



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

**APPLICAZIONI DELLA
MICROCOGENERAZIONE IN
ITALIA: ANALISI TECNICA ED
ECONOMICA DI CASI STUDIO CON
L'APPLICAZIONE DI CONTRATTI
EPC (ENERGY PERFORMANCE
CONTRACT) TRAMITE ESCO**

RELATORE: Arturo Lorenzoni

LAUREANDO: Ludovico Zussino

ANNO ACCADEMICO 2019-2020

SOMMARIO

Nella seguente tesi si è indagata l'opportunità di un intervento di efficientamento energetico tramite ESCO per la produzione di acqua calda sanitaria centralizzata in un condominio attraverso l'uso di uno o due microcogeneratori a celle a combustibile SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) accoppiati con una pompa di calore. Per fare ciò si è proceduto a svolgere diverse simulazioni tramite Excel del comportamento dei generatori partendo dai dati di consumo di gas naturale ed elettrico di un edificio reale. Sono state considerate due baselines: la prima prevedeva unicamente la caldaia, mentre la seconda considerava anche la pompa di calore. Dal confronto con le baselines si è quindi valutata l'opportunità dell'investimento per uno o due cogeneratori considerando le incentivazioni disponibili (SSP, ecobonus sia al 65% che al 110% e defiscalizzazione del gas da cogenerazione). I risultati ottenuti hanno permesso di dimostrare un miglior utilizzo dell'energia primaria rispetto ad entrambe le baselines sia nel caso del singolo cogeneratore che in quello con due cogeneratori. Dal punto di vista economico invece si è visto come i tempi di ritorno dell'investimento siano invece eccessivamente elevati (circa 8 anni sia per il cliente che per la ESCO). Questo è all'elevato costo delle macchine considerate che limita dunque il ricavo ottenuto dal risparmio energetico e dall'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione. La possibilità di accedere ad un ecobonus al 110% ha permesso di aumentare i flussi di cassa cumulati sia del cliente (che in questo caso non ha sostenuto spese) che per la ESCO ma senza abbassare significativamente il tempo di ritorno dell'investimento per la ESCO.

INDICE

INTRODUZIONE.....	6
--------------------------	----------

CAPITOLO 1

COGENERAZIONE

1.1 CARATTERISTICHE GENERALI.....	8
1.2 LA COGENERAZIONE IN ITALIA.....	9
1.3 CALCOLO INDICI (CENNI SU CAR).....	12
1.4 EMISSIONI.....	15
1.5 TRIGENERAZIONE.....	17.
1.6 GENERAZIONE DISTRIBUITA	20

CAPITOLO 2

TECNOLOGIE PER LA COGENERAZIONE

2.1 CARATTERISTICHE GENERALI.....	23
2.2 MOTORI ENDOTERMICI.....	24
2.2.1 A CICLO OTTO.....	25
2.2.2 A CICLO DIESEL.....	26
2.2.3 SOVRALIMENTAZIONE.....	27
2.2.4 RECUPERO DI CALORE.....	28
2.3 TURBINE A GAS.....	28
2.3.1 CICLO BRAYTON-JOULE.....	29
2.3.2 CARATTERISTICHE TURBINE.....	31
2.3.3 METODI DI RECUPERO DEL CALORE.....	31

2.3.4 CICLO STIG.....	32
2.3.5 MICROTURBINE A GAS.....	33
2.4 MOTORI STIRLING.....	34
2.4.1 CONFIGURAZIONE ALFA (A DUE PISTONI).....	35
2.4.2 CONFIGURAZIONE BETA.....	35
2.4.3 CONFIGURAZIONE GAMMA.....	35
2.5 CELLE A COMBUSTIBILE.....	35
2.5.1 FUNZIONAMENTO CELLE A COMBUSTIBILE.....	36
2.5.2 TIPOLOGIE DI CELLE A COMBUSTIBILE.....	38
2.6 IMPIANTI A CONTROPRESSIONE.....	40
2.7 IMPIANTO A CONDENSAZIONE E DERIVAZIONE.....	40

CAPITOLO 3

QUADRO NORMATIVO IN MERITO DELLA COGENERAZIONE

3.1 STORIA DELLA NORMATIVA IN MATERIA DI COGENERAZIONE.....	42
3.2 STORIA DELLA NORMATIVA IN MATERIA DI ESCO.....	48
3.3 LINEE GUIDA	49
3.3.1 CALCOLO PES E RENDIMENTO GLOBALE.....	49
3.3.1.1 CALCOLO UNITA' VIRTUALI.....	49
3.3.2 INDIVIDUAZIONE PARAMETRI DI UN IMPIANTO CHE CONCORRANO ALLA CAR.....	49
3.3.3 BENEFICI COGENERAZIONE.....	51
3.3.3.1 CERTIFICATI BIANCHI.....	53
3.3.3.2 AGEVOLAZIONI FISCALI SULLE ACCISE DEL GAS	54

3.3.3.3 SCAMBIO SUL POSTO.....	54
3.3.3.4 ECOBONUS.....	55
3.3.3.5 DISCUSSIONE CERTIFICATI BIANCHI/ECOBONUS.....	55
3.3.4 ESCO.....	56
3.3.4.1 FINANZIAMENTO TRAMITE TERZI (FTT).....	57
3.3.4.2 CONTRACT ENERGY MANAGEMENT (CEM).....	57
3.3.4.3 ENERGY PERFORMANCE CONTRACTING (EPC).....	57

CAPITOLO 4

MICROCOGENERAZIONE

4.1 CARATTERISTICHE GENERALI.....	59
4.2 DIMENSIONAMENTO.....	62
4.2.1 COSTRUZIONE DELLE CURVE DI CARICO E DI DURATA.....	62
4.3 COSTRUZIONE CURVE DI CARICO ACS.....	67
4.4 ACCUMULO TERMICO ED ELETTRICO.....	71
4.5 ANALISI ECONOMICA ED ENERGETICA.....	74
4.5.1 ANALISI ENERGETICA.....	74
4.5.2 ANALISI ECONOMICA.....	76

CAPITOLO 5

SVILUPPO DEL FOGLIO DI CALCOLO

5.1 STIMA ACS.....	81
5.2 INPUT.....	82
5.3 PROFILI ACS.....	85
5.4 CONSUMO ACS.....	87

5.5 CARICO TERMICO.....	88
5.6 CARICO ELETTRICO.....	89
5.7 ACCUMULO TERMICO.....	89
5.8 CURVA COGENERATORE.....	90
5.9 CALDAIA+COGENERATORE.....	91
5.10 SOLO CALDAIA.....	91
5.11 OUTPUT.....	92
5.12 CALCOLO DI ENERGIA PRIMARIA.....	92
5.13 ANALISI ECONOMICA.....	93

