, di cui sono noti i costi, le potenze e i rendimenti, in un problema di verifica. L'idea di fondo è quella di trovare, attraverso un primo dimensionamento, la taglia di cogeneratore che riesce a soddisfare al meglio, dal punto di vista economico, il fabbisogno energetico della RSA; con quella taglia si intende poi andare a catalogo, individuare la macchina che più si avvicina alle caratteristiche ottenute dalla simulazione, e avviare una verifica. Come già detto, le tecnologie caricate nell'applicativo *software* sono tre: motori a combustione interna, microturbine a gas e celle a combustibile.

Inizialmente si è pensato di dimensionare il cogeneratore attuando il principio dell'inseguimento termico, ossia privilegiare la produzione di energia termica e massimizzarne l'autoconsumo, considerando l'energia elettrica come un "sottoprodotto": questo principio si basa sul fatto che non è possibile scambiare o vendere l'eccesso di energia termica prodotta rispetto al fabbisogno, questa deve essere infatti necessariamente consumata o dissipata sul posto; al contrario, l'eccesso di energia elettrica prodotta rispetto al fabbisogno può essere facilmente scambiato o venduto in rete. Il principio dell'inseguimento termico è il migliore dal punto di vista energetico, in quanto minimizza gli sprechi; tuttavia, essendo l'energia elettrica più "pregiata" dell'energia termica, si è voluto provare a dimensionare il cogeneratore attuando anche il principio dell'inseguimento elettrico, ossia privilegiarne l'autoconsumo a scapito della produzione di energia termica, il cui eccesso verrà dissipato nell'ambiente. I risultati hanno evidenziato che, se l'inseguimento termico è il migliore dal punto di vista energetico, l'inseguimento elettrico è certamente il migliore dal punto di vista economico: si rimanda al paragrafo 4.10 per una trattazione approfondita.

La prima versione del *software* (*CoGEN*) prevedeva che l'utente inserisse i parametri economici attraverso una procedura "guidata", cioè man mano che questi venivano richiesti dalla simulazione; si è poi sviluppata una seconda versione (*CoGENS*) in cui tutti i parametri necessari sono richiesti in un'unica schermata di *Home*: tale versione, seppur meno intuitiva, ha l'enorme pregio di poter essere avviata in un unico *click*, senza costringere l'utente a seguire passo dopo passo una procedura che, in alcuni casi, può richiedere anche due ore. Sono stati quindi sviluppati due applicativi *software* gemelli, *T.CoGENS* e *E.CoGENS*, il primo programmato per l'inseguimento termico, il secondo per l'inseguimento elettrico.

Nella Figura 16 è riportata la schermata di *Home* dei *software CoGENS*. In alto si trovano quattro pulsanti che permettono di caricare i dati relativi alle curve di prelievo: le curve del gas devono avere il formato di AP Reti Gas del gruppo Ascopiave, quelle elettriche possono essere caricate con il formato di Enel, di EPO SUM (a seconda del proprio distributore) oppure con il formato dello strumento di misurazione *Zeus-K*, se la potenza disponibile è inferiore a 55 kW. L'indicazione del "Nominativo" della struttura non è essenziale ai fini della simulazione, ma può essere utile per scopi anagrafici. Il potere calorifico inferiore del gas naturale è impostato di *default* a 9.61 kWh_{th}/Smc, i valori consigliati per la remunerazione dello Scambio Sul Posto (SSP) e della Vendita In Rete (VIR) sono rispettivamente di 0.10 €/kWh_{el} e 0.04 €/kWh_{el}, si considera un tasso di sconto pari al 5% per l'investimento e una durata di vita della macchina di 10 anni.

L'utente deve inserire i costi medi sostenuti per il gas naturale (€/Smc) e l'energia elettrica (€/kWh_{el}) reperendoli dalle proprie bollette, nonché il rendimento medio delle caldaie in centrale termica. Deve poi selezionare, dal menù a tendina alla voce "Caratteristiche cogeneratore", la tecnologia per cui vuole avviare la simulazione, selezionando infine il periodo da analizzare dai rispettivi menù a tendina (dal - al). Se intende eseguire un dimensionamento, l'utente deve quindi cliccare sul pulsante "Dimensiona"; se invece intende eseguire una verifica, l'utente deve riempire i campi vuoti al di sotto della linea in evidenza alla voce "Caratteristiche cogeneratore" (Costo di installazione, Costo di manutenzione, P_{el} nominale, P_{th} nominale, Rendimento elettrico), e quindi cliccare sul pulsante "Verifica". Come accennato, l'elaborazione dei dati richiede mediamente un'ora e mezza per l'analisi di 12 mesi nel dimensionamento, mentre invece è molto più rapida (qualche minuto) qualora si avviasse una verifica.

I pulsanti "Nuova simulazione" e "Cancella tutto" consentono, rispettivamente, di cancellare i dati relativi all'ultima simulazione eseguita, mantenendo però i tutti i valori inseriti manualmente dall'utente, e di cancellare tutti i dati presenti nel foglio di calcolo, ivi compresi anche quelli inseriti manualmente dall'utente. Servono, in altre parole, a studiare il comportamento di un'altra tecnologia o della stessa tecnologia in un altro intervallo temporale per la stessa struttura e a studiare un'altra struttura.

The screenshot shows the 'DATI DI INPUT' section of the software interface. It is organized into several input areas:

- Carica curve gas:** A dropdown menu currently set to 'Ascotrade'.
- Carica curve elettriche:** Three dropdown menus for 'Enel', 'EPO SUM', and 'Zeus-K', along with a 'Cancella tutto' button.
- Nominativo:** A text input field.
- Caratteristiche gas naturale:**
 - Potere calorifico inferiore: 9,61 kWh/Smc
 - Costo medio in bolletta: €/Smc
- Caratteristiche energia elettrica:**
 - Costo medio in bolletta: €/kWh_{el}
 - Incentivo Scambio Sul Posto: 0,10 €/kWh_{el}
 - Valore di vendita in rete: 0,04 €/kWh_{el}
- Caratteristiche cogeneratore:** A dropdown menu for technology selection.
- Caratteristiche caldaia preesistente:**
 - Rendimento: []
- Financial and Operational Parameters:**
 - Tasso di sconto: 5%
 - Vita utile: 10 anni
 - Numero unità: 1
 - Costo installazione: €/unità
 - Costo manutenzione: €/(h unità)
 - P_{el} nominale: kW_{el}
 - P_{th} nominale: kW_{th}
 - Rendimento elettrico: []
- Simulation Parameters:**
 - Periodo da analizzare: [] - []
 - Ultima ricerca: []
 - Tecnologia: []
- Action Buttons:**
 - 'Trova la macchina che fa conseguire il massimo risparmio' with a 'Dimensiona' button.
 - 'Calcola il risparmio conseguito da una macchina nota' with a 'Verifica' button.
 - 'Nuova simulazione' button.

Figura 16 - Home dell'applicativo software CoGENS v1.3

Nel seguito si esporrà il principio di funzionamento dell'applicativo software evidenziando, per ogni passaggio fondamentale, tutte le criticità incontrate durante il suo sviluppo.

3.2.1: Acquisizione dei dati

L'acquisizione dei dati avviene attraverso i pulsanti "Ascotrade", "Enel", "EPO SUM" e "Zeus-K" che, come detto, leggono, rielaborano e riordinano rispettivamente i dati orari del prelievo del gas naturale e i dati quartorari del prelievo di energia elettrica. Tali valori sono organizzati dai distributori in tabelle *Excel*, che vedono in colonna l'indicazione dei giorni e in riga l'indicazione dell'intervallo orario di riferimento; tale formato è tuttavia scomodo per la rielaborazione da parte del *software*, e si è optato per riportarlo sottoforma di un'unica colonna, che viene compresa più facilmente.

3.2.1-1: Gas naturale

In particolare, nel caso del gas naturale è presente un singolo valore orario, che rappresenta il combustibile prelevato nell'ora precedente: ad esempio, con riferimento alla Tabella 31, i 25 Smc che figurano nella cella C2 sono relativi all'intervallo orario 5:01 – 6:00 del 01/01/2016. Si noti come i valori comincino appunto dalle 6:00 di un giorno e finiscano (nonostante non sia stato possibile mostrarlo nell'estratto riportato nella Tabella 31) alle 5:00 del giorno dopo: questa struttura della tabella ha creato non pochi problemi di acquisizione, giacché è stato necessario istruire l'applicativo *software* ad assegnare in modo corretto gli ultimi cinque valori della riga al giorno successivo.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Giorno Gas	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00
2	01/01/2016	25	26	27	25	24	23	22	21	23
3	02/01/2016	27	26	26	28	26	23	25	24	23
4	03/01/2016	24	24	25	24	26	22	22	23	23
5	04/01/2016	25	25	25	27	26	25	25	25	22
6	05/01/2016	27	24	26	28	28	25	24	25	24
7	06/01/2016	26	24	27	26	27	24	24	23	23
8	07/01/2016	28	27	26	29	24	23	22	25	22
9	08/01/2016	28	25	27	27	25	25	22	23	19
10	09/01/2016	21	23	24	24	23	24	22	24	21
11	10/01/2016	24	24	25	23	23	22	22	22	20
12	11/01/2016	20	20	19	22	22	19	20	20	18
13	12/01/2016	20	19	21	23	20	17	19	16	16
14	13/01/2016	21	21	23	24	22	20	19	18	18
15	14/01/2016	22	25	24	24	23	20	21	20	20
16	15/01/2016	21	24	23	24	23	22	18	20	20

Tabella 31 - Estratto del file *Excel* contenente i dati di prelievo orari del gas naturale (AP Reti Gas)

Ulteriore complicazione è stata riscontrata per quelle RSA (Fondazione De Lozzo Da Dalto, Casa Amica) caratterizzate da curve di prelievo del gas naturale con dettaglio giornaliero e non orario: in tal caso, il distributore ha reso disponibili i dati in un formato completamente diverso, mostrato nella Tabella 32, che indica la lettura progressiva del contatore alle 6:00 di ogni giorno; si noti tra l'altro che i giorni sono indicati in sequenza decrescente e vanno, pertanto, dal più recente al più remoto. Lo sforzo di sviluppare un secondo pulsante per istruire il *software* a leggere il formato giornaliero dei dati non è sembrato giustificato: si è quindi preferito creare e riempire manualmente una tabella *Excel* avente il formato della Tabella 31 (che il *software* è addestrato a leggere) con i dati opportunamente ripartiti sulle 24 ore.

	B	C	D
1	Data Campionamento	Grandezza	Dato Fascia 1
2	01/02/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	199374,597
3	31/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	199125,404
4	30/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	198872,002
5	29/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	198606,627
6	28/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	198358,827
7	27/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	198106,97
8	26/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	197848,106
9	25/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	197578,459
10	24/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	197322,639
11	23/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	197050,876
12	22/01/2018 06:00:00	Totalizzatore giorn. convertito	196768,334

Tabella 32 - Estratto del file Excel contenente i dati di prelievo giornalieri del gas naturale (AP Reti Gas)

3.2.1-2: Energia elettrica

I tre formati dei consumi dell'energia elettrica, invece, hanno presentato minori difficoltà: nella Tabella 33 è riportato quello di Enel-Distribuzione, molto simile a quello di E.P.O. SUM. Il formato dei dati registrati dallo Zeus-K è già di per suo sottoforma di singola colonna, quindi la loro acquisizione si è rivelata immediata.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Giorno	00:00 - 00:15	00:15 - 00:30	00:30 - 00:45	00:45 - 01:00	01:00 - 01:15	01:15 - 01:30	01:30 - 01:45	01:45 - 02:00
2	01/12/2016	16,6	16,2	15,8	15,4	15,4	16	16,2	15,8
3	02/12/2016	15,6	15,6	15,6	15,8	15,8	15,4	15,4	15,2
4	03/12/2016	15,4	15,6	15,4	15,6	15	14,8	15,4	14,8
5	04/12/2016	15,8	15,6	16	16	15,8	15,8	16	16
6	05/12/2016	14	14	14	14,4	14,2	14,4	14,2	14
7	06/12/2016	15	14,4	15	14,6	14,8	14,4	15	14,8
8	07/12/2016	15,2	15,6	15,2	15,6	15,4	15,4	15,2	15,4
9	08/12/2016	14,8	14,8	15,2	15	15,2	14,8	15,2	14,8
10	09/12/2016	16,8	16	16	16	15,6	15,2	16	15,6
11	10/12/2016	15,6	15,6	15,6	15,2	15,8	15,6	15,8	16

Tabella 33 - Estratto del file Excel contenente i dati di prelievo quartrari dell'energia elettrica (Enel)

3.2.1-3: Contemporaneità dei dati

I dati forniti dai distributori vengono quindi riorganizzati in otto colonne molto lunghe (35 042 celle nel caso di un anno elettrico, essendoci 35 040 quarti d'ora in un anno, più due celle di intestazione), un cui estratto è raffigurato nella Tabella 34: le colonne A e B contengono i valori forniti da AP Reti Gas, le colonne D, E ed F contengono i valori forniti dal distributore di energia elettrica. La colonna G è facilmente calcolata dalla colonna F, sapendo che il tempo in cui quell'energia è stata consumata è di 15/60 di ora. Inoltre si noti come, affinché i dati elettrici siano confrontabili con quelli termici, sia stato necessario raggruppare i valori quartrari in valori orari: le colonne I e J contengono rispettivamente la data nel "formato del gas" e il consumo orario, calcolato semplicemente come somma dei consumi dei quattro quarti d'ora (che, per

inciso, è anche pari alla media delle quattro potenze su quell'ora). Per lo *Zeus-K* la procedura è molto simile; l'unica differenza è che, registrando lo strumento il valore di energia elettrica assorbita ogni 2 minuti, la somma dell'energia oraria è estesa alle 30 coppie di minuti presenti in ciascuna ora.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Data e ora input gas	Consumo gas [m ³]		Data input el	Intervallo orario el	Consumo [kWh _e]	Potenza [kW _e]		Data e ora input energia el	Consumo [kWh _e]
2	01/01/2016 06:00	59		01/12/2016	00:00 - 00:15	16,6	66,4		01/12/2016 01:00	64
3	01/01/2016 07:00	60		01/12/2016	00:15 - 00:30	16,2	64,8		01/12/2016 02:00	63,4
4	01/01/2016 08:00	68		01/12/2016	00:30 - 00:45	15,8	63,2		01/12/2016 03:00	62,6
5	01/01/2016 09:00	67		01/12/2016	00:45 - 01:00	15,4	61,6		01/12/2016 04:00	63
6	01/01/2016 10:00	59		01/12/2016	01:00 - 01:15	15,4	61,6		01/12/2016 05:00	64,4
7	01/01/2016 11:00	54		01/12/2016	01:15 - 01:30	16	64		01/12/2016 06:00	67
8	01/01/2016 12:00	55		01/12/2016	01:30 - 01:45	16,2	64,8		01/12/2016 07:00	81,2
9	01/01/2016 13:00	57		01/12/2016	01:45 - 02:00	15,8	63,2		01/12/2016 08:00	104,6
10	01/01/2016 14:00	57		01/12/2016	02:00 - 02:15	16,2	64,8		01/12/2016 09:00	110,6
11	01/01/2016 15:00	59		01/12/2016	02:15 - 02:30	15,6	62,4		01/12/2016 10:00	124,8
12	01/01/2016 16:00	56		01/12/2016	02:30 - 02:45	15,2	60,8		01/12/2016 11:00	123,2

Tabella 34 - Estratto dei dati acquisiti da *CoGENS v1.3*

I dati di prelievo del gas naturale sono disponibili dal 01/01/2016, ma manchevoli dei primi cinque valori (dalle 00:00 alle 5:00): si deve pertanto escludere il primo giorno considerando, come prima data utile, quella del 02/01/2016. I dati di prelievo dell'energia elettrica sono disponibili soltanto per gli ultimi 12 mesi: avendo iniziato a raccoglierci in novembre 2017, essi arrivano al più fino a novembre 2016. Una macchina cogenerativa, per definizione, produce contestualmente energia elettrica ed energia termica: è quindi indispensabile che i dati di prelievo siano riferiti allo stesso intervallo temporale. Se la data di inizio del gas è più recente di quella di inizio dell'energia elettrica, il "periodo contemporaneo" parte dal gas naturale e i dati del suo primo giorno vanno esclusi perché manchevoli dei primi cinque valori, e pertanto vanno esclusi anche quelli del primo giorno dell'energia elettrica sebbene, partendo dalla mezzanotte, risultino completi; se invece la data di inizio del gas naturale è più remota di quella di inizio dell'energia elettrica, il "periodo contemporaneo" parte da quest'ultima, i dati del primo giorno del gas naturale sono completi e vanno pertanto considerati. Ciò ha creato non poche difficoltà dal punto di vista algoritmico: infatti il discorso precedente riferito alle date di inizio si estende anche alle date di fine, creando quattro casistiche che devono essere affrontate separatamente dal *software*. Indicando con "start" la data di inizio, "end" la data di fine, "Smc" quella riferita al gas, "kWh" quella riferita all'energia elettrica, "<" più remota e ">" più recente, le quattro casistiche sono:

1. start_Smc < start_kWh AND end_Smc > end_kWh;
2. start_Smc > start_kWh AND end_Smc < end_kWh;
3. start_Smc < start_kWh AND end_Smc < end_kWh;
4. start_Smc > start_kWh AND end_Smc > end_kWh.

La cui rappresentazione grafica è mostrata nella Figura 17.

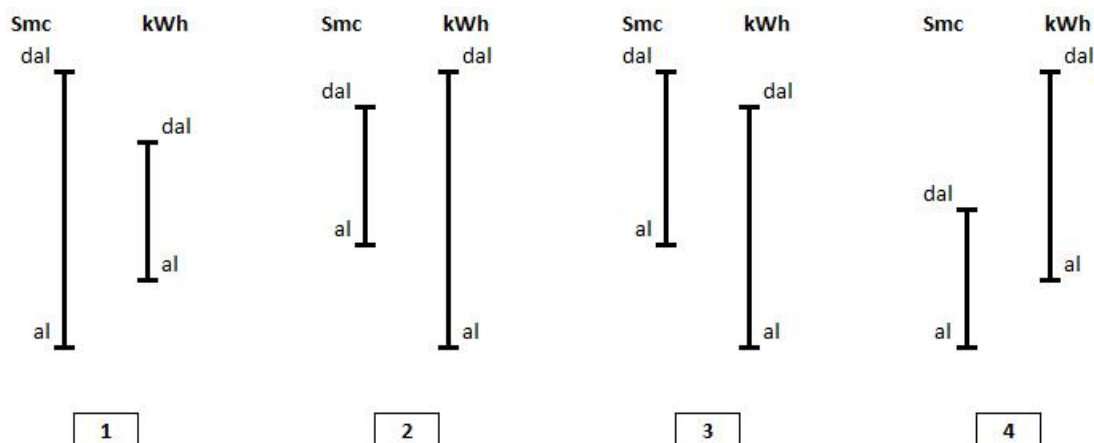


Figura 17 - Possibili intersezioni dei periodi di prelievo di energia termica ed elettrica

Un estratto del risultato finale della rielaborazione dei dati è visibile nella Tabella 35: la colonna L riporta le date intersezione tra quelle disponibili per il gas e quelle disponibili per l'energia elettrica (i cui estremi sono stati selezionati dall'utente tramite i menù a tendina nella *Home*), la colonna M riporta i kWh_{th} utili, cioè il prodotto tra gli Smc prelevati, il potere calorifico inferiore ed il rendimento medio della caldaia, la colonna N riporta semplicemente i valori di interesse della colonna J. Le colonne M e N vengono poi riordinate dal valore maggiore al valore minore, rispettivamente nella colonna O e P: questo passaggio è fondamentale per la costruzione delle curve di durata. Si ricorda che ciascuna di queste colonne ha, nel caso in cui il periodo selezionato sia pari a 12 mesi, 8761 celle, di cui 1 di intestazione.

	L	M	N	O	P
1	Data e ora selezione	kWh _{th} utili	kWh _{el}	kWh _{th} ordinati	kWh _{el} ordinati
2	01/12/2016 01:00	446,0001	64	1172	268,4
3	01/12/2016 02:00	524,7060	63,4	953	264,8
4	01/12/2016 03:00	454,7452	62,6	805	262,2
5	01/12/2016 04:00	454,7452	63	778	261,8
6	01/12/2016 05:00	463,4903	64,4	761	256,2
7	01/12/2016 06:00	507,2158	67	761	255,4
8	01/12/2016 07:00	480,9805	81,2	752	255,4
9	01/12/2016 08:00	524,7060	104,6	743	255,4
10	01/12/2016 09:00	489,7256	110,6	735	255,4
11	01/12/2016 10:00	524,7060	124,8	735	254,8
12	01/12/2016 11:00	402,2746	123,2	726	254,6

Tabella 35 - Estratto dei dati riordinati da CoGENS v1.3

3.2.2: Curve di durata

La curva di durata, nella fattispecie della potenza termica ed elettrica, permette di individuare il numero di ore per cui tale potenza è richiesta: ragionando per estremi e in riferimento a 12 mesi, l'ultimo valore di una curva di durata è la (minima) potenza richiesta per tutte le 8760 ore dell'anno; il primo valore è la potenza richiesta per 0 (o più propriamente 1) ore all'anno, e pertanto rappresenta la potenza di picco. Prendendo come esempio la curva di durata termica nel Grafico 26, il valore che si legge per l'ascissa 1752 è la (minima) potenza che si richiede per 1752 ore all'anno: ciò vuol dire che per 1752 ore si richiede una potenza maggiore di 200 kW_{th}, mentre per le restanti 7008 ore si richiede una potenza inferiore. Le curve di durata forniscono informazioni di importanza inestimabile, giacché consentono di individuare la taglia del cogeneratore e il fabbisogno di energia (che rappresenta l'area sotto la curva, essendo una potenza moltiplicata per un tempo): sempre in riferimento al Grafico 26, supponendo di adottare una macchina da 200 kW_{th} che modula fino al 50% della potenza nominale, dalla curva si può leggere che tale macchina lavorerà per 2628 ore, ottenute come 4380, ore corrispondenti alla minima potenza erogabile, meno 1752, ore corrispondenti alla massima potenza erogabile; inoltre, dalla curva si evince che si dovranno integrare all'incirca 481 800 kWh_{th}, approssimando a dei triangoli l'area avente base 1752 e altezza 500 – 200 = 300 e quella avente base 8760 – 4380 = 4380 e altezza 100, che rappresentano le potenze che la macchina non può erogare perché rispettivamente sopra la potenza nominale e sotto la parzializzazione minima.

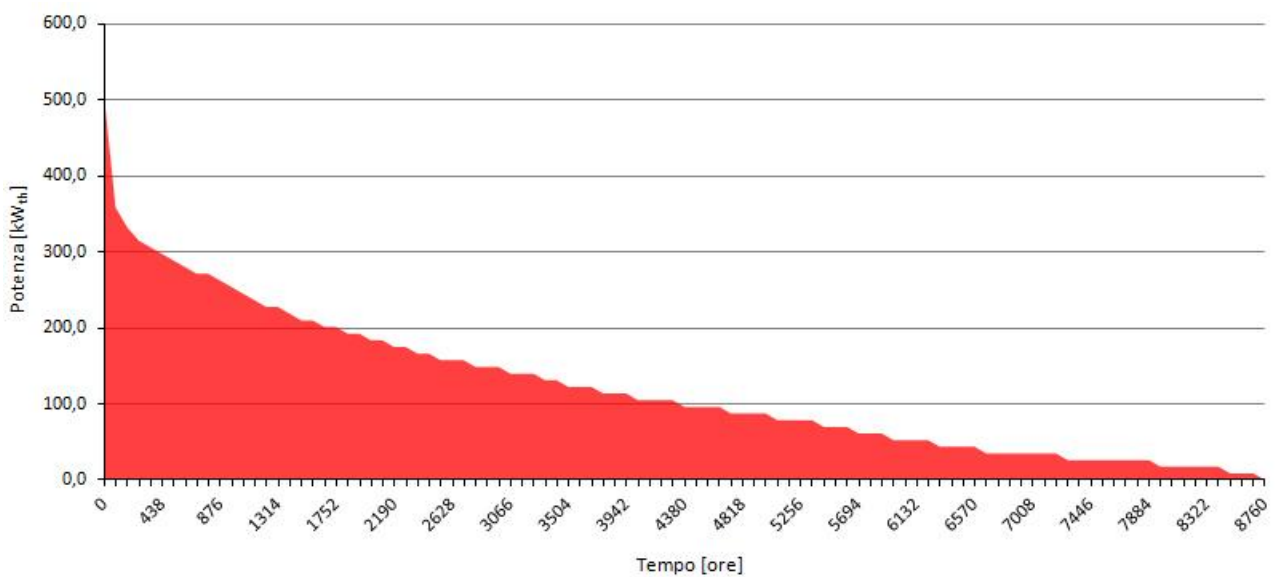


Grafico 26 - Esempio di curva di durata termica

	R	S	T	U
1	Curve di durata termica ed elettrica			
2	%	Tempo [h]	kW _{th}	kW _{el}
3	0	0,00	1172	268,4
4	1	87,6	630	214
5	2	175,2	603	201
6	3	262,8	586	190
7	4	350,4	568	183
8	5	438	551	176
9	6	525,6	533	169
10	7	613,2	525	163
11	8	700,8	516	157
12	9	788,4	507	152
13	10	876	490	148
14	11	963,6	481	144
15	12	1051,2	481	139
16	13	1138,8	472	135
17	14	1226,4	463	133
18	15	1314	463	130
19	16	1401,6	455	128
20	17	1489,2	446	126
21	18	1576,8	446	124
22	19	1664,4	437	123
23	20	1752	429	122

Tabella 36 - Estratto delle curve di durata elettrica e termica da *CoGENS v1.3*

La Tabella 36 è un esempio di quella utilizzata dal *software* per costruire le curve di durata termica ed elettrica. L'intervallo temporale selezionato dall'utente viene suddiviso in percentili, riportati nella colonna S, che rappresentano le ore percentuali del totale (ad esempio, il 20% delle 8760 ore dell'anno sono 1752 ore). A ciascun percentile è assegnata una potenza termica (colonna T) e una potenza elettrica (colonna U) calcolate attraverso una complessa formula che legge dalla colonna O e dalla colonna P (cfr Tabella 35) il valore della potenza ordinata e lo lega alla posizione nel conto delle ore. Le colonne T e U sono poi utilizzate per costruire due curve distinte e sovrapposte simili a quella del Grafico 26, in cui le ascisse sono i valori della colonna S e le ordinate sono o i valori della colonna T (per le potenze termiche) o quelli della colonna U (per le potenze elettriche): in tali curve i cento "scalini", non necessariamente tutti diversi, sono proprio i valori di queste due ultime colonne.

L'acquisizione dei dati di prelievo del gas naturale, trasformato opportunamente in energia termica, e dell'energia elettrica è completata. Si può quindi procedere con la simulazione.

3.2.3: Simulazione

Inizialmente si era pensato impostare il dimensionamento della macchina cogenerativa sul massimo autoconsumo termico: dalla rispettiva curva di durata si individuava il rettangolo di area maggiore, ossia la massima energia termica consumata ad una data potenza, e quest'ultima veniva scelta come taglia nominale (termica) del cogeneratore. Questo approccio, ineccepibile dal punto di vista energetico, si è tuttavia rivelato carente dal punto di vista economico: se per assurdo, ad esempio, il costo del gas naturale fosse estremamente elevato, il *software* dimensionerebbe comunque la macchina per coprire la massima energia termica, senza conseguire un ottimo economico (che intuitivamente si raggiunge dotandosi di una macchina molto piccola e lasciando alla caldaia, avente rendimento assai più elevato del cogeneratore, il compito di integrare l'energia termica che non viene prodotta da quest'ultimo). Si è manifestata quindi la necessità di inserire un controllo economico a monte della scelta della taglia, e si è deciso di adottare il VAN come parametro per stabilire la macchina migliore (cfr paragrafo 3.2.3-4).

Dal punto di vista operativo, il *software* richiama innanzitutto i valori del rendimento elettrico e termico nominali, nonché il grado minimo di parzializzazione (PL_{min}), a seconda della tecnologia che l'utente seleziona dal menù a tendina nella *Home*. Calcola poi il fabbisogno energetico, sia termico sia elettrico, sommando le colonne M (quest'ultima viene anche opportunamente riportata da kWh_{th} a Smc) e N; il risultato è quindi moltiplicato per il costo del gas naturale in €/Smc e dell'energia elettrica in €/kWh_{el} al fine di calcolare le spese sostenute senza il cogeneratore, S_{thNC} termica e S_{elNC} elettrica. Queste ultime saranno poi confrontate con quelle sostenute con il cogeneratore, S_{thCC} termica e S_{elCC} elettrica.

Vengono quindi individuate tutte le potenze nominali “possibili” dalla curva di durata: qui il *software* si divide nelle due versioni gemelle *T.CoGENS* e *E.CoGENS*, la prima che considera la curva di durata termica, la seconda che considera quella elettrica. Vengono ovviamente selezionate come possibili taglie nominali solo le potenze tra loro diverse: ciò significa che la simulazione viene eseguita al più per cento macchine, a seconda di come si presenta la curva di durata, anche se si è visto che generalmente il numero di taglie individuate si attesta intorno alle trenta unità, che corrispondono ad una curva costituita da trenta scalini. A partire dalla potenza nominale, termica o elettrica, viene calcolata la potenza nominale totale e la terza potenza rimanente basandosi sui rispettivi rendimenti precaricati nel *database* (cfr Tabella 28).

Nel *database* sono precaricati anche i costi di installazione e manutenzione ad unità di kW_{el} delle macchine presenti a catalogo. I valori intermedi sono ottenuti per interpolazione lineare attraverso la semplice Eq. 49, che altro non è se non l'equazione di una retta passante per due punti:

$$C_{(x)} = \left[\left(\frac{C_{(n+1)} - C_{(n)}}{P_{(n+1)} - P_{(n)}} \right) (P_{(x)} - P_{(n)}) \right] + C_{(n)} \quad \text{Eq. 49}$$

in cui:

- C è il costo unitario, indifferentemente di installazione (€/kW_{el}) o manutenzione (€/h);
- P è la taglia riferita alla potenza elettrica (kW_{el});
- il pedice “x” è riferito alla taglia di cui si vuole trovare il costo;
- il pedice “n” è riferito alla taglia n-esima, nota perché presente nel *database*;
- il pedice “n+1” è riferito alla taglia (n+1)-esima, ancora nota perché presente nel *database*.

I costi totali di installazione I_0 e manutenzione S_{man} , espressi in euro, saranno poi ottenuti moltiplicando i costi unitari per la potenza elettrica nominale e per le ore di funzionamento di ciascuna macchina.

Inizia quindi la simulazione del funzionamento. Quest'ultimo, come già detto, è riprodotto per ciascuna macchina identificata dalla curva di durata e per ciascuna delle 8760 ore dell'anno: si tratta quindi di una simulazione piuttosto pesante che può richiedere anche due ore di elaborazione. Si tenga inoltre presente che le potenze, essendo calcolate sulla durata di un'ora, coincidono con l'energia prodotta: nel seguito si parlerà quindi indifferentemente di kW o kWh. Il *software* calcola per ciascuna ora il rapporto (r) tra il fabbisogno e la potenza possibile (tali rapporti sono tra grandezze termiche nella versione *T.CoGENS*, elettriche nella versione *E.CoGENS*), dando origine a tre diverse casistiche:

- se $r \geq 1$, il cogeneratore funziona a potenza nominale;
- se $r < PL_{min}$, il cogeneratore è spento;
- se $PL_{min} \leq r < 1$, il cogeneratore funziona a carico parziale, erogando una percentuale della potenza nominale data appunto dal valore di r .

Una volta calcolati tutti gli 8760 rapporti r risulta immediato conoscere quante ore la macchina trascorre a potenza nominale, quante spenta, quante a carico parziale, e quanti spegnimenti avvengono: in particolare, la macchina si spegne quando nell'ora n-esima si ha $r < PL_{min}$ e nell'ora (n-1)-esima si ha $r \geq PL_{min}$.

Si determinano le differenze tra la produzione ed il fabbisogno, sia termiche (Δ_{th}) sia elettriche (Δ_{el}): i valori positivi indicano la quota che va smaltita (energia termica) o immessa in rete (energia elettrica), i valori negativi indicano la quota che va integrata, tramite caldaia oppure tramite prelievo dalla rete.

3.2.3-1: Produzione termica

Per ciascuna ora: se $\Delta_{th} \leq 0$, la macchina produce meno energia di quella richiesta dall'utenza e l'autoconsumo coincide con la produzione; se invece $\Delta_{th} > 0$, la macchina produce più energia di quella richiesta e l'autoconsumo coincide con il fabbisogno. La quota totale di autoconsumo termico (AC_{th}) è ovviamente la somma dell'energia termica autoconsumata in ciascuna ora.

Il costo associato all'autoconsumo (C_{ACth}) si ottiene risalendo alla quantità di Smc consumati per il funzionamento del cogeneratore, ed il suo calcolo si differenzia a seconda che la produzione avvenga a potenza nominale ($r \geq 1$) o a carico parziale ($PL_{min} \leq r < 1$): il primo caso è immediato, giacché è sufficiente dividere la potenza (P_{th}) per il rendimento termico nominale ($\eta_{th,nom}$) e il potere calorifico inferiore (PCI), moltiplicando poi per il costo dello Smc (C_{Smc}), secondo l'Eq. 50.

$$C_{ACth} = \left(\frac{P_{th}}{\eta_{th,nom} PCI} \right) C_{Smc} \quad \text{Eq. 50}$$

Il secondo caso presenta la particolarità dei rendimenti di parzializzazione, introdotti nella Tabella 29: il rendimento, nella fattispecie termico, della macchina non si mantiene costante al ridursi del carico, ma diminuisce nel caso di MCI e FC e aumenta nel caso delle MTG. Ciò significa che l'energia di *input* del combustibile non varia della stessa percentuale del carico parziale, ma si mantiene superiore a causa delle irreversibilità, come mostrato nell'esempio di Figura 18.

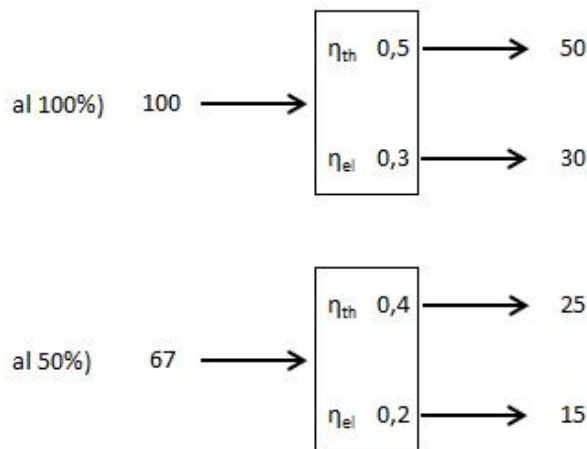


Figura 18 - Effetto del rendimento di parzializzazione

Dal momento che il rendimento a carico parziale è pari al prodotto tra il rendimento a potenza nominale e il rendimento di parzializzazione ($\eta_{th\%}$), il costo associato all'autoconsumo termico diventa:

$$C_{ACth} = \left(\frac{P_{th}}{\eta_{th,nom} \eta_{th\%} PCI} \right) C_{Smc} \quad \text{Eq. 51}$$

3.2.3-2: Produzione elettrica

Similmente al caso termico, per ciascuna ora: se $\Delta_{el} \leq 0$, la macchina produce meno energia di quella richiesta dall'utenza e l'autoconsumo coincide con la produzione; se invece $\Delta_{el} > 0$, la macchina produce più energia di quella richiesta e l'autoconsumo coincide con il fabbisogno. La quota totale di autoconsumo elettrico (AC_{el}) è ancora la somma dell'energia autoconsumata in ciascuna ora.

Contrariamente a prima, la quantità prodotta in esubero può essere immessa in rete: ciò apre la possibilità di scambiare sul posto o vendere l'energia (le rispettive quote vengono indicate con E_{elSSP} e E_{elVIR}). Il software somma tra loro i Δ_{el} positivi (calcolando l'energia complessivamente immessa, E_{elIMM}) e i Δ_{el} negativi (calcolando l'energia complessivamente prelevata, E_{elPREL} ; la convenzione da generatore impone la necessità di cambiare il segno, così da ragionare in termini positivi). A fine anno, stando alla Tabella 37:

	$E_{elVIR} =$	$E_{elSSP} =$
se $E_{elIMM} > E_{elPREL}$	$E_{elIMM} - E_{elPREL}$	E_{elPREL}
se $E_{elIMM} < E_{elPREL}$	0	E_{elIMM}

Tabella 37 - Criteri per determinare le quantità di energia elettrica in SSP e VIR

Il risparmio associato all'autoconsumo (R_{ACel}) si calcola in termini di "mancato esborso per l'energia elettrica": pertanto è ottenuto dal prodotto tra la quantità autoconsumata ed il costo del kWh_{el}. La valorizzazione dello scambio sul posto (R_{SSP}) è un vero e proprio incentivo che si ottiene moltiplicando la quantità E_{elSSP} per un corrispettivo fissato a 0.10 €/kWh_{el}; i ricavi ottenuti dalla vendita in rete (R_{VIR}) si calcolano moltiplicando la quantità E_{elVIR} per il prezzo riconosciuto di vendita, fissato a 0.04 €/kWh_{el}.

3.2.3-3: Esborsi e risparmi

È ora possibile valutare il risparmio lordo conseguito con una macchina cogenerativa, che è la somma della "nuova" spesa per l'energia termica (S_{thCC}) ed elettrica (S_{elCC}) a cui vengono sottratte le "vecchie" spese per le medesime (S_{thNC} termica e S_{elNC} elettrica); il risparmio lordo diventa netto (R_{NET}) considerando anche i costi di manutenzione (S_{man}). Si ottiene l'equazione, dove tutti i parametri sono espressi in euro:

$$R_{NET} = (S_{thCC} + S_{elCC}) - (S_{thNC} + S_{elNC}) - S_{man} \quad \text{Eq. 52}$$

in cui:

- la spesa termica con cogenerazione si calcola come:

$$S_{thCC} = C_{ACth} + \left(\frac{F_{th} - AC_{th}}{\eta_{cald} PCI} \right) C_{Smc} \quad \text{Eq. 53}$$

in cui:

- C_{ACth} è il costo per il funzionamento della macchina (€), cfr Eq. 50 e 51;
- F_{th} è il fabbisogno e AC_{th} è la quantità autoconsumata di energia termica (kWh_{th});
- $F_{th} - AC_{th}$ è la quantità di energia termica che deve essere integrata dalla caldaia (kWh_{th});
- η_{cald} è il rendimento medio della caldaia preesistente;
- PCI è il potere calorifico inferiore del gas naturale (kWh_{th}/Smc);
- C_{Smc} è il costo medio del gas naturale in bolletta (€/Smc);

- la spesa elettrica con cogenerazione si calcola come (cfr paragrafo 3.2.3-2):

$$S_{elCC} = S_{elNC} - R_{ACel} - R_{SSP} - R_{VIR} \quad \text{Eq. 54}$$

in cui:

- S_{elNC} è la spesa per l'energia elettrica sostenuta senza cogenerazione (€);
- R_{ACel} è il risparmio derivato dall'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta (€);
- R_{SSP} è l'incentivo derivato dallo scambio sul posto (€);
- R_{VIR} sono i ricavi derivati dalla vendita in rete (€);
- la spesa termica ed elettrica in assenza di cogenerazione S_{thNC} e S_{elNC} si calcolano banalmente moltiplicando il rispettivo fabbisogno energetico per il costo medio rilevato in bolletta;
- il costo di manutenzione S_{man} si calcola moltiplicando il costo unitario di manutenzione per le ore di funzionamento della macchina.

3.2.3-4: Valutazione dell'investimento

Nel calcolo del VAN, il risparmio netto costituisce il flusso di cassa annuale: ne deriva che, per proseguire con la valutazione dell'investimento, esso deve essere riportato su 12 mesi. Nel *software* ciò avviene con la semplice proporzione dell'Eq. 55, in cui il risparmio netto diventa risparmio annuale (R_{ANN}) confrontando le ore disponibili nella simulazione (N_{ore}) con le 8760 ore dell'anno:

$$R_{ANN} = \frac{8760}{N_{ore}} R_{NET} \quad \text{Eq. 55}$$

Ovviamente tale equazione non viene utilizzata qualora i dati disponibili coprano già un intero anno; al contrario si rende necessaria quando i dati di prelievo risultino incompleti, pur introducendo una forte approssimazione che sarà discussa nel paragrafo 3.2.4.

Per ciascuna delle taglie individuate dalla curva di carico, il *software* calcola il Valore Attuale Netto (VAN), ossia il valore, riportato al presente tramite un tasso di sconto e al netto dell'investimento iniziale, che la macchina ha alla fine della sua vita utile. Si utilizza la formula:

$$VAN = \left[\sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} \right] - I_0 \quad \text{Eq. 56}$$

in cui:

- la sommatoria è estesa agli n anni di vita della macchina, con $n = 10$ per ogni tecnologia;
- FC_k è il flusso di cassa del k -esimo anno (€). Per semplicità si considera che ogni anno abbia lo stesso flusso di cassa, pari al risparmio annuale R_{ANN} ;
- i è il tasso di sconto, anch'esso considerato costante negli anni, con $i = 5\%$;
- I_0 è l'investimento iniziale (€), ossia il costo di installazione della macchina cogenerativa.

Il VAN rappresenta il valore dell'investimento: corrisponde al denaro che si riceverebbe nel giorno stesso in cui si installa la macchina, già al netto del costo di installazione, nell'ipotesi che questa funzionasse per tutta la sua vita utile. È sostanzialmente il profitto complessivo che l'investimento garantisce, inclusa la variazione del costo del denaro rappresentata dal tasso di sconto: vista la sua importanza, è stato scelto come discriminante nell'individuazione della macchina migliore.

3.2.3-5: Ottimo economico

	W	X	Y	Z	AA
1	Pth nom possibili	Pel nom possibili	Ptot nom possibili	Profitto (periodo)	VAN (annuale)
2	507	280	874	8607	-276185
3	359	198	619	8961	-177426
4	332	183	572	8999	-159579
5	315	174	543	9901	-141484
6	306	169	528	9019	-142376
7	297	164	512	9533	-132469
8	289	159	498	9997	-123590
9	280	154	483	10477	-113915
10	271	150	467	9793	-113200
11	262	145	452	10344	-102937
12	254	140	438	10613	-95506
13	245	135	422	11211	-84849
14	236	130	407	10665	-83002
15	227	125	391	11187	-72894
16	219	121	378	11624	-64101
17	210	116	362	12117	-54183
18	201	111	347	11408	-53529
19	192	106	331	11960	-43114
20	184	102	317	12252	-35377
21	175	97	302	13336	-21723
22	166	92	286	13093	-18571
23	157	87	271	14174	-5047
24	149	82	257	15257	8044
25	140	77	241	16255	21206
26	131	72	226	15424	20405
27	122	67	210	15817	28332
28	114	63	197	16100	34491
29	105	58	181	15591	32951
30	96	53	166	13589	17574
31	87	48	150	12500	14631
32	79	44	136	11629	18036
33	70	39	121	10713	20579
34	61	34	105	8526	10325
35	52	29	90	6796	2340
36	44	24	76	5313	-7014
37	35	19	60	2918	-19996
38	26	14	45	-909	-38567
39	17	9	29	-3668	-49634
40	9	5	16	1004	-7998

Tabella 38 - Potenze selezionate dalle curve di durata con relativi risparmi e VAN, da *T.CoGENS v1.3*

Tutti i VAN così calcolati sono trascritti in colonna, che si è visto essere il formato meglio compreso da parte del *software*; per completezza, sono stati riportati anche i risparmi netti. La Tabella 38, riferita alla versione *T.CoGENS*, mostra nella colonna W le potenze termiche individuate dalla curva di durata del Grafico 26, e nelle colonne X e Y le potenze elettriche e totali calcolate di conseguenza. Nella colonna Z, come detto, sono visibili i risparmi, e dunque i profitti nel periodo selezionato, derivanti dalla cogenerazione; nella colonna AA si trovano i VAN al decimo anno. Tra questi ultimi viene individuato il valore maggiore, e la taglia a cui esso è riferito (termica nella versione *T.CoGENS*, elettrica nella versione *E.CoGENS*) viene designata come preferibile.

Per tale taglia il *software* calcola infine l'indice di profittabilità (*IP*) secondo la formula:

$$IP = \frac{VAN}{I_0} \quad \text{Eq. 57}$$

Il tempo di ritorno attualizzato (*TRA*), ossia gli anni necessari a rientrare nell'investimento, è ottenuto mediante la relazione:

$$TRA = \frac{\log\left(\frac{FC}{FC - iI_0}\right)}{\log(1 + i)} \quad \text{Eq. 58}$$

Il tasso interno di rendimento (*TIR*), ossia il valore del tasso di sconto che rende nullo quello del VAN, è determinato da una formula implementata direttamente in *Microsoft Excel*.

3.2.4: Affidabilità dei risultati

Come accennato del paragrafo 3.2.3-4, il risparmio netto calcolato nella simulazione viene esteso a 12 mesi nel caso in cui i dati di prelievo fossero inferiori ad un anno. Questa approssimazione si rivela tanto peggiore quanto più il numero delle ore è inferiore a 8760, perché si considera un campione molto ristretto come rappresentativo di una popolazione molto più ampia. Se ad esempio, per assurdo, fossero disponibili solamente i 24 dati di un singolo giorno estivo, in cui la richiesta di energia termica è esigua o nulla, la simulazione individuerrebbe una macchina cogenerativa di piccolissima taglia e spenta per il più delle ore, con risparmi infinitesimi e una schiacciante antieconomicità dell'installazione. Appare evidente come tale risultato sia paradossale, e non possa essere considerato valido; allo stesso modo, qualora i dati di prelievo disponibili fossero sensibilmente inferiori a 12 mesi, l'attendibilità del risultato andrebbe confermata con una campagna di misurazioni più estesa. La Figura 19 mostra il foglio dei risultati del *software CoGENS*.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			
9																			
10																			
11																			
12																			
13																			
14																			
15																			
16																			
17																			
18																			
19																			
20																			
21																			
22																			
23																			
24																			
25																			
26																			
27																			
28																			
29																			
30																			
31																			
32																			
33																			
34																			
35																			
36																			
37																			
38																			
39																			
40																			
41																			
42																			
43																			
44																			
45																			
46																			
47																			
48																			
49																			
50																			
51																			
52																			
53																			
54																			
55																			
56																			
57																			
58																			
59																			
60																			
61																			
62																			

Figura 19 - Schermata dei risultati dell'applicativo *software CoGENS v1.3*

Capitolo 4: Risultati delle simulazioni

4.1: Legenda

Il presente capitolo raccoglie i risultati delle 48 simulazioni (8 RSA, per ciascuna 3 tecnologie, per ciascuna 2 principi di dimensionamento), evidenziando di volta in volta gli aspetti notevoli. Si rimanda rispettivamente al paragrafo 4.10 e al Capitolo 5 per un'interpretazione delle tendenze riscontrate e per un confronto riassuntivo che conduda la trattazione.

I risultati sono stati suddivisi in dieci pagine per ciascuna RSA:

- la prima contiene le curve di carico, che sono il banale ordine cronologico dei prelievi, e di durata;
- le successive nove pagine sono a loro volta suddivise in tre per ciascuna tecnologia, di cui:
 - la prima contiene i grafici dei risparmi netti conseguiti da ciascuna taglia elettrica, rigorosamente il primo attuando l'inseguimento termico, il secondo quello elettrico; ascisse e ordinate sono la colonna X e la colonna Z del *software* (cfr Tabella 38). Poiché in ascissa è sempre indicata la taglia elettrica ed essa è calcolata, nella versione *T.CoGENS*, dalla lettura di quella termica nella curva di durata, è possibile che due valori distinti ma molto vicini di potenza termica (ad esempio 89 kW e 88 kW) diano, a causa degli arrotondamenti, due valori uguali tra le ascisse nel primo grafico dei risparmi. Si è comunque deciso di indicare in entrambi i grafici la taglia elettrica sia per facilitare il confronto tra i due diversi dimensionamenti, sia perché è quella solitamente riportata a catalogo.
 - La seconda contiene quattro tabelle che riportano, nell'ordine, le caratteristiche della macchina, i risultati del funzionamento della stessa, il confronto tra le spese senza e con cogenerazione, i parametri economici dell'investimento. Ciascun valore, ad eccezione dei fabbisogni e dei relativi esborsi, è proposto in due colonne distinte, aventi intestazione "Th" ed "El" che concernono, rispettivamente, il principio dell'inseguimento termico e quello dell'inseguimento elettrico. Le diciture "AC", "SSP" e "VIR" indicano in quest'ordine l'autoconsumo, lo scambio sul posto e la vendita in rete: ne deriva allora che la "Quantità AC", ad esempio, corrisponde ai kWh_{el} autoconsumati, mentre il "Risparmio AC" corrisponde agli € risparmiati grazie all'autoconsumo. Le percentuali associate al "lato termico" e al "lato elettrico" hanno come numeratore la grandezza cui si riferiscono e come denominatore il relativo fabbisogno; le percentuali associate alle "ore", invece, hanno come numeratore la grandezza cui si riferiscono e come denominatore il numero complessivo delle ore della simulazione, pari a 8760 qualora i dati coprano un intero anno.
 - La terza contiene un breve commento dei risultati e un grafico che mostra come varia nel corso dei 10 anni di vita utile della macchina il VAN maggiore tra i due ottenuti. All'anno 0 non si hanno flussi di cassa entranti e il VAN, negativo, coincide con il costo di installazione del cogeneratore; negli anni successivi, tale costo iniziale viene "compensato" dai flussi di cassa entranti dovuti al risparmio conseguito, ed il VAN diventa sempre meno negativo fino ad assumere, dopo un certo numero di anni (il tempo di ritorno attualizzato), valori positivi. Risulta quindi ovvio che il VAN, alla fine dei 10 anni, deve essere positivo affinché l'investimento sia profittevole. È utile mostrare in un grafico l'evoluzione negli anni del VAN sia per individuare a colpo d'occhio quanto tempo si impiega a rientrare nell'investimento, sia per stabilire il rischio di quest'ultimo: se infatti, per circostanze impreviste, la macchina andasse distrutta o contraesse un guasto tale da pregiudicarne irrimediabilmente la funzionalità, l'investimento si "interromperebbe" a quell'anno, e sarebbe quindi quel particolare valore del VAN a decretarne la profittabilità.

4.2: Fondazione De Lozzo Da Dalto

Periodo: 01/11/2016 – 01/11/2017

La forte granularità della curva di carico termica (rossa) è dovuta al fatto che i dati di prelievo avevano dettaglio giornaliero, e sono stati mediati sulle 24 ore per ottenere un dettaglio orario. Si noti inoltre come la curva di carico elettrica (blu) sia estremamente regolare.

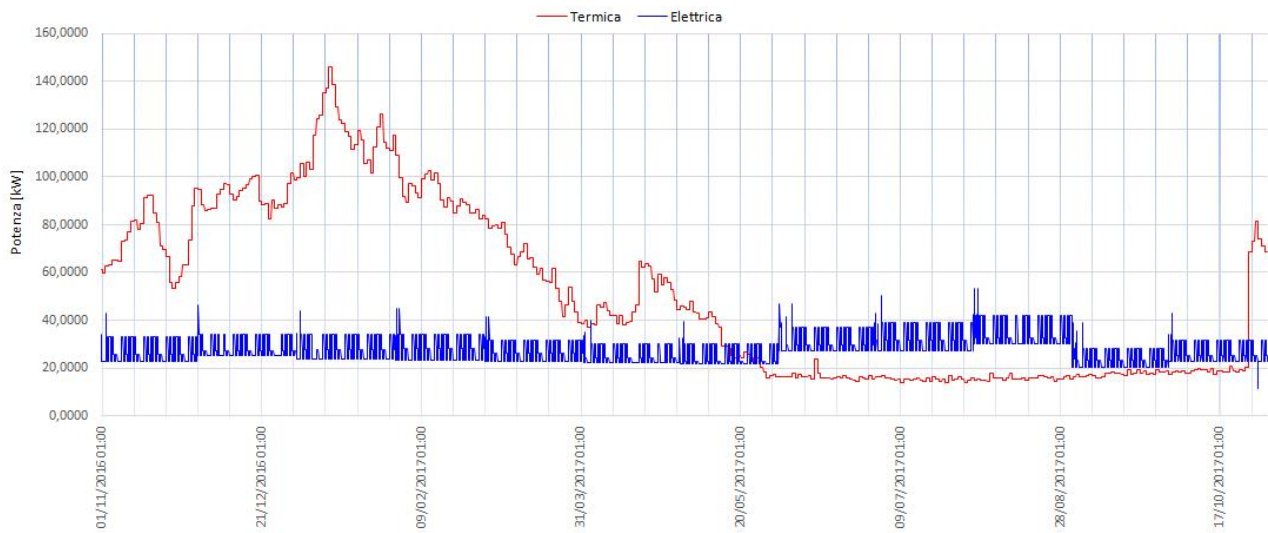


Grafico 27 - Curve di carico Fondazione De Lozzo Da Dalto

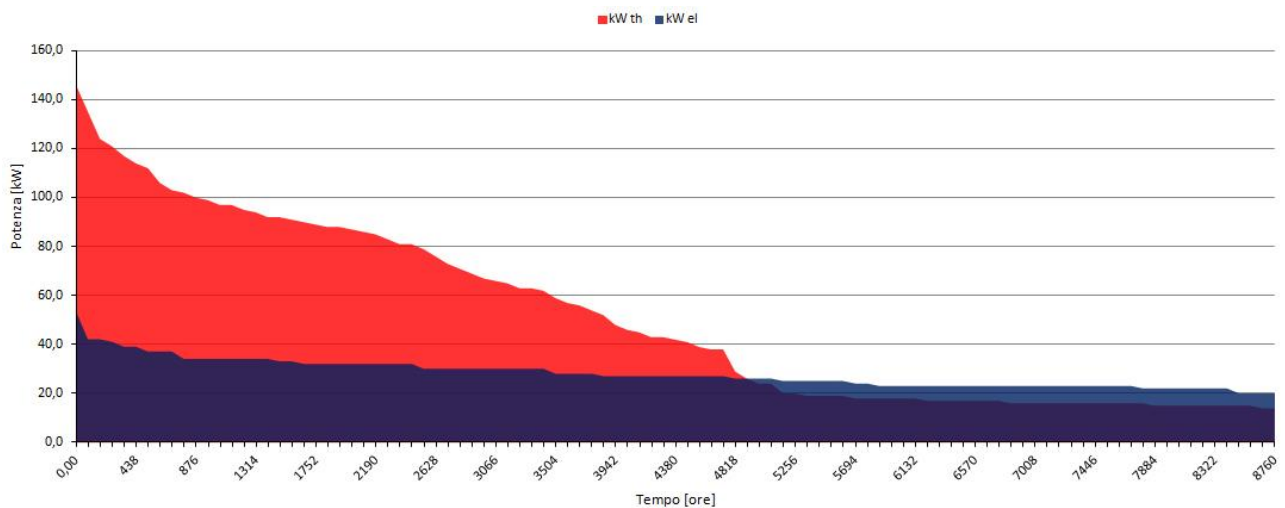


Grafico 28 - Curve di durata Fondazione De Lozzo Da Dalto

4.2.1: Motore a combustione interna

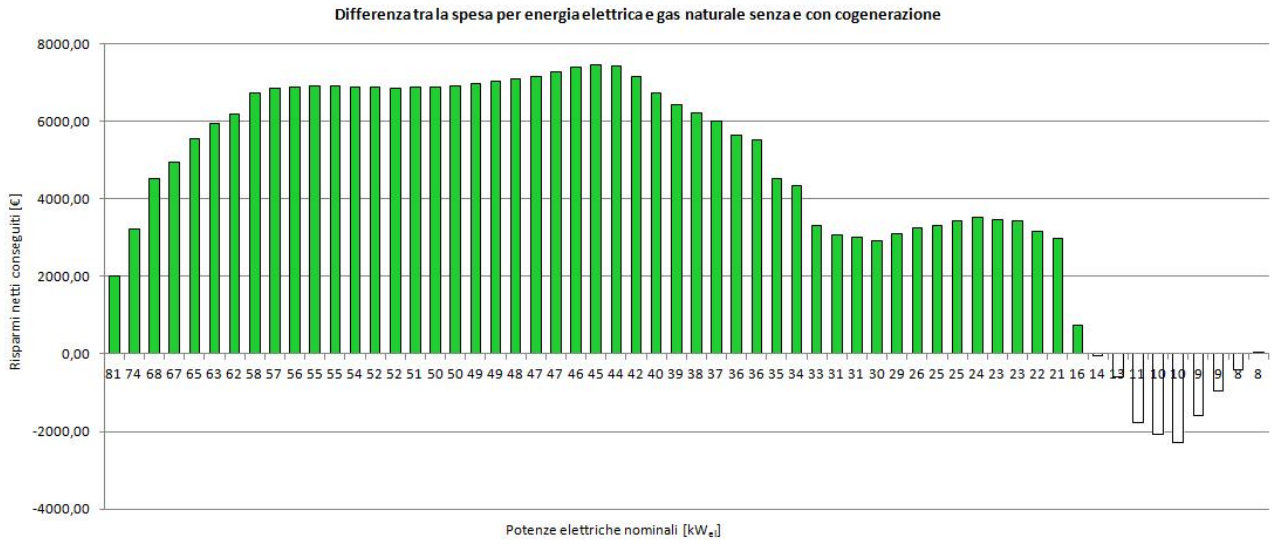


Grafico 29 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MQ, inseguimento TERMICO

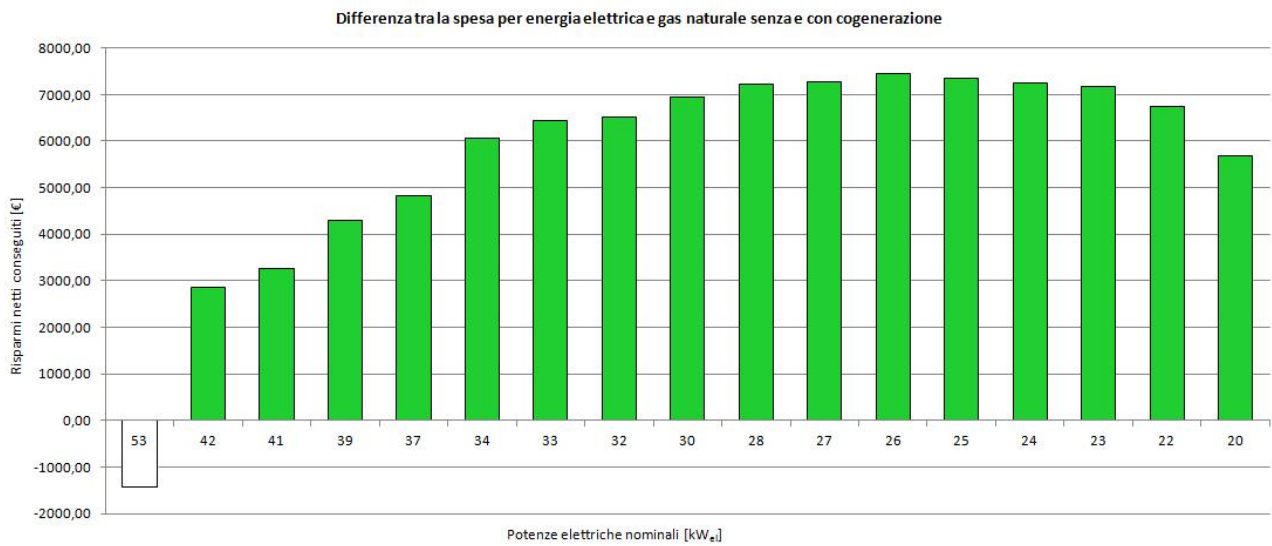


Grafico 30 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MQ, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	40	26	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	73	47	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	126	81	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1602	1889	€/kW _{el}	Costo installazione	64 511	49 104	€
Costo unitario manutenzione	1.65	2.06	€/h	Costo manutenzione	14 446	18 031	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	443 811		kWh_{th}	100%		
	Produzione	333 019	393 626	kWh_{th}	75.04%	88.69%	
	Quantità AC	328 670	281 014	kWh_{th}	74.06%	63.32%	
Lato elettrico	Fabbisogno	244 709		kWh_{el}	100%		
	Produzione	183 734	217 173	kWh_{el}	75.08%	88.75%	
	Quantità AC	139 042	215 769	kWh_{el}	56.82%	88.17%	
	Risparmio AC	28 102	43 609	€			
	Quantità SSP	44 692	1404	kWh_{el}	18.26%	0.57%	
	Incentivo SSP	4469	140	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	2880	5672	h	32.88%	64.75%	
	A carico parziale	2928	3088	h	33.42%	35.25%	
	A macchina spenta	2952	0	h	33.70%	0%	
	Spegnimenti	11	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	24 047		49 458		73 505	
Con cogenerazione	35 443	42 312	16 887	5 709	52 330	48 021
Risparmio lordo	-11 396	-18 265	32 571	43 749	21 175	25 484
			Manutenzione		14 446	18 031
			Risparmio netto		6 728	7 453

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	-12 556	8 411	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	0.77	8.41	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	13.38	8.19	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	-0.19	0.17		(IP)

La macchina “termica” ha una potenza molto superiore rispetto a quella “elettrica”, e proprio alla maggiore taglia è dovuto l’alto numero di ore di inattività. Infatti, la potenza termica del motore a combustione interna dimensionato con il principio dell’inseguimento termico è di 73 kW, modulabili fino a 22 kW avendo i MCI un grado minimo di parzializzazione pari al 30%; tuttavia, guardando il Grafico 27, appare chiaro come nei mesi estivi la potenza termica richiesta sia inferiore a 20 kW, e questo decreta lo spegnimento della macchina. Al contrario il motore a combustione interna dimensionato con il criterio dell’inseguimento elettrico ha una potenza termica di 47 kW, modulabile fino a 14 kW: il fabbisogno estivo può quindi essere coperto, e la macchina è in servizio continuativo per tutte le 8760 ore dell’anno.

L’analisi dell’investimento mostra in modo edatante quanto il dimensionamento “termico” conduca ad un risultato di gran lunga peggiore rispetto al dimensionamento “elettrico”: nel primo caso, il tempo di ritorno attualizzato è addirittura superiore alla durata di vita utile della macchina, cosa che comporta un VAN negativo e quindi un investimento non profittevole, ma anzi in perdita. Al contrario, nel secondo caso, cioè con un dimensionamento “elettrico”, si garantisce un effettivo guadagno: esiguo e poco appetibile, dato l’alto tempo di ritorno attualizzato, ma comunque positivo.

Volendo necessariamente dotarsi di un motore a combustione interna ad uso cogenerativo, la soluzione migliore è una macchina da 26 kW_{el}, impostata per seguire il carico elettrico. L’andamento negli anni del VAN è riportato nel Grafico 31:

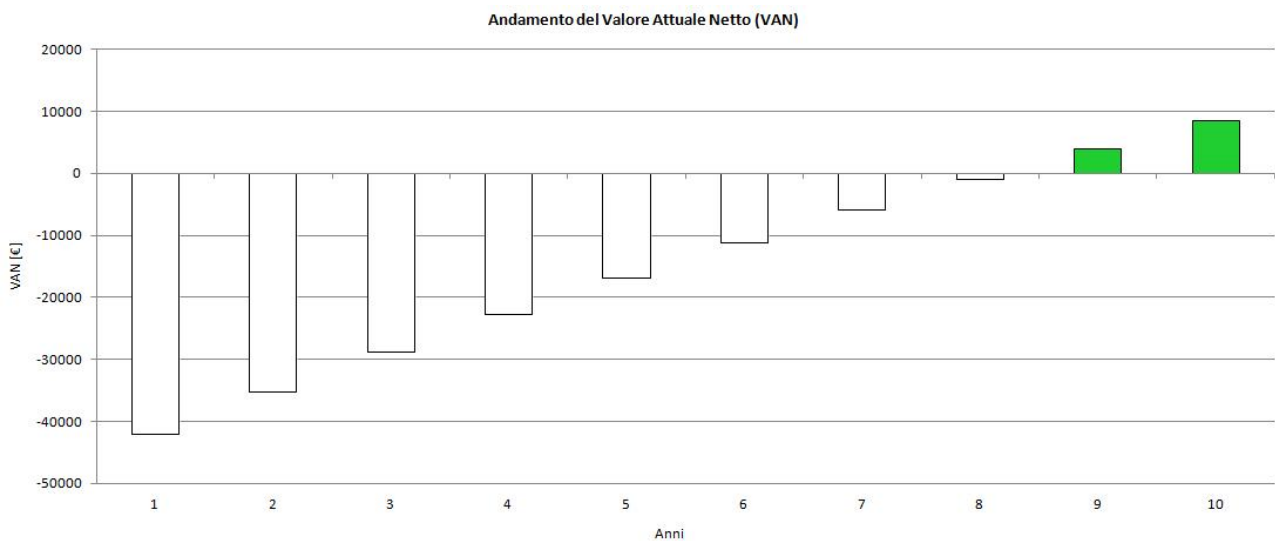


Grafico 31 - Andamento del VAN per l’investimento migliore in un MCI

4.2.2: Microturbina a gas

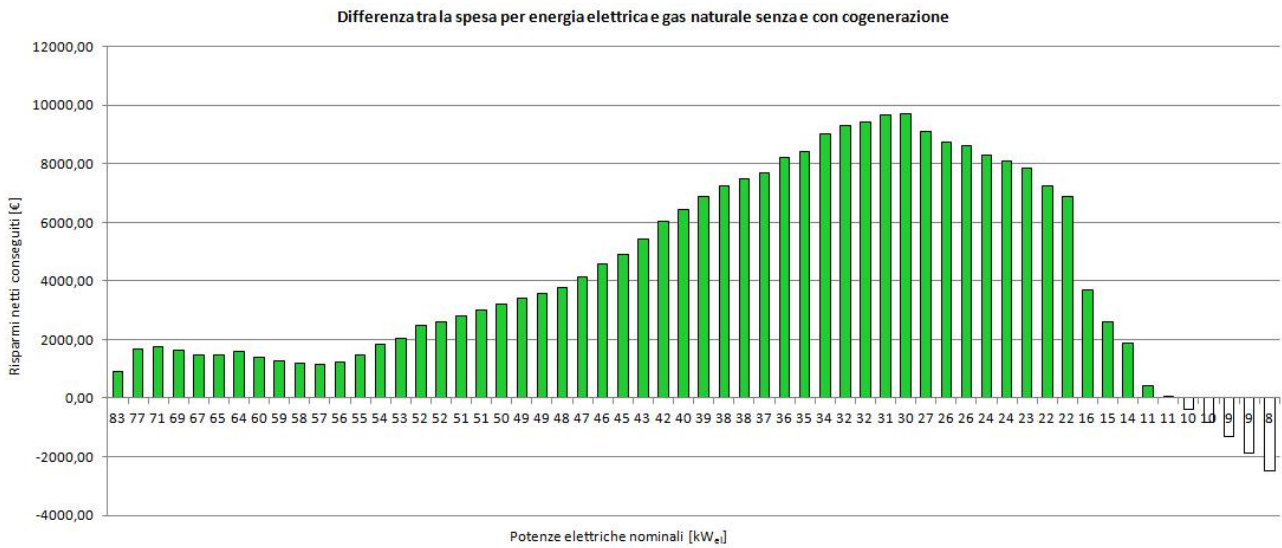


Grafico 32 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

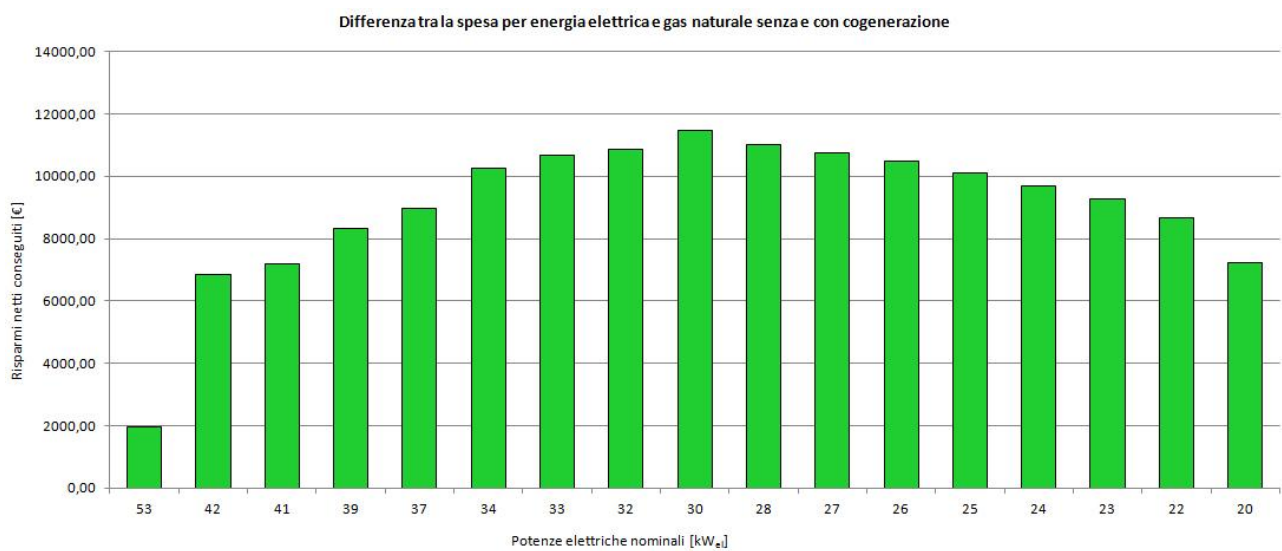


Grafico 33 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	30	28	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	52	49	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	102	97	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2013	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	59 522	56 364	€
Costo unitario manutenzione	1.30	1.30	€/h	Costo manutenzione	11 432	11 432	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	443 811		kWh_{th}	100%		
	Produzione	309 504	396 029	kWh_{th}	69.74%	89.23%	
	Quantità AC	306 633	279 648	kWh_{th}	69.09%	63.01%	
Lato elettrico	Fabbisogno	244 709		kWh_{el}	100%		
	Produzione	175 992	225 193	kWh_{el}	71.92%	92.02%	
	Quantità AC	161 628	224 020	kWh_{el}	66.05%	91.55%	
	Risparmio AC	32 667	45 276	€			
	Quantità SSP	14 364	1173	kWh_{el}	5.87%	0.48%	
	Incentivo SSP	1436	117	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	3864	4811	h	44.11%	54.92%	
	A carico parziale	4896	3949	h	55.89%	45.08%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	24 047		49 458		73 505	
Con cogenerazione	37 006	46 979	15 355	4 064	52 361	51 043
Risparmio lordo	-12 959	-22 932	34 103	45 394	21 144	22 462
			Manutenzione		11 432	11 432
			Risparmio netto		9 712	11 030

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	15 470	28 805	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	10.06	14.53	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	7.50	6.05	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.26	0.51		(IP)

L'analisi dell'investimento mostra come una microturbina a gas sia in grado di far conseguire risparmi notevoli e garantisca tempi di ritorno attualizzati ragionevoli, per quanto non brevi. Differentemente dai motori a combustione interna, la simulazione individua due macchine aventi taglie molto simili: nonostante quindi i prezzi di installazione e manutenzione siano molto vicini, si osserva di nuovo la maggiore convenienza del dimensionamento "elettrico". In particolare si noti come la quota di tale autoconsumo sia pari al 91.55% del fabbisogno, più che decimando la relativa spesa in bolletta, e come entrambe le macchine siano in servizio continuativo per tutte le 8760 ore dell'anno.

Il Grafico 34 riporta l'andamento del VAN per la microturbina da 28 kW_{el} a inseguimento elettrico:

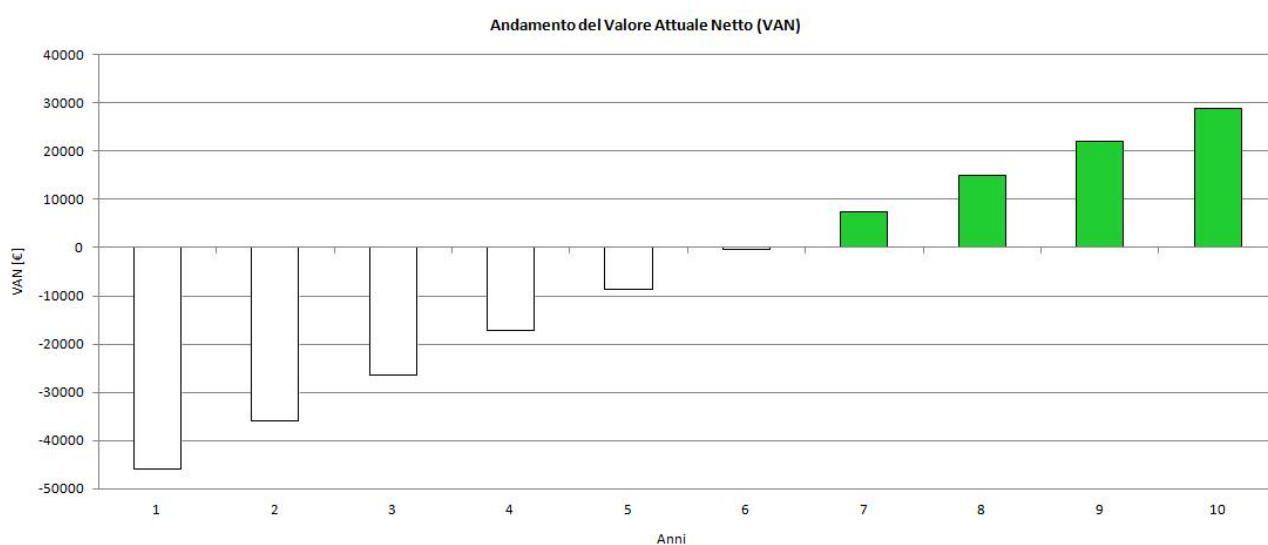


Grafico 34 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.2.3: Cella a combustibile

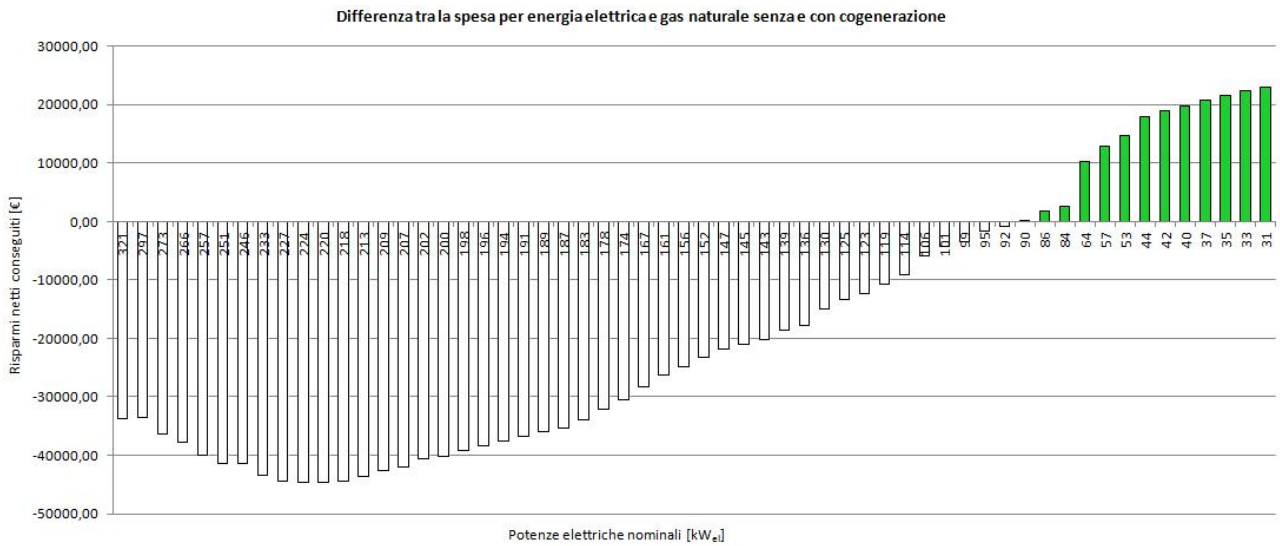


Grafico 35 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

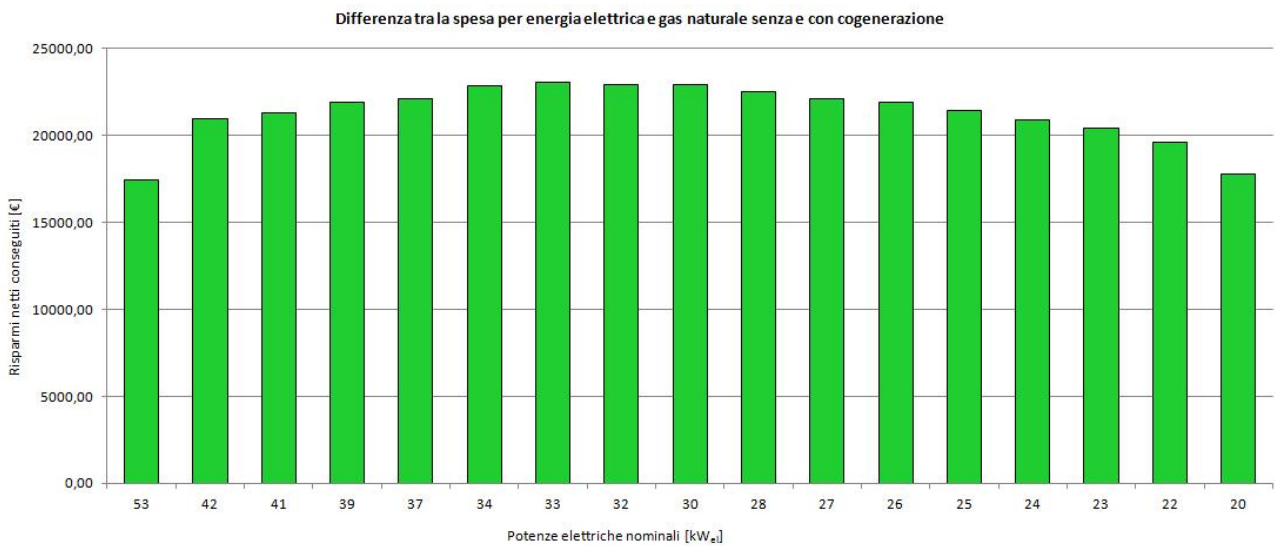


Grafico 36 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	31	23	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	14	10	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	56	42	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	4082	4198	€/kW _{el}	Costo installazione	125 721	96 558	€
Costo unitario manutenzione	1.03	0.81	€/h	Costo manutenzione	9051	7059	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	443 811		kWh_{th}	100%		
	Produzione	122 640	91 261	kWh_{th}	27.63%	20.56%	
	Quantità AC	122 626	91 261	kWh_{th}	27.63%	20.56%	
Lato elettrico	Fabbisogno	244 709		kWh_{el}	100%		
	Produzione	269 808	200 774	kWh_{el}	110.26%	82.05%	
	Quantità AC	234 586	199 637	kWh_{el}	95.86%	81.58%	
	Risparmio AC	47 412	40 349	€			
	Quantità SSP	10 122	1137	kWh_{el}	4.14%	0.46%	
	Incentivo SSP	1012	114	€			
	Quantità VIR	25 099	0	kWh_{el}	10.26%	0%	
Ore	Valore VIR	1004	0	€			
	A piena potenza	8760	8457	h	100%	96.54%	
	A carico parziale	0	303	h	0%	3.46%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	24 047		49 458		73 505	
Con cogenerazione	41 457	37 003	30	8 996	41 487	45 998
Risparmio lordo	-17 410	-12 956	49 428	40 462	32 018	27 506
			Manutenzione		9 051	7 059
			Risparmio netto		22 967	20 447

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	51 623	61 328	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	12.78	16.63	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.55	5.52	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.41	0.64		(IP)

L'analisi della produzione evidenzia, nel caso del dimensionamento "termico", una sensibile quota (10.26%) di energia elettrica sovrapprodotta che viene venduta in rete, azzerando di fatto la relativa spesa in bolletta, che passa da 49458€ a 30€. Nonostante questo, e pur non essendo le due celle a combustibile troppo dissimili per potenza nominale, il VAN di quella "termica" resta comunque inferiore, a ulteriore riprova che il principio dell'inseguimento elettrico è preferibile in termini economici.

Il Grafico 37 riporta l'andamento del VAN per la cella a combustibile da 23 kW_{el} a inseguimento elettrico:

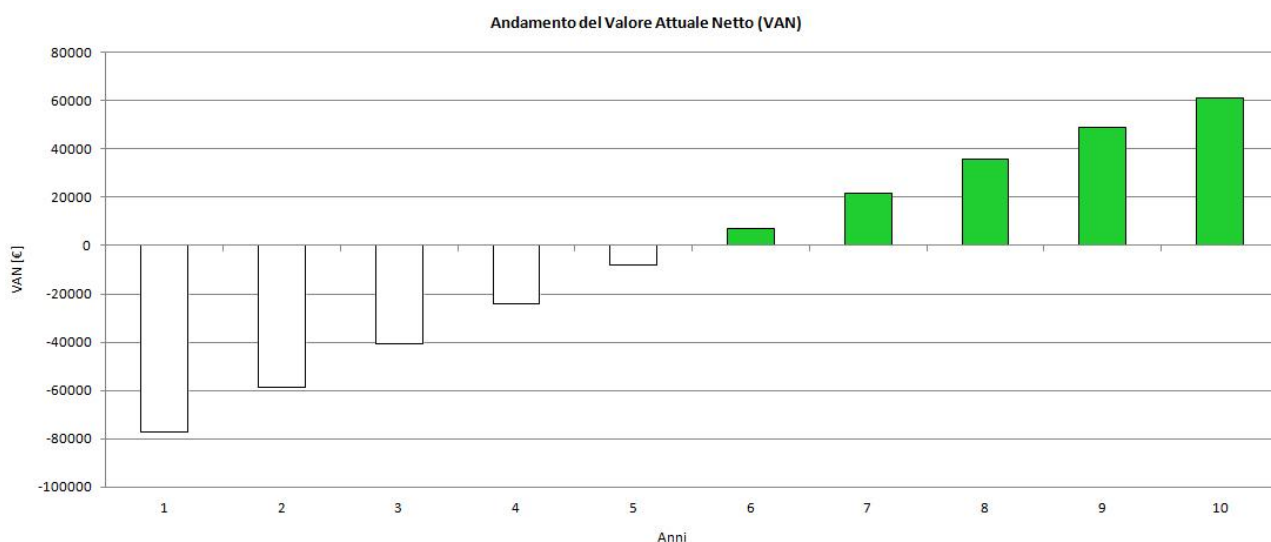


Grafico 37 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.3: RSA n.05

Periodo: 01/12/2016 – 20/09/2017

Si è già discusso sui limiti di validità della presente simulazione, a causa dell'incompletezza dei dati. Sarebbe opportuno, al fine di avere un risultato assolutamente affidabile, reperire i valori di prelievo di 12 mesi.