CAPITOLO 6

CASO STUDIO E RISULTATI

6.1 CONSUMI EDIFICIO.....	98
6.1.1 CONSUMI ACS.....	98
6.1.2 CARICO TERMICO.....	100
6.1.3 CARICO ELETTRICO.....	101
6.2 GENERATORI.....	101
6.3 BASELINE.....	103
6.3.1 BASELINE 1.....	103
6.3.2 BASELINE 2.....	106
6.4 CASO 1-1 COGENERATORE.....	111
6.5 CASO 2-2 COGENERATORI.....	117
6.6 CONFRONTO ENERGETICO BASELINES E CONFIGURAZIONI COGENERATIVE.....	123

6.7 EMISSIONI.....	126
6.8 ANALISI ECONOMICA.....	127
6.8.1 SOLUZIONE A SINGOLO COGENERATORE.....	128
6.8.2 SOLUZIONE A DOPPIO COGENERATORE.....	135
6.9 CONFRONTO ANALISI ECONOMICHE.....	141
CONCLUSIONE.....	145
BIBLIOGRAFIA.....	147

INTRODUZIONE

Il cambiamento climatico è probabilmente la sfida più difficile che dobbiamo affrontare in questo secolo. Per risponderle è fondamentale ridurre l'inquinamento e le emissioni di CO₂. L'aumento dell'efficienza energetica è una delle soluzioni che possono essere implementate a tale scopo. È in questo contesto che si inserisce la cogenerazione. La *CHP* (*combined heat and power*) è infatti una tecnologia che aumenta notevolmente l'efficienza complessiva di un sistema energetico grazie alla sua possibilità di generare calore sfruttando l'energia residua di un processo di produzione di energia elettrica. Questo naturalmente porta ad un calo delle emissioni.

La cogenerazione presenta molteplici campi di utilizzo come fabbriche o ospedali, ma non è limitata solamente ad attività energivore. C'è infatti la possibilità di utilizzarla nel settore residenziale e soprattutto nei condomini. In questo caso è più appropriato parlare di microcogenerazione (poiché la macchina ha una potenza elettrica inferiore a 50kW). La tecnologia largamente più impiegata in questo settore risulta essere quella dei motori a combustione interna per via della loro affidabilità ed economicità. Questa soluzione presenta tuttavia diversi difetti: problemi di rumore e vibrazioni e soprattutto di inquinamento. Per risolvere queste problematiche possiamo usare celle a combustibile. Le celle a combustibile operano attraverso il processo di ossidoriduzione dell'idrogeno (H₂) e dell'ossigeno (O₂). Questo processo non produce praticamente vibrazioni o rumori rendendo la cella a combustibile una scelta interessante per il settore residenziale. Un altro aspetto importante è la maggiore efficienza elettrica che porta a emissioni molto più basse rispetto ad un motore a combustione interna della stessa taglia (circa la metà in meno). L'H₂ necessario è prodotto da gas naturale acquistato dalla rete consentendo l'uso delle celle a combustibile ovunque arrivi la rete del gas. L'applicazione della microcogenerazione nei condomini è normalmente effettuata attraverso una ESCO (Energy Service Company) mediante un contratto EPC (Energy Performance Contract) che consente al cliente finale di non assumersi rischi finanziari. In questa tesi è stato esplorato il comportamento di uno o due microcogeneratori a celle a combustibile accoppiati con una pompa di calore (PDC) per verificarne la fattibilità economica all'interno di un contratto EPC. I risultati ottenuti sono stati confrontati con due diverse *baselines*: la prima considera come generatore di calore solo una caldaia mentre la

seconda vi aggiunge una pompa di calore. I risultati trovati mostrano come la microgenerazione generi una migliore efficienza energetica del sistema (diminuendone allo stesso tempo il fabbisogno energia primaria). Da questo punto di vista l'utilizzo di due microgeneratori ha prodotto risultati superiori rispetto al caso in cui viene considerata una sola macchina per via della massimizzazione delle possibilità di autoconsumo elettrico. Dal punto di vista economico il pay back time risulta eccessivamente elevato sia per il cliente che per l'ESCO anche considerando un ecobonus al 110%. Questo è il risultato dell'elevato costo di investimento necessario. Il costo di questa tecnologia risulta infatti essere l'aspetto più problematico. Per concludere vale la pena notare come le emissioni della *baseline* comprendente la pompa di calore siano inferiori rispetto ai casi comprendenti le celle a combustibile. Questo è il risultato del peso delle fonti rinnovabili nel mix per la generazione elettrica notevolmente aumentato negli ultimi anni.

CAPITOLO 1

COGENERAZIONE

1.1 CARATTERISTICHE GENERALI

Per cogenerazione si intende la produzione contemporanea sia di energia elettrica che di energia termica (che può essere sia calore che frigorifera) entrambe considerate come effetti utili ovvero come soddisfacenti domande preesistenti, in particolare l'energia termica deve soddisfare una domanda economicamente giustificabile, ovvero l'utilizzo del cogeneratore per il soddisfacimento della domanda deve avere dei costi competitivi sul mercato. L'idea alla base del concetto di produzione elettrica e termica integrata è l'ottenimento di un risparmio energetico a cui si lega necessariamente un beneficio ambientale dovuto alle minori emissioni. La produzione è schematizzabile in cascata con il calore che viene recuperato dai fumi e/o dai circuiti di raffreddamento della macchina che produce energia elettrica. L'utilizzo diretto dei fumi è molto raro, mentre di norma il calore viene recuperato in un circuito secondario che può essere acqua o vapore a diverse temperature a seconda della temperatura della sorgente termica e delle necessità delle utenze da soddisfare.

[1] I ritorni economici possono essere importanti ma non sempre si riscontrano, molto importante infatti è la valutazione del profilo energetico dell'utenza finale che risulta essere la prima valutazione necessaria da fare. In generale le precondizioni necessarie affinché un impianto sia remunerativo sono:

- 1) Domanda di calore a bassa temperatura.
- 2) Domanda di energia elettrica.
- 3) Rapporto di richiesta tra energia termica ed elettrica ottimale.
- 4) Dimensione importante della domanda energetica.
- 5) Contemporaneità della domanda e dell'offerta.
- 6) Numero elevato di ore di utilizzo.

Le principali controindicazioni sono:

- 1) Investimento elevato con tempo di ritorno compreso tra i 3 ed i 5 anni.
- 2) Rigidità gestionale degli impianti.

La cogenerazione risulta, nonostante tutte le sue limitazioni, comunque un mezzo flessibile per l'efficientamento energetico soprattutto per quelle utenze che mantengono costante nel corso dell'anno il proprio fabbisogno: in ambito industriale, in cui il vettore energetico può essere acqua, vapore od olii diatermici a seconda delle applicazioni, risulta essere un'ottima soluzione nell'industria alimentare, nelle cartiere, negli stabilimenti petrolchimici o chimici. In ambito civile invece è particolarmente indicata per ospedali, case di cura, piscine, centri sportivi o centri commerciali.[2]

Per concludere bisogna tuttavia tenere conto del fatto che non sempre la domanda di energia elettrica e termica sono perfettamente bilanciate e di conseguenza si possono generare delle situazioni in cui uno dei due vettori risulta in eccesso. Nel caso l'eccesso sia di energia elettrica la situazione può essere facilmente superata vendendo alla rete nazionale od usando la stessa come una sorta di accumulo (scambio sul posto), nell'ipotesi che ad essere in eccesso sia il calore prodotto la situazione è più sfavorevole in quanto si prospettano due soluzioni:

- 1) L'eliminazione del calore in eccesso che tuttavia riduce il calore utile prodotto e di conseguenza l'energia cogenerata propriamente detta.
- 2) L'accumulo termico che non è una soluzione particolarmente utilizzata per via dell'aggravio economico (anche se però permette un aumento della flessibilità dell'impianto) e del fatto che non è praticabile per tutte le applicazioni.[2]

1.2 LA COGENERAZIONE IN ITALIA

Storicamente si inizia a parlare di cogenerazione in Italia nel 1988 con la definizione del Piano Energetico Nazionale (PEN).[3] Da allora l'energia prodotta da cogenerazione cresce di anno in anno escludendo gli anni della crisi economica tra il 2008 ed il 2014. L'evoluzione della situazione italiana è in linea con le richieste europee di ampliamento della percentuale di energia elettrica prodotta per cogenerazione rispetto al totale. L'UE

infatti nel 1997 all'interno di politiche varate per affrontare il cambiamento climatico promuoveva un passaggio dell'energia elettrica da cogenerazione da un 9% dell'anno 1997 nei paesi membri (rispetto ad il totale dell'energia elettrica prodotta) ad un 18% per l'anno 2010.[4]

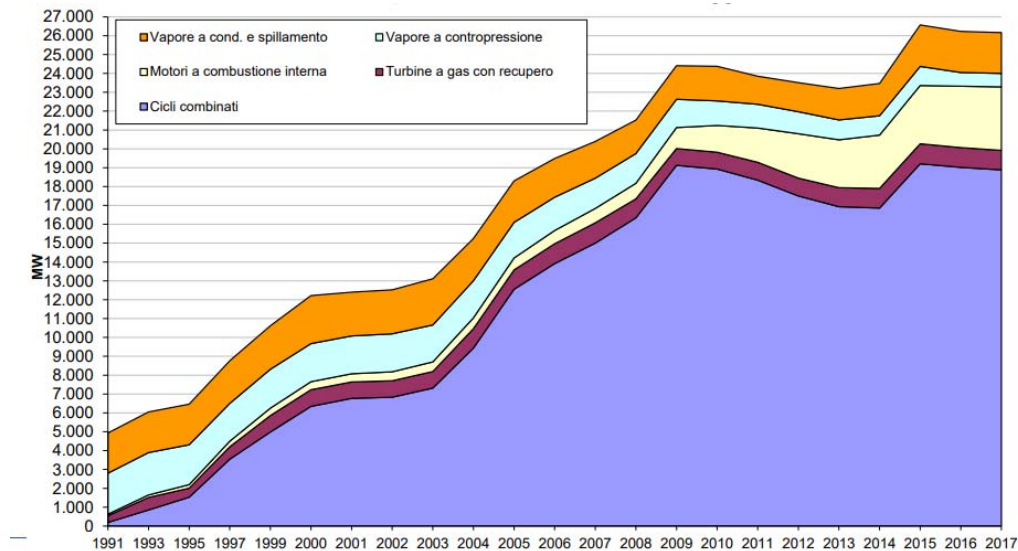


Fig. 1.1 Evoluzione della potenza installata per cogenerazione in Italia

Prendendo in esame i dati del 2017 si vede che a fronte di 295.830 GWh prodotti in Italia 58.722 GWh sono da imputarsi ad impianti di cogenerazione per una percentuale del 19,4%. Questa energia risulta essere comunque in flessione rispetto al 2016 registrando una diminuzione del 7,5% per l'energia elettrica e di circa il 6% per il calore utile. Ciò è dovuto al fatto che diversi impianti combinati non hanno fatto richiesta del riconoscimento come cogeneratori al GSE e la loro uscita non è stata compensata completamente dagli impianti di piccola e micro cogenerazione.[4]

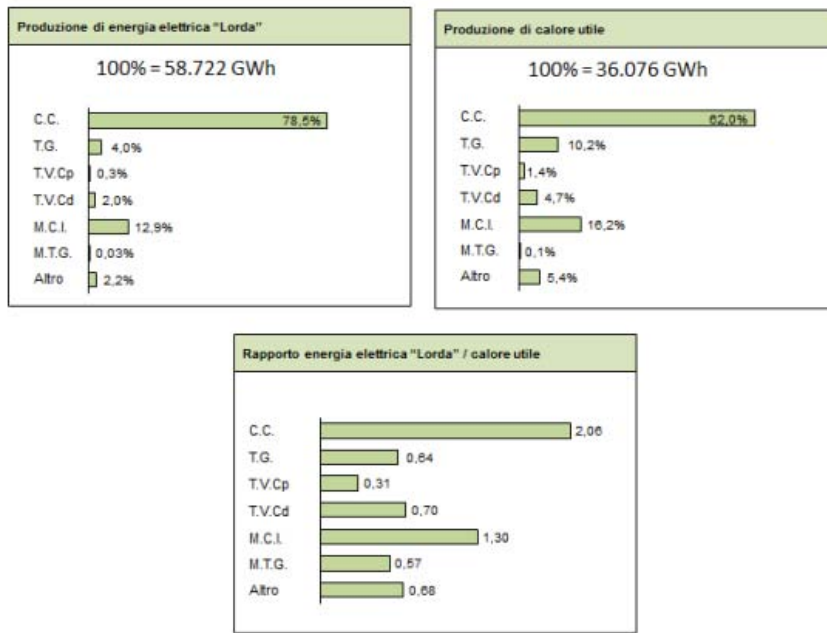


Fig. 1.2 Produzione energetica per cogenerazione totale e divisa per tecnologie, Italia 2017