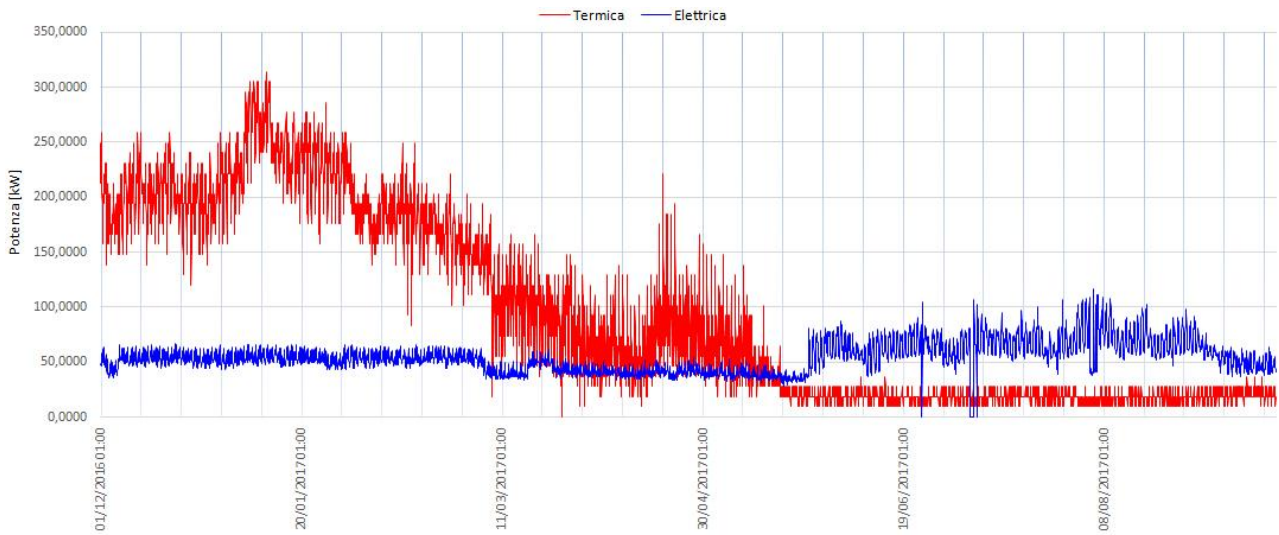


Grafico 38 - Curve di carico RSA n.05

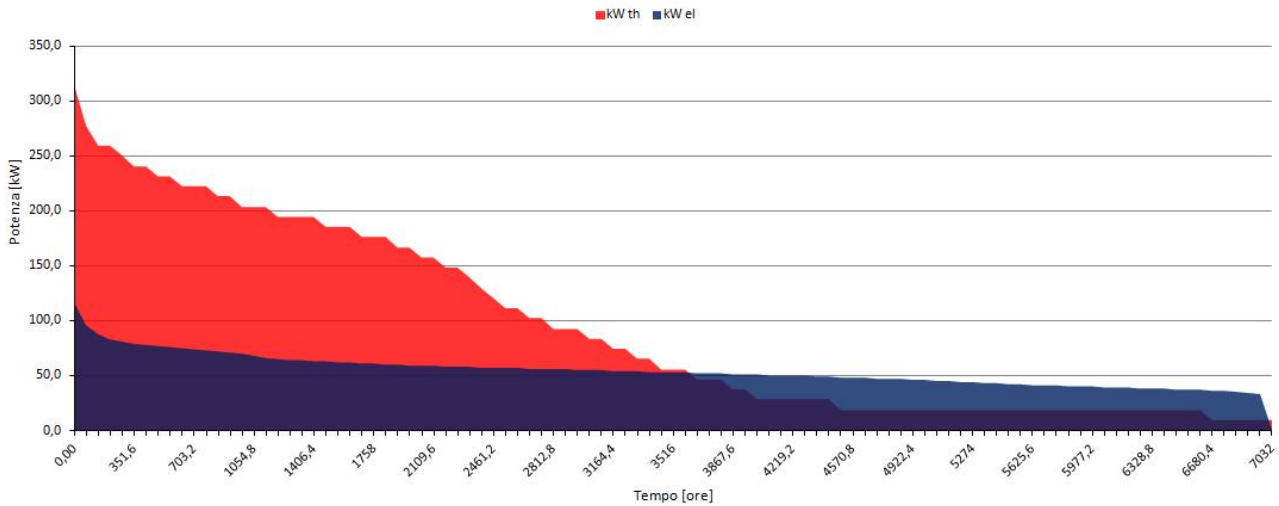


Grafico 39 - Curve di durata RSA n.05

4.3.1: Motore a combustione interna

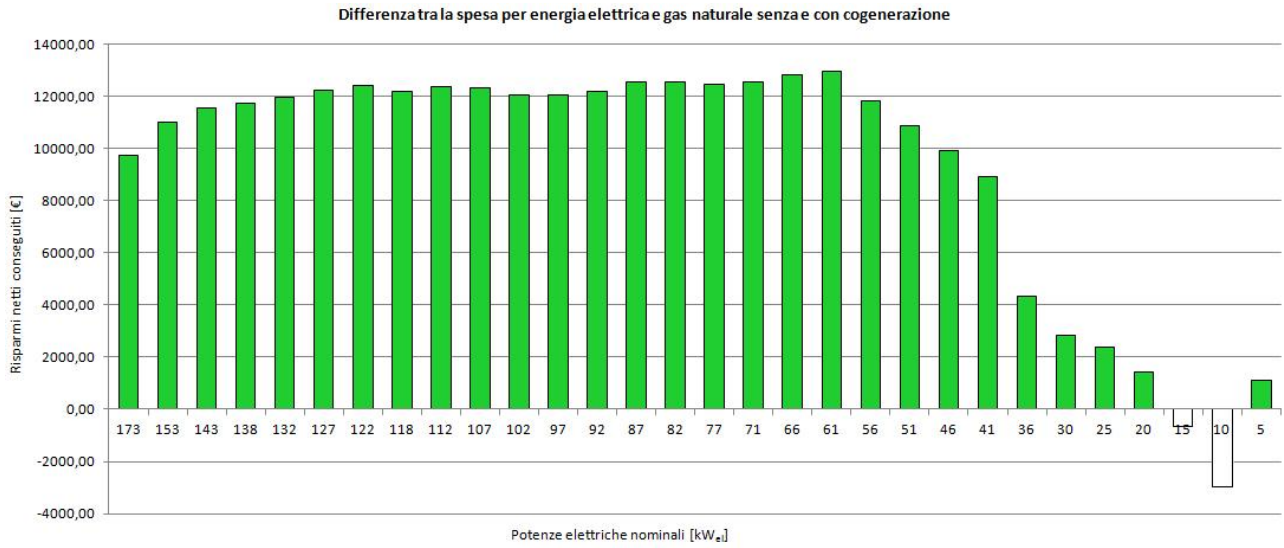


Grafico 40 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

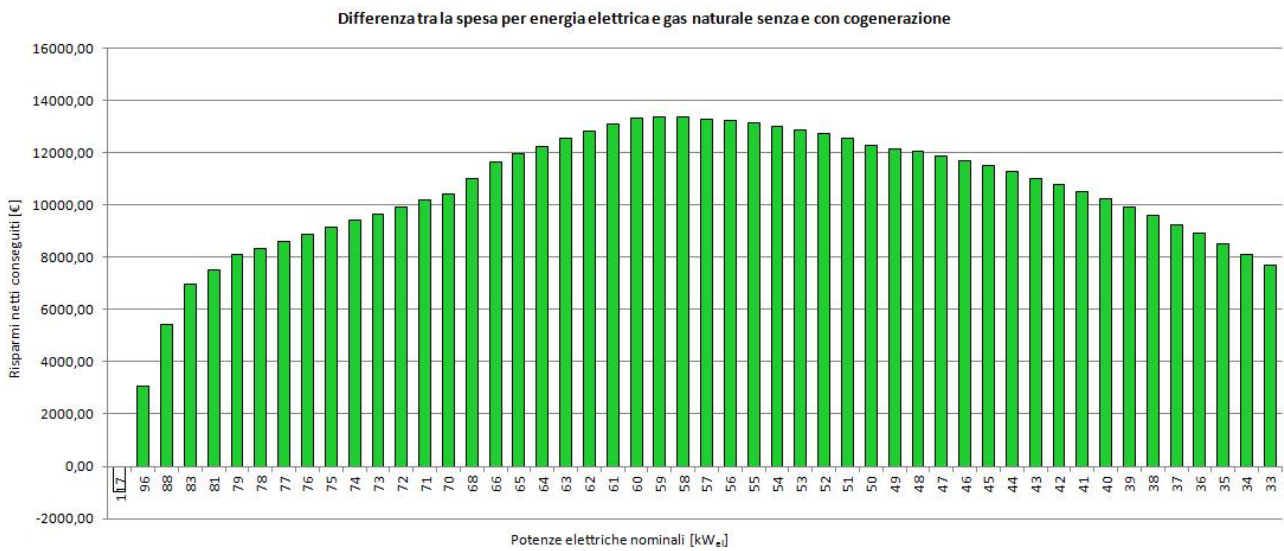


Grafico 41 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	61	59	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	111	107	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	191	184	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1441	1479	€/kW _{el}	Costo installazione	88 264	87 273	€
Costo unitario manutenzione	1.58	2.76	€/h	Costo manutenzione	11 135	19 316	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	659 026		kWh_{th}	100%	
	Produzione	382 539	645 154	kWh_{th}	58.05%	97.90%
	Quantità AC	381 743	387 283	kWh_{th}	57.93%	58.77%
Lato elettrico	Fabbisogno	379 503		kWh_{el}	100%	
	Produzione	211 056	355 947	kWh_{el}	55.61%	93.79%
	Quantità AC	182 376	352 043	kWh_{el}	48.06%	92.76%
	Risparmio AC	33 262	64 206	€		
	Quantità SSP	28 681	3904	kWh_{el}	7.56%	1.03%
	Incentivo SSP	2868	390	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	2639	2739	h	37.53%	38.95%
	A carico parziale	1332	4264	h	18.94%	60.64%
	A macchina spenta	3061	29	h	43.53%	0.41%
	Spegnimenti	88	3			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	29 794		69 214		99 008	
Con cogenerazione	41 808	61 705	33 084	4 618	74 892	66 323
Risparmio lordo	-12 014	-31 911	36 130	64 596	24 116	32 685
			Manutenzione		11 135	19 316
			Risparmio netto		12 980	13 368

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	36 596	41 320	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	12.85	13.88	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.53	6.23	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.41	0.47		(IP)

Contrariamente alla Fondazione De Lozzo Da Dalto, le taglie ottimali individuate sono molto vicine, e ciò consente di confrontare “alla pari” i benefici dell’inseguimento termico contro quelli dell’inseguimento elettrico: come già preannunciato, nel primo caso si massimizza l’autoconsumo di energia termica (rispetto al fabbisogno, 58.05% prodotta e 57.93% autoconsumata) e si produce una considerevole quota di energia elettrica in scambio sul posto (7.56%); nel secondo caso si massimizza l’autoconsumo di energia elettrica (rispetto al fabbisogno, 93.79% prodotta e 92.76% autoconsumata) e si dissipa una quantità rilevante di energia termica (viene prodotto il 97.90% del fabbisogno, ma solo il 58.77% viene autoconsumato). Inoltre, le ore di funzionamento sono del tutto a favore della macchina dimensionata elettricamente: questa, non correndo mai il rischio di interrompere il funzionamento d’estate, rimane spenta soltanto 29 ore, contro le 3061 ore della gemella.

Il Grafico 42 riporta l’andamento del VAN per il motore a combustione interna da 59 kW_{el} a inseguimento elettrico, che è di sicuro preferibile: non solo e non tanto in termini di investimento, quanto proprio in termini di funzionamento, visto l’alto numero di ore in servizio.

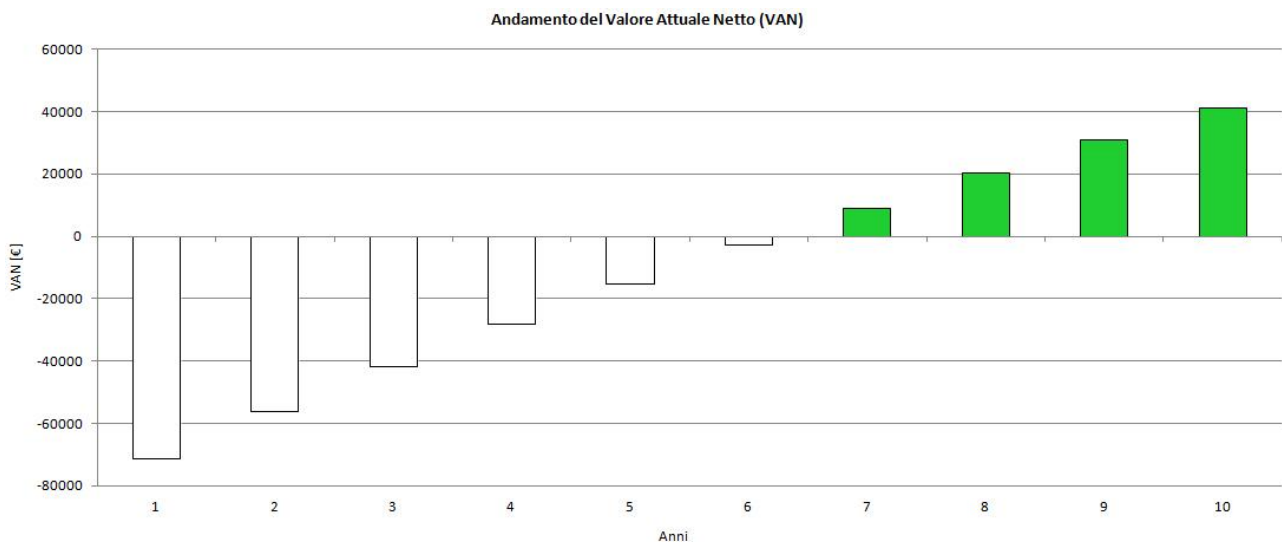


Grafico 42 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.3.2: Microturbina a gas

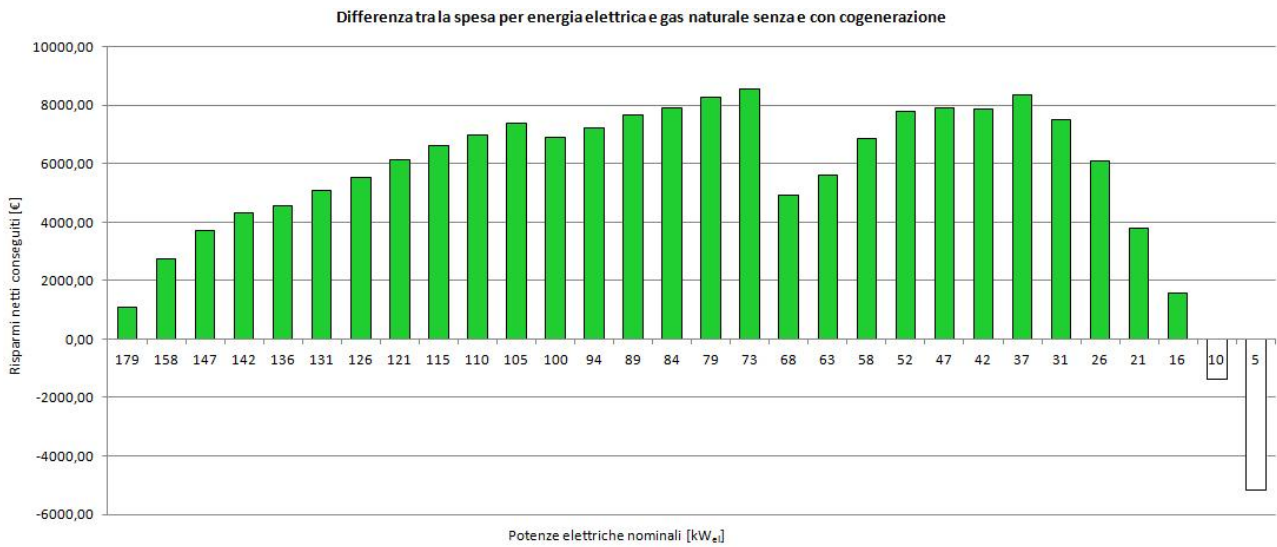


Grafico 43 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

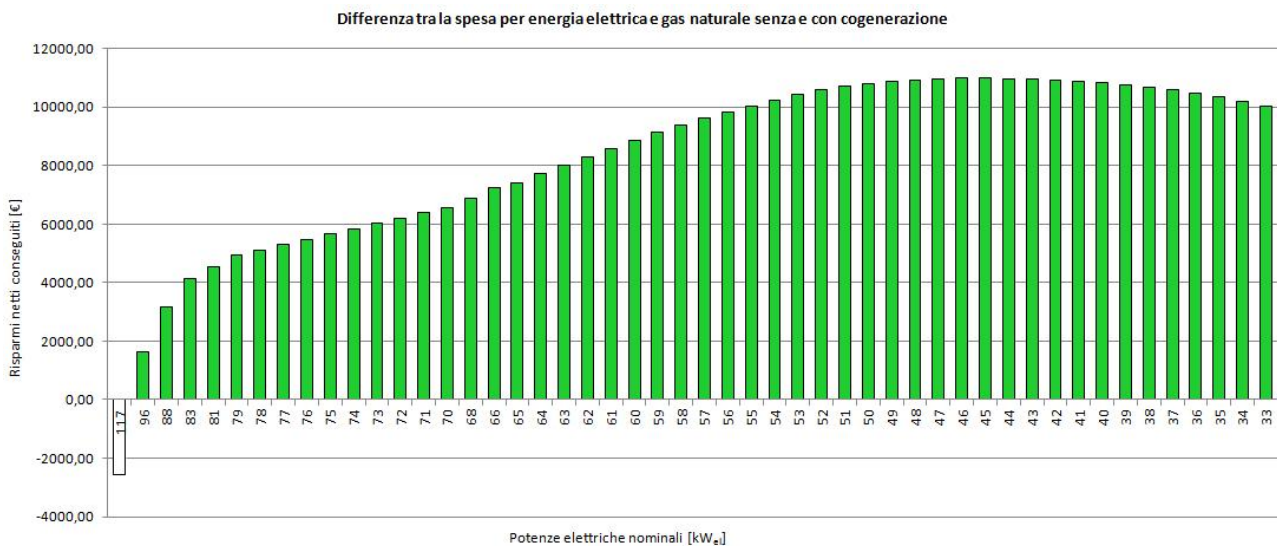


Grafico 44 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	31	33	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	55	58	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	108	114	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2009	2003	€/kW _{el}	Costo installazione	62 817	66 084	€
Costo unitario manutenzione	1.37	1.45	€/h	Costo manutenzione	9620	10 180	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	659 026		kWh_{th}	100%		
	Produzione	267 773	406 340	kWh_{th}	40.63%	61.66%	
	Quantità AC	266 899	281 740	kWh_{th}	40.50%	42.75%	
Lato elettrico	Fabbisogno	379 503		kWh_{el}	100%		
	Produzione	152 263	231 056	kWh_{el}	40.12%	60.88%	
	Quantità AC	151 994	231 036	kWh_{el}	40.05%	60.88%	
	Risparmio AC	27 721	42 136	€			
	Quantità SSP	269	20	kWh_{el}	0.07%	0.01%	
	Incentivo SSP	27	2	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	3644	6994	h	51.82%	99.46%	
	A carico parziale	3387	9	h	48.17%	0.13%	
	A macchina spenta	1	29	h	0.01%	0.41%	
	Spegnimenti	1	3				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	29 794		69 214		99 008	
Con cogenerazione	40 426	51 708	41 466	27 075	81 892	78 783
Risparmio lordo	-10 632	-21 914	27 748	42 139	17 116	20 225
			Manutenzione		9 620	10 180
			Risparmio netto		7 496	10 045

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	9 284	30 533	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	7.94	13.68	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	8.40	6.28	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.15	0.46		(IP)

La microturbina a gas dimensionata secondo l'inseguimento elettrico ha una convenienza schiacciante nei confronti della gemella: pur individuando le due simulazioni taglie molto simili, il funzionamento evidenzia che per il 99.46% delle ore la macchina "elettrica" lavora a potenza nominale, contro appena il 51.82% della controparte "termica". La profittabilità dell'investimento è marcatamente a favore dell'inseguimento elettrico, che consente di rientrare nel costo di installazione in 6.28 anni (contro i di gran lunga meno appetibili 8.40 anni proposti dalla macchina "termica").

Il Grafico 45 riporta l'andamento del VAN per la microturbina a gas "elettrica" da 33 kW_e :

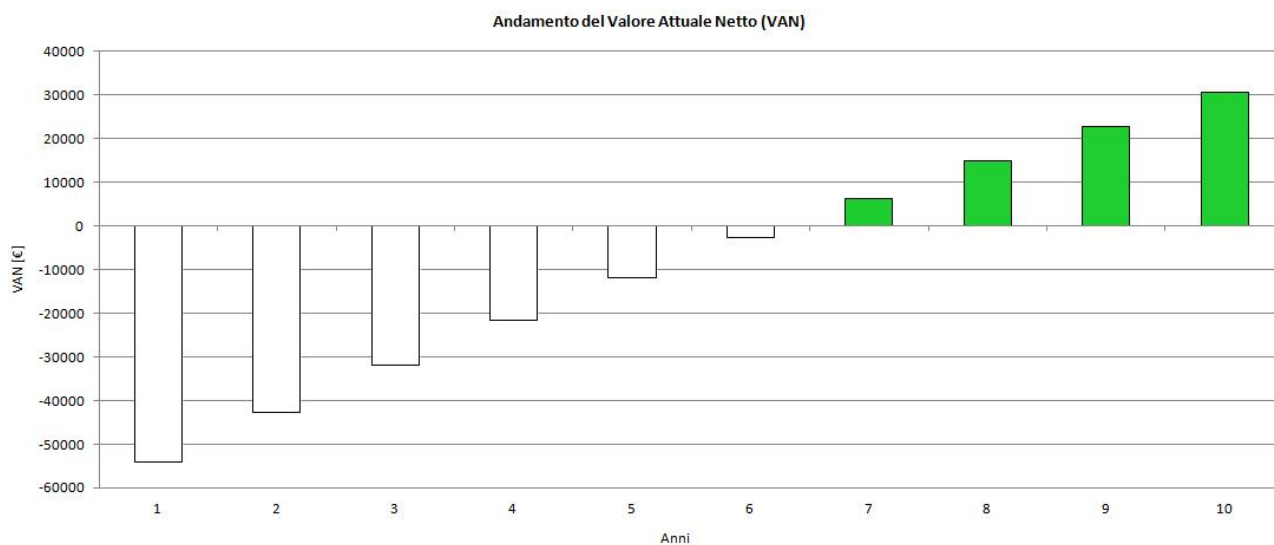


Grafico 45 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.3.3: Cella a combustibile

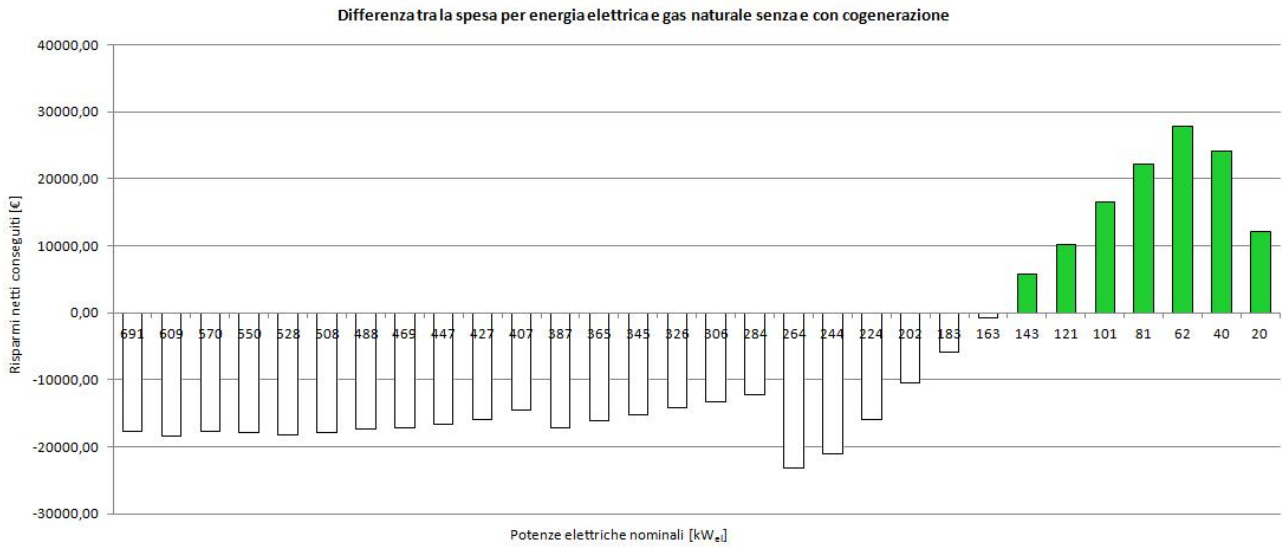


Grafico 46 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

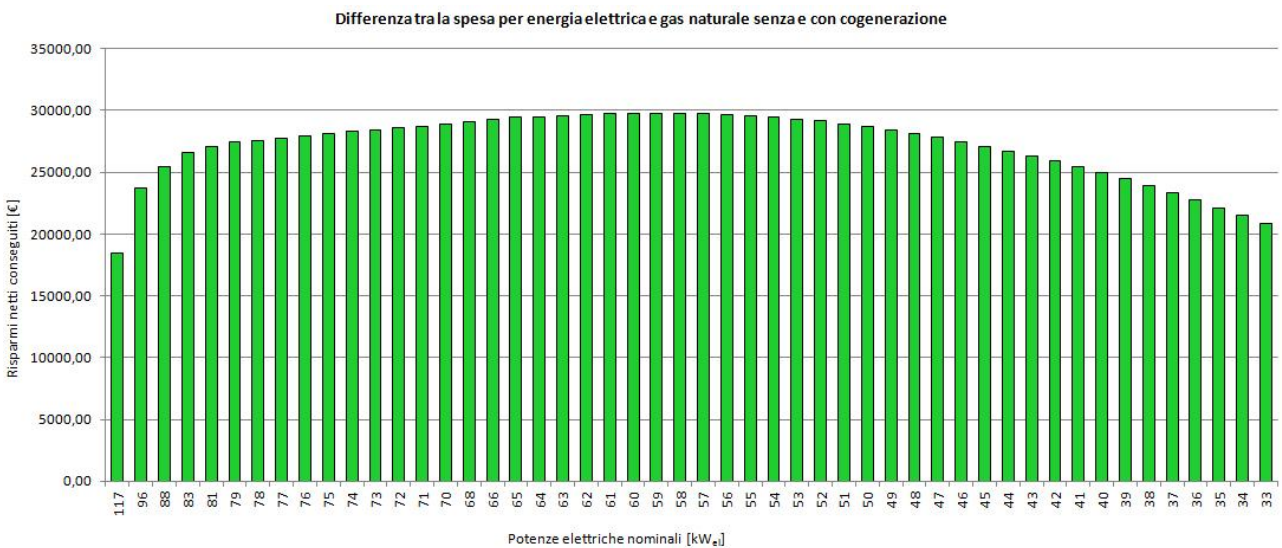


Grafico 47 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	40	47	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	18	21	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	72	85	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3951	3840	€/kW _{el}	Costo installazione	156 445	180 494	€
Costo unitario manutenzione	1.29	1.51	€/h	Costo manutenzione	9068	10 542	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	659 026		kWh_{th}	100%	
	Produzione	123 120	142 871	kWh_{th}	18.68%	21.68%
	Quantità AC	123 120	132 900	kWh_{th}	18.68%	20.17%
Lato elettrico	Fabbisogno	379 503		kWh_{el}	100%	
	Produzione	270 864	314 317	kWh_{el}	71.37%	82.82%
	Quantità AC	267 091	312 914	kWh_{el}	70.38%	82.45%
	Risparmio AC	48 712	57 069	€		
	Quantità SSP	3773	1403	kWh_{el}	0.99%	0.37%
	Incentivo SSP	377	140	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	6649	5138	h	94.55%	73.07%
	A carico parziale	382	1865	h	5.43%	26.52%
	A macchina spenta	1	29	h	0.01%	0.41%
	Spegnimenti	1	3			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	29 794		69 214		99 008	
Con cogenerazione	45 661	48 654	20 124	12 004	65 786	60 658
Risparmio lordo	-15 867	-18 860	49 090	57 210	33 222	28 350
			Manutenzione		9 068	10 542
			Risparmio netto		24 154	27 808

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	75 898	86 996	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	14.08	14.03	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.17	6.19	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.49	0.48		(IP)

Le taglie delle due macchine differiscono di poco, così come di poco differiscono i parametri economici dell'investimento: si noti che il tempo di ritorno attualizzato è sostanzialmente identico nei due casi. Appare comunque preferibile adottare una cella a combustibile ad inseguimento elettrico: innanzitutto perché non è opportuno utilizzare tale tecnologia, fortemente improntata sulla produzione elettrica, per seguire un fabbisogno termico; in secondo luogo perché, confrontando i Grafici 46 e 47, si nota come scegliere una taglia nell'intorno dell'ottimale nel caso elettrico mantenga i risparmi comunque elevati, mentre invece nel caso termico conduca ad una grande variabilità dei risparmi; infine, la macchina "elettrica" lavora più ore a carico parziale, e si è spiegato come le celle a combustibile incrementino il proprio rendimento in tale condizione operativa.

Tutto ciò comporta un VAN più elevato nel caso elettrico, il cui andamento viene riportato nel Grafico 48:

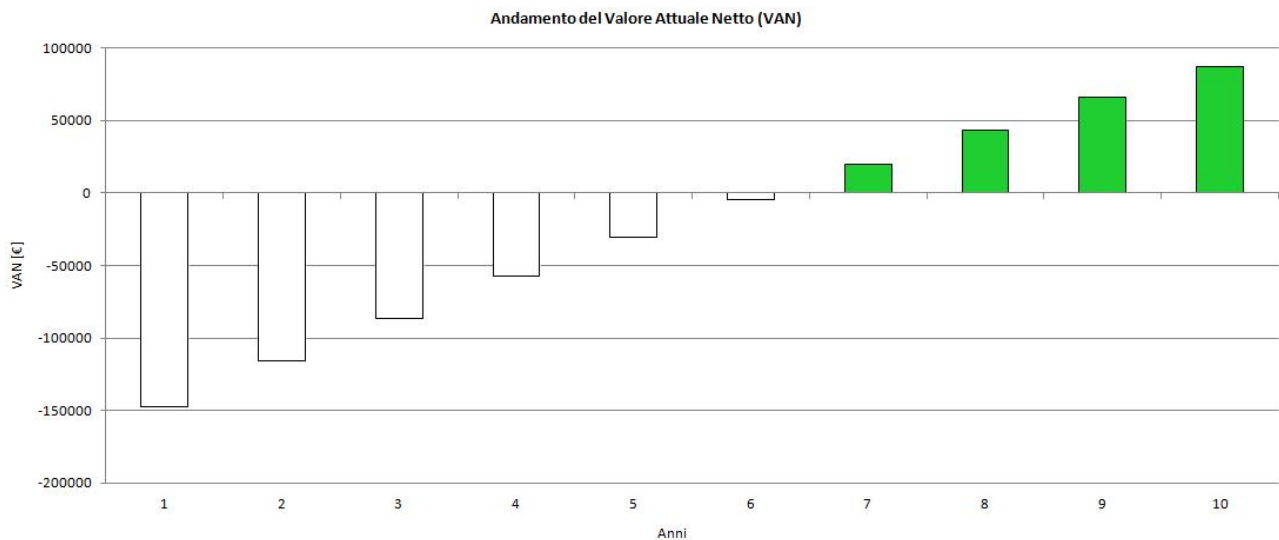


Grafico 48 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.4: Casa Amica

Periodo: 10/11/2017 – 16/11/2017

Si è già discusso sulle criticità di considerare sei giorni come rappresentativi di un intero anno, pertanto ci si limiterà a ricordare che i risultati ottenuti per la seguente simulazione non sono affidabili: essi andrebbero confermati con una campagna estesa di misurazioni, e quindi o adeguando la potenza elettrica disponibile ad almeno 55 kW, in modo da avere accesso alle curve di carico quortorarie fornite da Enel-Distribuzione, o lasciando lo strumento *Zeus-K* applicato al contatore dell'energia elettrica per 12 mesi.

In ogni caso, disporre di così pochi giorni di misurazione permette di apprezzare l'andamento della curva di carico elettrica, il cui dettaglio si perde nei grafici che mostrano l'intero anno. Si ricorda inoltre che gli scalini molto netti della curva di carico termica sono dovuti alla media oraria del dettaglio giornaliero.

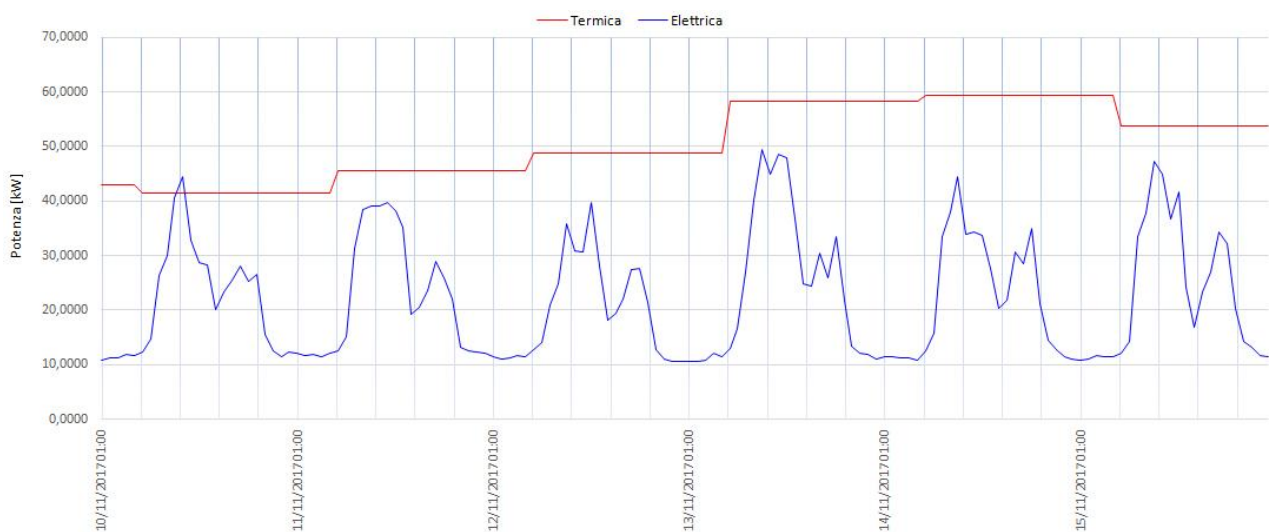


Grafico 49 - Curve di carico Casa Amica

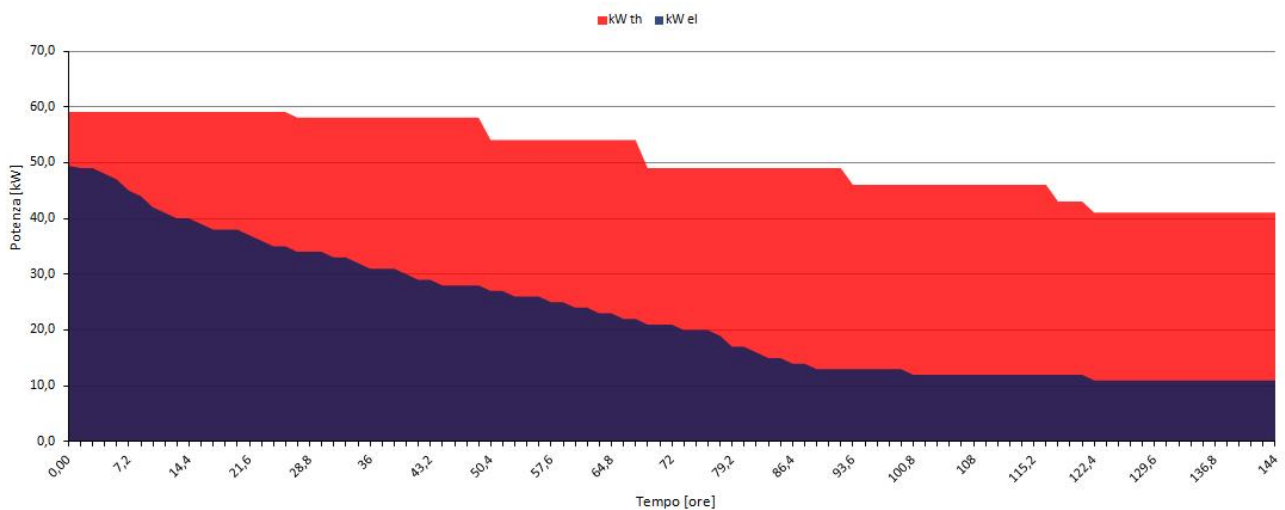


Grafico 50 - Curve di durata Casa Amica

4.4.1: Motore a combustione interna

Gli scalini molto netti della curva di durata termica del Grafico 50 permettono di riscontrare nella pratica come il *software* svolge la simulazione: si è detto infatti che l'algoritmo individua dalla curva di durata, nella fattispecie termica, la potenza di ciascun scalino, e la assume pari alla potenza nominale (termica) della macchina. Nel Grafico 50 si contano sette scalini, che sono esattamente le sette taglie (riportate alla potenza elettrica passando attraverso i rendimenti) che figurano nel Grafico 51.

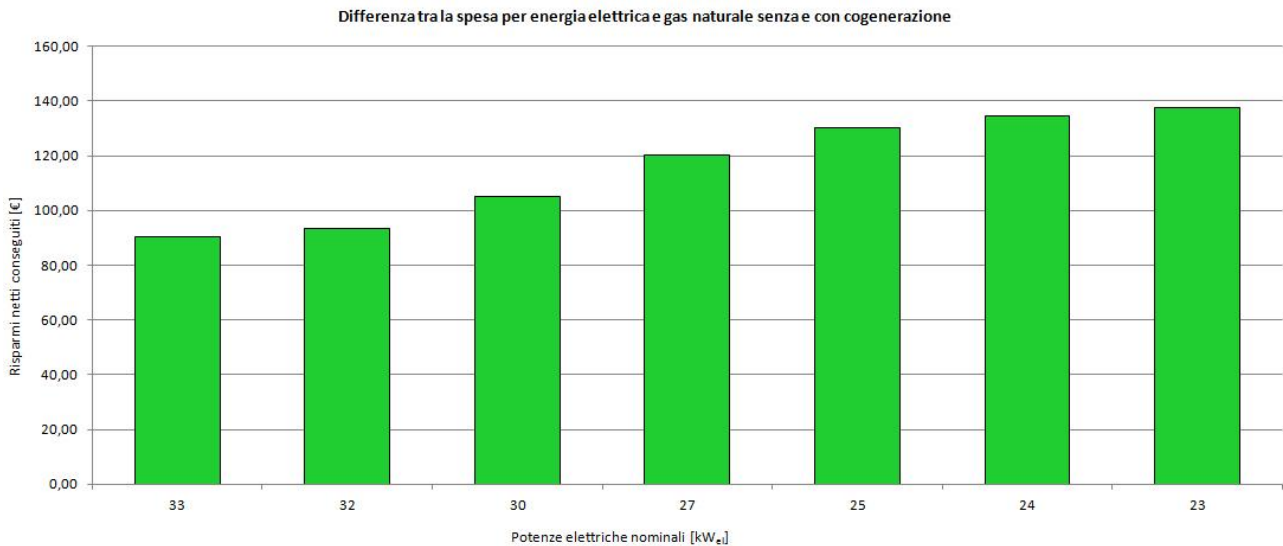


Grafico 51 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

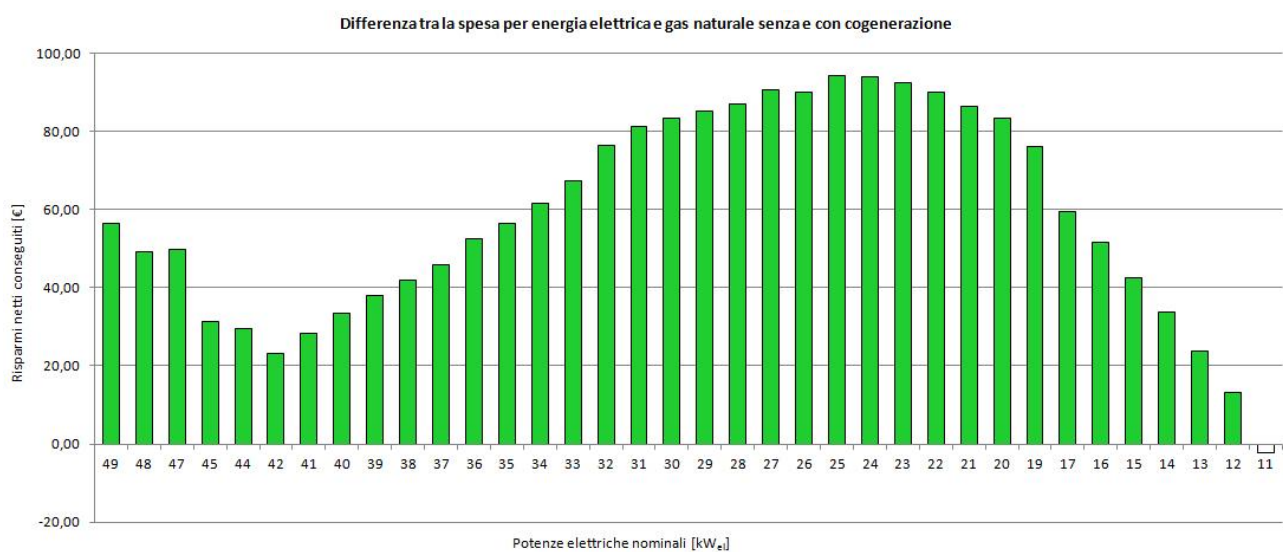


Grafico 52 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	23	23	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	41	42	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	71	72	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2066	2046	€/kW _{el}	Costo installazione	46 727	47 053	€
Costo unitario manutenzione	1.93	1.94	€/h	Costo manutenzione	278	280	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	7317		kWh_{th}	100%		
	Produzione	5904	4636	kWh_{th}	80.69%	63.36%	
	Quantità AC	5904	4632	kWh_{th}	80.69%	63.30%	
Lato elettrico	Fabbisogno	3211		kWh_{el}	100%		
	Produzione	3257	2558	kWh_{el}	101.43%	79.66%	
	Quantità AC	2534	2536	kWh_{el}	78.92%	78.98%	
	Risparmio AC	527	528	€			
	Quantità SSP	677	22	kWh_{el}	21.08%	0.69%	
	Incentivo SSP	68	2	€			
	Quantità VIR	46	0	kWh_{el}	1.43%	0%	
Ore	Valore VIR	2	0	€			
	A piena potenza	144	66	h	100.00%	45.83%	
	A carico parziale	0	78	h	0%	54.17%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	392		668		1 060	
Con cogenerazione	573	549	71	138	644	687
Risparmio lordo	-181	-157	597	530	416	373
			Manutenzione		278	280
			Risparmio netto		138	93

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	17 931	-3 583	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	12.31	3.40	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.70	11.09	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.38	-0.08		(IP)

Seppur non sia affidabile per i motivi sopra esposti, il risultato della simulazione permette di notare molti valori che confermano quanto finora detto. Nell'inseguimento termico le ore di funzionamento sono tutte a piena potenza, perché il fabbisogno supera di gran lunga la potenza erogabile della macchina (41 kW_{th} quando, in riferimento al Grafico 49, il fabbisogno è sempre superiore a tale valore). Al contrario, se si attua un inseguimento elettrico, gran parte delle ore di funzionamento (il 54.17%) sono a carico parziale, in particolare nel periodo notturno, quando il fabbisogno cala. La grande disparità tra i fabbisogni termico ed elettrico comporta che la macchina non lavori mai in dissipazione del *surplus* termico, semplicemente perché tutta l'energia termica prodotta è sempre autoconsumata.

In massima sintesi, i risparmi conseguiti dall'inseguimento elettrico generano un VAN negativo, con un tempo di ritorno attualizzato di poco superiore alla durata di vita utile della macchina. Questo risultato era prevedibile considerando l'enorme e costante fabbisogno termico in confronto al meno ingente e più variabile fabbisogno elettrico: logicamente, la macchina migliore è quella che soddisfa il carico più regolare.

Il Grafico 53 riporta l'andamento del VAN per il motore a combustione interna che segue il carico termico:

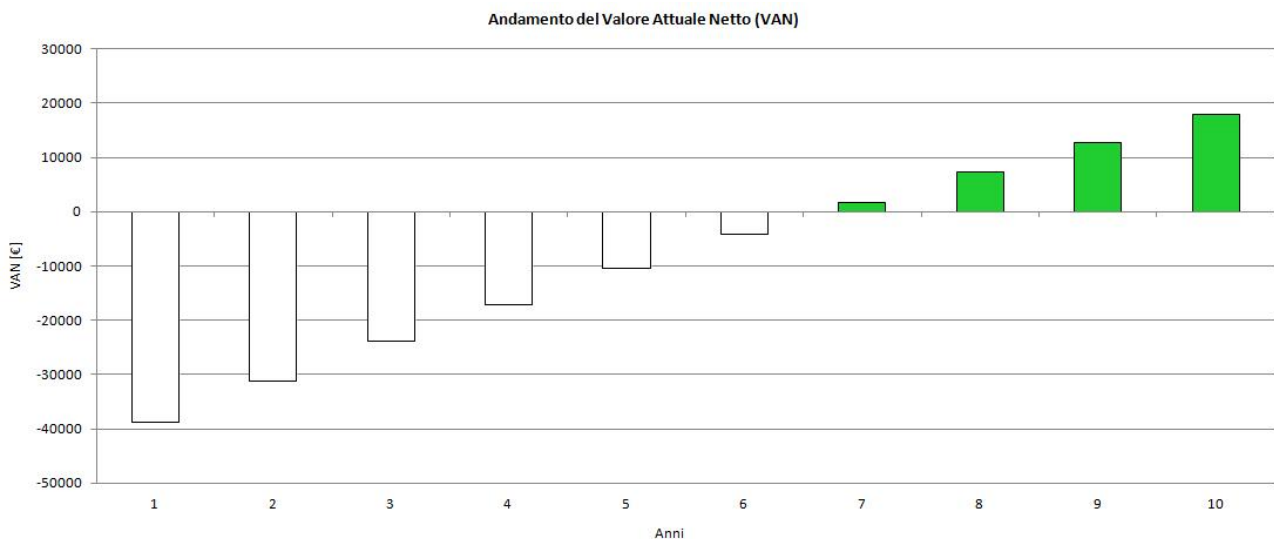


Grafico 53 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.4.2: Microturbina a gas

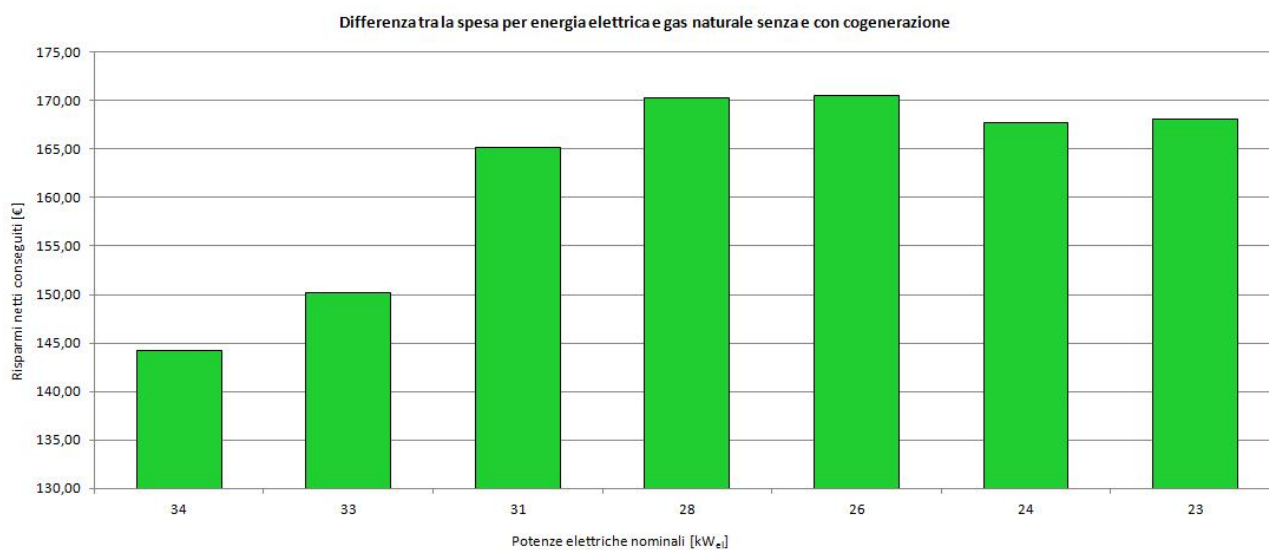


Grafico 54 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

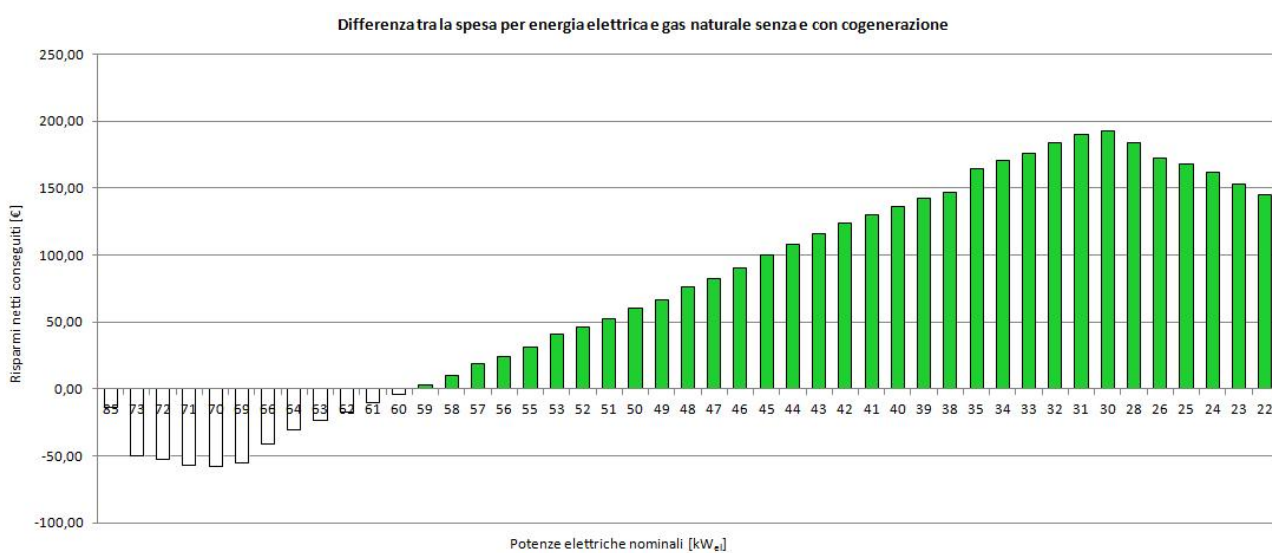


Grafico 55 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	23	30	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	41	53	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	80	103	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2013	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	46 931	60 390	€
Costo unitario manutenzione	1.30	1.30	€/h	Costo manutenzione	188	188	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	7317		kWh_{th}	100%	
	Produzione	5904	5155	kWh_{th}	80.69%	70.45%
	Quantità AC	5904	4990	kWh_{th}	80.69%	68.20%
Lato elettrico	Fabbisogno	3211		kWh_{el}	100%	
	Produzione	3357	2931	kWh_{el}	104.55%	91.28%
	Quantità AC	2578	2884	kWh_{el}	80.29%	89.82%
	Risparmio AC	536	600	€		
	Quantità SSP	634	47	kWh_{el}	19.74%	1.46%
	Incentivo SSP	63	5	€		
	Quantità VIR	146	0	kWh_{el}	4.55%	0%
Ore	Valore VIR	6	0	€		
	A piena potenza	144	42	h	100.00%	29.17%
	A carico parziale	0	102	h	0%	70.83%
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%
	Spegnimenti	0	0			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	392		668		1 060	
Con cogenerazione	641	615	63	63	704	678
Risparmio lordo	-249	-223	605	605	356	382
			Manutenzione		188	188
			Risparmio netto		168	194

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	32 013	30 362	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	17.41	14.39	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.34	6.09	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.68	0.50		(IP)

Quanto visto per i motori a combustione interna si può ripetere anche per le microturbine a gas; si noti che, in questo caso, le ore trascorse a carico parziale sono una quota preponderante del totale (70.83%).

Nonostante i risparmi conseguiti dall'inseguimento elettrico siano leggermente superiori, la piccola taglia della macchina "termica" comporta un costo di installazione minore, che a sua volta si riflette in un VAN di poco maggiore. Di nuovo, ciò è giustificato dalla disparità tra fabbisogno termico ed elettrico, che porta a prediligere un cogeneratore capace di soddisfare il carico più costante. Il Grafico 56 riporta l'andamento del VAN per la microturbina a gas da 23 kW_{el}, che segue il carico termico:

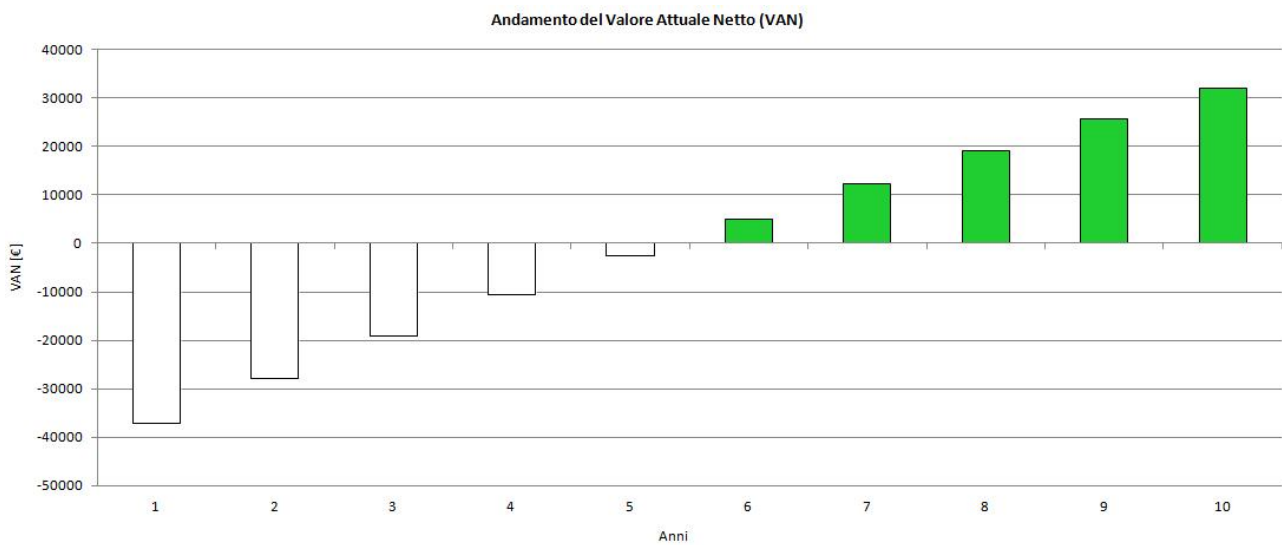


Grafico 56 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.4.3: Cella a combustibile

Si noti che nell'inseguimento termico, mostrato nel Grafico 57, tutte le taglie analizzate generano un risparmio negativo; il loro funzionamento non porta flussi di cassa entranti, ma solo uscenti. In altre parole la macchina, nel funzionare, genera debiti. Nonostante ciò, la simulazione considera comunque la taglia migliore, cioè quella che fa conseguire il VAN più alto: non è difficile intuire tuttavia che tale VAN sarà fortemente negativo, e la macchina non potrà mai ripagare il proprio costo di installazione.

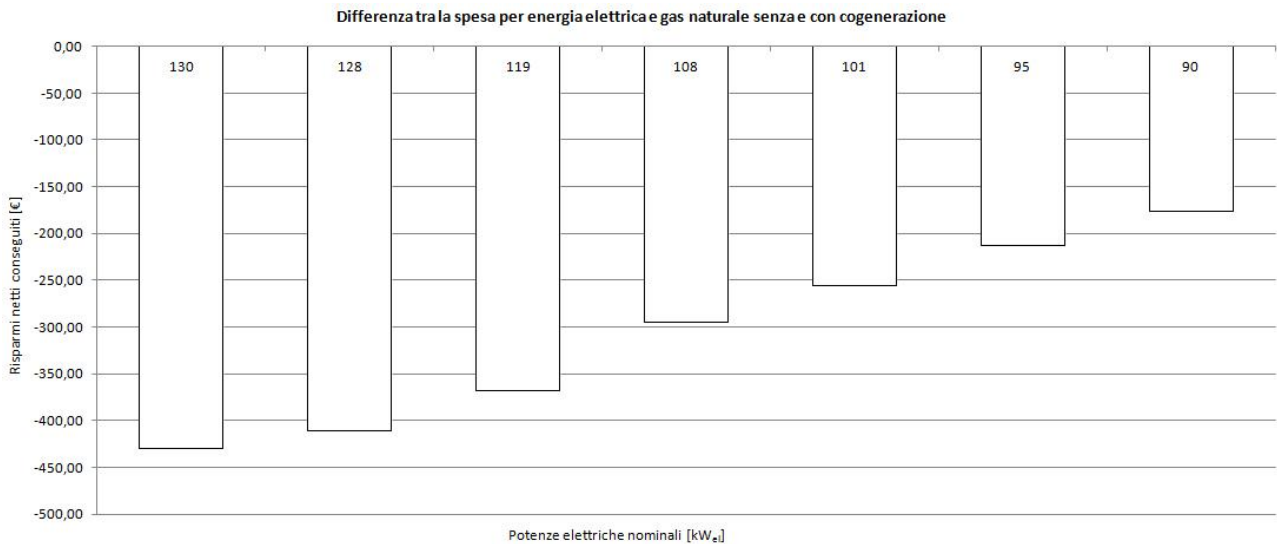


Grafico 57 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

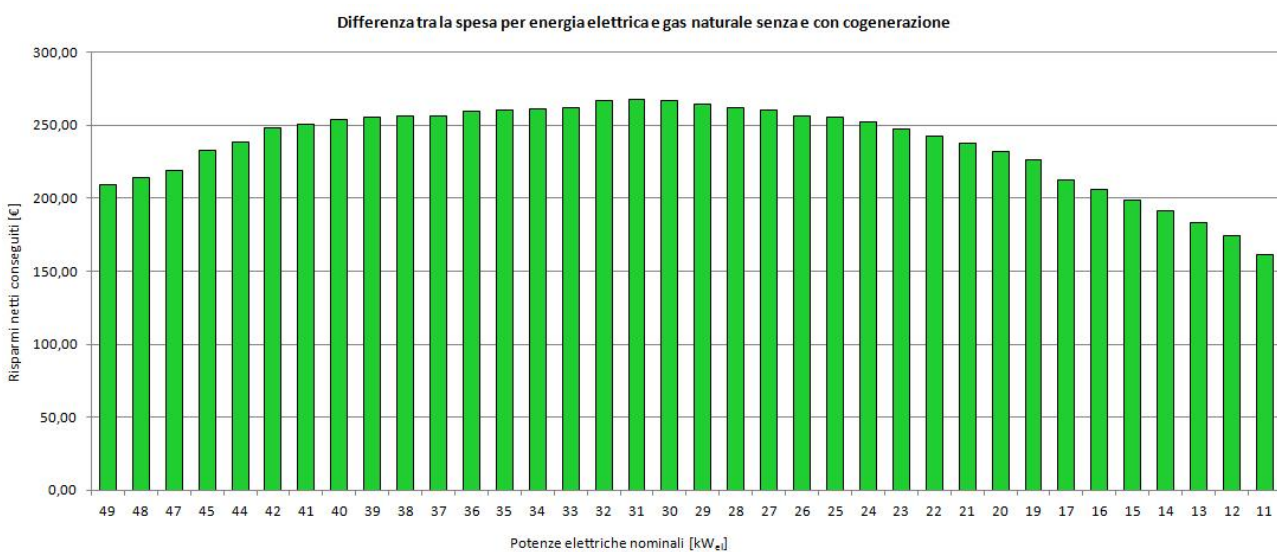


Grafico 58 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	90	13	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	41	6	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	164	24	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3196	4347	€/kW _{el}	Costo installazione	288 291	56 514	€
Costo unitario manutenzione	2.76	0.51	€/h	Costo manutenzione	398	74	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	7317		kWh_{th}	100%		
	Produzione	5904	817	kWh_{th}	80.69%	11.17%	
	Quantità AC	5904	817	kWh_{th}	80.69%	11.17%	
Lato elettrico	Fabbisogno	3211		kWh_{el}	100%		
	Produzione	12 989	1798	kWh_{el}	404.52%	56.00%	
	Quantità AC	3211	1789	kWh_{el}	100.00%	55.71%	
	Risparmio AC	668	372	€			
	Quantità SSP	0	9	kWh_{el}	0%	0.28%	
	Incentivo SSP	0	1	€			
	Quantità VIR	9778	0	kWh_{el}	304.52%	0%	
Ore	Valore VIR	391	0	€			
	A piena potenza	144	98	h	100%	68.06%	
	A carico parziale	0	46	h	0%	31.94%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]							
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali		
	Th	El	Th	El	Th	El	
Senza cogenerazione	392		668		1 060		
Con cogenerazione	1230	508	-391	295	838	803	
Risparmio lordo	-838	-116	1059	373	222	257	
			Manutenzione		398	74	
			Risparmio netto		-176	183	

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	-371 233	29 476	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	-	14.71	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	-	6.00	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	-1.29	0.52		(IP)

Come preannunciato, la macchina dimensionata attuando un inseguimento termico è un investimento rovinoso, che distrugge 371 233€. Il risultato, estremo, mette in luce che è assolutamente illogico dotarsi di una cella a combustibile per seguire il fabbisogno termico, essendo la tecnologia fortemente orientata verso la produzione elettrica: si otterrebbero potenze enormi con altrettanto enormi investimenti, in cui sarebbe assai difficile rientrare. Al contrario, una macchina dimensionata per seguire il carico elettrico si rivelerebbe essere un investimento discretamente conveniente, capace di coprire un modesto 11.17% del fabbisogno termico ed un buon 55.71% di quello elettrico.

Il Grafico 59 riporta l'andamento del VAN per la cella a combustibile da 13 kW_{el} :

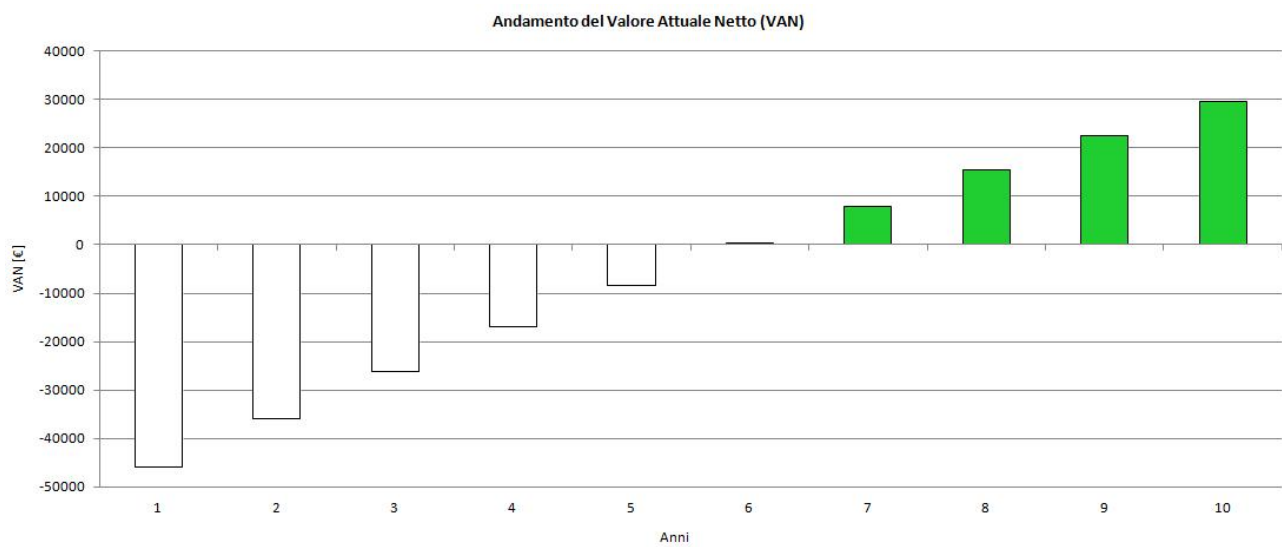


Grafico 59 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.5: Casa Fenzi

Periodo: 01/12/2016 – 01/12/2017

Il Grafico 60 mostra chiaramente che i dati di prelievo termici sono manchevoli dei valori dal 30/08/2017 al 14/10/2017: questo, come già discusso, pone un limite alla validità dei risultati. Una possibile strategia per risolvere tale problematica avrebbe potuto essere inserire i dati termici relativi al 2016 al posto di quelli mancanti del 2017: tuttavia, essendo stato il 2016 un anno più freddo del 2017, il problema sulla validità dei risultati si sarebbe riproposto in maniera specularmente identica a prima. Si è quindi preferito lasciare nulli i valori mancanti, a vantaggio di sicurezza: infatti il *software*, interpretando la mancanza di dati come una mancanza di richiesta termica, è portato a dimensionare una macchina più piccola, con risparmi minori.

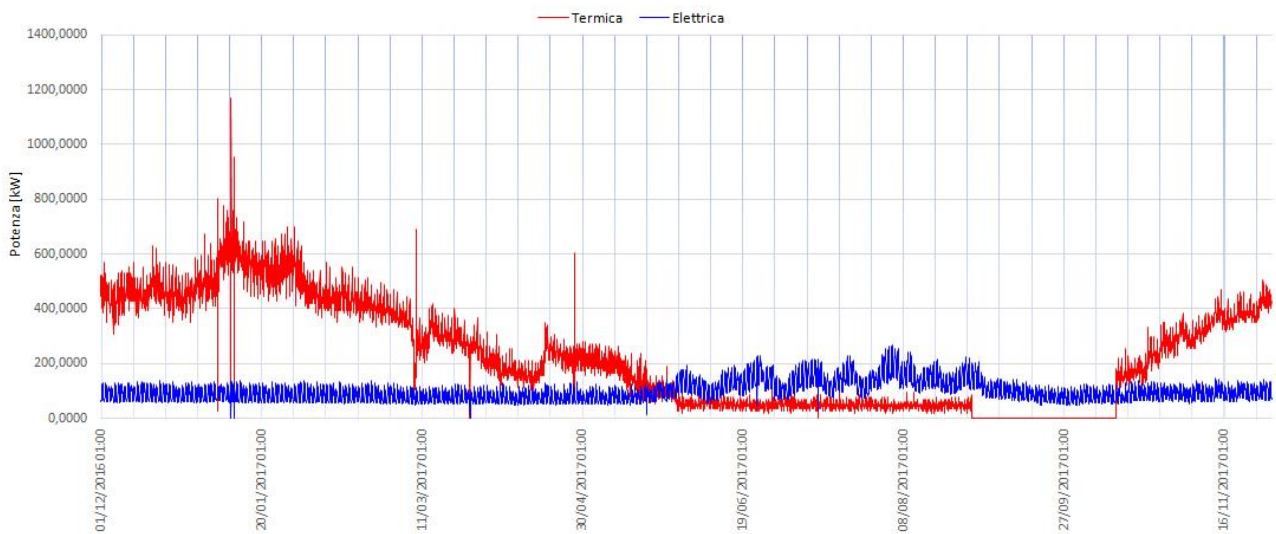


Grafico 60 - Curve di carico Casa Fenzi

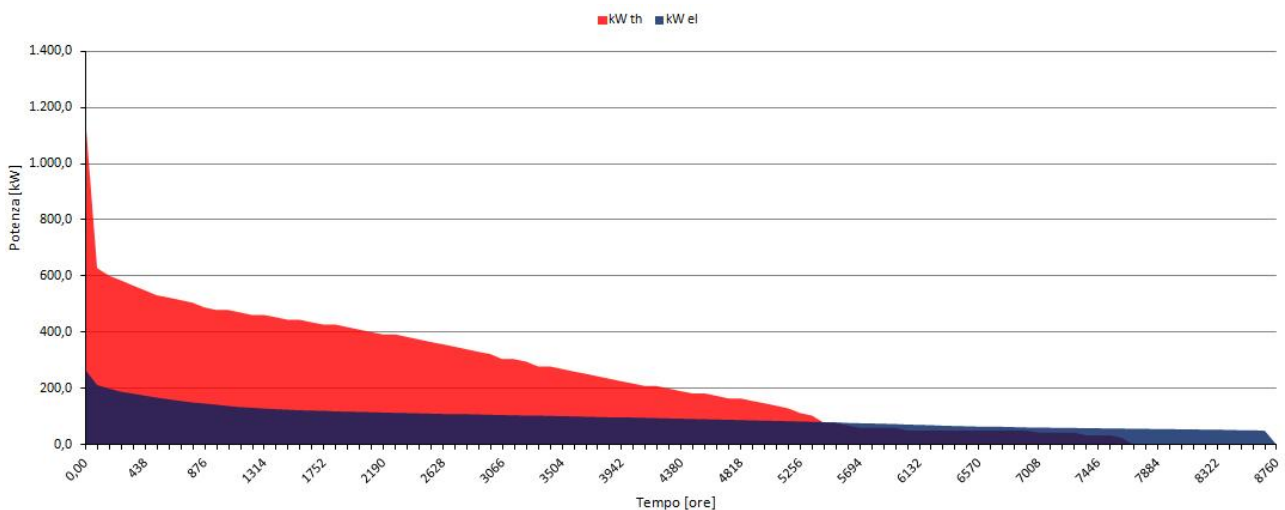


Grafico 61 - Curve di durata Casa Fenzi

4.5.1: Motore a combustione interna

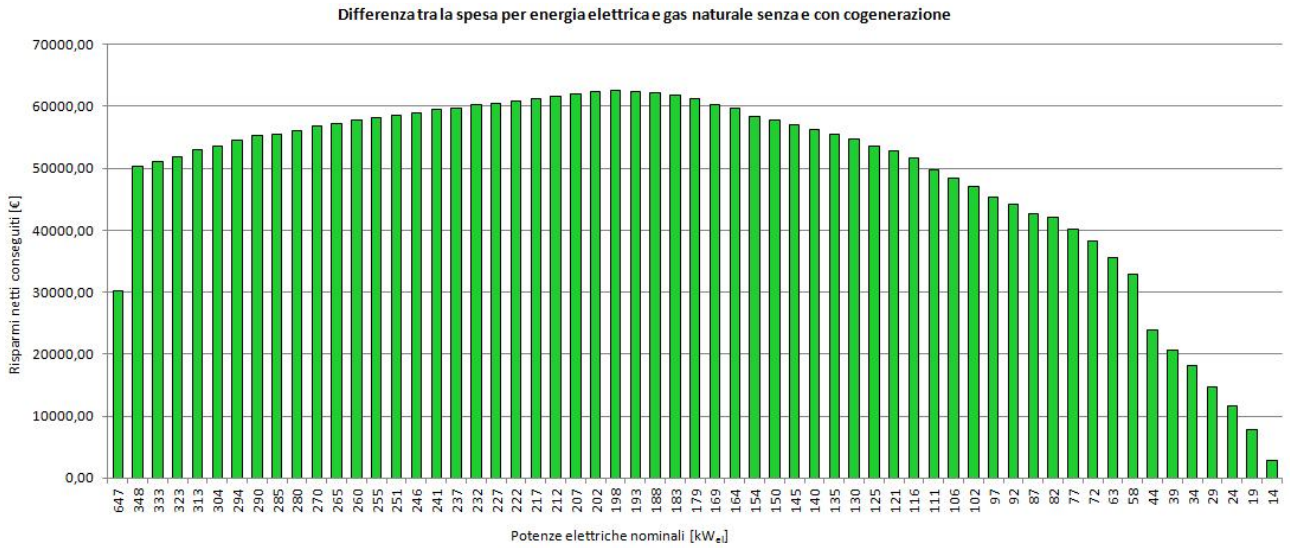


Grafico 62 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

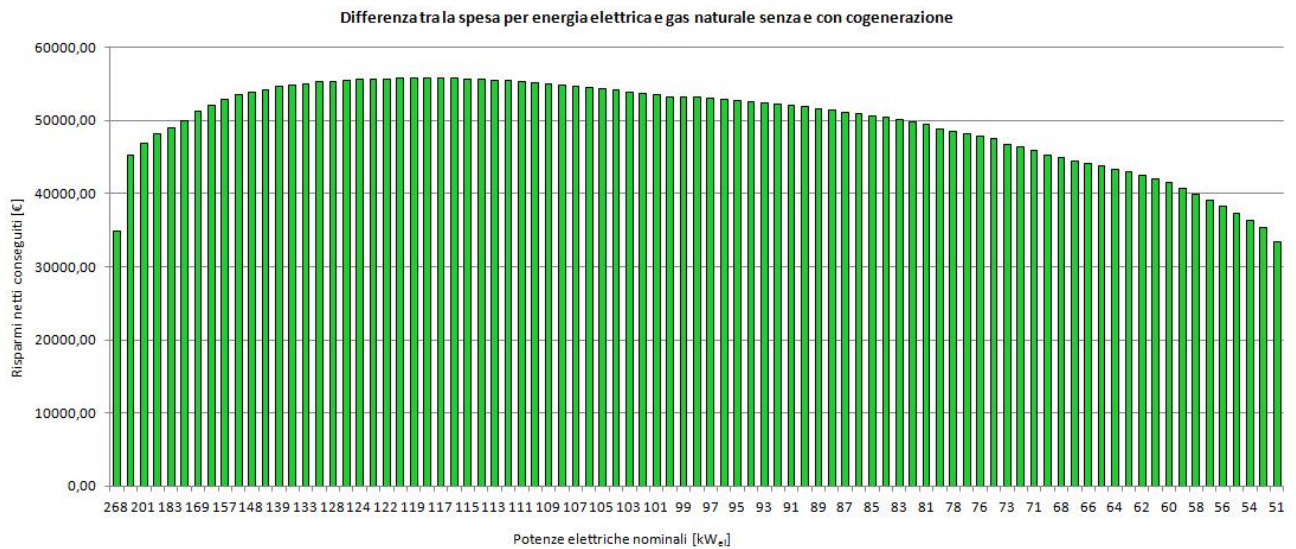


Grafico 63 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	145	109	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	262	198	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	452	341	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1265	1278	€/kW _{el}	Costo installazione	182 814	139 270	€
Costo unitario manutenzione	2.92	3.85	€/h	Costo manutenzione	22 384	33 684	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	1 992 038		kWh_{th}	100%	
	Produzione	1 298 420	1 398 367	kWh_{th}	65.18%	70.20%
	Quantità AC	1 292 336	903 674	kWh_{th}	64.88%	45.36%
Lato elettrico	Fabbisogno	859 716		kWh_{el}	100%	
	Produzione	716 369	771 513	kWh_{el}	83.33%	89.74%
	Quantità AC	454 038	763 450	kWh_{el}	52.81%	88.80%
	Risparmio AC	86 722	145 820	€		
	Quantità SSP	262 332	8063	kWh_{el}	30.51%	0.94%
	Incentivo SSP	26 233	806	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	3712	3439	h	42.37%	39.26%
	A carico parziale	1980	5316	h	22.60%	60.68%
	A macchina spenta	3068	5	h	35.02%	0.06%
	Spegnimenti	206	4			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	84 872		164 208		249 080	
Con cogenerazione	118 361	142 756	51 252	17 581	169 613	160 337
Risparmio lordo	-33 489	-57 884	112 956	146 627	79 467	88 743
			Manutenzione		22 384	33 684
			Risparmio netto		57 083	55 058

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	257 969	285 876	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	28.73	37.95	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	3.58	2.77	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	1.41	2.05		(IP)

L'analisi per Casa Fenzi è particolarmente significativa ed evidenzia molti degli aspetti notevoli comuni a tutte le simulazioni, che saranno opportunamente sintetizzati nel paragrafo 4.10. La simulazione in esame mette in luce ancora una volta come il dimensionamento termico conduca ad una macchina più grande che lavora per meno ore all'anno; sebbene risulti un edatante 35.02% di ore che la macchina "termica" passa spenta, contro soltanto lo 0.06% della macchina "elettrica", tale risultato deve tener conto della mancanza di alcuni dati di prelievo del gas naturale: nel primo caso, infatti, i valori nulli costringono la macchina a spegnersi, dal momento che l'inseguimento è termico; nel secondo caso, i valori nulli sono del tutto ininfluenti, giacché il cogeneratore lavorerebbe comunque in dissipazione.

È altresì opportuno prestare attenzione ai risparmi netti: la simulazione indica un risparmio maggiore per la macchina "termica" (57 083€ contro i 55 058€ di quella "elettrica"), ma tale risparmio coinvolge il costo di manutenzione e non è pertanto affidabile, perché legato al numero di ore di funzionamento che, come si è illustrato, sono falsate dai valori nulli. Costi di manutenzione maggiori comporterebbero risparmi netti minori, che comporterebbero a loro volta VAN inferiori; ma poiché il VAN del dimensionamento elettrico risulta comunque superiore, il risultato finale non cambia. Il suo andamento è riportato nel Grafico 64.

Si sottolineano i bassissimi valori dei tempi di ritorno attualizzati: se già 3.58 anni sono un ottimo risultato, i 2.77 anni della macchina "elettrica" sono un risultato eccezionale.

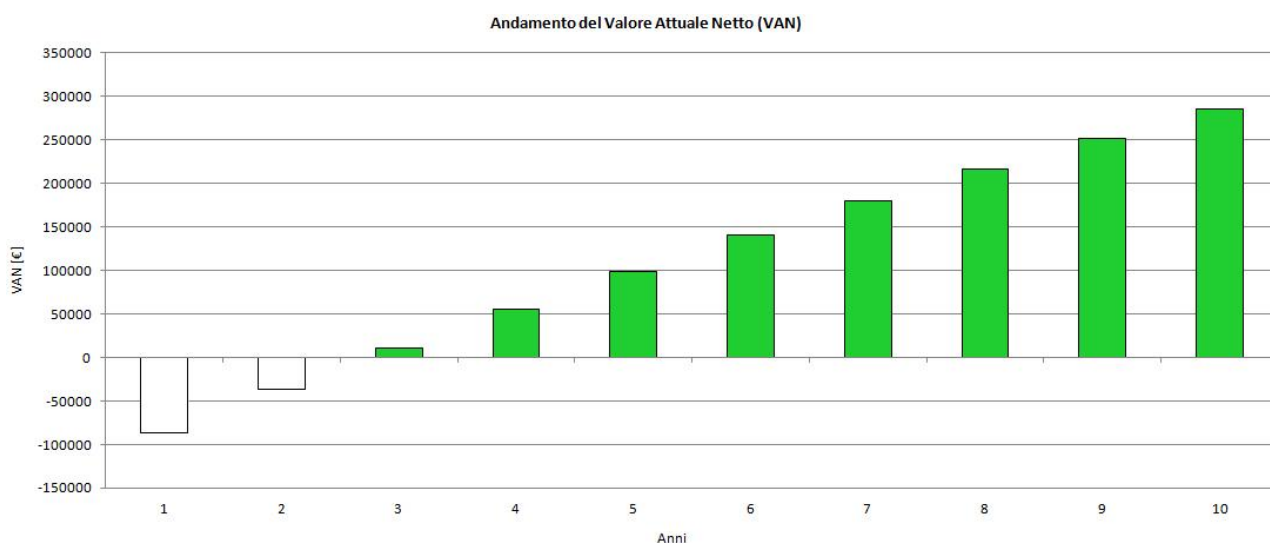


Grafico 64 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.5.2: Microturbina a gas

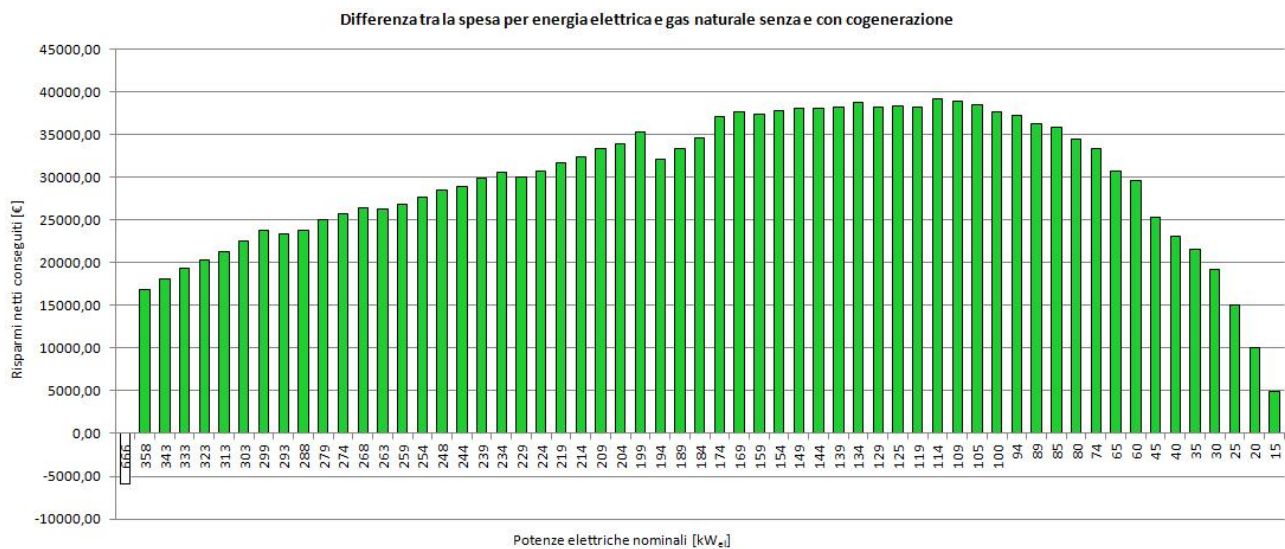


Grafico 65 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

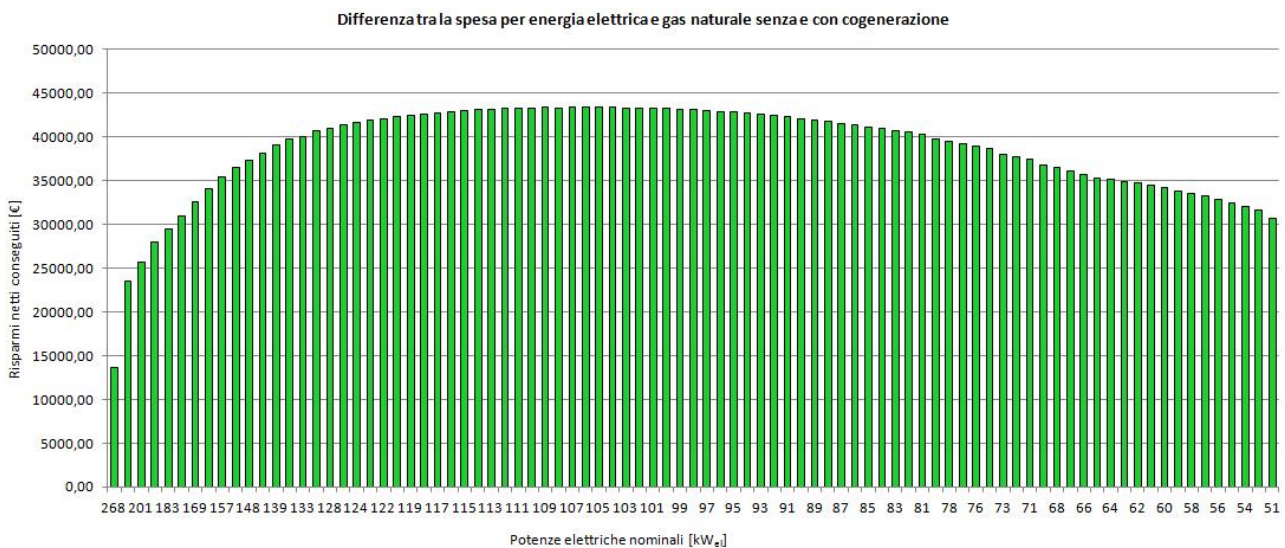


Grafico 66 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	85	83	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	149	146	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	292	286	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1864	1867	€/kW _{el}	Costo installazione	157 950	154 928	€
Costo unitario manutenzione	3.61	3.57	€/h	Costo manutenzione	27 732	31 240	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	1 992 038		kWh_{th}	100%	
	Produzione	916 901	1 166 016	kWh_{th}	46.03%	58.53%
	Quantità AC	908 262	805 028	kWh_{th}	45.59%	40.41%
Lato elettrico	Fabbisogno	859 716		kWh_{el}	100%	
	Produzione	521 375	663 029	kWh_{el}	60.65%	77.12%
	Quantità AC	464 731	659 285	kWh_{el}	54.06%	76.69%
	Risparmio AC	88 764	125 925	€		
	Quantità SSP	56 645	3743	kWh_{el}	6.59%	0.44%
	Incentivo SSP	5664	374	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	5062	5645	h	57.79%	64.44%
	A carico parziale	2602	3111	h	29.70%	35.51%
	A macchina spenta	1096	4	h	12.51%	0.05%
	Spegnimenti	18	4			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	84 872		164 208		249 080	
Con cogenerazione	115 644	139 206	69 779	37 908	185 422	177 114
Risparmio lordo	-30 772	-54 334	94 429	126 300	63 658	71 966
			Manutenzione		27 732	31 240
			Risparmio netto		35 926	40 726

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	119 459	159 549	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	18.62	22.96	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.09	4.32	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.76	1.03		(IP)

Rispetto ai motori a combustione interna, le ore di operatività delle microturbine a gas soffrono meno dei valori mancanti, sia perché la taglia è inferiore, sia perché tale tecnologia è capace di parzializzare il carico fino al 20% della potenza nominale: riesce pertanto a coprire anche richieste di energia termica molto modeste. Ne deriva che la macchina “termica” rimane spenta solo per il 12.51% delle ore totali, che sostanzialmente coincide con il mese e mezzo di valori mancanti. Si può osservare che i risparmi netti, per le microturbine, sono a favore del dimensionamento elettrico: come si era ipotizzato nella simulazione precedente, il maggior numero di ore di funzionamento e di conseguenza il maggior onere per la spesa di manutenzione conducono a risparmi netti inferiori nel caso termico.

Il Grafico 67 riporta l’andamento del VAN per la microturbina “elettrica” da 83 kW_{el}: 4.32 anni di tempo di ritorno attualizzato sono un risultato molto positivo.