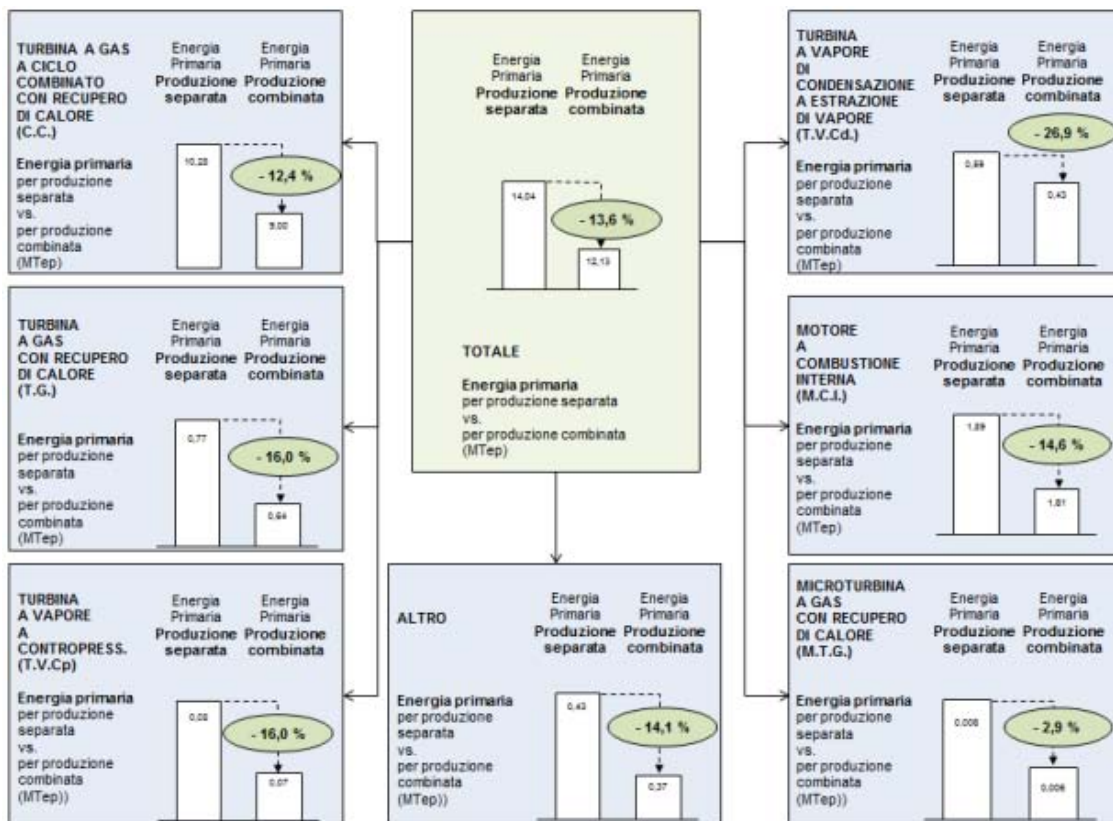


Fig. 1.3 Risparmio di energia primaria per diverse tecnologie, Italia 2017

Come si può vedere dalla figura l'utilizzo di una produzione combinata di calore ed energia elettrica produce sempre una diminuzione di energia primaria utilizzata, superiore al 10% per ogni tecnologia considerata tranne che per le microturbine a gas. Il risparmio totale è ben del 13,6%.

1.3 CALCOLO INDICI (CENNI SU CAR)

Dal punto di vista operativo per un impianto cogenerativo risulta essere particolarmente importante che due parametri risultino adeguati:

1)Rendimento di primo principio (rendimento globale)

$$\eta_{globale} = \eta_{el} + \eta_{th}$$

(1.1)

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_c} \text{ Rendimento elettrico}$$

$$\eta_{th} = \frac{E_{th}}{E_c} \text{ Percentuale di calore recuperato, non è un rendimento.}$$

E_c =Energia del combustibile utilizzata in un anno (MWh).

E_{th} =Energia termica prodotta in un anno (MWh).

E_{el} =Energia elettrica prodotta in un anno (MWh).

Dalla 1.1 si evince come per avere un rendimento globale alto bisogna avere un buon bilanciamento fra il rendimento elettrico ed il fattore di recupero termico in quanto un rendimento elettrico troppo elevato porterebbe ad un fattore di recupero basso per via della minor energia recuperabile. La seconda considerazione che può essere fatta è sulla possibilità di operare in condizioni non nominali: lavorando in off design infatti il rendimento elettrico è destinato a calare ma parimenti il recupero termico diviene più efficiente per via del maggior contenuto energetico nei fumi di scarto e di conseguenza il rendimento globale risulta essere un parametro abbastanza costante. Questo è vero però unicamente ad una prima analisi in quanto l'energia termica corrisponde al calore utile e

di conseguenza non tiene conto di quello scartato e perciò se ad una maggiore disponibilità di calore non segue una richiesta di energia termica sufficientemente elevata il rendimento globale può calare.

2) PES (Primary energy saving)

Questo parametro serve a quantificare il risparmio energetico in percentuale rispetto ad una produzione separata.

Il rendimento globale ed il PES sono i due parametri utilizzati per valutare l'accesso alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) ed ai benefici che essa comporta.

[5] Oltre a questi due parametri se ne possono identificare altri utili a studiare la performance del cogeneratore:

1) PRIMARY ENERGY FUEL

$$PEF = \frac{E_c}{E_{c,tot}} \quad (1.2)$$

E_c = Energia del combustibile messa in gioco

$E_{c,tot}$ = Energia del combustibile totale, ovvero senza considerare rendimenti e perdite di distribuzione.

Questo indice permette di valutare l'energia del combustibile realmente messa in gioco al netto del rendimento e delle perdite di distribuzione. Proprio tali perdite sono però di difficile misurazione e di conseguenza questo è un indice di difficile realizzazione.

2) PRIMARY ENERGY RATE VALUE WEIGHTED

$$PER_{vw} = \frac{UP_{el} * E_{el} + UP_{th} * E_{th}}{\frac{UP_c}{LHV_c} * E_c} \quad (1.3)$$

UP_{el} = Prezzo di vendita unitario energia elettrica.

UP_{th} = Prezzo di vendita unitario energia termica.

UP_c = Prezzo di acquisto unitario energia del combustibile.

LHV_c = Potere calorifico inferiore del combustibile.

Questo indice ci permette di fare una valutazione economica separando i due vettori energetici (elettrico e termico) e dunque riconoscendo una differenza di qualità dell'energia prodotta superando perciò le limitazioni del primo principio della termodinamica.

3) ELECTRICAL INCREMENTAL HEAT RATE

$$EIHR = \frac{E_c}{E_{el}} - \frac{1}{\eta_{th,rif}} * \frac{E_{th}}{E_{el}} = \frac{1}{\eta_{el}} - \frac{1}{\eta_{th,rif}} * \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}} \quad (1.4)$$

$\eta_{th,rif}$ = rendimento termico di riferimento.

Questo indice segue un approccio incrementale e viene utilizzato per dividere il quantitativo di combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica dal totale.

4) ARTIFICIAL EFFICIENCY

$$\eta_a = \frac{1}{EIHR} \quad (1.5)$$

Se $\eta_a < \eta_{el,rif}$ allora risulta più conveniente utilizzare un sistema convenzionale.

$\eta_{el,rif}$ = Rendimento sistema convenzionale.

5) THERMAL INCREMENTAL HEAT RATE

$$TIHR = \frac{E_c}{E_{th}} - \frac{1}{\eta_{th,rif}} * \frac{E_{el}}{E_{th}} = \frac{1}{\eta_{th}} - \frac{\eta_{el}}{\eta_{th,rif} * \eta_{th}} \quad (1.6)$$

Concettualmente uguale al precedente ma relativo all'aspetto termico.

$$6) E'_c = E_c * (1 - \psi_{el} \xi_{el} - \psi_{th} \xi_{th}) \quad (1.7)$$

$$\psi_{el} = \frac{E_{el,rete}}{E_{el}}$$

$$\xi_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{el} * \eta_{th}}$$

$$\xi_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{el} * \eta_{th}}$$

$$\psi_{th} = \frac{E_{th,rete}}{E_{th}}$$

Questo indice ci permette di valutare il combustibile impiegato al netto delle vendite in rete e quindi quello utilizzato unicamente per soddisfare l'utenza.[8]

1.4 EMISSIONI

Attualmente in Italia le emissioni dei cogeneratori sono equiparate a quelle di un impianto termoelettrico o di una caldaia (per i microcogeneratori) senza tenere dunque conto del beneficio ambientale derivante dalla produzione contemporanea di energia elettrica e calore. Per il calcolo sono state proposte diverse metodologie:

1) Input based

In questo caso per il calcolo delle emissioni sono utilizzati i dati del combustibile immesso. Questo metodo ha il grande svantaggio di non tener conto dell'efficienza del sistema. Esistono due tipologie di calcolo input based:

1) Calcolo degli inquinanti su normale metro cubo di fumi:

$$\gamma = \left[\frac{mg}{Nm^3} \right] \quad (1.2)$$

Questo valore dipende quindi completamente dalla composizione dei fumi e dunque della miscela aria comburente e combustibile e per questo motivo la normativa di riferimento fissa le percentuali di ossigeno da considerare in 15% per le turbine a gas e 5% per le altre tipologie. Questo metodo oltre a non tener conto dell'efficienza dell'impianto presenta anche la problematica aggiuntiva di non mostrare in maniera chiara il legame tra le emissioni e l'energia del combustibile.

2) Calcolo degli inquinanti su kWh immesso:

$$\lambda = k * \gamma = \left[\frac{mg}{kWh_{immesso}} \right] \quad (1.3)$$

k=parametro che dipende dal tipo di combustibile.

2) Output based

Calcolo degli inquinanti su kWh di output

$$\delta = \frac{\lambda}{\eta} = \left[\frac{mg}{kWh_{output}} \right] \quad (1.4)$$

Questa metodologia risulta più logica di una input based in quanto tiene conto dell'efficienza dell'impianto ed è un chiaro indicatore del rapporto tra il costo ambientale ed il beneficio per la collettività.

Indipendentemente dal metodo di calcolo l'assoggettamento dei cogeneratori a caldaie od impianti termoelettrici non permette di considerare la parte più importante ovvero la produzione combinata di calore ed elettricità. Per questo motivo sono state proposte due opzioni di calcolo nella speranza che si arrivi ad una normativa:

1) METODO DELLA CALDAIA EVITATA

Per la valutazione delle emissioni ad impatto locale e dunque utile in caso di piccoli e microcogeneratori data la vicinanza dei suddetti alle utenze.

In questo caso si registra il beneficio derivante dalla produzione composta e dunque dall'assenza delle emissioni derivanti da una caldaia:

$$\delta_{cog} = \delta_{tot} - \frac{\lambda_{th}'}{\eta_{th}'} * \frac{E_{th}}{E_{el}}$$

(1.5)

$$\delta_{cog} = \left[\frac{mg}{kWh_{output}} \right] = \text{Emissioni di cogenerazione}$$

$$\delta_{tot} = \left[\frac{mg}{kWh_{output}} \right] = \text{Emissioni totali}$$

$$\frac{\lambda_{th}'}{\eta_{th}'} = \left[\frac{mg}{kWh_{output}} \right] = \text{Emissioni evitate della caldaia output based}$$

$$\lambda_{th}' = \left[\frac{mg}{kWh_{input}} \right] = \text{Emissioni caldaia evitata su kWh di input}$$

η_{th}' = Rendimento termico della caldaia evitata

E_{th} = [kWh] = Energia termica cogeneratore

E_{el} = [kWh] = Energia elettrica cogeneratore

L'idea è quella di sottrarre alle emissioni totali quelle che sarebbero state prodotte da una caldaia in caso di una produzione separata. Di conseguenza molto importante risulta la valutazione di λ_{th}' e di η_{th}' in quanto parametri che devono essere scelti. A riguardo esistono diverse proposte:

1) Per il rendimento di riferimento della caldaia evitata:

- 1) Decisione 2007/74/CE (0,9 per gas naturale).
- 2) AEEG 42/02 (0,8 per civile, 0,9 per industriale).
- 3) Scheda Tecnica 21 (delibere AEEG 177/05 e 187/05).

2) Per le emissioni di riferimento della caldaia evitata:

- 1) Classi di merito previste nelle norme UNI EN 483, 656.
- 2) Utilizzando i limiti imposti dalle autorità competenti alle caldaie.

2) INDICE DI RISPARMIO AMBIENTALE (IRA)

Mette in correlazione le emissioni per cogenerazione con quelle derivate dai grandi impianti di produzione dell'energia sia elettrica che termica e di conseguenza si adatta ad una valutazione sulle emissioni su scala globale dei grandi impianti lontani dalle utenze che servono.

$$IRA = 1 - \frac{\delta}{\frac{\lambda_{el}'}{\eta_{el}'} + \frac{\lambda_{th}'}{\eta_{th}'} * \frac{E_{th}}{E_{el}}}$$

(1.6)

$\frac{\lambda_{el}'}{\eta_{el}'}$ = $\left[\frac{mg}{kWh_{output}} \right]$ = Emissioni derivate da impianto di produzione elettrica di riferimento.

η_{el}' = Rendimento elettrico di riferimento.

λ_{el}' = Emissioni input based su kilowattora di riferimento.

Per gli altri parametri valgono definizioni e considerazioni già effettuate per il metodo della caldaia evitata. Come per il metodo precedente occorre però definire il valore dei parametri di riferimento. Se per i rendimenti e le emissioni della parte termica valgono le valutazioni precedenti, per i parametri elettrici si può considerare:

1) Per il rendimento elettrico di confronto può essere scelto:

- 1) Decisione 2007/74/CE (in funzione al combustibile).
- 2) AEEG 42/02 (in funzione di taglia e combustibile).

2) Per le emissioni di riferimento della produzione elettrica:

- 1) Valori medi della produzione nazionale.
- 2) BAT.[9]

1.5 TRIGENERAZIONE

Per trigenerazione si intende una soluzione che prevede la produzione in contemporanea di energia elettrica, termica e frigorifera e può dunque essere vista come

un'implementazione del concetto di cogenerazione. Dal punto di vista pratico la produzione di freddo può essere effettuata in due modi diversi: utilizzando dei chiller e dunque sfruttando l'energia elettrica prodotta oppure attraverso delle macchine ad assorbimento per utilizzare il calore prodotto. Delle due la seconda è quella più interessante in quanto permette di utilizzare l'energia termica prodotta anche nei mesi estivi in cui il carico termico è normalmente nullo o molto basso e di conseguenza di aumentare l'efficienza del sistema.