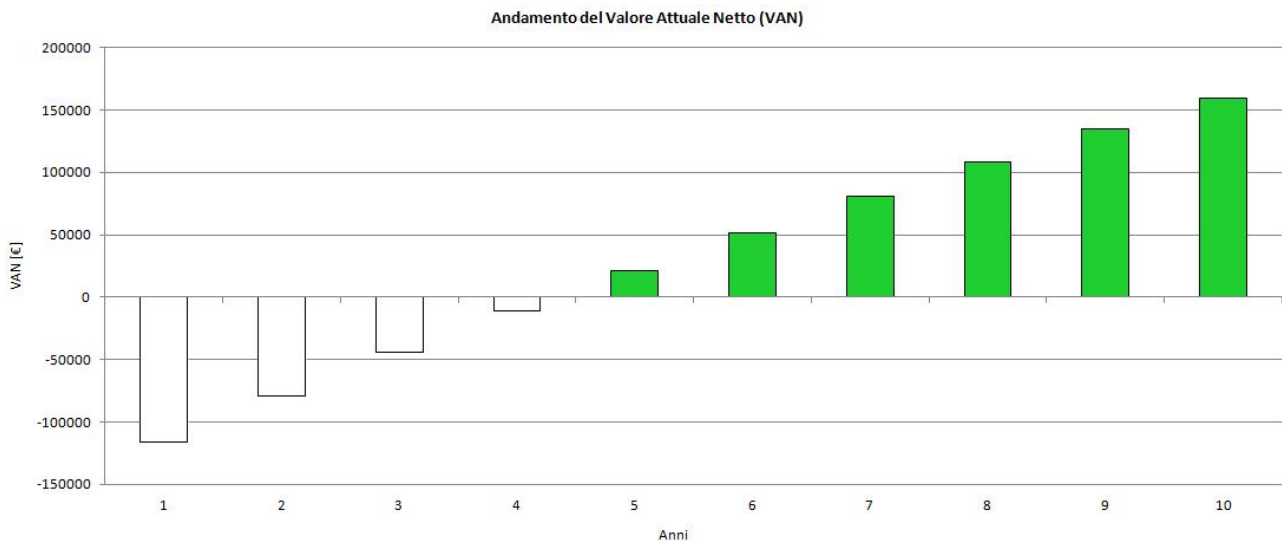


Grafico 67 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.5.3: Cella a combustibile

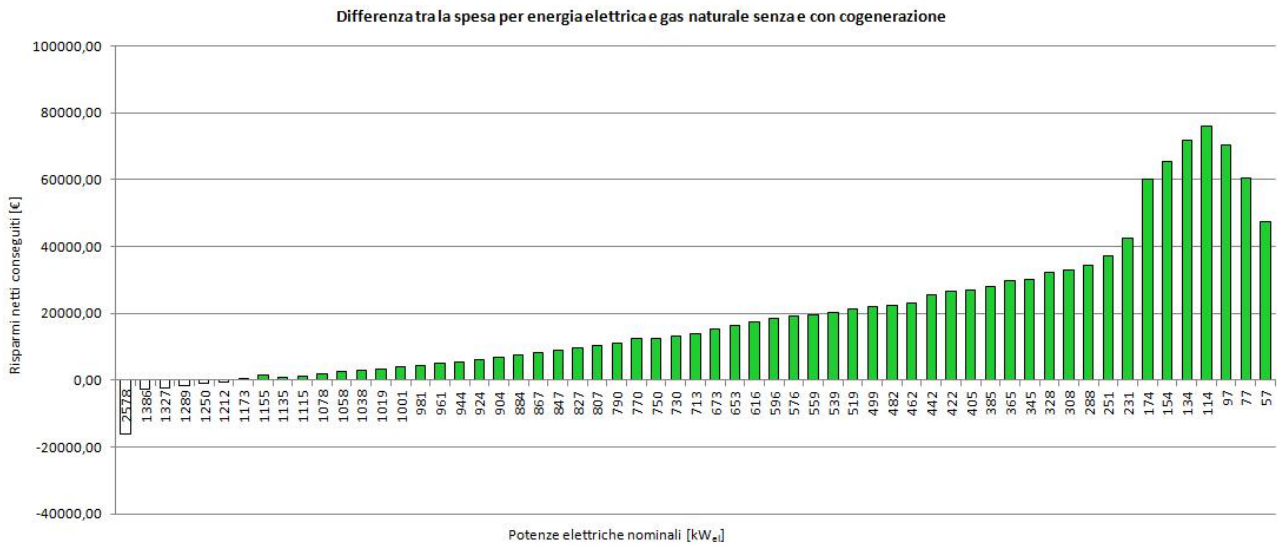


Grafico 68 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

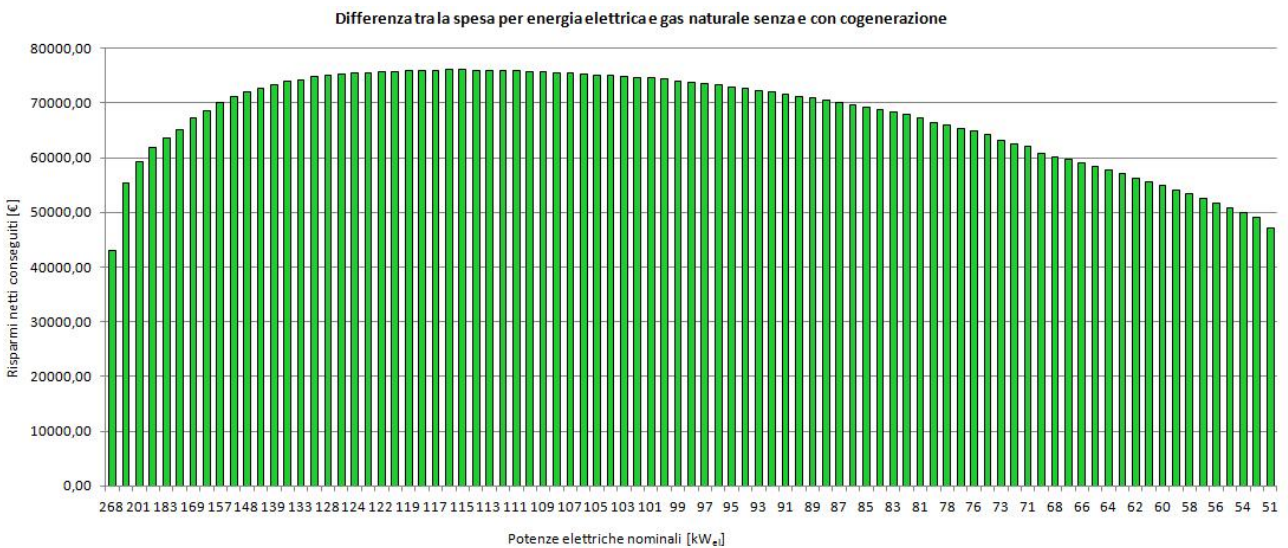


Grafico 69 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	114	100	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	52	45	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	208	182	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2962	3050	€/kW _{el}	Costo installazione	338 871	305 000	€
Costo unitario manutenzione	3.49	3.05	€/h	Costo manutenzione	26 787	26 706	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	1 992 038		kWh_{th}	100%	
	Produzione	388 320	337 114	kWh_{th}	19.49%	16.92%
	Quantità AC	387 926	291 123	kWh_{th}	19.47%	14.61%
Lato elettrico	Fabbisogno	859 716		kWh_{el}	100%	
	Produzione	854 305	741 650	kWh_{el}	99.37%	86.27%
	Quantità AC	671 823	735 080	kWh_{el}	78.14%	85.50%
	Risparmio AC	128 319	140 402	€		
	Quantità SSP	182 482	6570	kWh_{el}	21.23%	0.76%
	Incentivo SSP	18 248	657	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	6934	4309	h	79.16%	49.19%
	A carico parziale	743	4447	h	8.48%	50.76%
	A macchina spenta	1083	4	h	12.36%	0.05%
	Spegnimenti	5	4			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	84 872		164 208		249 080	
Con cogenerazione	128 596	124 909	17 640	23 149	146 236	148 058
Risparmio lordo	-43 724	-40 037	146 568	141 059	102 844	101 022
			Manutenzione		26 787	26 706
			Risparmio netto		76 057	74 316

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	248 426	268 851	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	18.24	20.63	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.17	4.71	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.73	0.88		(IP)

I risultati ottenuti non presentano nessuna novità rispetto a quanto già discusso per le altre simulazioni che coinvolgono le celle a combustibile. Si sottolinea ancora che questa è l'unica tecnologia per cui operare a carico parziale non è penalizzante: pertanto, in questo caso, è preferibile una macchina che lavora per il 49.19% del tempo a potenza nominale e per il 50.76% del tempo a carico parziale piuttosto che una macchina operante per il 79.16% a potenza nominale e per l'8.48% del tempo a carico parziale.

Il Grafico 70 riporta l'andamento del VAN per la cella a combustibile "elettrica" da 100 kW_{el}.

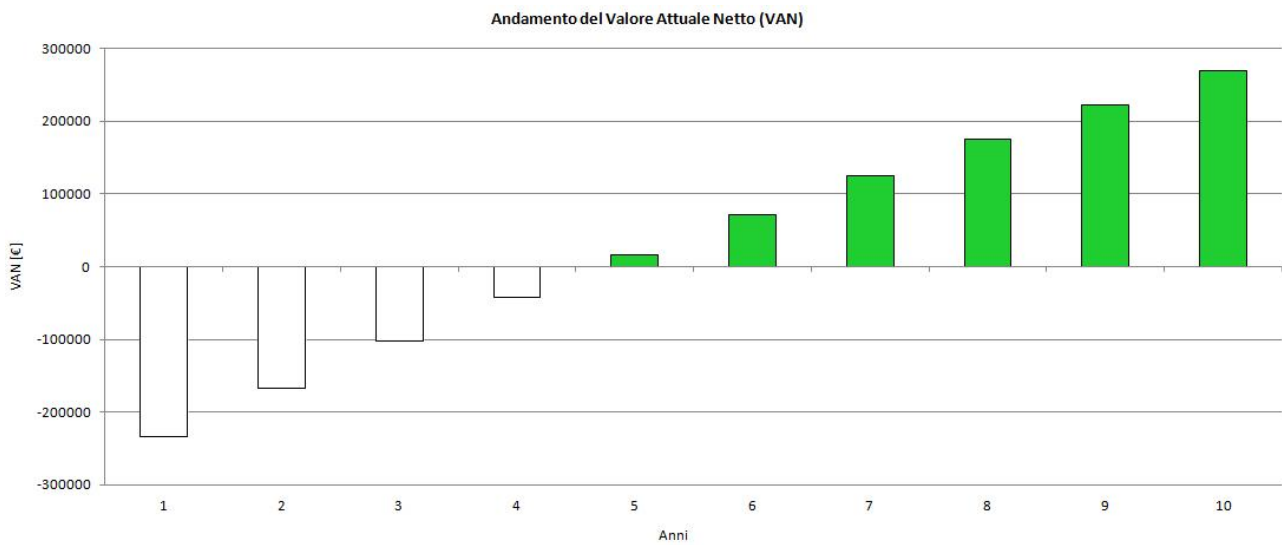


Grafico 70 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.6: Casa Giovanna De Rossi

Periodo: 11/11/2017 – 11/12/2017

Come per Casa Amica, le curve dell'energia elettrica sono state costruite a partire dalle misurazioni dello Zeus-K. Nonostante il lasso temporale coperto sia maggiore, resta la criticità di approssimare i prelievi di un singolo mese a quelli di un anno: pertanto, i risultati della simulazione non possono essere considerati affidabili. Valgono le strategie già esposte per estendere la validità della simulazione: o adeguare la potenza elettrica disponibile ad almeno 55 kW, o lasciare lo Zeus-K applicato al contatore dell'energia elettrica per 12 mesi. Si ricorda che Casa Giovanna De Rossi ha dei consumi simili a quelli di Casa Spigariol – Minatel e di Casa Giulia: i risultati ottenuti per la presente simulazione possono quindi essere considerati "validi" anche per le altre due strutture, che risultavano manchevoli delle curve di prelievo del gas naturale.

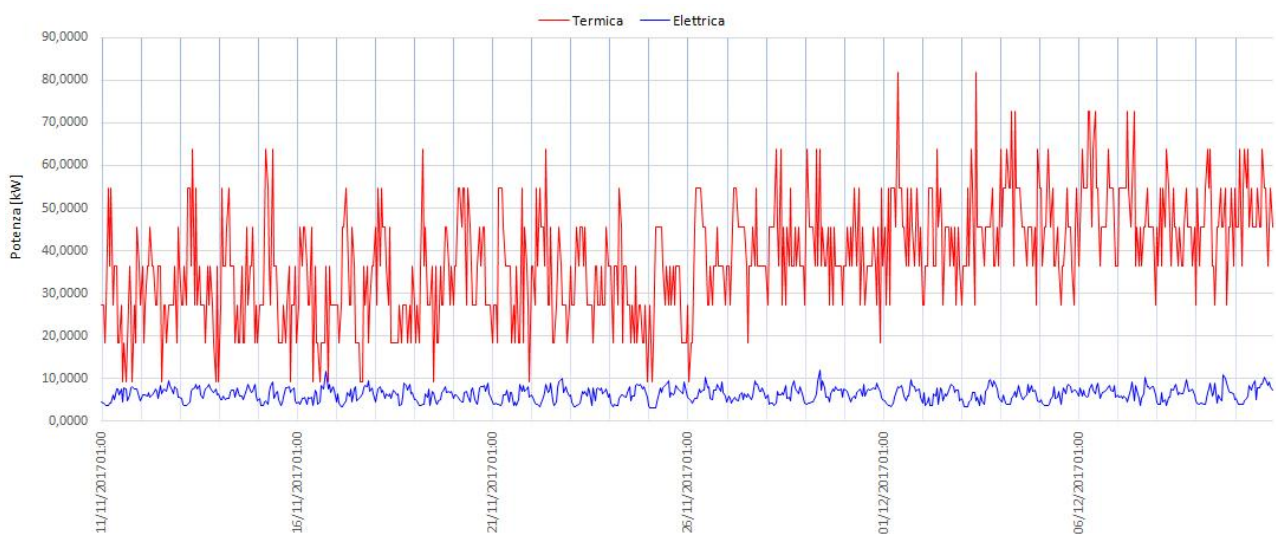


Grafico 71 - Curve di carico Casa Giovanna De Rossi

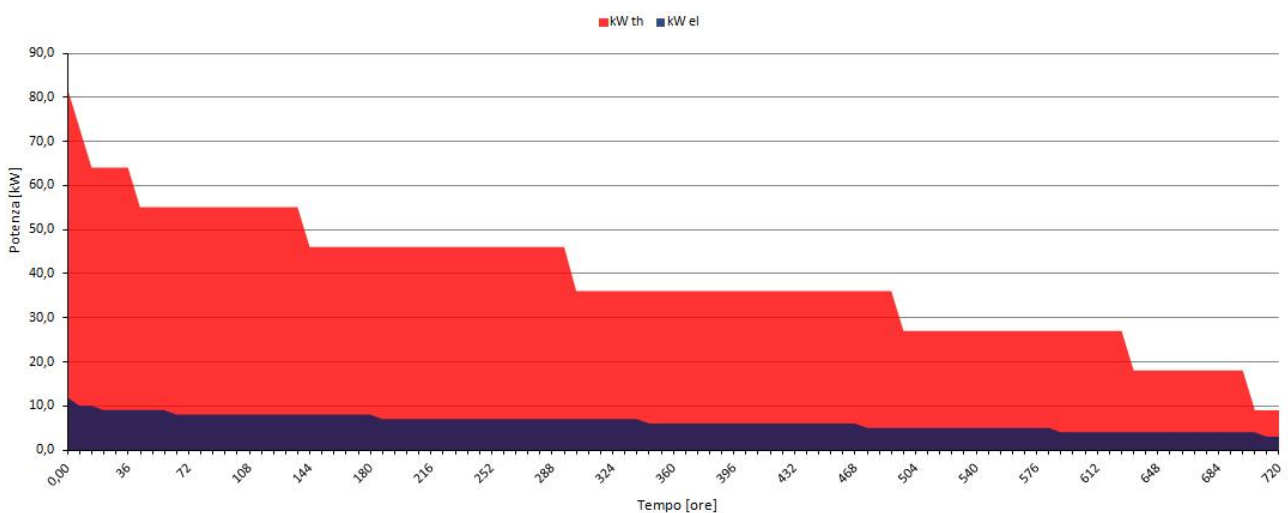


Grafico 72 - Curve di durata Casa Giovanna De Rossi

4.6.1: Motore a combustione interna

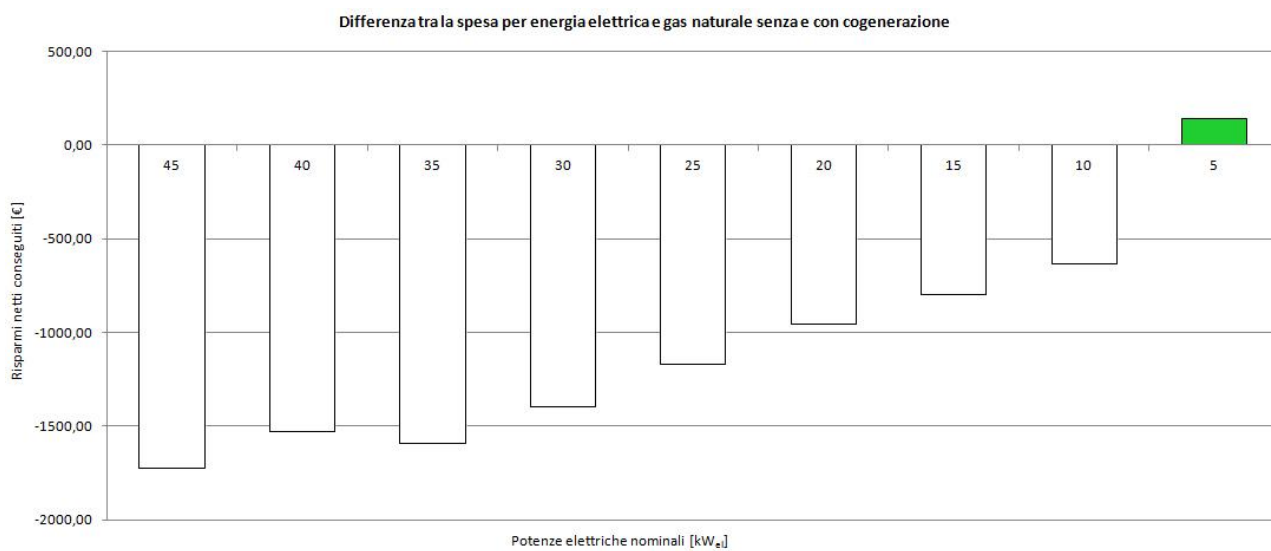


Grafico 73 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

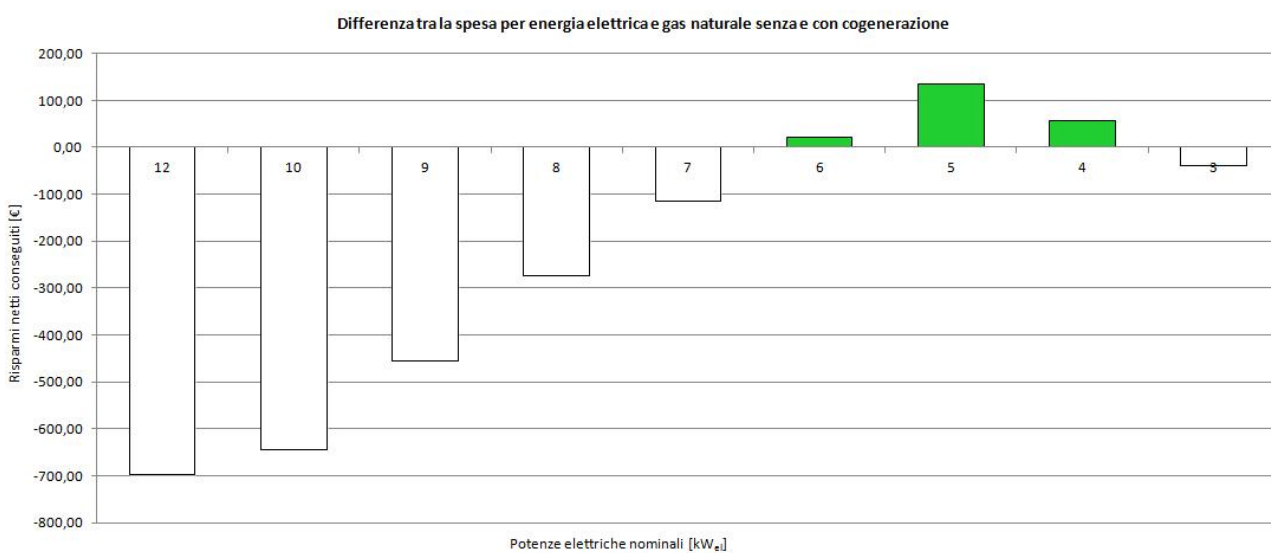


Grafico 74 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	5	5	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	9	9	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	16	16	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3172	3172	€/kW _{el}	Costo installazione	15 751	15 751	€
Costo unitario manutenzione	0.48	0.48	€/h	Costo manutenzione	344	344	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	27 513		kWh_{th}	100%		
	Produzione	6480	6231	kWh_{th}	23.55%	22.65%	
	Quantità AC	6480	6231	kWh_{th}	23.55%	22.65%	
Lato elettrico	Fabbisogno	4508		kWh_{el}	100%		
	Produzione	3575	3438	kWh_{el}	79.30%	76.26%	
	Quantità AC	3419	3427	kWh_{el}	75.84%	76.02%	
	Risparmio AC	713	714	€			
	Quantità SSP	156	11	kWh_{el}	3.46%	0.24%	
	Incentivo SSP	16	1	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	720	558	h	100%	77.50%	
	A carico parziale	0	162	h	0%	22.50%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	1 610		940		2 550	
Con cogenerazione	1 851	1845	211	224	2 062	2 070
Risparmio lordo	-241	-235	729	716	488	480
			Manutenzione		344	344
			Risparmio netto		144	136

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	-2 263	-3 080	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	1.93	0.78	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	12.29	13.37	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	-0.14	-0.19		(IP)

Il VAN risulta negativo per entrambi i dimensionamenti: nessuno dei due casi è preferibile perché, pur generando un risparmio positivo (indebitamente esteso a 12 mesi attraverso l'Eq. 55), le macchine non riescono a "ripagarsi" nei 10 anni successivi alla loro installazione, e cioè nel corso della loro vita utile: la macchina "termica" impiega 12.29 anni, quella "elettrica" 13.37 anni. È comunque interessante notare che i due motori sono identici e che, in inverno, seguire il carico termico significa operare senza interruzioni a potenza nominale, mentre invece seguire il carico elettrico significa introdurre delle ore di funzionamento a carico parziale, in particolare durante la notte, quando la richiesta diminuisce.

Per completezza, nel Grafico 75 si riporta ugualmente l'andamento del VAN per il motore a combustione interna dimensionato seguendo il carico termico.

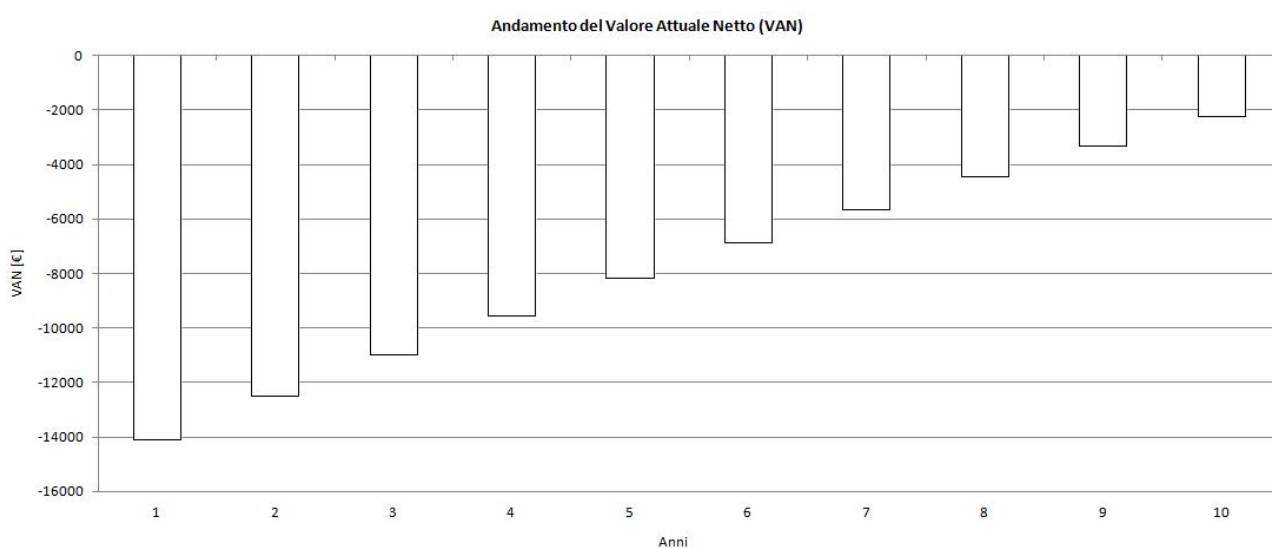


Grafico 75 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.6.2: Microturbina a gas

I grafici dei risparmi netti conseguiti dalle microturbine evidenziano la loro forte antieconomicità: i valori sono sempre negativi e, nel caso del dimensionamento elettrico riportato nel Grafico 77, la tendenza è persino a peggiorare al diminuire della taglia. Se si considera inoltre che raramente in commercio si trovano microturbine al di sotto di 15 kW_{el}, tale tecnologia non può mai risultare economicamente sostenibile.

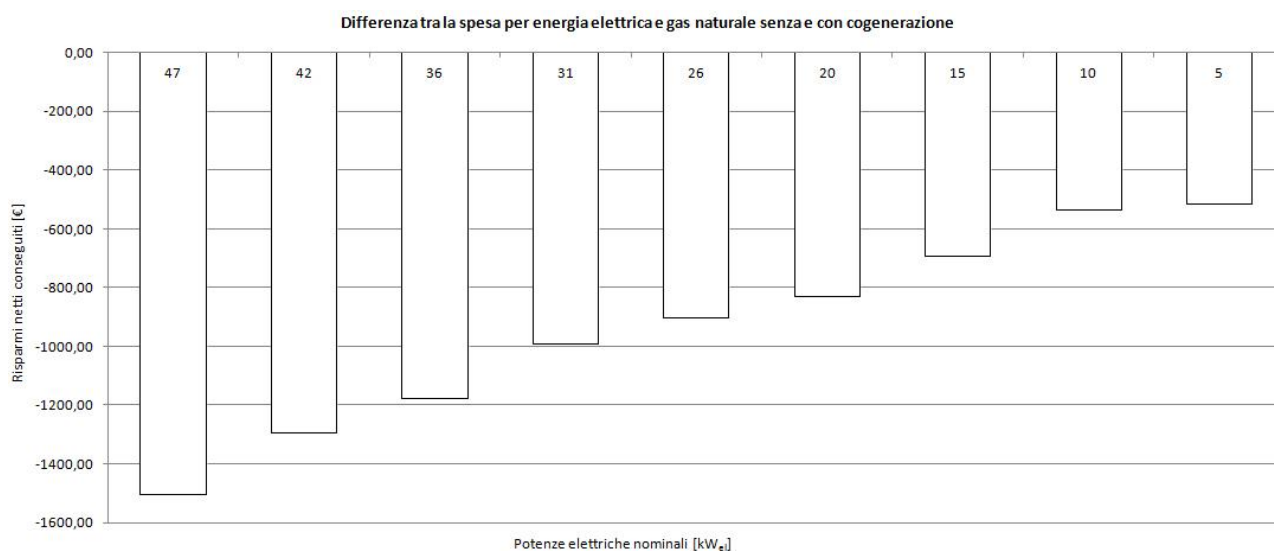


Grafico 76 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

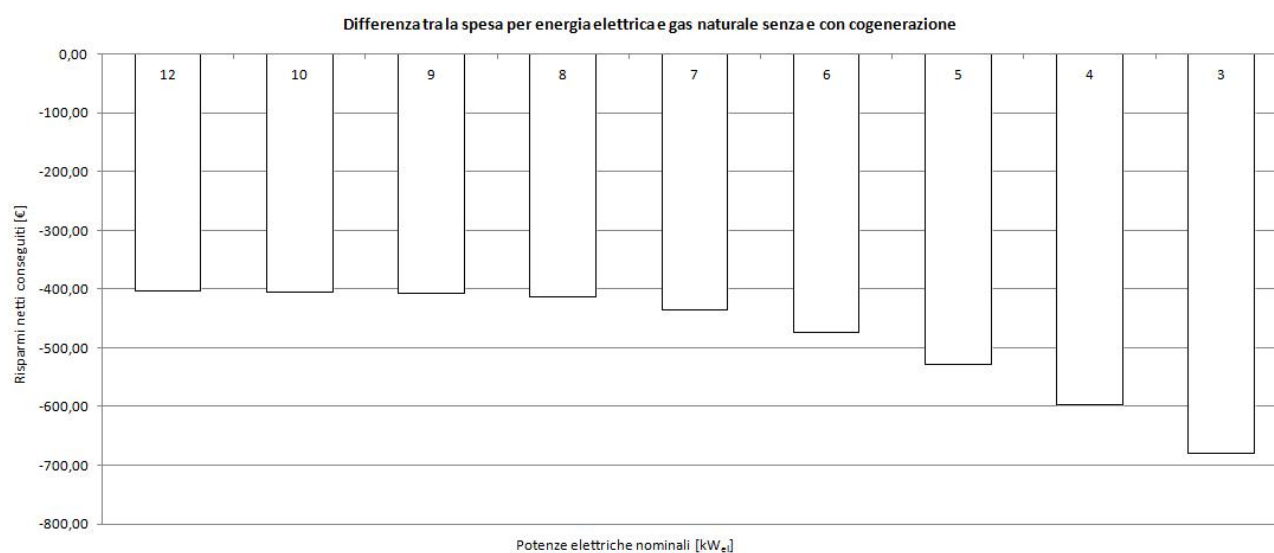


Grafico 77 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	5	7	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	9	12	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	18	24	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2013	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	10 302	14 091	€
Costo unitario manutenzione	1.30	1.30	€/h	Costo manutenzione	940	940	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	27 513		kWh_{th}	100%		
	Produzione	6480	7470	kWh_{th}	23.55%	27.15%	
	Quantità AC	6480	7443	kWh_{th}	23.55%	27.05%	
Lato elettrico	Fabbisogno	4508		kWh_{el}	100%		
	Produzione	3685	4248	kWh_{el}	81.74%	94.23%	
	Quantità AC	3500	4204	kWh_{el}	77.64%	93.26%	
	Risparmio AC	730	876	€			
	Quantità SSP	184	44	kWh_{el}	4.08%	0.98%	
	Incentivo SSP	18	4	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	720	317	h	100%	44.03%	
	A carico parziale	0	403	h	0%	55.97%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	1610		940		2 550	
Con cogenerazione	1 936	1 986	192	59	2 127	2 045
Risparmio lordo	-326	-376	748	881	423	505
			Manutenzione		940	940
			Risparmio netto		-517	-435

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	-58 875	-54 943	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	-	-	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	-	-	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	-5.71	-3.90		(IP)

Per com'è programmato, il *software* considera i costi relativi alla minima taglia presente nel *database* qualora quella individuata fosse inferiore a quest'ultima: generalmente tale semplificazione non si rivela nemmeno necessaria, in quanto di solito le potenze nominali individuate risultano superiori al valore minimo caricato nel *database*; si dimostra inoltre buona quando le potenze nominali sono di poco inferiori alla più piccola potenza in archivio. Nel caso in esame le potenze individuate, 5 kW_{el} e 7 kW_{el}, sono di gran lunga inferiori ai 30 kW_{el} di cui si conoscono i costi: ne deriva che sia il costo unitario di installazione sia quello di manutenzione indicati nelle tabelle precedenti non sono assolutamente verosimili e andrebbero, ammesso che macchine di taglia così piccola esistano, almeno raddoppiati. Questo per altro condurrebbe a investimenti ancora più gravosi e farebbe crollare il VAN, che è già negativo: le microturbine a gas sono quindi inadatte a coprire fabbisogni così modesti.

Il Grafico 78 mostra l'andamento del VAN per una microturbina a gas "elettrica" da 5 kW_{el} :

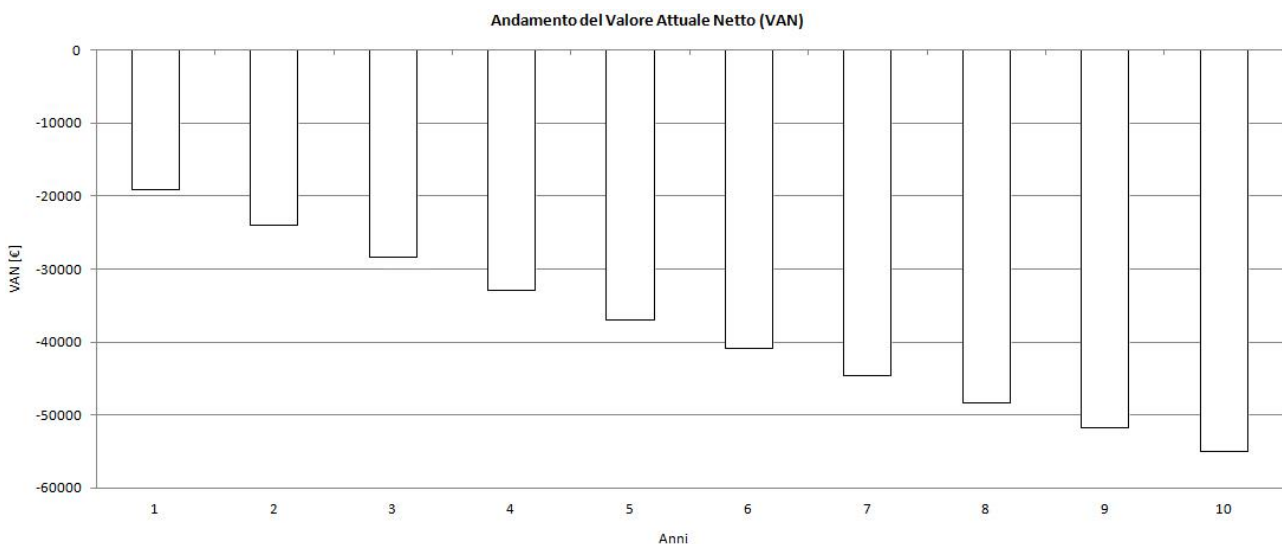


Grafico 78 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.6.3: Cella a combustibile

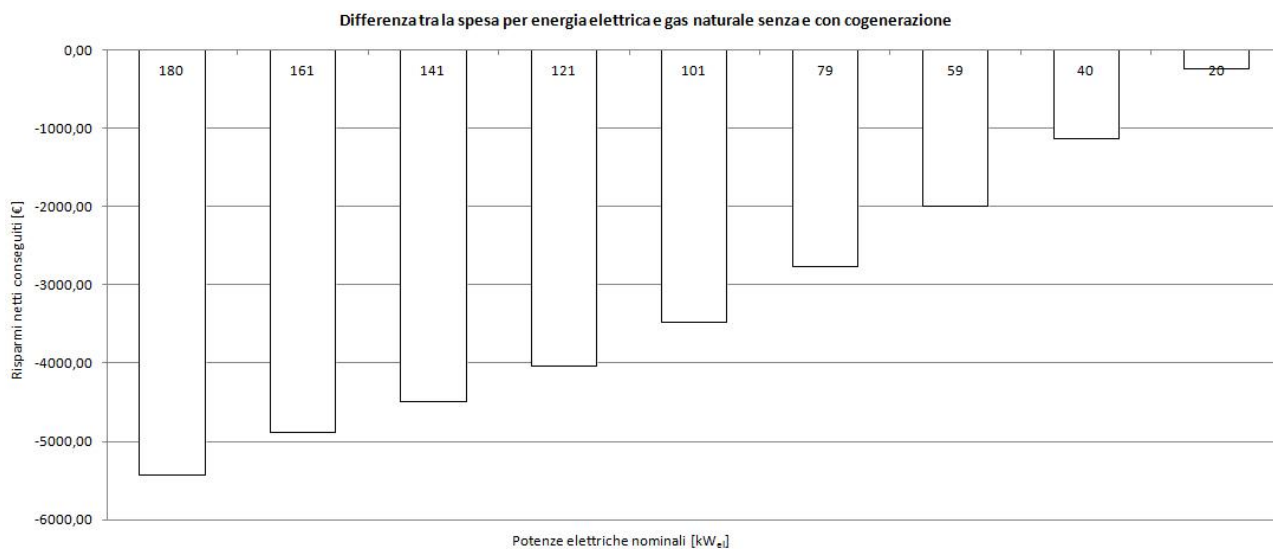


Grafico 79 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

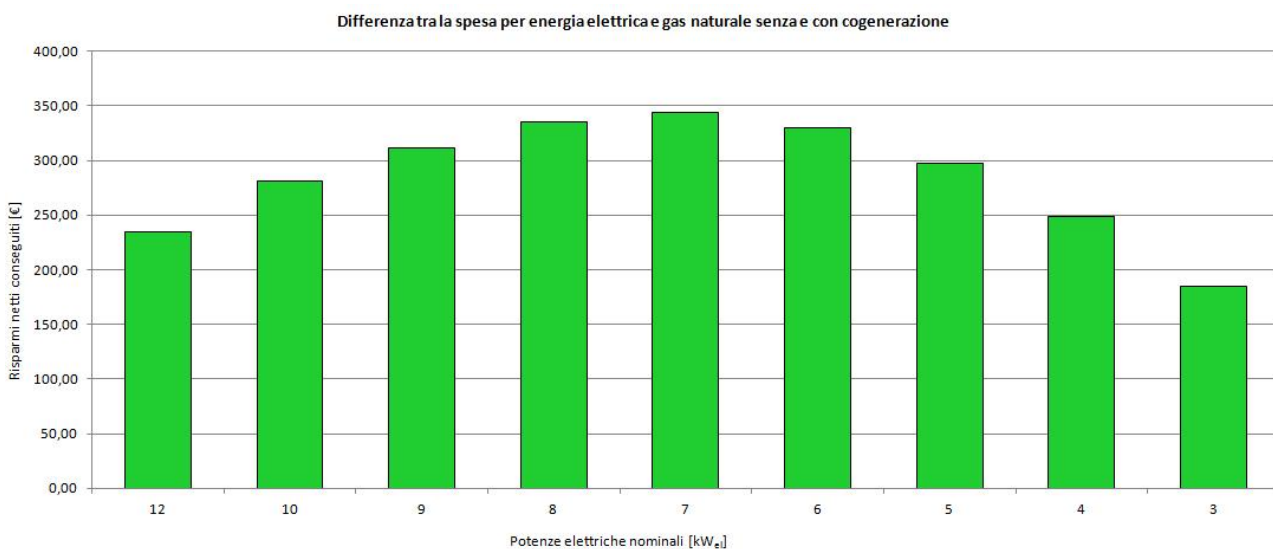


Grafico 80 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	20	10	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	9	5	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	36	18	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	4246	4392	€/kW _{el}	Costo installazione	84 068	43 920	€
Costo unitario manutenzione	0.71	0.43	€/h	Costo manutenzione	513	307	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	27 513		kWh_{th}	100%		
	Produzione	6480	2050	kWh_{th}	23.55%	7.45%	
	Quantità AC	6480	2050	kWh_{th}	23.55%	7.45%	
Lato elettrico	Fabbisogno	4508		kWh_{el}	100%		
	Produzione	14 256	4511	kWh_{el}	316.24%	100.07%	
	Quantità AC	4508	4416	kWh_{el}	100%	97.96%	
	Risparmio AC	940	921	€			
	Quantità SSP	0	92	kWh_{el}	0%	2.04%	
	Incentivo SSP	0	9	€			
	Quantità VIR	9748	3	kWh_{el}	216.24%	0.07%	
Ore	Valore VIR	390	0	€			
	A piena potenza	720	16	h	100%	2.22%	
	A carico parziale	0	704	h	0%	97.78%	
	A macchina spenta	0	0	h	0%	0%	
	Spegnimenti	0	0				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	1 610		940		2 550	
Con cogenerazione	2 669	1 951	-390	10	2 279	1 961
Risparmio lordo	-1 059	-341	1 330	930	271	589
			Manutenzione		513	307
			Risparmio netto		-242	281

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	-106 807	-17 500	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	-	-	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	-	21.04	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	-1.27	-0.40		(IP)

I risultati della simulazione evidenziano come nemmeno le celle a combustibile siano adatte ad applicazioni aventi fabbisogni così modesti: per quanto il dimensionamento elettrico riesca a far maturare risparmi positivi, a ulteriore riprova che la tecnologia in esame predilige la produzione elettrica su quella termica, il tempo di ritorno attualizzato ammonta a 21.04 anni, di gran lunga oltre ogni ragionevole investimento. Tempi così lunghi comportano un VAN che, in ultima analisi, risulta addirittura negativo, così come negativo risulta anche il VAN della macchina dimensionata seguendo il carico termico: in quest'ultimo caso, tuttavia, ciò è dovuto soprattutto al fatto che i risparmi conseguiti non sono positivi, e dunque i costi per il funzionamento non possono venire ripagati dai benefici dovuti al funzionamento stesso.

Il Grafico 81 mostra l'andamento del VAN per la cella a combustibile "elettrica" da 10 kW_{el} :

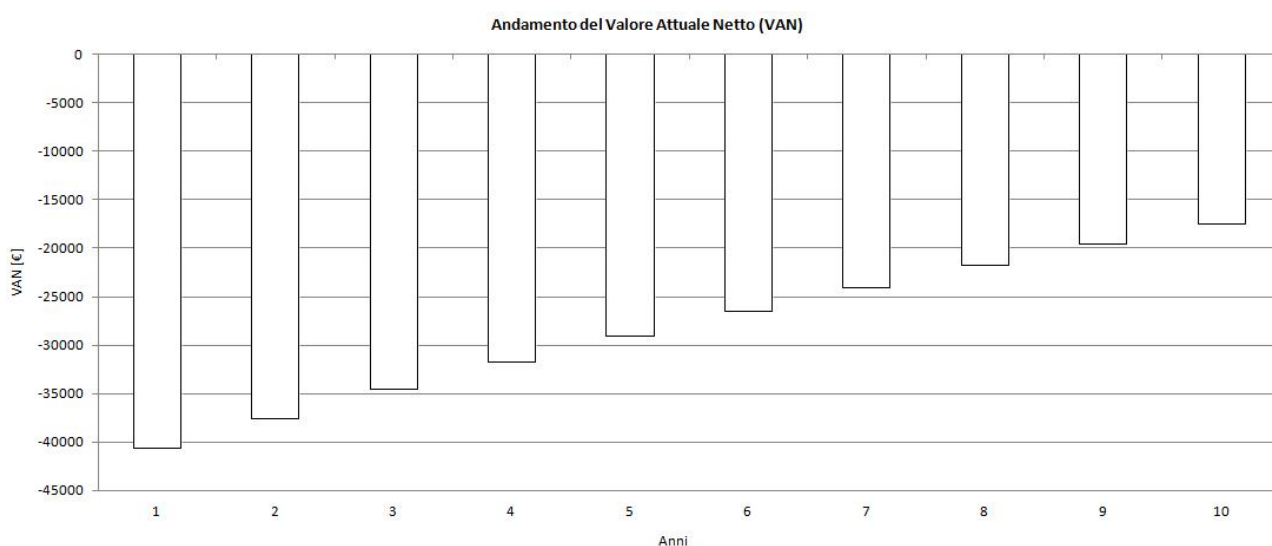


Grafico 81 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.7: Centro Atlantis

Periodo: 01/01/2017 – 01/01/2018

Quella per il Centro Atlantis è la prima simulazione “completa”, ossia per la quale siano disponibili tutti i dati di prelievo, in formato orario per il gas naturale e quartorario per l’energia elettrica. Inoltre l’intervallo temporale coperto è esattamente un anno legale, andando dal 01 gennaio 2017 al 01 gennaio 2018.

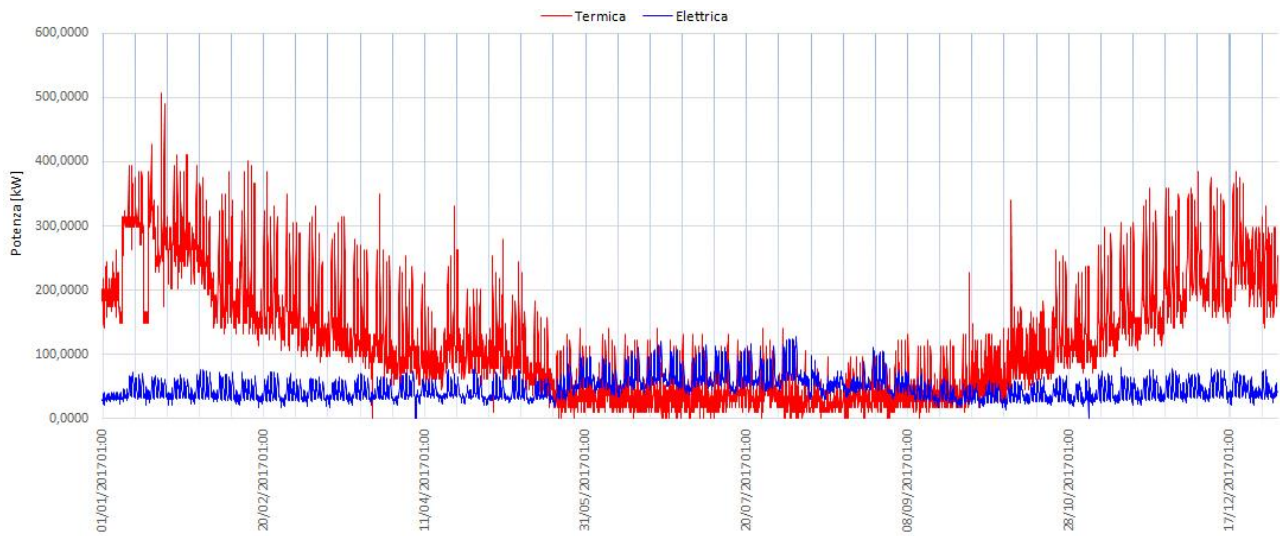


Grafico 82 - Curve di carico Centro Atlantis

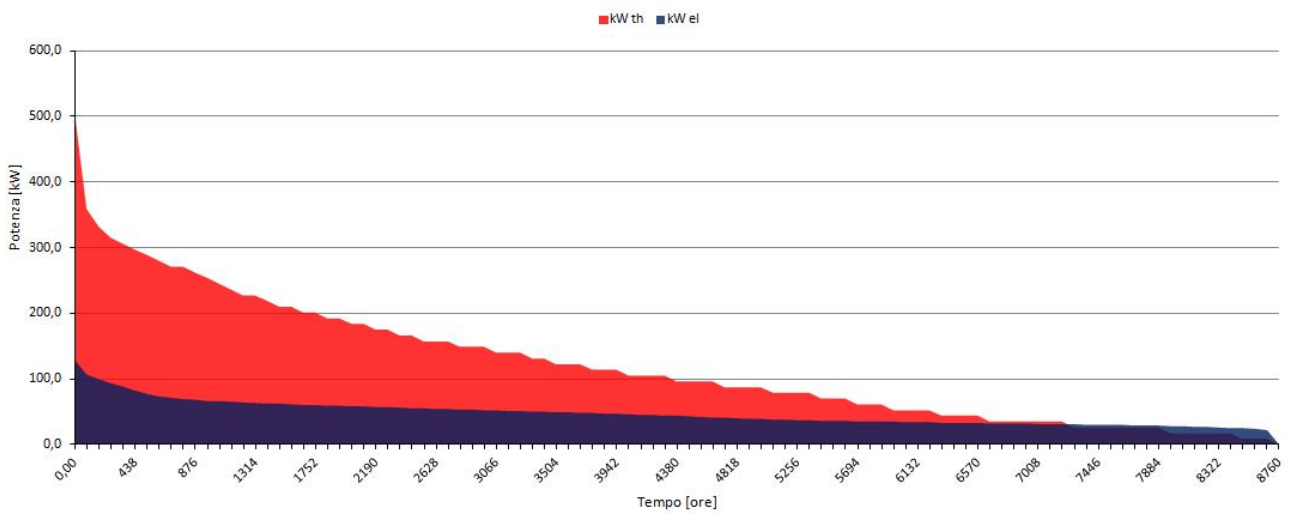


Grafico 83 - Curve di durata Centro Atlantis

4.7.1: Motore a combustione interna

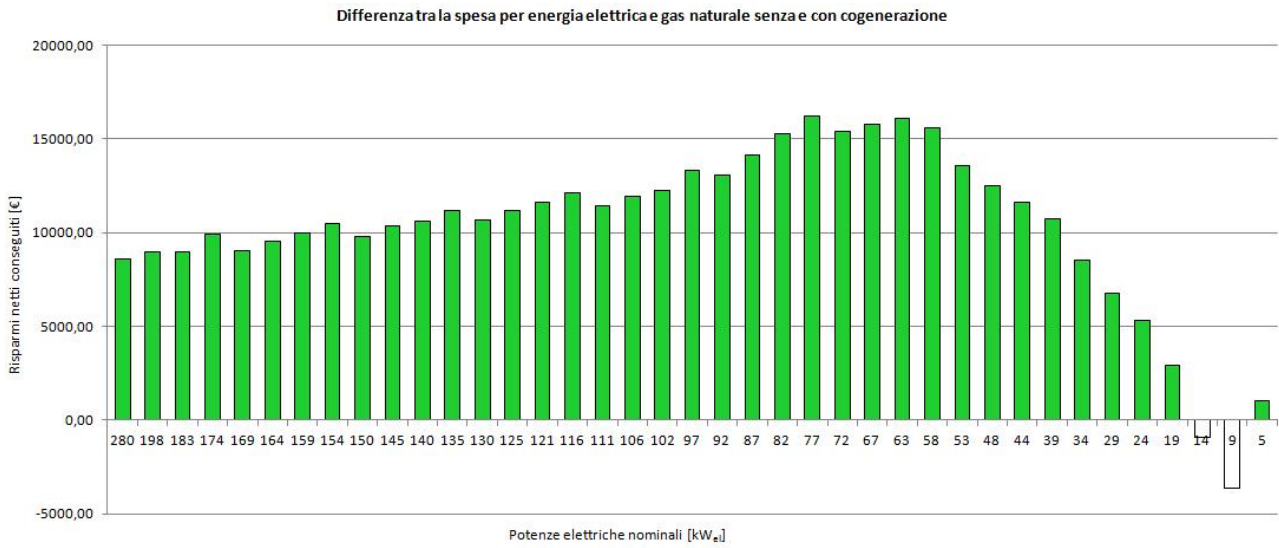


Grafico 84 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MQ, inseguimento TERMICO

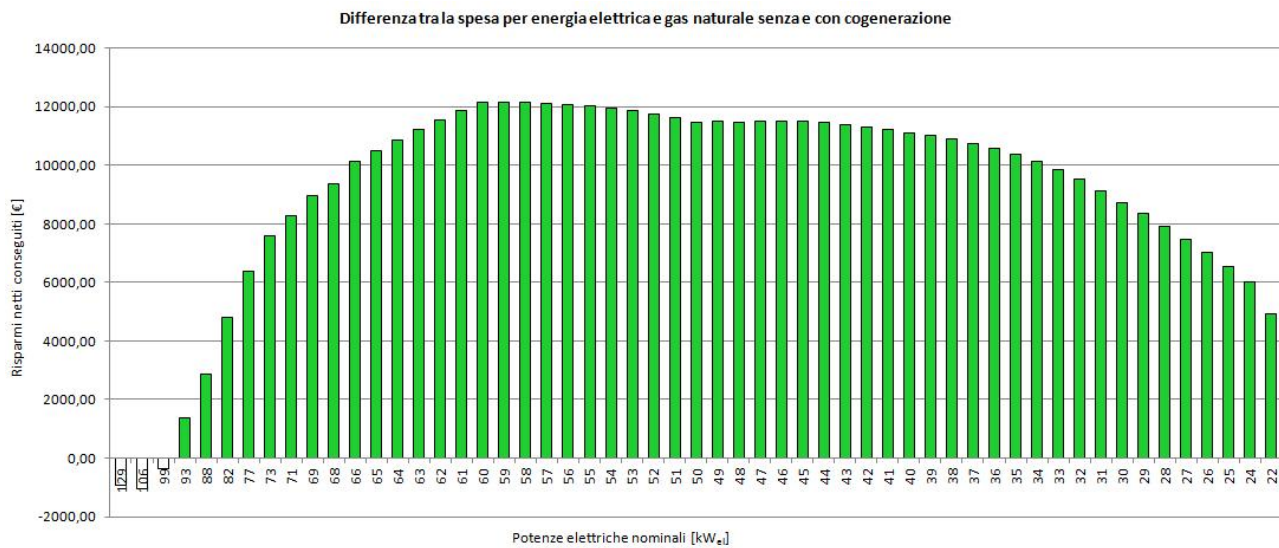


Grafico 85 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MQ, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	63	37	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	114	67	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	197	116	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1428	1622	€/kW _{el}	Costo installazione	89 833	60 025	€
Costo unitario manutenzione	2.38	2.40	€/h	Costo manutenzione	20 712	21 007	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	1 049 569		kWh_{th}	100%		
	Produzione	672 349	548 994	kWh_{th}	64.06%	52.31%	
	Quantità AC	668 509	448 490	kWh_{th}	63.69%	42.73%	
Lato elettrico	Fabbisogno	409 452		kWh_{el}	100%		
	Produzione	370 951	302 893	kWh_{el}	90.60%	73.98%	
	Quantità AC	271 598	301 212	kWh_{el}	66.33%	73.56%	
	Risparmio AC	43 837	48 617	€			
	Quantità SSP	99 353	1681	kWh_{el}	24.26%	0.41%	
	Incentivo SSP	9935	168	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	4000	5775	h	45.66%	65.92%	
	A carico parziale	3238	2980	h	36.96%	34.02%	
	A macchina spenta	1522	5	h	17.37%	0.06%	
	Spegnimenti	587	2				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	42 483		66 088		108 571	
Con cogenerazione	59 444	59 523	12 315	17 302	71 759	76 825
Risparmio lordo	-16 961	-17 040	53 773	48 786	36 812	31 746
			Manutenzione		20 712	21 007
			Risparmio netto		16 100	10 739

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	34 491	22 902	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	12.31	12.27	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.70	6.72	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.38	0.38		(IP)

I risultati della simulazione sono interessanti perché non c'è una schiacciante evidenza della soluzione migliore. La macchina dimensionata seguendo il carico termico permette un risparmio netto di gran lunga superiore, che porta ad un VAN maggiore a fronte di tempi di ritorno e indici di profittabilità molto simili: apparentemente sembrerebbe la soluzione preferibile. Tuttavia, la macchina "elettrica" ha un costo di installazione molto minore, e soltanto questo può già costituire un elemento di grande vantaggio, se le disponibilità economiche dell'utente non sono cospicue. Inoltre, il funzionamento del cogeneratore è più uniforme, dal momento che la macchina "elettrica" lavora il 65.92% delle ore a potenza nominale (contro il 45.66% della macchina "termica"), il 34.02% a carico parziale (contro il 36.96% della macchina "termica"), spegnendosi solamente 5 volte (contro i 587 spegnimenti "termici"): questo può avere effetti benefici sulla qualità della vita del cogeneratore che, funzionando senza molte interruzioni e alla potenza per cui è stato dimensionato, potrebbe essere meno soggetto a guasti o rotture. Ancora, confrontando il Grafico 84 con il Grafico 85, risulta che i risparmi netti conseguiti da ciascuna taglia dimensionata seguendo il carico elettrico sono tra loro più vicini, mentre quelli delle taglie dimensionate seguendo il carico termico decrescono rapidamente allontanandosi dal valore massimo: questo significa che una eventuale errata progettazione del cogeneratore porterebbe, nel caso termico, a risparmi sensibilmente inferiori a quelli previsti. Non da ultimo, richiamando quanto esposto nel paragrafo 1.3.3, i cogeneratori fino a 50 kW_{el} vantano, in virtù del DECRETO 16 MARZO 2017, procedure semplificate per installazione ed esercizio (cfr Tabella 13).

Per tutte queste ragioni si è ritenuto preferibile, nonostante l'indicazione fornita dai VAN, il motore a combustione interna "elettrico" da 37 kW_{el}, l'evoluzione del cui investimento è riportata nel Grafico 86:

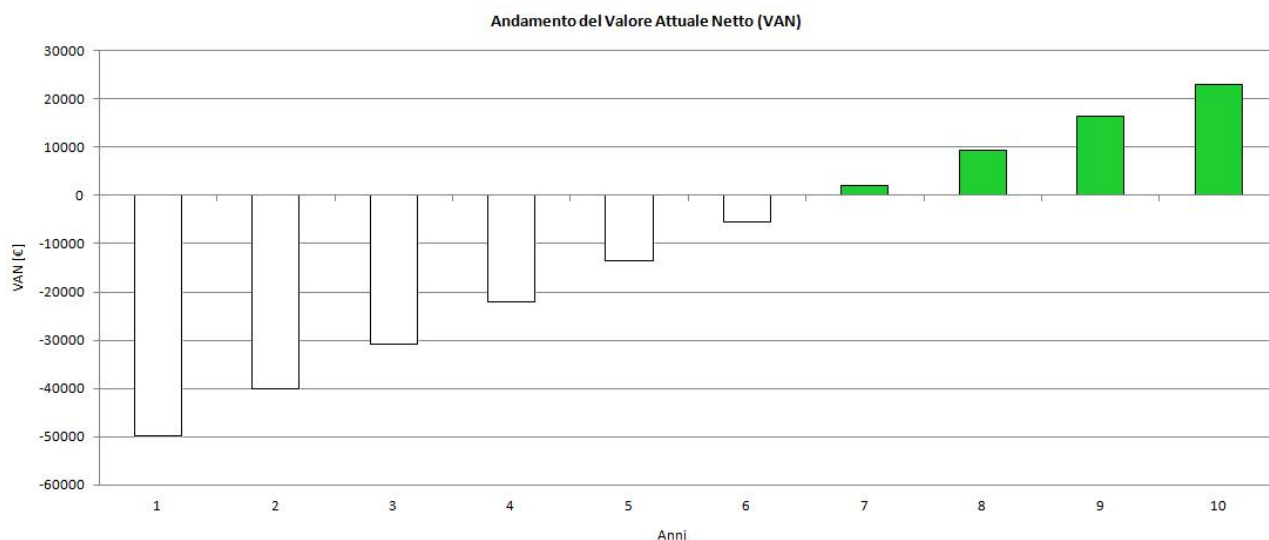


Grafico 86 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.7.2: Microturbina a gas

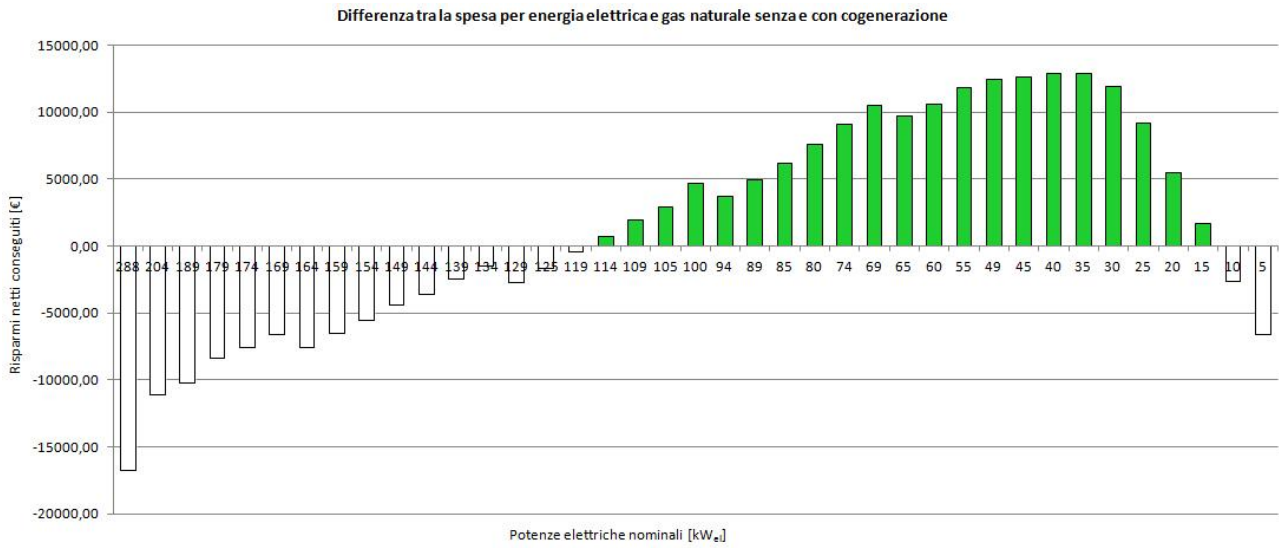


Grafico 87 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

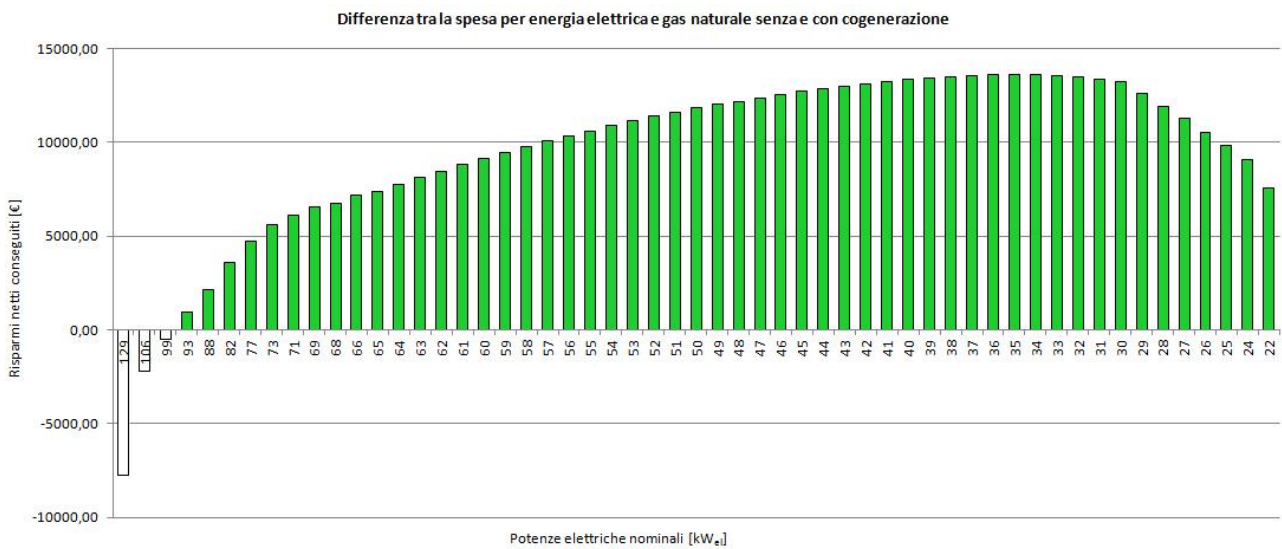


Grafico 88 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	30	30	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	52	52	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	102	102	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2013	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	59 522	59 522	€
Costo unitario manutenzione	1.30	1.30	€/h	Costo manutenzione	11 343	11 427	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	1 049 569		kWh_{th}	100%		
	Produzione	390 796	454 848	kWh_{th}	37.23%	43.34%	
	Quantità AC	389 501	390 369	kWh_{th}	37.11%	37.19%	
Lato elettrico	Fabbisogno	409 452		kWh_{el}	100%		
	Produzione	222 217	258 639	kWh_{el}	54.27%	63.17%	
	Quantità AC	219 300	258 101	kWh_{el}	53.56%	63.04%	
	Risparmio AC	35 396	41 659	€			
	Quantità SSP	2917	538	kWh_{el}	0.71%	0.13%	
	Incentivo SSP	292	54	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	6230	7904	h	71.12%	90.23%	
	A carico parziale	2462	852	h	28.11%	9.73%	
	A macchina spenta	68	4	h	0.78%	0.05%	
	Spegnimenti	42	2				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	42 483		66 088		108 571	
Con cogenerazione	54 893	59 535	30 400	24 375	85 293	83 910
Risparmio lordo	-12 410	-17 052	35 688	41 713	23 278	24 661
			Manutenzione		11 343	11 427
			Risparmio netto		11 935	13 234

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	32 638	41 801	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	15.17	17.57	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.88	5.31	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.55	0.69		(IP)

Le taglie delle due microturbine a gas sono identiche, così come simile è anche il loro funzionamento: l'autoconsumo lato termico è sostanzialmente lo stesso (37.11% contro 37.19%), l'autoconsumo lato elettrico è leggermente più alto per la macchina "elettrica" (53.56% contro 63.04%), lo scambio sul posto non differisce di molto nei due casi (0.71% contro 0.13%). L'unica differenza rilevante sono le ore di funzionamento a potenza nominale ed il numero di spegnimenti: rispettivamente 71.12% della macchina "termica" contro 90.23% della macchina "elettrica" e 42 contro 2. Considerando poi che il VAN è maggiore per quest'ultima, appare chiaro che la soluzione migliore per una microturbina a gas è proprio quella dimensionata seguendo il carico elettrico. Il Grafico 89 ne mostra l'evoluzione dell'investimento negli anni.

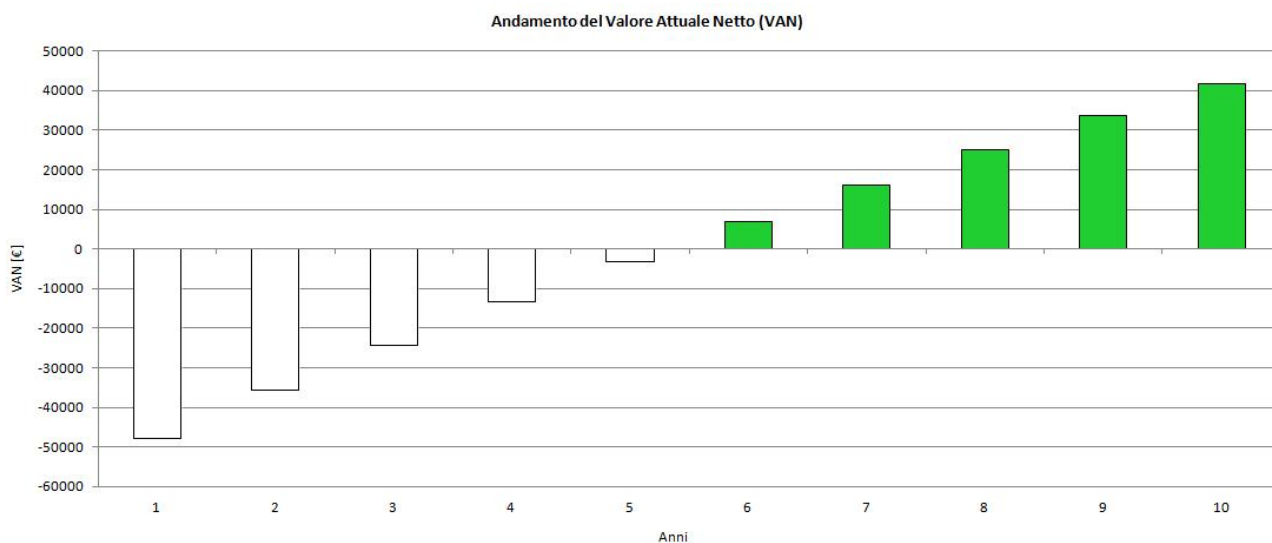


Grafico 89 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.7.3: Cella a combustibile

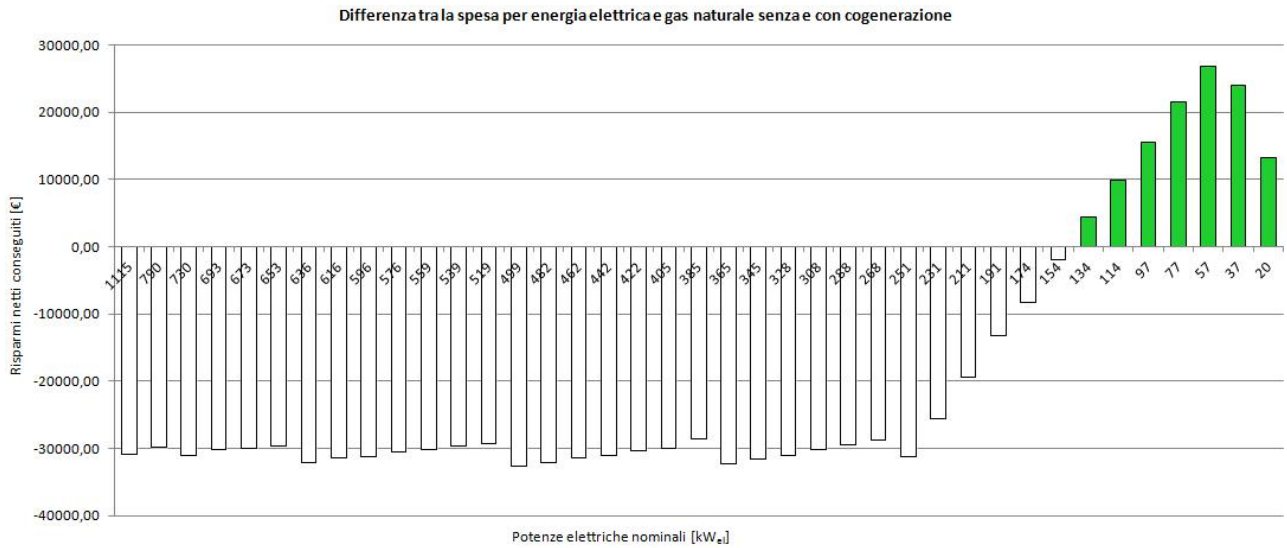


Grafico 90 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

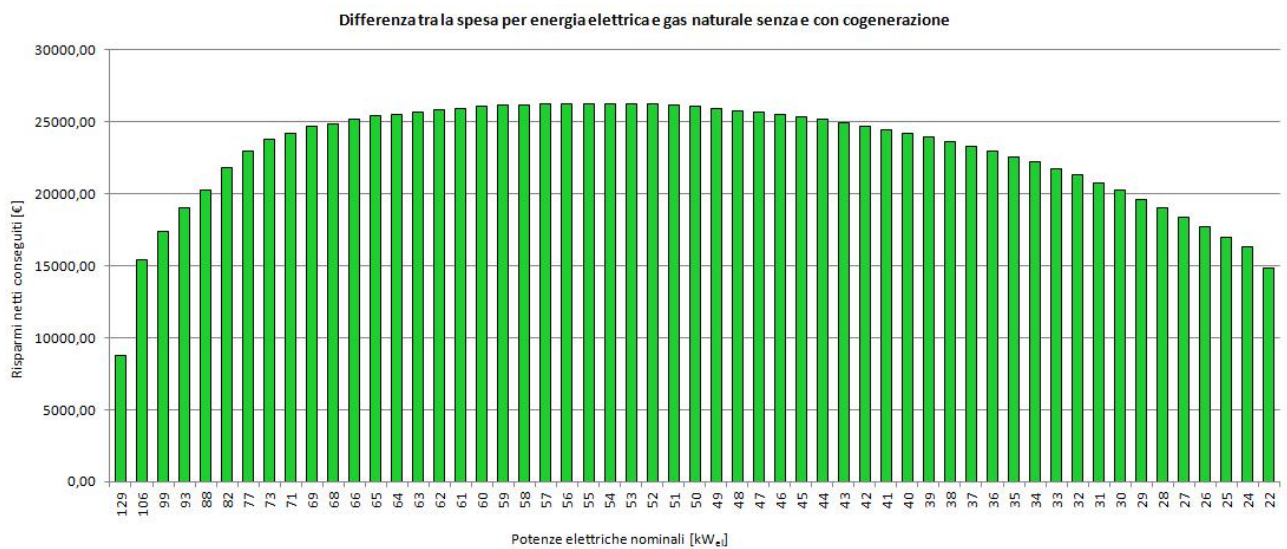


Grafico 91 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	37	33	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	17	15	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	68	60	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3983	4049	€/kW _{el}	Costo installazione	148 980	133 618	€
Costo unitario manutenzione	1.23	1.10	€/h	Costo manutenzione	10 653	9607	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	1 049 569		kWh_{th}	100%	
	Produzione	145 571	127 038	kWh_{th}	13.87%	12.10%
	Quantità AC	145 571	124 415	kWh_{th}	13.87%	11.85%
Lato elettrico	Fabbisogno	409 452		kWh_{el}	100%	
	Produzione	320 256	279 484	kWh_{el}	78.22%	68.26%
	Quantità AC	297 572	278 455	kWh_{el}	72.68%	68.01%
	Risparmio AC	48 030	44 944	€		
	Quantità SSP	22 684	1029	kWh_{el}	5.54%	0.25%
	Incentivo SSP	2268	103	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	8434	6988	h	96.28%	79.77%
	A carico parziale	258	1767	h	2.95%	20.17%
	A macchina spenta	68	5	h	0.78%	0.06%
	Spegnimenti	42	2			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	42 483		66 088		108 571	
Con cogenerazione	58 047	56 173	15 790	21 041	73 837	77 213
Risparmio lordo	-15 564	-13 690	50 298	45 047	34 734	31 358
			Manutenzione		10 653	9 607
			Risparmio netto		24 081	21 751

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	36 971	34 335	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	9.84	10.01	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	7.59	7.52	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.25	0.26		(IP)

L'analisi dell'investimento per le celle a combustibile rivela, sorprendentemente, un VAN superiore per la macchina ottenuta dal dimensionamento "termico", anche se di una quota risibile. D'altro canto, il tempo di ritorno attualizzato e l'indice di profittabilità sono a favore della macchina dimensionata con il principio dell'inseguimento elettrico, così come il confronto tra il Grafico 90 e il Grafico 91: infatti, secondo quanto si è già detto più volte, nel dimensionamento "termico" la maggior variabilità che si riscontra tra i risparmi conseguibili per le taglie intorno a quella nominale si traduce nel rischio di ottenere risparmi minori a quelli stimati, qualora si dimensionasse la macchina in modo non impeccabile. Al contrario, i risparmi conseguibili dal dimensionamento "elettrico" presentano una tendenza più "piatta", garantendo un flusso di cassa entrante elevato anche in caso di errori nella scelta della taglia. Per questo motivo si predilige la cella a combustibile "elettrica" da 33 kW_{el}, e si riporta l'andamento del suo VAN nel Grafico 92.

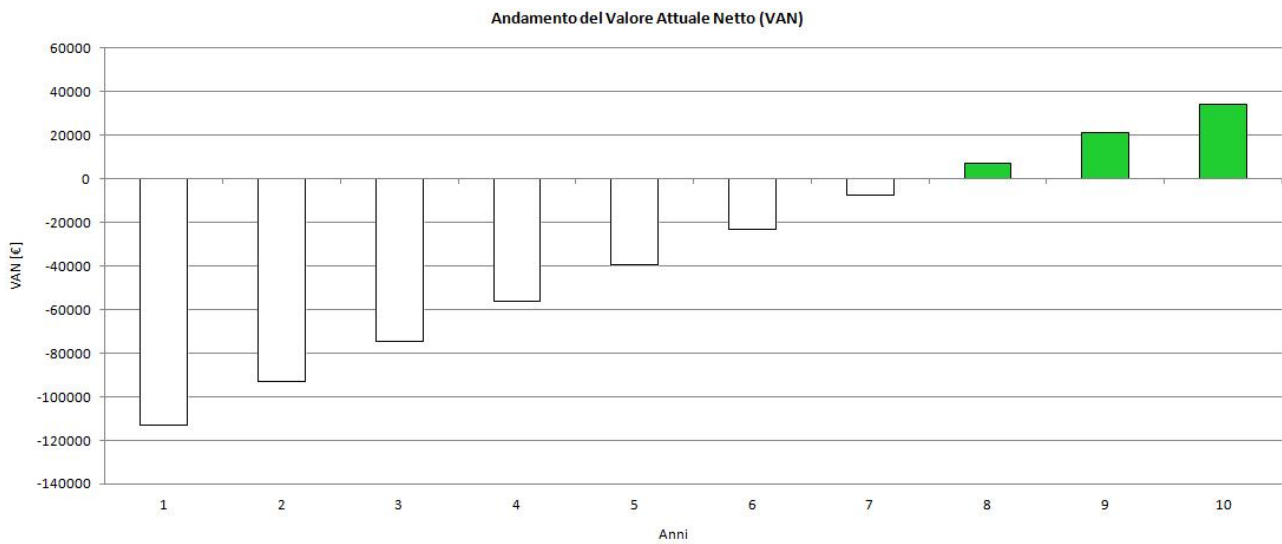


Grafico 92 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.8: Istituto Botteselle

Periodo: 01/01/2016 – 01/01/2017

I dati di prelievo per l'Istituto Botteselle sono completi e coprono addirittura due interi anni legali, andando dal 01 gennaio 2016 al 01 gennaio 2018. Le sei simulazioni sono state condotte per entrambi gli anni e, per ciascun anno, hanno individuato la medesima taglia per ognuna delle tre tecnologie: ciò significa che la stessa macchina sarebbe stata idonea a soddisfare il fabbisogno di entrambi gli anni, anche se ovviamente con funzionamenti diversi. Si è scelto di mostrare le simulazioni riferite al 2016.

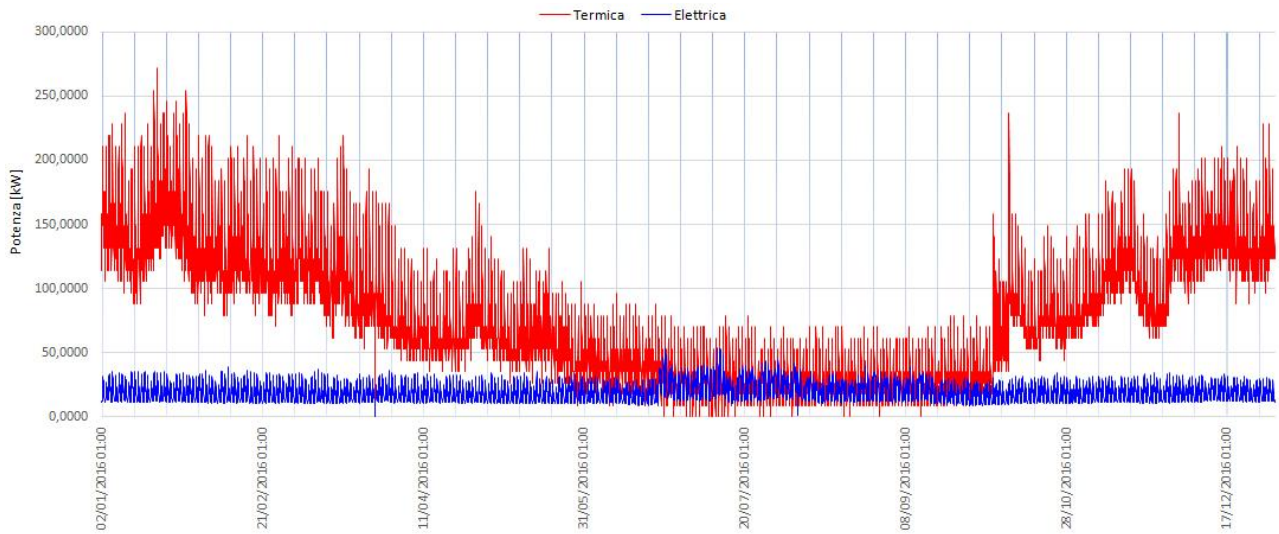


Grafico 93 - Curve di carico Istituto Botteselle

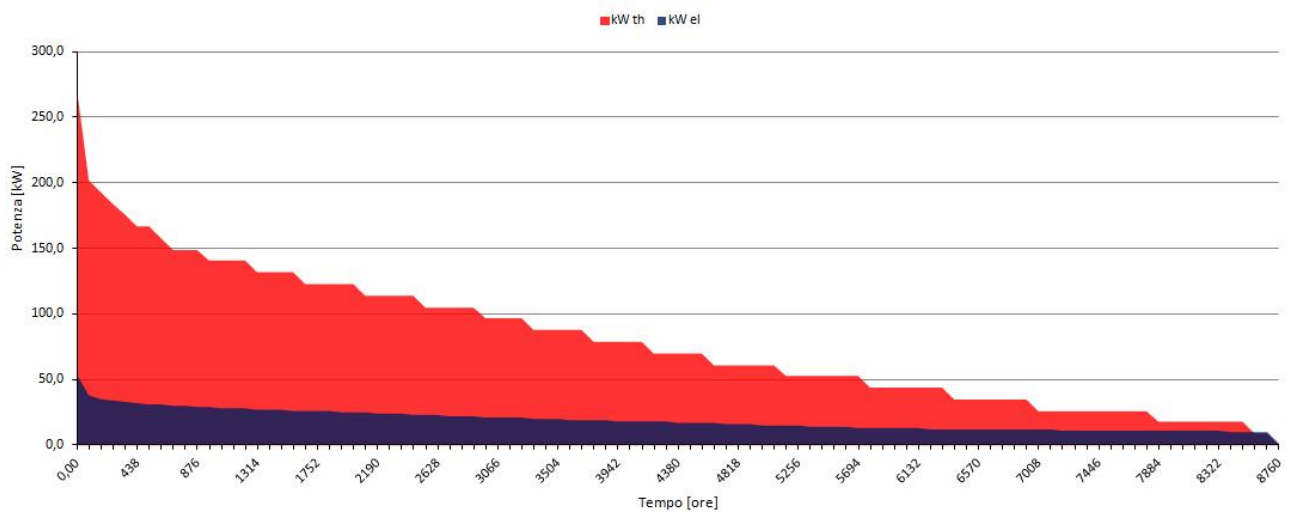


Grafico 94 - Curve di durata Istituto Botteselle

4.8.1: Motore a combustione interna

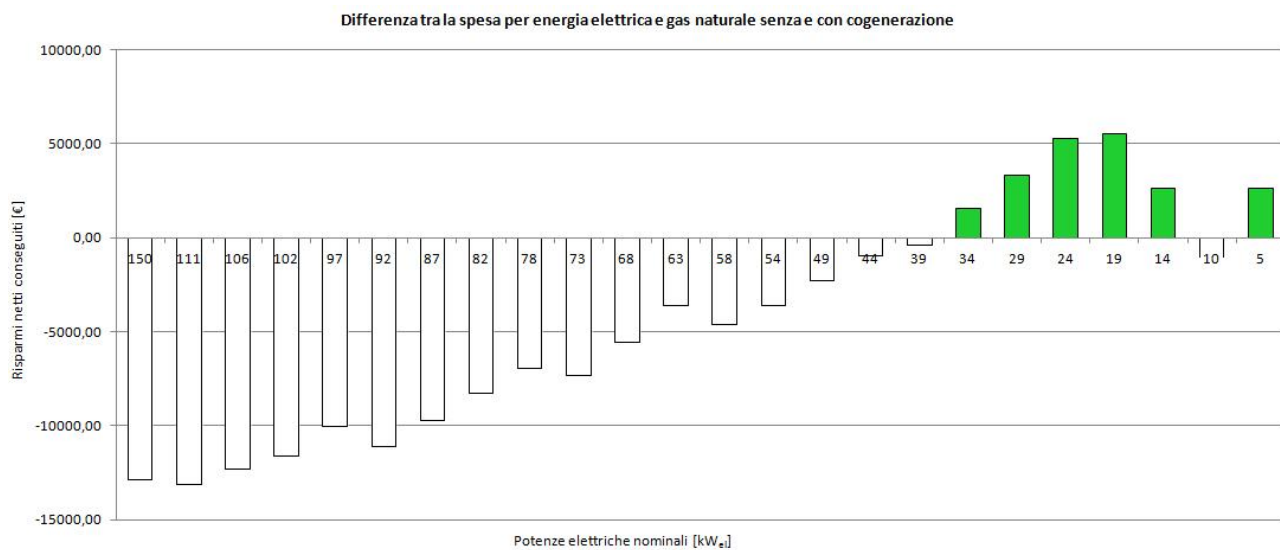


Grafico 95 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

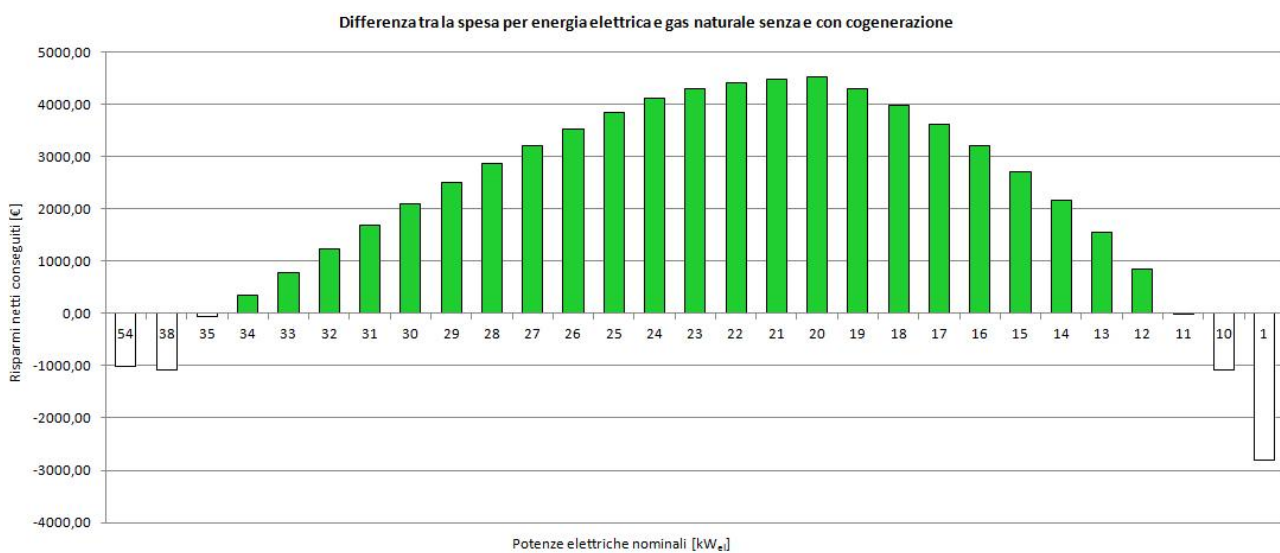


Grafico 96 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	5	19	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	9	34	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	16	59	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3172	2202	€/kW _{el}	Costo installazione	15 751	41 844	€
Costo unitario manutenzione	0.48	1.81	€/h	Costo manutenzione	4177	15 890	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	693 039		kWh_{th}	100%		
	Produzione	78 615	250 209	kWh_{th}	11.34%	36.10%	
	Quantità AC	78 570	236 716	kWh_{th}	11.33%	34.16%	
Lato elettrico	Fabbisogno	164 216		kWh_{el}	100%		
	Produzione	43 374	138 046	kWh_{el}	26.41%	84.06%	
	Quantità AC	43 365	136 833	kWh_{el}	26.40%	83.33%	
	Risparmio AC	9248	29 180	€			
	Quantità SSP	9	1214	kWh_{el}	0.01%	0.74%	
	Incentivo SSP	1	121	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	8735	4115	h	99.71%	46.97%	
	A carico parziale	0	4643	h	0%	53.00%	
	A macchina spenta	25	2	h	0.29%	0.03%	
	Spegnimenti	25	2				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	37 474		35 020		72 494	
Con cogenerazione	39 924	46 575	25 771	5 718	65 695	52 293
Risparmio lordo	-2 450	-9 101	9 249	29 302	6 799	20 201
			Manutenzione		4 177	15 891
			Risparmio netto		2 622	4 310

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	4 488	-8 564	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	10.52	0.54	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	7.32	13.62	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.28	-0.20		(IP)

La simulazione evidenzia, in questo caso, un vantaggio nel dimensionamento “termico”: viene individuata una macchina molto piccola che, nonostante i minori risparmi conseguiti, vanta un VAN positivo in virtù dei minori costi di installazione e manutenzione. Se il tempo di ritorno attualizzato del cogeneratore “elettrico” supera la durata della vita utile, con un VAN che risulta di conseguenza negativo, quello del cogeneratore “termico” ammonta invece a 7.32 anni, che lo rendono un investimento certo poco appetibile, ma per lo meno non in perdita. Si noti inoltre che le ore trascorse a macchina spenta sono 25, così come 25 sono gli spegnimenti: ciò significa che il carico termico scende molto di rado al di sotto del grado minimo di parzializzazione, e soltanto per singole ore isolate.