La trigenerazione rappresenta dunque un'opportunità importante per migliorare la resa di un cogeneratore. Questa soluzione, che risulta appropriata per macchine comprese in un range da pochi kW ad alcuni MW, viene fatta principalmente in vicinanza all'utilizzatore finale ed è in grado di portare l'utilizzo dell'energia primaria fino all'85% promuovendo dunque un risparmio nell'utilizzo delle fonti non rinnovabili, un miglioramento dell'efficienza termica ed una riduzione delle emissioni.[2] La trigenerazione si è dimostrata particolarmente interessante per piccole potenze integrandosi dunque molto bene con il concetto di generazione distribuita e la trigenerazione in generale su piccola scala (dunque associata a microcogeneratori) ha dimostrato un beneficio ambientale ed un risparmio energetico ma nella diffusione è ostacolata dagli elevati costi d'investimento che rendono necessarie politiche di incentivazione per far in modo che questa tecnologia possa affermarsi [6]. Nella trigenerazione tuttavia è molto importante l'interazione fra le varie macchine coinvolte. Consideriamo per esempio un sistema cogenerazione ed assorbitore: bisogna essere sicuri di alimentare l'assorbitore con il cogeneratore, evitando di alimentarlo con il gruppo caldaia di supporto: in questo caso infatti l'efficienza complessiva del sistema cala nettamente ed anche la perdita economica può essere rilevante. Infatti, in questo caso per ogni kWh di input in caldaia si producono 630 Wattora di energia frigorifera che risultano essere circa un quarto di quelli ottenibili mediante chiller.

Per tener conto della produzione di freddo, ovviamente, il PES deve essere opportunamente modificato, tuttavia allo stato attuale non esiste una norma specifica e dunque la valutazione è lasciata a chi gestisce l'impianto. Di conseguenza il PES presentato normalmente è quello standard dove viene inserita anche la parte di calore utilizzata per la produzione di freddo (qualora si utilizzi una macchina ad assorbimento) senza perciò tener conto dell'efficienza dell'assorbitore. Una soluzione alternativa invece

consiste nel separare la produzione di calore da quella di energia frigorifera e dunque di aggiungere un altro parametro al denominatore del PES:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,rif}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,rif}} + \frac{\eta_{th} * \eta_{frig}}{\eta_{th,rif} * EER_{frig,rif}}}$$

(1.7)

Dove η_{frig} rappresenta il rapporto tra l'energia frigorifera prodotta ed il calore utilizzato mentre $EER_{frig,rif}$ è un valore di riferimento.

Può essere interessante confrontare i valori del PES “classico” (quello che considera solo l'energia termica) e di quello modificato per tener conto del rendimento della macchina frigorifera: consideriamo dunque un sistema di trigenerazione in cui il rendimento elettrico è pari a 0,42, quello termico a 0,43 mentre i rispettivi valori di riferimento sono 0,52 e 0,9 rispettivamente. Per l'energia frigorifera consideriamo invece per l'assorbitore un valore pari a 0,75 mentre il valore di riferimento è 3 (valore tipico di un chiller). In questa situazione si vede come a fronte di un PES “classico” pari al 22% quello modificato è circa lo 0,1%. Di conseguenza si può vedere come l'utilizzo di calore per la produzione di freddo possa non sempre essere una soluzione adeguata dal punto di vista energetico[8]. A sostegno di queste considerazioni infatti si può confrontare un sistema di raffreddamento tradizionale con chiller ad uno che utilizzi un cogeneratore ed un assorbitore: considerando 1 kWh di input per entrambi i sistemi ed ipotizzando per il chiller un EER di 2,6 e per il cogeneratore un coefficiente di recupero termico pari a 0,42 (che rappresenta un valore reale per un motore a combustione interna) con l'assorbitore con un rendimento pari a 0,7 vediamo come nel primo caso verranno prodotti 1,22 kWh di energia frigorifera (considerando un rendimento del 47% per la produzione e distribuzione di energia elettrica) mentre nel secondo solamente 294 Watt. Discorso simile può essere fatto se nell'impianto trigenerativo all'assorbitore sostituiamo un chiller: in questo caso vediamo come l'energia frigorifera prodotta, mantenendo inalterate le condizioni precedenti, sia pari a 858 Watt e dunque risulti essere ancora inferiore ad una soluzione tradizionale. Questo è vero tuttavia solo per macchine in cui il rendimento elettrico è inferiore al 47%, al contrario per rendimenti maggiori l'utilizzo di un cogeneratore per alimentare un chiller sarebbe una soluzione più efficiente. Macchine con

rendimenti elettrici così elevati però si possono trovare solamente nella microgenerazione con le celle a combustibile e, di conseguenza, solo per potenze frigorifere molto contenute.

1.6 GENERAZIONE DISTRIBUITA

Per generazione distribuita si intende lo sviluppo di una serie di piccoli impianti di produzione elettrica dislocati su territorio ed allacciati alla rete. Questa idea presenta diversi vantaggi: vicinanza degli impianti alle utenze e di conseguenza minori dispersioni lungo la rete, funzionamento in isola e sviluppo delle smart grid, possibilità di sfruttamento sia di fonti fossili che rinnovabili che di soluzioni cogenerative. La generazione distribuita risulta particolarmente interessante quando si parla di fonti rinnovabili per due ragioni in particolare: la distribuzione sostanzialmente uniforme delle stesse sul territorio nazionale e la loro bassa densità energetica che le rendono particolarmente interessanti in questa logica che appare molto adatta dunque ad esaltarne i pregi mascherandone i difetti, così come per la cogenerazione, specialmente per gli impianti di micro e piccola cogenerazione, in quanto maggiore è la vicinanza dell'impianto alle utenze e maggiore è l'efficienza del sistema dovendo sostenere minori perdite di distribuzione. Un altro vantaggio molto importante della generazione distribuita consiste nel rendere la rete meno sensibile ai blackout proprio in virtù del maggior numero di punti di immissione che permetterebbe, in caso di interruzione del servizio, di limitare l'effetto cascata che si verrebbe a creare. La problematica dei blackout risulta essere particolarmente pressante in quanto il Paese si sta muovendo verso una marcata elettrificazione (es: auto elettriche) e ad un aumento dei consumi specialmente estivi (dovuti all'aumento di energia frigorifera nella climatizzazione) che si traduce in una più marcata eventualità di disservizio della rete. Secondo alcune previsioni nel 2030 l'Italia potrebbe sperimentare importanti blackout su scala nazionale proprio per questo motivo ma il problema è già presente allo stato attuale ed a riprova di ciò basti pensare alle interruzioni programmate attuate in provincia di Milano nell'estate del 2019 proprio per far fronte ad un'eccessiva richiesta di energia. La generazione distribuita darebbe quindi un contributo molto importante alla risoluzione di questo problema oltre che con la dislocazione sul territorio di maggiori punti di ingresso nella rete anche con uno

sfruttamento molto superiore dell'energia di input: se, infatti, allo stato attuale il rendimento medio italiano per produzione e trasporto dell'energia elettrica è pari al 47% in un'ottica di generazione distribuita si potrebbe avere un rendimento fino all'80% grazie ad una miglior tecnologia di produzione e, soprattutto, alle perdite di distribuzione evitate.