Il Grafico 97 mostra l’andamento del VAN per il motore a combustione interna “termico” da 5 kW_{el} :

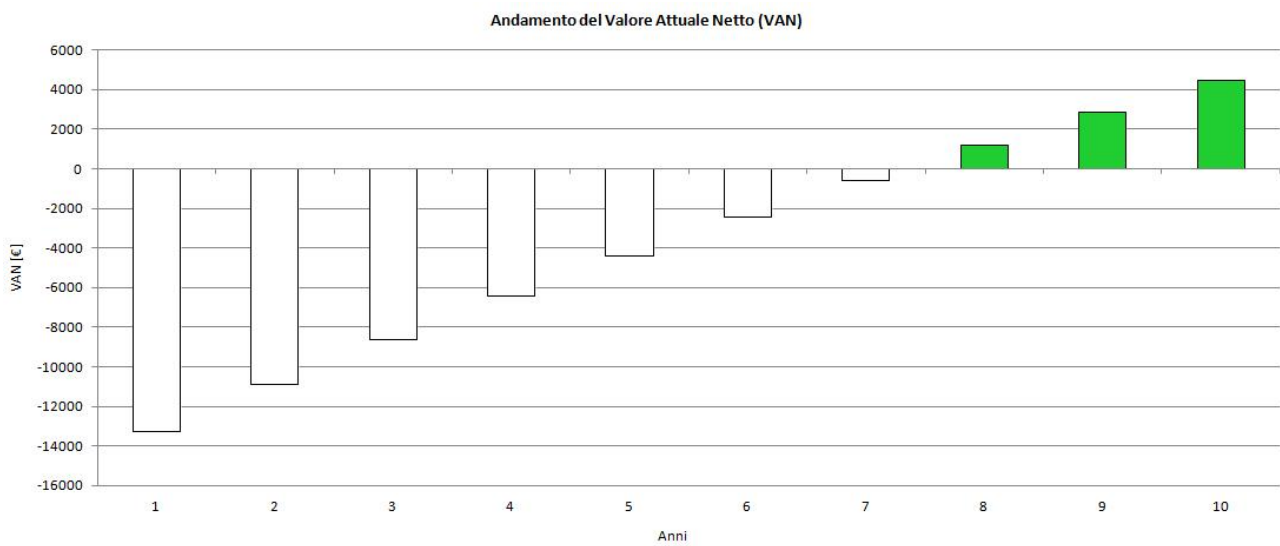


Grafico 97 - Andamento del VAN per l’investimento migliore in un MCI

4.8.2: Microturbina a gas

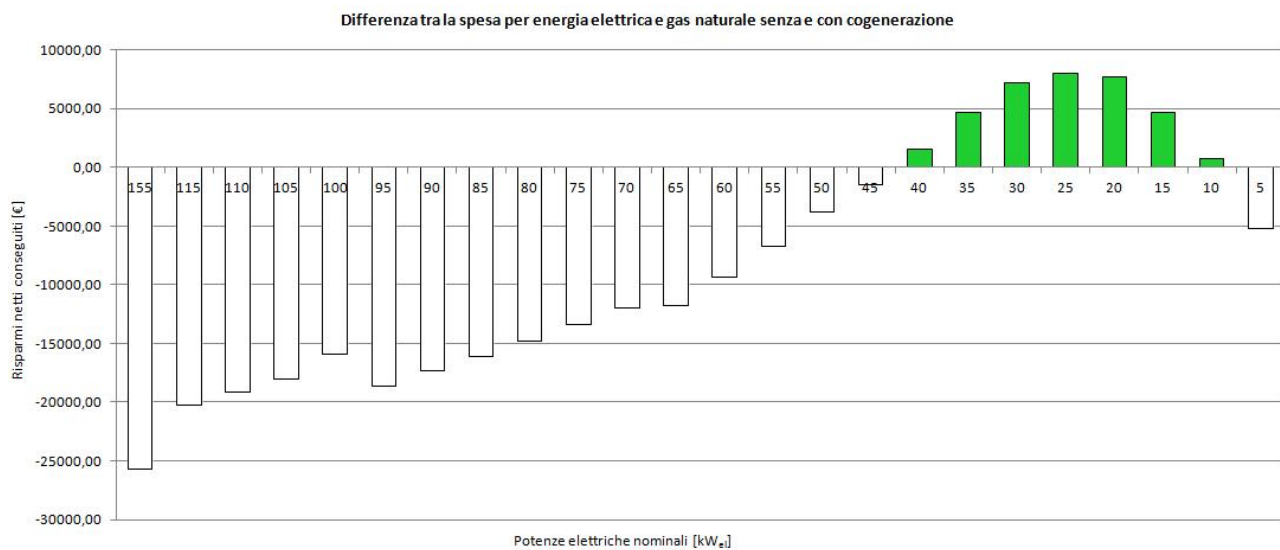


Grafico 98 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

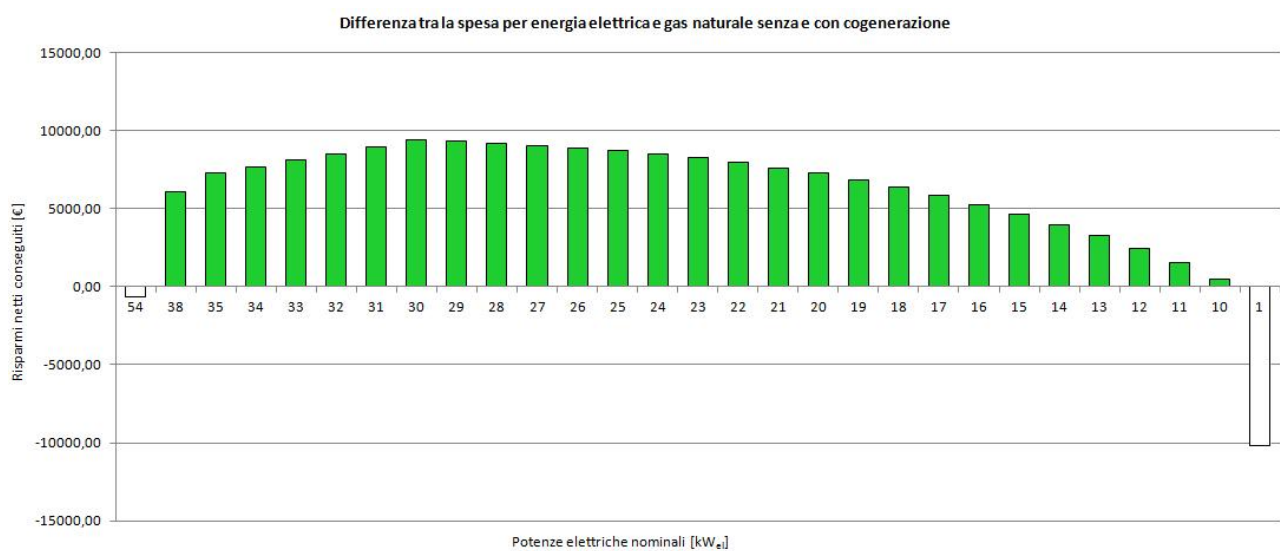


Grafico 99 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	20	23	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	35	40	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	69	79	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2013	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	40 063	46 299	€
Costo unitario manutenzione	1.31	1.30	€/h	Costo manutenzione	11 399	11 429	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	693 039		kWh_{th}	100%	
	Produzione	282 712	264 888	kWh_{th}	40.79%	38.22%
	Quantità AC	280 810	247 089	kWh_{th}	40.52%	35.65%
Lato elettrico	Fabbisogno	164 216		kWh_{el}	100%	
	Produzione	160 758	150 622	kWh_{el}	97.89%	91.72%
	Quantità AC	134 397	148 773	kWh_{el}	81.84%	90.60%
	Risparmio AC	28 661	31 727	€		
	Quantità SSP	26 361	1849	kWh_{el}	16.05%	1.13%
	Incentivo SSP	2636	185	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	6940	2861	h	79.22%	32.66%
	A carico parziale	1795	5897	h	20.49%	67.32%
	A macchina spenta	25	2	h	0.29%	0.02%
	Spegnimenti	25	2			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	37 474		35 020		72 494	
Con cogenerazione	49 663	49 690	3 723	3 108	53 386	52 798
Risparmio lordo	-12 189	-12 216	31 297	31 912	19 108	19 696
			Manutenzione		11 399	11 429
			Risparmio netto		7 709	8 267

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	19 459	17 529	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	14.09	12.21	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.17	6.73	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.49	0.38		(IP)

Anche nel caso delle microturbine a gas la simulazione predilige una macchina dimensionata secondo l'inseguimento termico: nonostante le taglie siano molto simili, l'analisi del funzionamento mostra un risultato nettamente migliore per la macchina "termica", con il 79.22% delle ore trascorse a potenza nominale (contro solo il 32.66% della macchina "elettrica").

Il Grafico 100 riporta l'andamento del VAN per la microturbina "termica" da 20 kW_e. Dal momento che il Grafico 98 evidenzia, come già è stato fatto spesso notare, una forte variabilità del risparmi nell'intorno della taglia nominale, sarebbe opportuno eseguire una simulazione verifica una volta trovata, nel catalogo di un costruttore, una macchina abbastanza vicina al risultato del dimensionamento in esame.

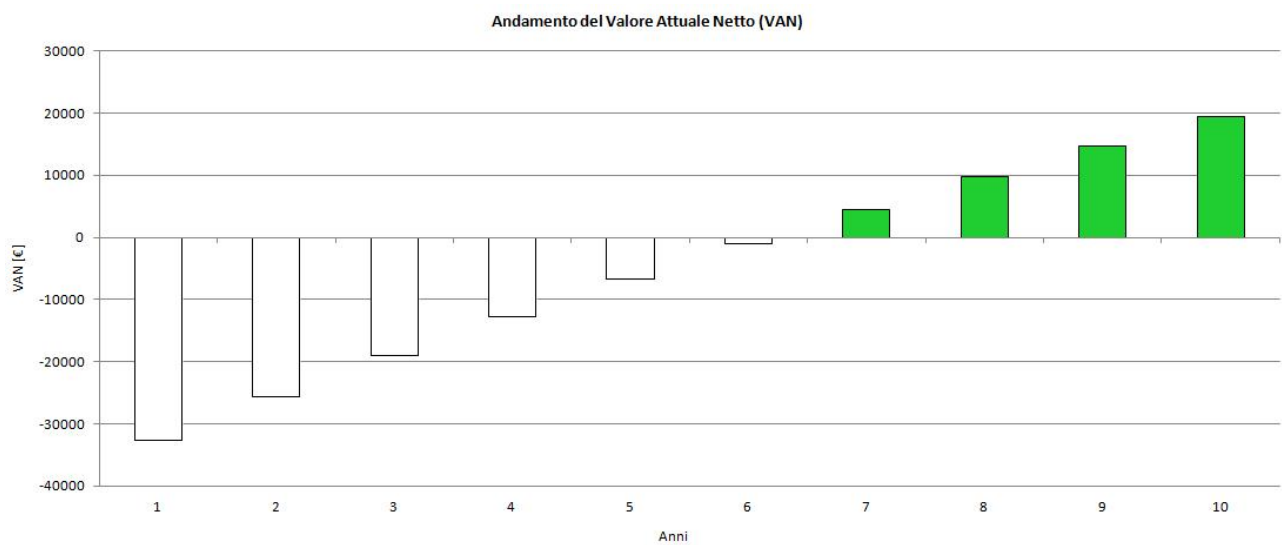


Grafico 100 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.8.3: Cella a combustibile

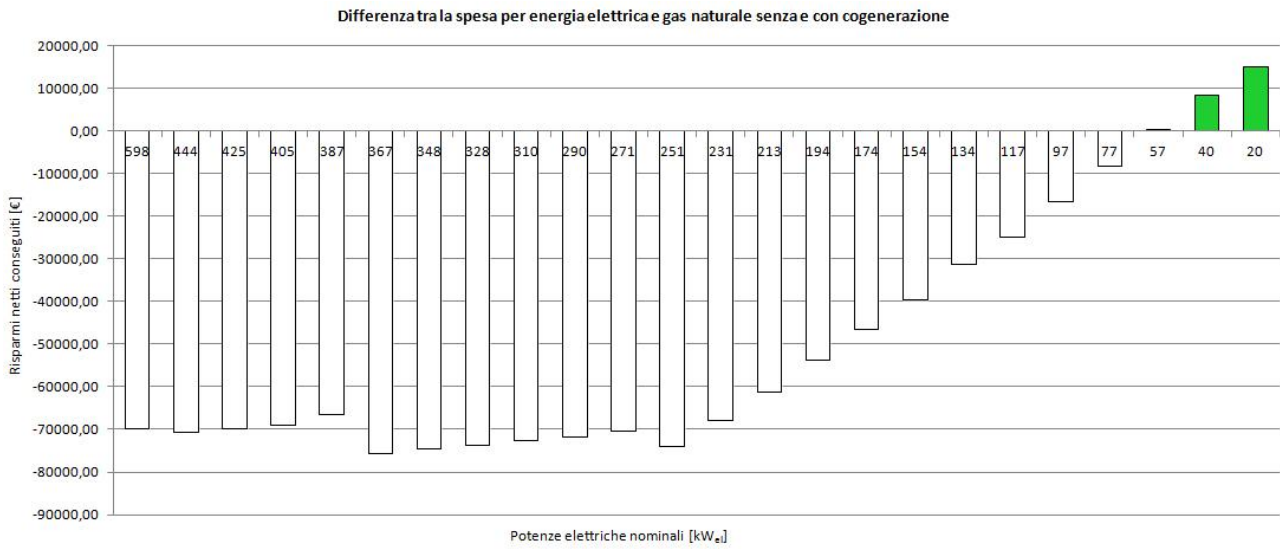


Grafico 101 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

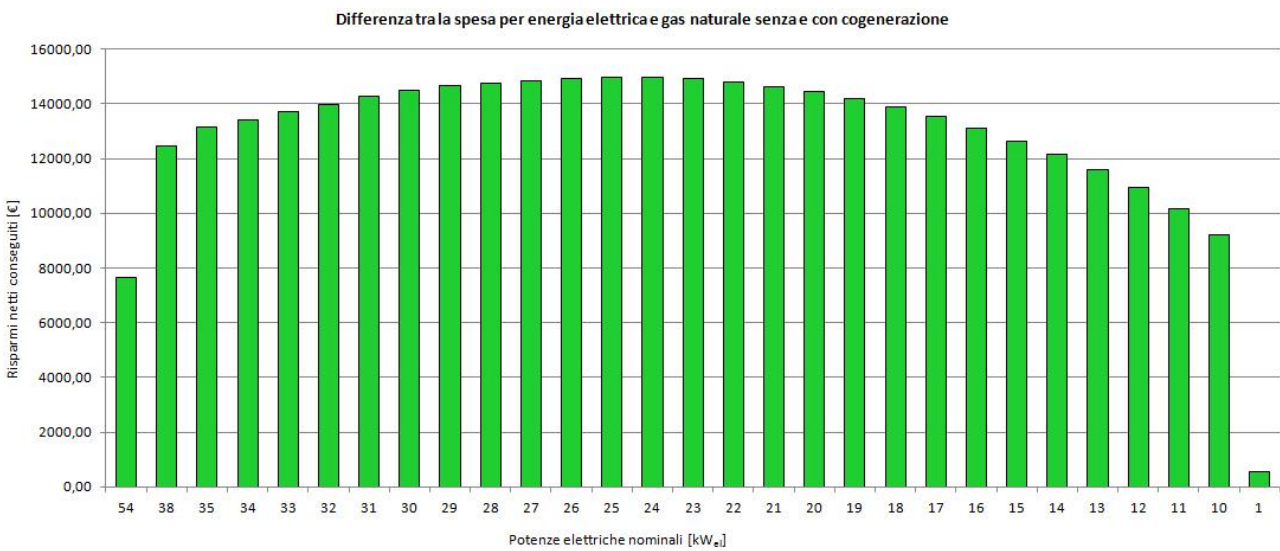


Grafico 102 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	20	14	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	9	6	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	36	25	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	4246	4332	€/kW _{el}	Costo installazione	84 068	60 653	€
Costo unitario manutenzione	0.71	0.54	€/h	Costo manutenzione	6225	4761	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	693 039		kWh_{th}	100%		
	Produzione	78 615	52 198	kWh_{th}	11.34%	7.53%	
	Quantità AC	78 570	52 044	kWh_{th}	11.33%	7.51%	
Lato elettrico	Fabbisogno	164 216		kWh_{el}	100%		
	Produzione	172 953	114 835	kWh_{el}	105.32%	69.93%	
	Quantità AC	140 509	114 236	kWh_{el}	85.56%	69.56%	
	Risparmio AC	29 964	24 361	€			
	Quantità SSP	23 708	599	kWh_{el}	14.44%	0.36%	
	Incentivo SSP	2371	60	€			
	Quantità VIR	8737	0	kWh_{el}	5.32%	0%	
Ore	Valore VIR	349	0	€			
	A piena potenza	8735	5721	h	99.71%	65.31%	
	A carico parziale	0	3037	h	0%	34.67%	
	A macchina spenta	25	2	h	0.29%	0.02%	
	Spegnimenti	25	2				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	37 474		35 020		72 494	
Con cogenerazione	48 766	44 987	2 336	10 599	51 102	55 585
Risparmio lordo	-11 292	-7 513	32 684	24 421	21 392	16 909
			Manutenzione		6 225	4 761
			Risparmio netto		15 167	12 148

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	33 048	33 148	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	12.47	15.14	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	6.65	5.89	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.39	0.55		(IP)

Apparentemente, la tecnologia delle celle a combustibile è la migliore per l'Istituto Botteselle: la macchina, in particolare dimensionata seguendo il carico elettrico, ha un VAN di 33 148€ (contro i 4488€ dei motori a combustione interna e i 19 459€ delle microturbine a gas) e rientra nell'investimento in appena 5.89 anni (contro i 7.32 anni dei motori a combustione interna e i 6.17 anni delle microturbine a gas). È tuttavia da tener presente che i costi caricati nel *database* del *software* sono, per le celle a combustibile, possibili proiezioni di scenari futuri, che rispecchiano il *trend* commerciale: questo significa che difficilmente, allo stato attuale, è presente sul mercato una cella a combustibile da 14 kW_e che costi 60 653€; anzi, nel panorama italiano sono commercializzate solo piccole unità domestiche da 1.5 kW_e, il cui costo (IVA compresa) si aggira intorno ai 22 000€. Pertanto il risultato della simulazione, per quanto invitante, non trova al momento riscontro dal punto di vista commerciale.

Il Grafico 103 mostra ugualmente l'andamento del VAN per la cella a combustibile individuata.

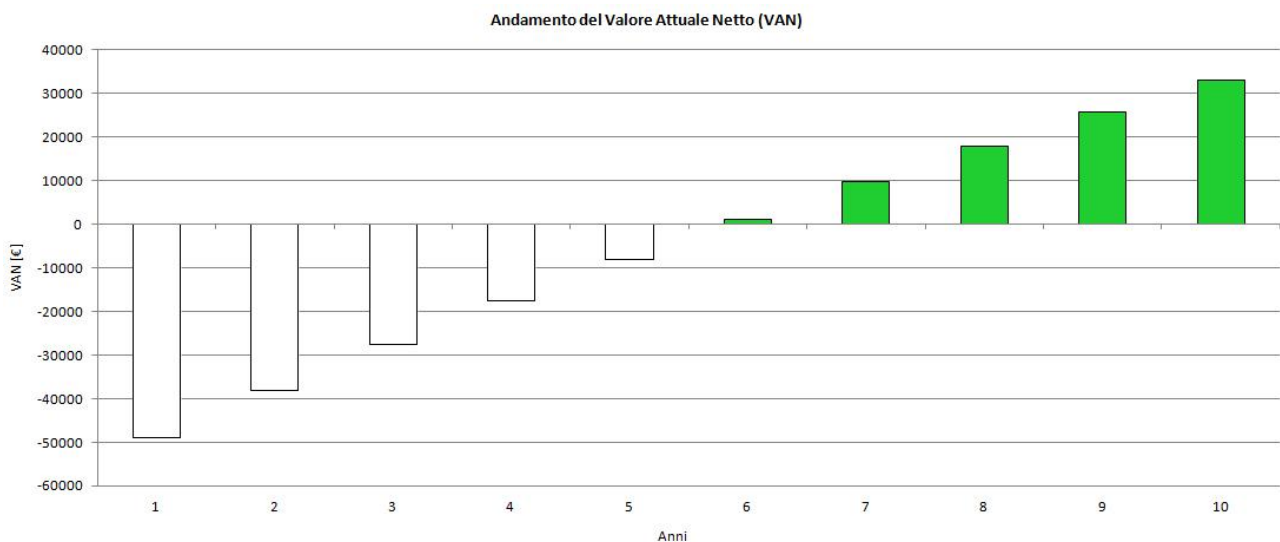


Grafico 103 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.9: Opera Immacolata di Lourdes

Periodo: 01/01/2017 – 01/01/2018

Gli anni complessivamente coperti dai dati di prelievo per l'Opera Immacolata di Lourdes sono due, 2016 e 2017. Tuttavia risultano mancanti le misurazioni del gas naturale prelevato dal 06/12/2016 al 29/12/2016, e pertanto si è deciso di attuare la simulazione per il 2017, di cui sono invece disponibili tutti i valori.

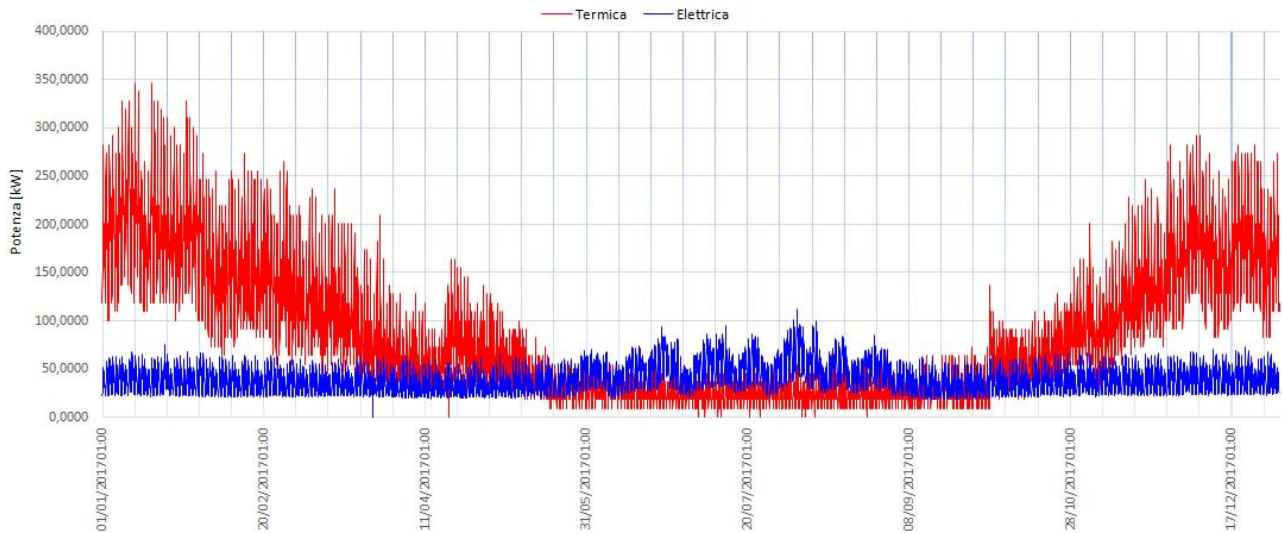


Grafico 104 - Curve di carico Opera Immacolata di Lourdes

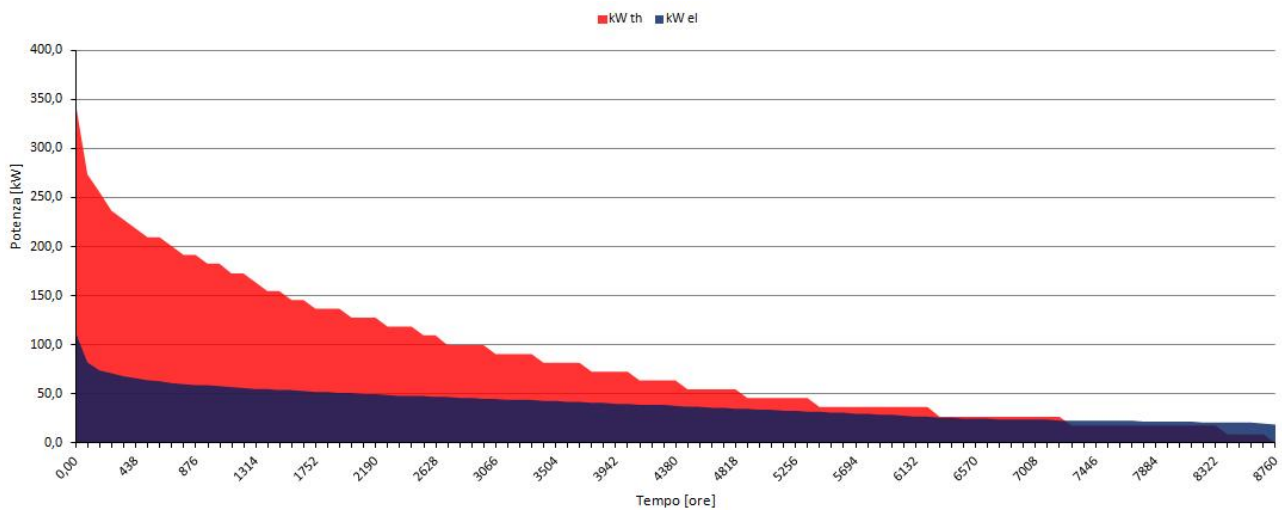


Grafico 105 - Curve di durata Opera Immacolata di Lourdes

4.9.1: Motore a combustione interna

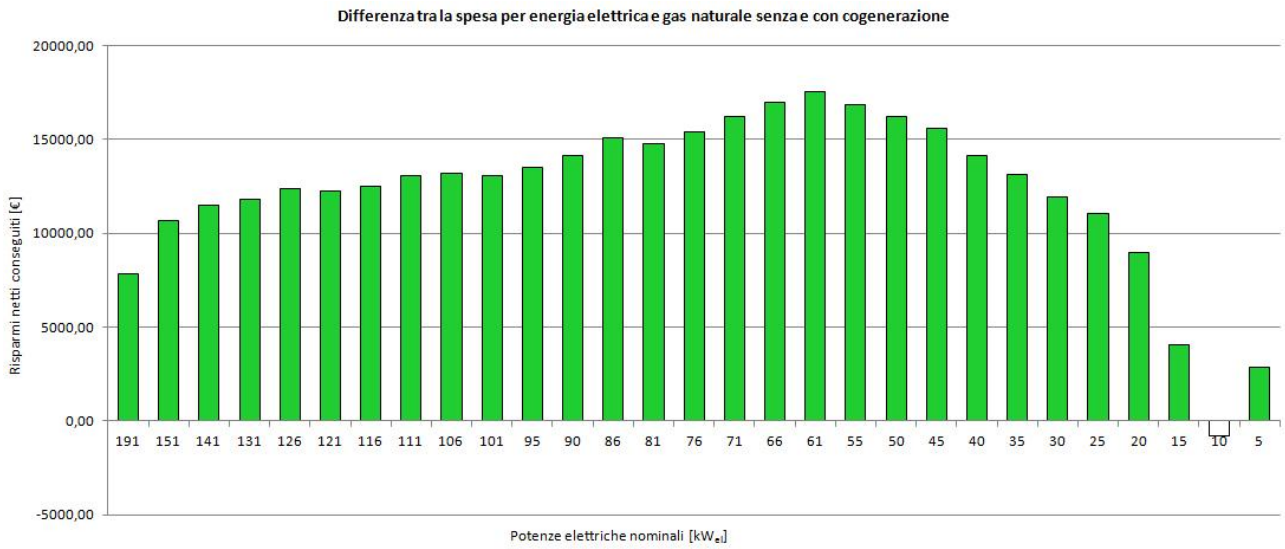


Grafico 106 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento TERMICO

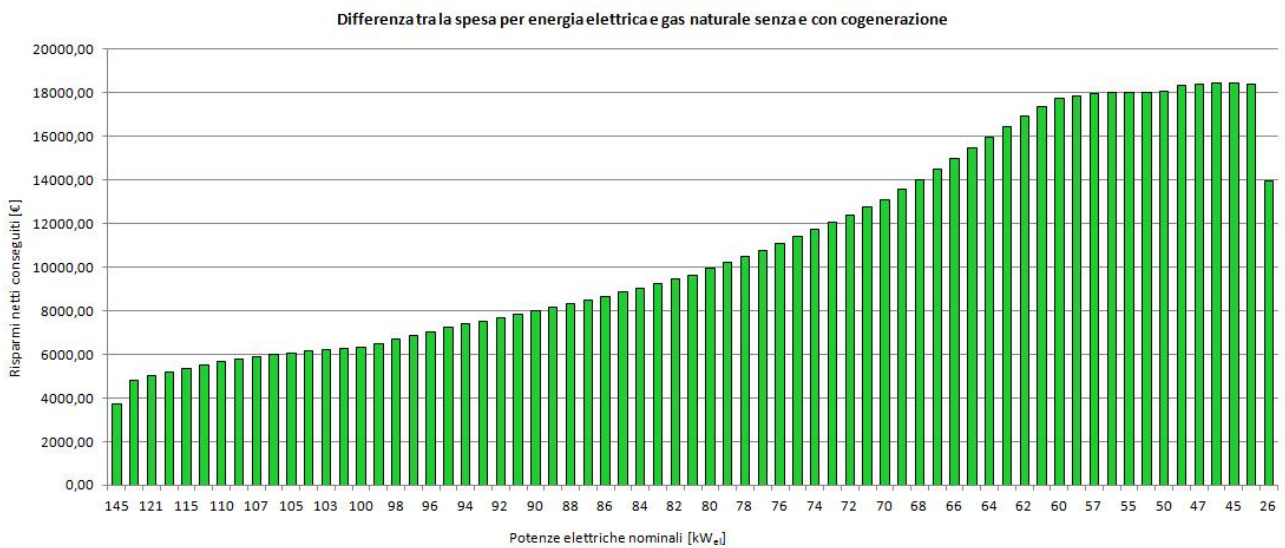


Grafico 107 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MC, inseguimento ELETTRICO

Motore a combustione interna							
	Th	El					
P_{el}	61	44	kW_{el}	η_{el}	32 %		
P_{th}	110	80	kW_{th}	η_{th}	58 %		
P_{tot}	190	138	kW	η_{tot}	90 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	1446	1652	€/kW _{el}	Costo installazione	87 732	72 688	€
Costo unitario manutenzione	2.00	2.58	€/h	Costo manutenzione	17 461	22 618	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	730 789		kWh_{th}	100%		
	Produzione	512 028	557 189	kWh_{th}	70.07%	76.24%	
	Quantità AC	509 669	408 321	kWh_{th}	69.74%	55.87%	
Lato elettrico	Fabbisogno	344 731		kWh_{el}	100%		
	Produzione	282 498	307 415	kWh_{el}	81.95%	89.18%	
	Quantità AC	207 063	304 403	kWh_{el}	60.07%	88.30%	
	Risparmio AC	44 653	65 644	€			
	Quantità SSP	75 435	3012	kWh_{el}	21.88%	0.87%	
	Incentivo SSP	7543	301	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	2711	3660	h	30.95%	41.78%	
	A carico parziale	3559	5099	h	40.63%	58.21%	
	A macchina spenta	2490	1	h	28.42%	0.01%	
	Spegnimenti	541	1				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	34 101		74 341		108 442	
Con cogenerazione	51 310	59 047	22 144	8 396	73 455	67 442
Risparmio lordo	-17 209	-24 946	52 197	65 945	34 987	41 000
			Manutenzione		17 461	22 618
			Risparmio netto		17 526	18 382

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	47 606	69 254	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	15.07	21.76	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.90	4.52	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.54	0.95		(IP)

Il motore a combustione interna dimensionato inseguendo il carico elettrico si dimostra vantaggioso sotto ogni punto di vista: garantisce un maggiore risparmio netto, consegue un VAN più alto, funziona per un maggior numero totale di ore, trascorse tra l'altro a potenza nominale, si spegne soltanto 1 volta in un anno, ha un costo di installazione minore e gode delle procedure semplificate sancite dal DECRETO 16 MARZO 2017 essendo di taglia inferiore a 50 kW_{el}. Si noti che, come accennato in precedenza, il dimensionamento termico massimizza l'autoconsumo della medesima energia (69.74% autoconsumata rispetto al 70.07% prodotta), mentre il dimensionamento elettrico induce a lavorare in dissipazione di energia termica (viene autoconsumata soltanto il 55.87% rispetto al 76.24% prodotta).

Il Grafico 108 raffigura l'andamento del VAN, mostrando che dal quinto anno di vita la macchina porta ad un effettivo guadagno, avendo l'investimento un tempo di ritorno attualizzato di 4.52 anni.

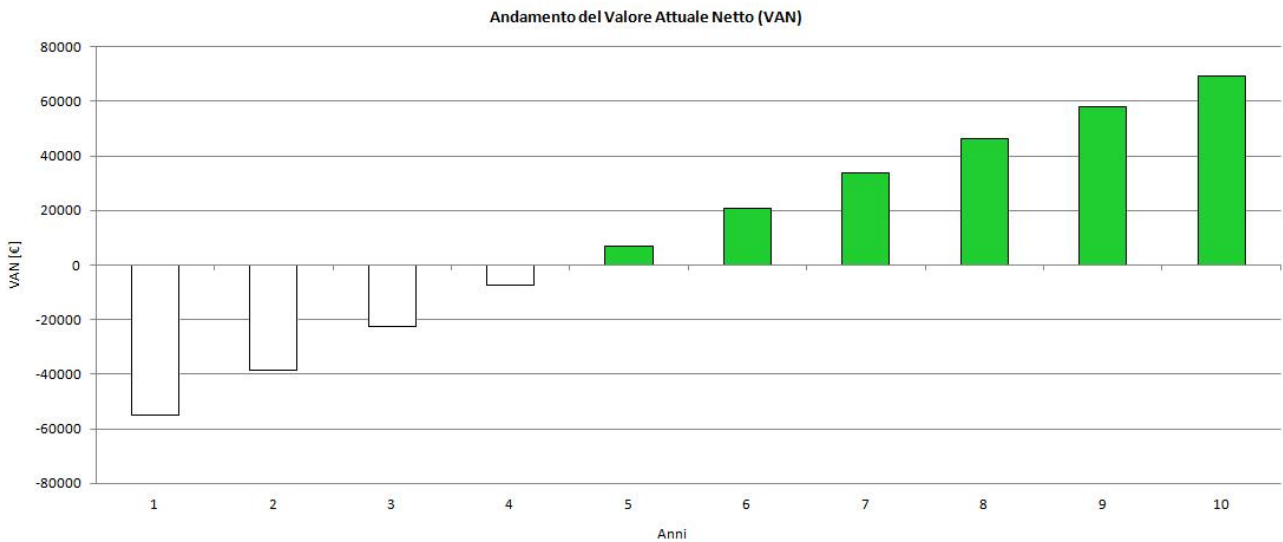


Grafico 108 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in un MCI

4.9.2: Microturbina a gas

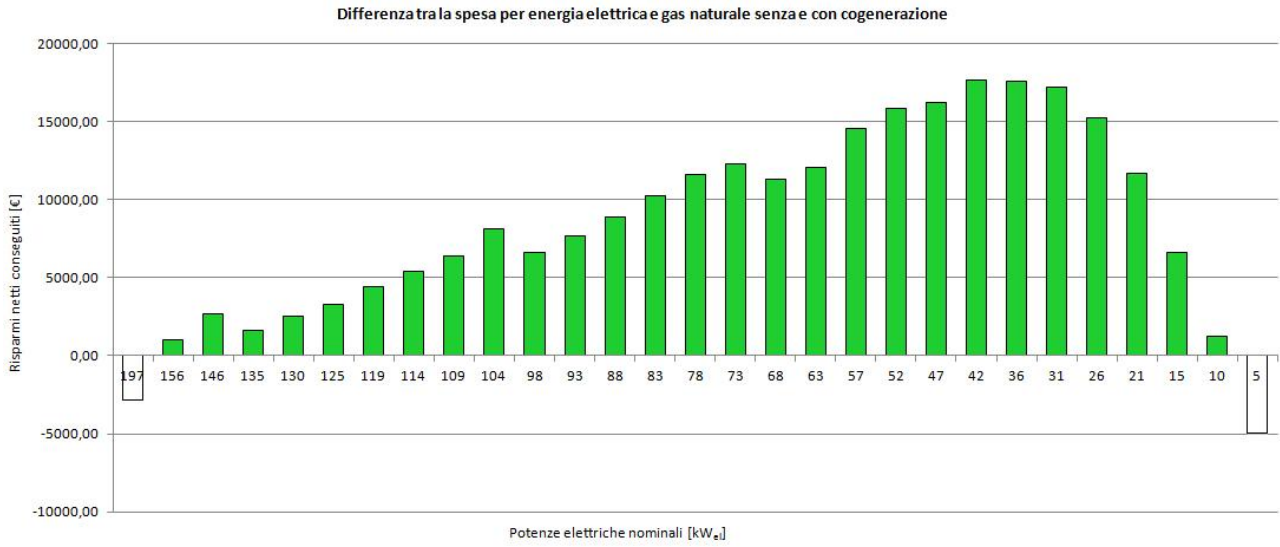


Grafico 109 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento TERMICO

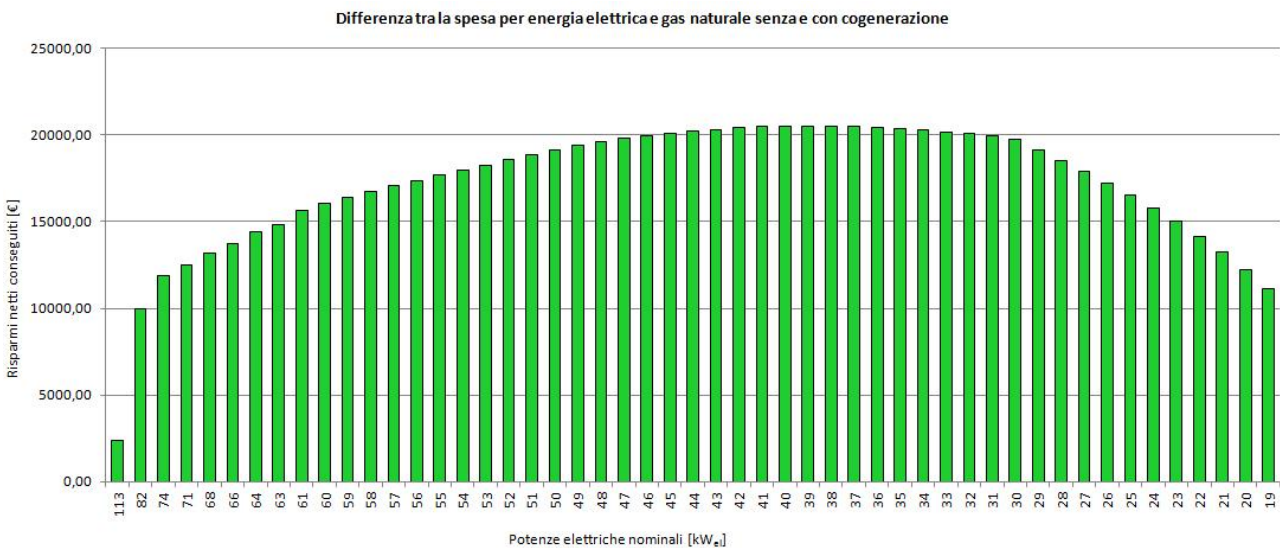


Grafico 110 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di MTG, inseguimento ELETTRICO

Microturbina a gas							
	Th	El					
P_{el}	31	30	kW_{el}	η_{el}	29 %		
P_{th}	55	53	kW_{th}	η_{th}	51 %		
P_{tot}	108	103	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	2009	2013	€/kW _{el}	Costo installazione	62 817	60 390	€
Costo unitario manutenzione	1.37	1.31	€/h	Costo manutenzione	11 969	11 430	€

Funzionamento							
		Th	El		Th	El	
Lato termico	Fabbisogno	730 789		kWh_{th}	100%		
	Produzione	373 048	429 645	kWh_{th}	51.05%	58.79%	
	Quantità AC	370 381	342 817	kWh_{th}	50.68%	46.91%	
Lato elettrico	Fabbisogno	344 731		kWh_{el}	100%		
	Produzione	212 126	244 308	kWh_{el}	61.53%	70.87%	
	Quantità AC	198 666	243 145	kWh_{el}	57.63%	70.53%	
	Risparmio AC	42 842	52 434	€			
	Quantità SSP	13 460	1163	kWh_{el}	3.90%	0.34%	
	Incentivo SSP	1346	116	€			
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%	
Ore	Valore VIR	0	0	€			
	A piena potenza	4818	5986	h	55.00%	68.33%	
	A carico parziale	3930	2773	h	44.86%	31.66%	
	A macchina spenta	12	1	h	0.14%	0.01%	
	Spegnimenti	12	1				

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	34 101		74 341		108 442	
Con cogenerazione	49 136	55 451	30 153	21 791	79 289	77 242
Risparmio lordo	-15 035	-21 350	44 188	52 550	29 153	31 200
			Manutenzione		11 969	11 430
			Risparmio netto		17 184	19 770

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	69 876	92 271	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	24.23	30.44	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	4.14	3.40	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	1.11	1.53		(IP)

Anche per le microturbine la soluzione ottenuta dal dimensionamento elettrico si dimostra superiore sotto ogni punto di vista: non vi sono novità rispetto a quanto già evidenziato per i motori a combustione interna (rimangono infatti valide le considerazioni sui risparmi netti, sul VAN, sul funzionamento, sul costo di installazione e sulle agevolazioni previste dal DECRETO 16 MARZO 2017), quindi ci si limita a riportare nel Grafico 111 l'andamento del VAN. Si sottolinea come l'investimento in una microturbina sia migliore di quello in un motore a combustione interna: sia dal punto di vista del VAN stesso (92 271€ contro 69 254€), sia dal punto di vista del tempo di ritorno attualizzato (3.40 anni contro 4.52 anni).