Per quel che riguarda le tecnologie utilizzate al momento in Italia la più importante risulta essere il fotovoltaico che presenta due grandi vantaggi: è "green" e permette l'autoproduzione. Al contempo tuttavia sono diversi gli svantaggi: la discontinuità di produzione, l'efficienza che risulta essere legata alla metratura occupata ed all'orientamento dei pannelli e la possibilità di funzionare off grid solo grazie ad una batteria. La microgenerazione risulta essere un'importante ipotesi di sviluppo futuro in quanto risolverebbe molti degli attuali problemi del fotovoltaico: a parità di energia annuale prodotta l'impianto di cogenerazione occupa infatti uno spazio molto più ridotto ed è in grado di operare per un numero molto maggiore di ore specialmente nel caso delle fuel cell che permettono un lavoro continuo durante l'anno a rendimenti elettrici molto elevati e senza necessità di essere spente neanche durante la manutenzione. Per fare un esempio una cella a combustibile con una potenza elettrica di 1,3 kW produce annualmente la stessa energia di un impianto fotovoltaico di 70 m² pari dunque ad una potenza installata di circa 10,5-14 kW.

La generazione distribuita rappresenta quindi una possibilità molto interessante ma per poter essere implementata su larga scala necessita di una revisione completa dell'attuale rete elettrica costruita in un'ottica di funzionamento passivo ed attualmente questo risulta essere la principale problematica.

Precedentemente si è parlato di come la generazione distribuita possa essere un efficiente metodo di intervento per la gestione e prevenzione dei blackout dovuti ad un aumento dell'elettrificazione della società, tuttavia tale elettrificazione è anche uno stimolo alla generazione distribuita e rappresenta un'importante azione da intraprendere per la riduzione delle emissioni di CO₂. A conferma di questo fatto possiamo infatti considerare due diverse tipologie di elettrificazione: quella dei veicoli e quella del riscaldamento degli edifici mediante l'utilizzo di pompe di calore. Entrambe le soluzioni permetterebbero un risparmio delle emissioni di circa il 30% ma l'elettrificazione dei veicoli risulterebbe una soluzione più efficiente e a maggior riduzione di emissioni a fronte della maggior

dipendenza del settore dalle fonti fossili (se infatti entrambi i settori consumano circa il 30% dell'energia primaria totale il settore automobilistico dipende al 94% dalle fonti fossili contro il 73% di quello dello space heating ed inoltre i combustibili utilizzati nell'autotrazione sono mediamente più inquinanti di quelli utilizzati nel riscaldamento)[8]. L'elettrificazione dei veicoli inoltre permetterebbe un miglior utilizzo del fotovoltaico rendendolo più elastico e risolvendo parzialmente il problema della produzione intermittente grazie alla possibilità di ricaricare le autovetture e di utilizzarle come vere e proprie batterie a cui attingere all'occorrenza.

CAPITOLO 2

TECNOLOGIE PER LA COGENERAZIONE

2.1 CARATTERISTICHE GENERALI

Le tecnologie che possono essere considerate cogenerative fanno riferimento al decreto legge D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20.1227778118 che al punto a del secondo articolo definisce:

“cogenerazione: 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.” [9]

Di conseguenza le tecnologie che possono essere considerate come cogenerative hanno l'unica limitazione di dover produrre energia elettrica e termica in contemporanea. In realtà nello stesso documento viene anche presentata una lista di tecnologie cogenerative ma bisogna comprendere come essa sia puramente indicativa e non ponga delle limitazioni di sorta. [9] Le tecnologie considerate come cogenerative sono dunque:

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di vapore.
- b) Turbina a vapore a contropressione.
- c) Turbina di condensazione ed estrazione del 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.
- l) Ciclo Rankine a fluido organico (ORC).

Di seguito saranno dunque analizzate le principali tecnologie utilizzate a fini cogenerativi presenti nell'elenco.

2.2 MOTORI ENDOTERMICI

Nella cogenerazione i motori più utilizzati sono quelli basati su ciclo Otto e Diesel. Al contrario delle applicazioni automobilistiche o navali (Diesel) i combustibili utilizzati sono principalmente: gas naturale, biogas, syngas, oli pesanti. I motori possono essere invece derivati da tre tipologie di applicazioni principali:

-Derivazione automobilistica

-Autotrazione

-Industriali

Quelli di derivazione automobilistica risultano essere i più compatti e veloci con la possibilità di poter essere utilizzati anche a 3000 giri/minuto. In termini economici per basse potenze i motori automobilistici, grazie ad economie di scala, hanno un prezzo molto più competitivo rispetto agli altri e non si riscontrano differenze sostanziali di costo tra motori a metano od a gasolio. Al contrario all'aumentare della potenza risultano maggiormente vantaggiosi dal punto di vista economico i motori a gasolio (ciclo diesel). Di queste tipologie quella largamente più utilizzata riguarda i motori Otto riconvertiti a metano per le piccole potenze (mini e microcogenerazione) tenuto conto della possibilità di allacciarli alla rete del gas (particolarmente estesa e capillare in Italia) alla sola pressione di rete. [2]

2.2.1 MOTORI A CICLO OTTO

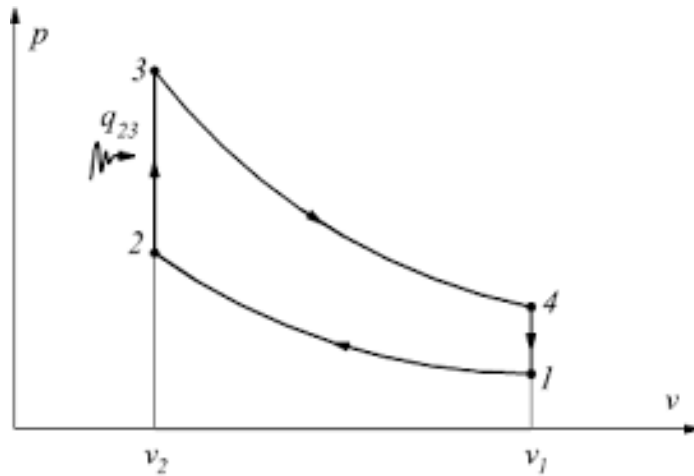


Fig. 2.1 Ciclo Otto ideale ad aria standard

Ciclo ideale ad aria standard:

1-2) Compressione isoentropica

$$L_{(1-2)} = c_v (T_1 - T_2) \text{ [J/kg]}$$

In questa fase le valvole di aspirazione si chiudono ed il pistone comprime il fluido tramite un moto ascendente.

2-3) Combustione isocora

$$Q_{(2-3)} = c_v (T_3 - T_2) \text{ [J/kg]}$$

Innescata da una scarica elettrica (ad accensione comandata).

3-4) Espansione isoentropica

$$L_{(3-4)} = c_v (T_3 - T_4) \text{ [J/kg]}$$

Moto discendente del pistone e lavoro utile.