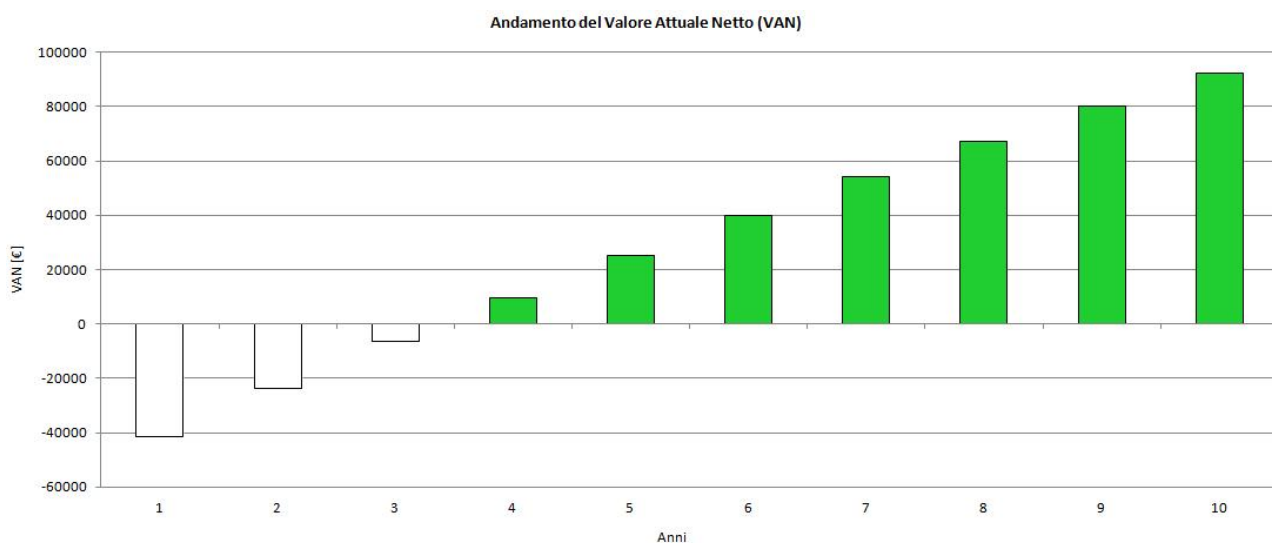


Grafico 111 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una MTG

4.9.3: Cella a combustibile

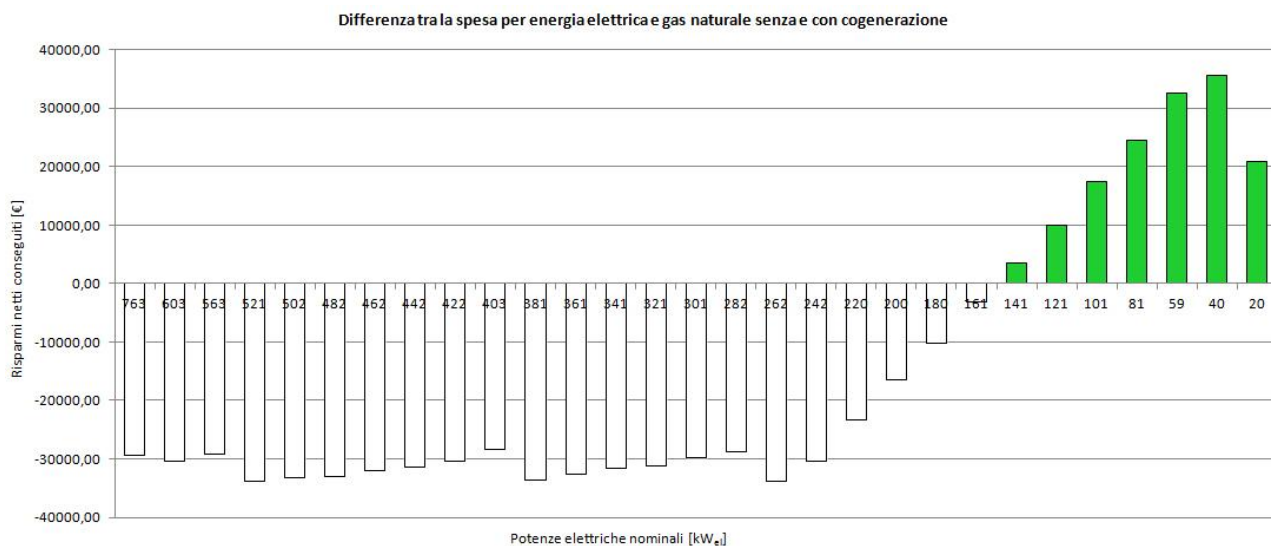


Grafico 112 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento TERMICO

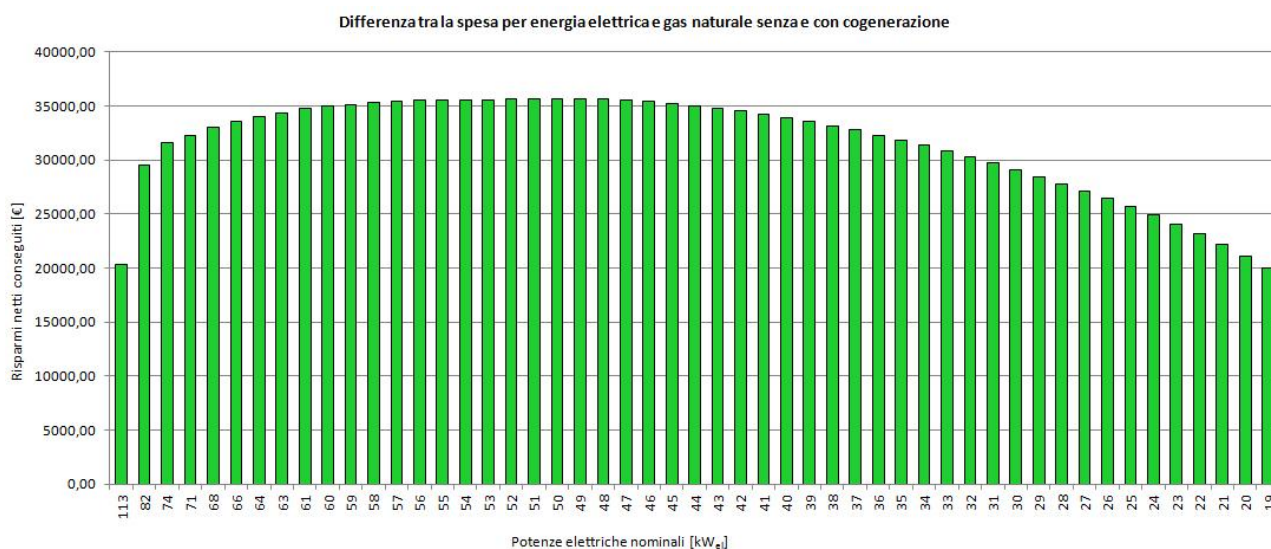


Grafico 113 - Risparmio netto conseguito da diverse taglie di FC, inseguimento ELETTRICO

Cella a combustibile							
	Th	El					
P_{el}	40	37	kW_{el}	η_{el}	55 %		
P_{th}	18	17	kW_{th}	η_{th}	25 %		
P_{tot}	72	67	kW	η_{tot}	80 %		
	Th	El			Th	El	
Costo unitario installazione	3951	3989	€/kW _{el}	Costo installazione	156 445	147 608	€
Costo unitario manutenzione	1.29	1.21	€/h	Costo manutenzione	11 282	10 633	€

Funzionamento						
		Th	El		Th	El
Lato termico	Fabbisogno	730 789		kWh_{th}	100%	
	Produzione	154 116	127 372	kWh_{th}	21.09%	17.43%
	Quantità AC	154 116	125 326	kWh_{th}	21.09%	17.15%
Lato elettrico	Fabbisogno	344 731		kWh_{el}	100%	
	Produzione	339 055	280 220	kWh_{el}	98.35%	81.29%
	Quantità AC	286 403	278 198	kWh_{el}	83.08%	80.70%
	Risparmio AC	61 762	59 993	€		
	Quantità SSP	52 653	2021	kWh_{el}	15.27%	0.59%
	Incentivo SSP	5265	202	€		
	Quantità VIR	0	0	kWh_{el}	0%	0%
Ore	Valore VIR	0	0	€		
	A piena potenza	8376	4828	h	95.62%	55.11%
	A carico parziale	372	3931	h	4.25%	44.87%
	A macchina spenta	12	1	h	0.13%	0.02%
	Spegnimenti	12	1			

Esborsi e risparmi [€]						
	Gas naturale		Energia elettrica		Totali	
	Th	El	Th	El	Th	El
Senza cogenerazione	34 101		74 341		108 442	
Con cogenerazione	54 253	50 895	7 313	14 146	61 567	65 041
Risparmio lordo	-20 152	-16 794	67 028	60 195	46 875	43 401
			Manutenzione		11 282	10 633
			Risparmio netto		35 593	32 768

Investimento				
	Th	El		
Valore attuale netto	118 401	105 428	€	(VAN)
Tasso interno di redditività	18.63	17.94	%	(TIR)
Tempo di ritorno attualizzato	5.09	5.23	anni	(TRA)
Indice di profittabilità	0.76	0.71		(IP)

Sorprendentemente, la simulazione individua come preferibile una cella a combustibile dimensionata secondo l'inseguimento termico: tale macchina ottiene infatti sia un VAN lievemente più elevato (118 401€ contro 105 428€), sia un tempo di ritorno attualizzato più breve (5.09 anni contro 5.23 anni), a quasi parità di taglia (40 kW_{el} contro 37 kW_{el}). Se da un lato non è preoccupante che la macchina lavori per il 95.62% delle ore a potenza nominale, giacché si è visto che il massimo rendimento si ottiene con un grado di parzializzazione di circa il 60%, ma ciò non significa che al 100% della potenza nominale la macchina lavori con difficoltà, è preoccupante invece la tendenza espressa dal Grafico 112 e già evidenziata in precedenza: una taglia che si discosta, anche di poco, da quella individuata come migliore comporta drastiche riduzioni dei risparmi: pertanto, è opportuno assicurarsi che un'eventuale cella a combustibile sia dimensionata correttamente, e nondimeno effettuare una simulazione di verifica di tale unità.

Nel Grafico 114 si riporta l'andamento del VAN per una cella a combustibile "termica" da 40 kW_{el} :

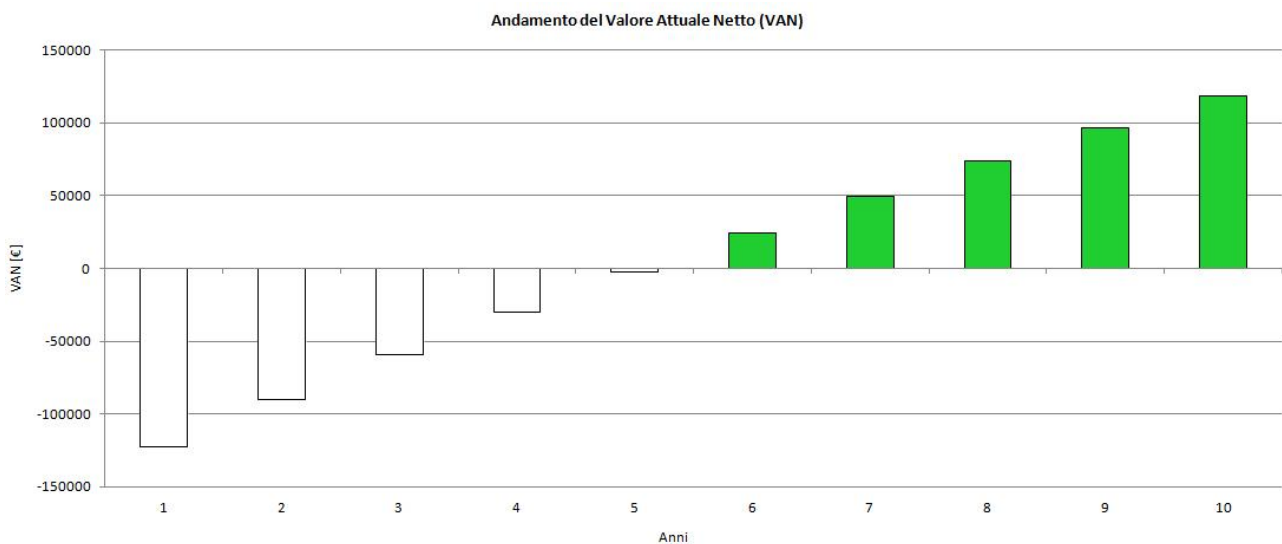


Grafico 114 - Andamento del VAN per l'investimento migliore in una FC

4.10: Interpretazione

Il confronto tra i parametri salienti delle 48 simulazioni illustrate nel presente capitolo è sintetizzato nel prospetto della Tabella 39. Per ciascuna RSA sono riportate tutte e tre le tecnologie e, in grassetto, figura la scelta migliore; in rosso sono invece indicati i parametri che risultano negativi o comunque antieconomici. Compare un segno grafico “-” alle voci dove la grandezza non ha significato: ad esempio, nel caso di Casa Giovanna De Rossi, il risparmio netto conseguito è negativo, quindi non ha senso parlare di “tempo di ritorno” perché non esiste un tempo in cui l’investimento può ripagarsi, essendo i flussi di cassa uscenti e non entranti. Le sigle “El” e “Th” richiamano il tipo di inseguimento effettuato dimensionando la macchina.

Nome	Tecnologia		Taglia	Costo di installazione	Risparmio netto	VAN	TRA	IP
			[kW _{el}]	[€]	[€]	[€]	[anni]	
Fondazione De Lozzo Da Dalto ⁽¹⁾	MCI	El	26	49 104	7 453	8 411	8.19	0.17
	MTG	El	28	56 364	11 030	28 805	6.05	0.51
	FC	El	23	96 558	20 447	61 328	5.52	0.64
RSA n.05 ⁽²⁾	MCI	El	59	87 273	13 368	41 320	6.23	0.47
	MTG	El	33	66 084	10 045	30 533	6.28	0.46
	FC	El	47	180 494	27 808	86 996	6.19	0.48
Casa Amica ⁽¹⁾⁽³⁾	MCI	Th	23	46 727	138	17 931	6.70	0.38
	MTG	Th	23	46 931	168	32 013	5.34	0.68
	FC	El	13	56 514	183	29 476	6.00	0.52
Casa Fenzi ⁽²⁾	MCI	El	109	139 270	55 058	285 876	2.77	2.05
	MTG	El	83	154 928	40 726	159 549	4.32	1.03
	FC	El	100	305 000	74 316	268 851	4.71	0.88
Casa Giovanna De Rossi ⁽³⁾	MCI	Th	5	15 751	144	-2 263	12.29	-0.14
	MTG	El	7	14 091	-435	-54 943	-	-3.90
	FC	El	10	43 920	281	-17 500	21.04	-0.40
Centro Atlantis	MCI	El	37	60 025	10 739	22 902	6.72	0.38
	MTG	El	30	60 390	13 234	41 801	5.31	0.69
	FC	El	33	133 618	21 751	34 335	7.52	0.26
Istituto Botteselle	MCI	Th	5	15 751	4 310	4 488	7.32	0.28
	MTG	Th	20	40 063	7 709	19 459	6.17	0.49
	FC	El	14	60 653	12 148	33 148	5.89	0.55
Opera Immacolata di Lourdes	MCI	El	44	72 688	18 382	69 254	4.52	0.95
	MTG	El	30	60 390	19 770	92 271	3.40	1.53
	FC	Th	40	156 445	35 593	118 401	5.09	0.76

Tabella 39 - Prospetto condusivo della cogenerazione nelle RSA

⁽¹⁾ dati di prelievo del gas naturale con dettaglio giornaliero, mediati sulle 24 ore per avere dettaglio orario

⁽²⁾ dati di prelievo mancanti, quindi periodo della simulazione inferiore a 12 mesi

⁽³⁾ dati di prelievo di energia elettrica misurati con Zeus-K, inferiori quindi a 12 mesi

Le tendenze generali riscontrate dall'analisi dei risultati sono le seguenti.

Le curve di carico dell'energia elettrica evidenziano un innalzamento dei consumi nei mesi estivi: esso è con ogni probabilità dovuto all'accensione delle pompe di calore in modalità refrigerativa. Tale innalzamento è accompagnato da un ovvio decremento della richiesta di energia termica, che diventa addirittura inferiore a quello dell'energia elettrica: la curva blu, nei mesi estivi, sovrasta la curva rossa.

L'andamento dei risparmi dell'insieme delle macchine dimensionate secondo l'inseguimento termico si dimostra molto più variabile rispetto a quello delle macchine che inseguono il carico elettrico: in altre parole, prese le due taglie "a cavallo" della macchina migliore ottenuta dalla simulazione "termica", i risparmi conseguiti sono tra loro molto diversi; al contrario, le due taglie "a cavallo" della macchina migliore dimensionata seguendo il carico elettrico garantiscono dei risparmi abbastanza simili. Questo, come più volte evidenziato, significa che dimensionare seguendo il carico termico comporta il rischio di ottenere risparmi minori di quelli attesi, se la macchina reale ha una taglia anche solo leggermente diversa rispetto quella identificata come la migliore; al contrario, per le macchine "elettriche" il risparmio effettivo del cogeneratore reale sarebbe comunque molto vicino a quello calcolato, essendo l'andamento dei risparmi più "piatto". Questo comportamento, evidente soprattutto nelle celle a combustibile, è con ogni probabilità dovuto alla forte variabilità intrinseca del carico termico: esso, oltre alla logica variabilità stagionale, presenta anche una marcata variabilità giornaliera, soprattutto nelle mezze stagioni, e tale variabilità si riscontra nella forte pendenza della curva di durata. Infatti, confrontate con quelle elettriche, le curve di durata termiche si dimostrano molto più pendenti: è facile allora comprendere che un'ordinata lievemente maggiore o minore rispetto ad un'altra comporta un'ascissa sensibilmente minore o maggiore, con una marcata variazione del funzionamento e quindi dei risparmi; al contrario, essendo le curve di durata elettriche più piatte, un'ordinata maggiore o minore rispetto ad un'altra conduce ad ascisse simili, a funzionamenti simili e quindi a risparmi simili.

Il dimensionamento che insegue il carico elettrico porta a scegliere macchine di taglia più piccola. Esse hanno un costo totale di installazione minore, ma un costo di manutenzione maggiore: ciò è dovuto al fatto che, secondo quanto illustrato nell'analisi di Fondazione De Lozzo Da Dalto, una taglia minore che parzializza fino al carico minimo è in grado di coprire anche fabbisogni irrisori, e ciò consente un numero di ore di funzionamento molto elevato con pochissimi spegnimenti. Microturbine a gas e celle a combustibile, in particolare, lavorano un numero di ore maggiore perché il loro grado di parzializzazione minimo è del 20%, contro il 30% dei motori a combustione interna. È facile comprendere allora che l'alto numero di ore di inattività e i conseguenti spegnimenti delle macchine che inseguono il carico termico sono causati dall'esigua richiesta di calore nei mesi estivi, che impone al cogeneratore di fermarsi; al contrario, seguire il carico elettrico permette un funzionamento più regolare nell'arco dell'anno, che comporta un investimento meno rischioso (si rimanda alla minor pendenza delle curve di durata, discussa subito sopra).

Com'è stato largamente spiegato, l'inseguimento del carico termico implica una sovrapproduzione elettrica nei mesi invernali, e l'energia in eccesso viene in massima parte scambiata sul posto o al limite venduta; al contrario, l'inseguimento del carico elettrico implica una sovrapproduzione di calore nei mesi estivi, che viene dissipata nell'ambiente esterno. Si noti comunque che la vendita in rete dell'energia elettrica in eccesso avviene solo in casi particolari, come ad esempio celle a combustibile molto grandi, le quali sono "costrette" a produrre molta energia elettrica (si rimanda alle considerazioni sulla forte impronta elettrica di tale tecnologia): questa è un'ulteriore riprova del popolare principio per cui "conviene autoconsumare".

La spesa per il gas naturale con cogenerazione è molto più elevata di quella in assenza di cogenerazione (da qui il “risparmio lordo negativo”, che è a tutti gli effetti un esborso): ciò è perfettamente logico se si considera che il cogeneratore ha un rendimento termico di circa il 50%, mentre la caldaia preesistente in genere ha un rendimento che supera il 90%. La vera forza della cogenerazione è il risparmio che si consegue lato elettrico: la spesa per l’energia viene in tal caso sensibilmente ridotta, ed il guadagno è sufficiente a compensare i maggiori esborsi lato termico, anche al netto della manutenzione.

Come la Tabella 39 mostra molto chiaramente, il VAN delle macchine ottenute dal dimensionamento elettrico è sempre maggiore di quello delle macchine dimensionate seguendo il carico termico. Le uniche eccezioni a questa tendenza si sono riscontrate per l’Istituto Botteselle e per quelle RSA di cui erano disponibili soltanto i dati relativi al periodo invernale. Con ogni probabilità tale preferenza, in questi casi particolari, è dovuta al fatto che la spesa per il fabbisogno termico ha un peso molto maggiore di quella per il fabbisogno elettrico: questa ipotesi può essere facilmente confermata sia per le strutture di cui sono disponibili solo i dati di prelievo invernali, giacché il loro fabbisogno termico è di gran lunga superiore a quello elettrico, sia per l’Istituto Botteselle che, come è illustrato dal Grafico 93, ha un elevato fabbisogno termico anche d’estate. È del tutto logico allora che, nell’ottica del “conviene autoconsumare”, la macchina migliore sia quella che garantisce il maggiore autoconsumo del fabbisogno più ingente.

Come accennato nel paragrafo 3.2, il confronto tra la simulazione fondata sul principio dell’inseguimento termico e quella fondata sul principio dell’inseguimento elettrico ha permesso di trarre una conclusione importante: se è vero che nel primo caso si minimizzano gli sprechi energetici, giacché l’energia elettrica eventualmente prodotta in eccesso può essere scambiata sul posto o venduta, d’altro canto le simulazioni hanno evidenziato che è economicamente conveniente lavorare in dissipazione termica se si massimizza l’autoconsumo elettrico: in altre parole, seguire il carico elettrico e disperdere il *surplus* di calore prodotto è più remunerativo che cercare di sfruttare al meglio il contenuto energetico del combustibile. Questa convenienza, paradossale da un punto di vista energetico, trova spiegazione nei valori della Tabella 30, opportunamente convertiti: le RSA pagano mediamente 0.198€ per il kWh_{el} e solo 0.046€ per il kWh_{th}. Se è risaputo che l’energia termica non ha né lo stesso pregio né lo stesso costo dell’energia elettrica, le simulazioni hanno evidenziato che tale disparità è sufficiente a giustificare lo spreco della prima per massimizzare l’autoconsumo della seconda.

Spesso, analizzando le curve dei risparmi conseguiti dalle diverse taglie, si può notare come la macchina che fa maturare il risparmio maggiore non sia quella caratterizzata dal VAN più alto: è infatti indispensabile considerare anche il costo d’installazione visto che, se troppo elevato, può comportare tempi di ritorno molto lunghi e di conseguenza VAN ridotti. Effettivamente una macchina più piccola, che fa quindi conseguire un risparmio minore, potrebbe avere, proprio in virtù del costo di installazione più contenuto, un VAN più alto: la scelta considerata “migliore” non è quindi quella che permette il massimo guadagno annuale, ma quella che massimizza il valore dell’investimento alla fine della vita utile della macchina.

La scelta realmente migliore, tuttavia, non sempre coincide con il miglior investimento: il VAN talvolta si dimostra riduttivo come discriminante per scegliere una macchina piuttosto che un’altra. Ne è un esempio l’Opera Immacolata di Lourdes: la cella a combustibile dimensionata secondo l’inseguimento termico ha il VAN più alto, anche rispetto a motori a combustione interna e microturbine, e pertanto rappresenta l’investimento teoricamente migliore; tuttavia, confrontando i costi di installazione delle tre tecnologie, risulta che la FC richiede 156 445€, la MTG richiede 60 390€ e il MCI richiede 72 688€. Si capisce che, se da un lato è vero che la cella a combustibile ha il VAN maggiore, d’altro canto l’investimento può dimostrarsi troppo oneroso e quindi non sostenibile. Viene allora in aiuto l’indice di profittabilità (*IP*) che, rapportando

VAN e costo di installazione, fornisce un'indicazione più completa sull'effettiva "convenienza globale" dell'investimento. Osservando la Tabella 39 ci si accorge infatti che la scelta migliore, di solito, coincide proprio con la macchina che vanta un indice di profittabilità più elevato.

È opportuno precisare che la scelta del cogeneratore coinvolge variabili decisionali molto diverse a seconda di chi analizza l'investimento: ad esempio, se l'investitore è la residenza sanitaria assistita e ha certezza di operatività, ossia è sicuro che la macchina continuerà a funzionare per tutta la sua vita utile con le stesse condizioni di carico (perché non sono previsti ampliamenti della struttura, cambiamenti nel servizio offerto agli ospiti, *etc*), può avere senso prediligere un cogeneratore con un tempo di ritorno attualizzato più lungo, ma che fa conseguire risparmi, e quindi un VAN, maggiori. Al contrario, se l'investitore è una *Energy Services Company* (ESCO), è più probabile che preferisca installare una macchina con un tempo di ritorno attualizzato breve, anche se ciò comporta un VAN minore, per poter rientrare prima nell'investimento e minimizzare così il rischio d'impresa.

Si segnala infine, riprendendo quanto già detto nell'analisi dell'Istituto Botteselle, che attualmente non esistono in commercio celle a combustibile con i costi indicati nelle simulazioni: il mercato di tale tecnologia è in stadio evolutivo e per altro piuttosto lontano dalla maturità economica. Lo studio condotto dal *Batelle Memorial Institute* citato nel paragrafo 2.5.5, sui cui risultati è stato compilato il *database* dei costi di installazione e manutenzione delle celle a combustibile presente nel *software*, indicava infatti delle possibili proiezioni di scenari futuri, fornendo delle stime di costi in funzione di diversi volumi di produzione.

Forti di tutte queste considerazioni, è possibile abbracciare il panorama cogenerativo in un più consapevole sguardo d'insieme, traendo le dovute conclusioni sulla convenienza di una sua applicazione nelle RSA.

Capitolo 5: Conclusioni

Nella Tabella 40 sono sintetizzate le possibili applicazioni cogenerative che, allo stato attuale, potrebbero essere installate nelle Residenze Sanitarie Assistite: sono quindi state escluse le celle a combustibile.

Nome	Ospiti	Tecnologia		Taglia	Costo di installazione	Risparmio netto	VAN	TRA	IP
				[kW _{el}]	[€]	[€]	[€]	[anni]	
Fondazione De Lozzo Da Dalto ⁽¹⁾	70	MTG	El	28	56 364	11 030	28 805	6.05	0.51
RSA n.05 ⁽²⁾	75	MCI	El	59	87 273	13 368	41 320	6.23	0.47
Casa Amica ⁽¹⁾⁽³⁾	87	MTG	Th	23	46 931	168	32 013	5.34	0.68
Casa Fenzi ⁽²⁾	232	MCI	El	109	139 270	55 058	285 876	2.77	2.05
Casa Giovanna De Rossi ⁽³⁾	20	MCI	Th	5	15 751	144	-2 263	12.29	-0.14
Centro Atlantis	123	MTG	El	30	60 390	13 234	41 801	5.31	0.69
Istituto Botteselle	94	MTG	Th	20	40 063	7 709	19 459	6.17	0.49
Opera Immacolata di Lourdes	135	MTG	El	30	60 390	19 770	92 271	3.40	1.53

Tabella 40 - Sintesi delle possibili installazioni cogenerative

⁽¹⁾ dati di prelievo del gas naturale con dettaglio giornaliero, mediati sulle 24 ore per avere dettaglio orario

⁽²⁾ dati di prelievo mancanti, quindi periodo della simulazione inferiore a 12 mesi

⁽³⁾ dati di prelievo di energia elettrica misurati con *Zeus-K*, inferiori quindi a 12 mesi

Si può osservare che la convenienza di una macchina cogenerativa è direttamente proporzionale al numero di ospiti: spiccano in particolare Casa Fenzi (per cui il cogeneratore è di taglia più che doppia rispetto alla soglia dei 50 kW_{el}, e pertanto non si può nemmeno parlare di *microcogenerazione*) e l'Opera Immacolata di Lourdes, che sono proprio le due RSA con la maggiore disponibilità d'alloggio, seguite a breve distanza dal Centro Atlantis. La convenienza della cogenerazione viene meno per strutture molto piccole, come ad esempio Casa Giovanna De Rossi (e le annesse Casa Spigariol – Minatel e Casa Giulia perché, come detto, si approssimano i risultati ottenuti per Casa Giovanna De Rossi a quelli che si sarebbero ottenuti per le altre due, avendo le tre RSA fabbisogni energetici e numero di ospiti simili): l'installazione di un cogeneratore si rivela in tal caso un investimento in perdita, e pertanto non giustificato.

Sarebbe interessante individuare una soglia di *cut off* per la convenienza dell'applicazione cogenerativa nelle RSA: determinare cioè un singolo parametro che permetta di stabilire a priori, senza addentrarsi in lunghe e complesse simulazioni, se un cogeneratore è un buon investimento. La scelta più corretta sarebbe ragionare sui fabbisogni, ma ciò implicherebbe un calcolo poco agevole e difficilmente confrontabile, dovendo considerare anche la contemporaneità degli stessi; si preferisce allora scegliere il numero di ospiti che, nonostante sia fortemente riduttivo, è semplice e immediato. Ripartendo le RSA secondo il criterio della Tabella 41, e considerando tutto sommato accettabile, anche se poco invitante, un investimento che comporta tempi di ritorno attualizzati di circa 6 anni, si può stabilire il *cut off* a 50 ospiti: sotto tale soglia, quasi sicuramente una macchina cogenerativa si rivelerà un pessimo investimento.

Categoria	Ospiti		Nome RSA
	Da	A	
Piccola	1	50	Casa Giovanna De Rossi
Media	51	100	Fondazione De Lozzo Da Dalto RSA n.05 Casa Amica Istituto Botteselle
Grande	101	200	Centro Atlantis Opera Immacolata di Loudes
Molto grande	201	300	Casa Fenzi

Tabella 41 - Criterio per la *clusterizzazione* delle RSA

Resta ovviamente inteso che sancire una soglia sotto la quale la cogenerazione non è mai conveniente, così come stabilirne una sopra la quale si ha sempre assoluta convenienza, è una semplificazione preliminare e come tale deve essere considerata: la sua utilità è capire se ha senso richiedere uno studio approfondito o se è meglio lasciar perdere in partenza perché difficilmente gli esiti saranno positivi. In ogni caso, per un incontrovertibile giudizio, l'ultima parola spetta alla simulazione, in particolare a quella di verifica.

Come già illustrato, è raro che il dimensionamento individui una taglia presente a catalogo: sarebbe infatti opportuno che i risultati di tale simulazione fossero sempre confermati con una procedura di verifica, effettuata con i parametri reali della macchina più vicina a quella dimensionata. Non solo: per massimizzare l'utile, al cogeneratore si dovrebbe far inseguire, durante il funzionamento, il minore tra il carico elettrico e termico, consci del fatto che l'altro sarà autoconsumato e integrato tramite caldaia o rete elettrica.

Un'analisi completa della convenienza globale di un cogeneratore dovrebbe inoltre considerare anche la caldaia preesistente e le sue condizioni: è evidente che adottare una nuova macchina cogenerativa sarebbe molto più vantaggioso se la caldaia preesistente fosse vecchia, con bassi rendimenti ed elevati costi di manutenzione; il vantaggio d'altro canto diminuirebbe qualora la caldaia preesistente fosse stata appena installata, giacché si dovrebbe scalare dal risparmio conseguito dal cogeneratore la valorizzazione della vita residua, e non pienamente sfruttata, della caldaia stessa. In altre parole, sarebbe opportuno seguire l'approccio tipico dell'analisi del ciclo di vita (*Life Cycle Assessment, LCA*) considerando tutti gli aspetti dell'installazione cogenerativa, finanche a comprendere la sua dismissione finale, ma tale grado di approfondimento esula dagli obiettivi del presente elaborato.

Capitolo 6: Bibliografia

6.1: Riferimenti Capitolo 1

- [1] Direttiva europea 19 dicembre 1996, n. 92
https://www.mercaolettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20031117DIRETTIVAUE96_92.pdf
- [2] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/99079dl.htm>
- [3] Deliberazione dell’Autorità 19 marzo 2002, n. 42
https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/02/42-02_old.pdf
- [4] Direttiva europea 11 febbraio 2004, n. 8
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:IT:PDF>
- [5] Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20
<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/07020dl.htm>
- [6] Direttiva europea 5 aprile 2006, n. 32
<http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/doc/di r32-06.pdf>
- [7] Decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115
<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/08115dl.htm>
- [8] Decreto ministeriale 4 agosto 2011
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-4-AGOSTO-2011-2.pdf>
- [9] Decreto ministeriale 5 settembre 2011
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-5-SETTEMBRE2011.pdf>
- [10] Linee guida per l’applicazione del decreto del ministero dello sviluppo economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad alto rendimento (CAR).
Dipartimento per l’energia, Ministero dello Sviluppo Economico, marzo 2012
- [11] Decreto ministeriale 20 luglio 2004
http://www.energia.provincia.tn.it/binary/pat_agenzia_energia/normativa/DM_20.7.2004_1.1241766263.pdf
- [12] Decreto ministeriale 21 dicembre 2017
<https://www.mercaolettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20071221decretoCERTIFICABIANCHI.pdf>
- [13] Direttiva europea 25 ottobre 2012, n. 27
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:it:PDF>
- [14] Decreto ministeriale 11 gennaio 2017
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-Certificati-Bianchi_2017.pdf
- [15] Testo unico ricognitivo della produzione elettrica (TUP), agosto 2017
<https://www.autorita.energia.it/allegati/elettrica/TUP.pdf>
- [16] Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 280/07
<https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/07/280-07ti.pdf>
- [17] Deliberazione dell’Autorità n. 111/06, settembre 2017
<https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/06/111-06allnew.pdf>
- [18] Deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2013, n. 618
<https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/618-13.pdf>

- [19] Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto (TISP)
https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/570-12TISP_ti.pdf
- [20] Decreto 16 marzo 2017
<http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/03/28/17A02240/sg>
- [21] Testo integrato delle connessioni attive (TICA)
https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/10/125-10arg_allA.pdf
- [22] Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC)
https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all_ti.pdf
- [23] Decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244
<http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/12/30/16G00260/sg>
- [24] Deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2017, n. 276
<https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/276-17ti.pdf>
- [25] Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387
<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/03387dl.htm>
- [26] Guida operativa ai Sistemi Efficienti di Utenza Assorinnovabili, marzo 2014
http://www1.assorinnovabili.it/public/sitoaper/FontiRinnovabili/Pubblicazioni/SEU_GuidaOperativa_Finale.pdf
- [27] Amedeo Moratelli: "La cogenerazione ad alto rendimento: il quadro normativo italiano e l'analisi economica per un caso reale".
Università di Padova, 2009
http://tesi.cab.unipd.it/23323/1/tesi_definitiva.pdf

6.2: Riferimenti Capitolo 2

- [28] Ennio Macchi, Stefano Campanari, Paolo Silva: "La microcogenerazione a gas naturale".
Polipress, Milano, marzo 2010
ISBN 88-7398-016-3
- [29] Fabio Armanasco: "Cogenerazione: tecnologie a confronto".
CESI ricerca, Milano, ottobre 2008
http://www.assolombarda.it/fs/20081014114218_43.pdf
- [30] Stefano Campanari: "La cogenerazione: tecnologie, mercato, incentivi".
POLYGEN, Milano, maggio 2013
<http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/campanari.pdf>
- [31] M. Gambini, M. Vellini: "La cogenerazione".
Università di Roma 2 "Tor Vergata", Roma, 2012
http://www.uniroma2.it/didattica/CT/deposito/Cogenerazione_2012-2013.pdf
- [32] Pier Ruggero Spina: "Le tecnologie per la piccola e micro cogenerazione".
Università di Ferrara, Ferrara, dicembre 2007
- [33] Bartolo: "I motori a combustione interna per cogenerazione".
Politecnico di Milano, Milano, 2010
https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/6341/4/2010_07_Bartolo_04.pdf

- [34] Franco Bua, "M04 – Cogenerazione".
Università di Pavia, Pavia, 2007
<http://www-3.unipv.it/energy/2008/M04ver0000C.pdf>
- [35] Fabrizio Bianchini: "Motore a ciclo Atkinson-Miller: l'evoluzione del ciclo Otto".
Elettronica open source, agosto 2015
<https://it.emcelettronica.com/motore-a-ciclo-atskinson-miller-levoluzione-del-ciclo-otto>
- [36] "The Diesel Engine", drawings by Bruce Agland.
The Rail Motor Society Incorporated
http://www.railmotorsociety.org.au/rm_engine_diesel_page.htm
- [37] Marco Penzo: "Microturbine a gas. Caratteristiche e impiego come sorgenti di energia ad uso residenziale".
Università di Padova, Padova, 2010
http://tesi.cab.unipd.it/25092/1/Marco_Penzo_575554.pdf
- [38] Antonino Pontecorvo: "Studio di una microturbina a gas per sistemi cogenerativi ed ibridi".
Università di Napoli Federico II, Napoli, 2006
http://www.fedoa.unina.it/664/1/Tesi_Dottorato_Pontecorvo.pdf
- [39] Barney L. Capehart: "Microturbines".
College of Engineering, University of Florida, dicembre 2016
<https://www.wbdg.org/resources/microturbines>
- [40] Andrea Nicolini: "Celle a combustibile".
CIRIAF
http://www.ciriaf.it/ft/File/Didattica/lezioni/nicolini_RE_EA/S-Celle_a_Combustibile.pdf
- [41] Marina Ronchetti: "Celle a combustibile. Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia".
ENEA, gennaio 2008
http://old.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2008_02CelleCombustibile.pdf
- [42] Battelle Memorial Institute: "Manufacturing cost analysis of PEM fuel cell systems for 5- and 10-kW backup power applications".
Columbus, Ohio, ottobre 2016
https://energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/fcto_cost_analysis_pem_fc_5-10kw_backup_power_0.pdf
- [43] Battelle Memorial Institute: "Manufacturing cost analysis of 100 and 250 kW fuel cell systems for primary power and combined heat and power applications".
Columbus, Ohio, gennaio 2016
https://energy.gov/sites/prod/files/2016/07/f33/fcto_battelle_mfg_cost_analysis_pp_chp_fc_systems.pdf
- [44] I. Pilatowsky, R.J. Romero, C.A. Isaza, S.A. Gamboa, P.J. Sebastian, W. Rivera: "Cogeneration fuel cell-sorption air conditioning systems".
Mexico/Colombia, 2010
ISBN 978-1-84996-027-4

6.3: Riferimenti Capitolo 3

- [45] ZeusLog – Sistemi per il monitoraggio dell'energia
http://www.zeuslog.com/?page_id=48&lang=it

Ringraziamenti

Al termine di questo lavoro, che condude un ben più ampio e sofferto percorso di studi, è doveroso portare i giusti ringraziamenti alle persone senza le quali nulla di tutto ciò sarebbe stato possibile.

Innanzitutto ringrazio EDILVI S.p.A. , in particolare la Divisione ESCo, per aver manifestato interesse nello studio di un'applicazione cogenerativa nelle residenze sanitarie assistite, mettendomi a disposizione il suo tempo, i suoi spazi, i suoi mezzi e le sue risorse e permettendomi, in tal modo, di toccare con mano ciò che prima avevo soltanto esaminato sui libri.

Ringrazio la prof.ssa Anna Stoppato, mia relatrice, per la straordinaria gentilezza e l'infinita disponibilità con cui ha chiarito i miei dubbi, corretto i miei errori e letto i miei -prolissi- scritti.

Ringrazio gli ing. Andrea De Faveri e Francesco Visentin, miei *tutor* aziendali, per avermi accompagnato sia durante sia dopo il tirocinio, insegnandomi con l'esempio come si esercita un mestiere e soprattutto dimostrandomi che anche in un contesto lavorativo ci può essere lo spazio per una risata.

Ringrazio tutto il personale delle residenze sanitarie assistite con cui sono entrato in contatto, troppo numeroso per poter essere citato singolarmente, che ha deciso di sollevare la cortina di diffidenza dietro cui si nasconde chi non ha voglia di essere disturbato, che ha trovato del tempo nella sua realtà quotidiana per raccogliere la cospicua mole di documenti richiesta da uno studente universitario e che ha aperto allo stesso le porte della sua struttura senza chiedere nulla in cambio.

Ringrazio l'ufficio Accesso Rete di AP Reti Gas che, nonostante la massiccia e tratti sconfortante quantità di dati di prelievo richiesti, ha comunque provveduto a fornirli in tempi celeri.

Ringrazio l'Università degli Studi di Padova e tutti i professori dei corsi di laurea in Ingegneria dell'Energia e Ingegneria Energetica, per aver contribuito con passione e competenza a formare delle figure professionali chiave nella salvaguardia dell'ambiente e nella crescita dell'umanità.

Ringrazio la mia famiglia, per non avermi mai fatto mancare niente non di ciò che chiedevo, ma di ciò di cui avevo bisogno, senza allontanarsi quando io per primo mi allontanavo.

Ringrazio i miei amici e i miei fratelli scout, quelli che ho conosciuto di persona e quelli la cui persona ho conosciuto attraverso i pixel di uno schermo, per aver condiviso e condividere con me uno spicchio di vita e un tratto di strada, tracciando e intrecciando le nostre rotte nell'inestricabile nodo del *wyrd*. *E se le nostre strade continueranno a coincidere per sempre, tanto meglio.*

A tutti loro, il mio più sincero grazie.