4-1) Scarico isocoro dei prodotti di combustione

$$Q_{(4-1)} = c_v (T_4 - T_1) \text{ [J/kg]}$$

Le valvole di scarico vengono aperte ed i prodotti di scarico sono rilasciati in atmosfera anche grazie al moto ascendente del pistone.

I valori tipici di rendimento di motori che adottano questa tipologia di ciclo sono compresi tra il 22% ed il 33% (ciclo reale). Qualora si utilizzi metano notiamo come la pressione del combustibile in ingresso alla camera di combustione può essere quella di rete in quanto la miscela aria-metano si forma prima dell'ingresso in camera. Tuttavia il rapporto di pressione necessario in un motore a metano è pari ad 11 contro i 9,5-10 di un motore a benzina, di conseguenza un motore non può essere semplicemente riconvertito per applicazioni cogenerative ma deve essere progettato da zero. [2]

2.2.2 MOTORI A CICLO DIESEL

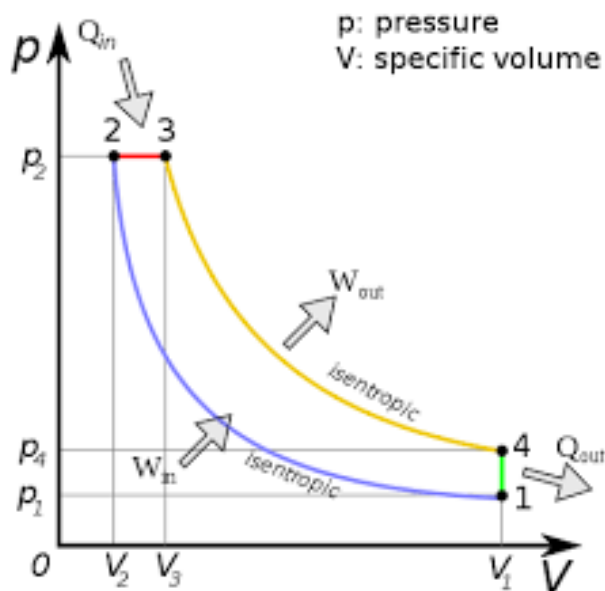


Fig. 2.2 Ciclo Diesel ideale ad aria standard

Ciclo ideale ad aria standard:

1-2) Compressione isoentropica

$$L_{(1-2)} = c_v(T_1 - T_2) \text{ [J/kg]}$$

2-3) Combustione isobara

$$Q_{(2-3)} = c_p(T_3 - T_2) \text{ [J/kg]}$$

Questa è l'unica differenza col ciclo Otto.

3-4) Espansione isoentropica

$$L_{(3-4)} = c_v(T_3 - T_4) \text{ [J/kg]}$$

4-1) Trasformazione isocora per immissione in atmosfera di inquinanti

$$Q_{(4-1)} = c_v(T_4 - T_1) \text{ [J/kg]}$$

Nella fase di combustione il combustibile viene iniettato nebulizzato ad alta pressione (da 100 a 1500 bar in motori con common rail) ad una temperatura di 900 °C sufficiente dunque ad innescare in maniera autonoma la reazione. L'aria è già presente nel pistone e risulta già compressa, di conseguenza si possono superare i limiti del motore a ciclo otto sul rapporto di compressione (in quanto l'aria non è autodetonante). I rendimenti sono di conseguenza maggiori rispetto ad i motori ad accensione comandata: dal 32% per piccole potenze (motori di derivazione automobilistica) ad oltre il 40% per i motori di grandi potenze (MW) di derivazione navale. Rispetto ad un ciclo Otto però i motori a ciclo diesel presentano una potenza per unità di cilindrata inferiore e maggiori costi di manutenzione, ma a parità di numero di giri possiedono una maggiore potenza specifica. [2] Vi sono, infine, rispetto ai combustibili utilizzabili, dei limiti qualitativi per i combustibili liquidi e tecnici per quelli gassosi. [2] Per alimentarli a metano infine è necessario operare una compressione iniziale del gas prima della sua introduzione nel cilindro fino alla pressione di punto morto superiore (PMS). Per questo motivo i motori diesel alimentati a metano sono normalmente utilizzati per potenze superiori ai 3 MW. In alternativa si può usare una configurazione dual fuel in cui la miscela metano/aria viene attivata iniettando del gasolio ad una percentuale pari al 5% del totale; tuttavia la compressione della miscela aria-combustibile porta ad una perdita importante (fino a 10 punti percentuali) del rendimento rispetto ad un motore completamente a gasolio. [2]

2.2.3 SOVRALIMENTAZIONE

Nei motori a combustione interna per soluzioni cogenerative si riscontra normalmente un sistema di sovralimentazione formato da una turbina ed un compressore calettati sullo stesso albero con la turbina che sfrutta i fumi caldi di scarico per produrre l'energia necessaria all'azionamento del compressore il cui compito è quello di aumentare la densità dell'aria all'ingresso al fine di avere una potenza maggiore a parità di cilindrata. L'aria uscirà dal compressore ad una temperatura di circa 140 °C e conseguentemente

dovrà essere raffreddata prima del suo ingresso al motore tramite un intercooler (formato da uno scambiatore aria/aria o più comunemente aria/acqua) per entrarvi ad una temperatura di circa 45°C. Nei motori di taglia superiore a 1 MW elettrico la funzione dell'intercooler può essere svolta da un vero e proprio ciclo frigorifero ad assorbimento riducendo le temperature dell'aria a valori inferiori a 45 °C e di conseguenza aumentando la potenza prodotta nella macchina. [2]

2.2.4 RECUPERO DI CALORE

In un MCI esistono cinque fonti di calore potenzialmente utilizzabili per fini cogenerativi:

1)I gas di scarico che rappresentano la sorgente più pregiata, in quanto disponibili a temperature elevate (tra 400 e 500°C). Tramite il loro utilizzo è possibile realizzare la produzione di vapore di media pressione. Il calore messo a disposizione dai fumi è di circa il 30-35% del totale liberato dal combustibile con i fumi che vengono raffreddati fino ad una temperatura di circa 120 °C.

2) L'acqua di raffreddamento che rappresenta circa il 10%-20% dell'input termico totale, disponibile a temperature inferiori ai 100°C e impiegabile per la produzione di acqua calda sanitaria a 70-80°C.

3)L'olio lubrificante che rappresenta il 4-7% del totale, disponibile a 75-90°C (solo nei motori di grossa taglia) per produzione di ACS a 70-80°C.

4)L'aria di sovralimentazione, che si riscontra nei motori sovralimentati, permette di recuperare 4-7% del totale.

5)Recupero per irraggiamento e convezione delle perdite all'interno del cassone di contenimento acustico. Possibilità di recupero molto complessa e costosa che può portare ad un recupero del 5%-10%.[2]

2.3 TURBINE A GAS

Le turbine a gas sono macchine utilizzate in diversi campi e con diverse tipologie di applicazione con potenzialità massime di 250 MWel.

2.3.1 CICLO IDEALE DI BRAYTON-JOULE

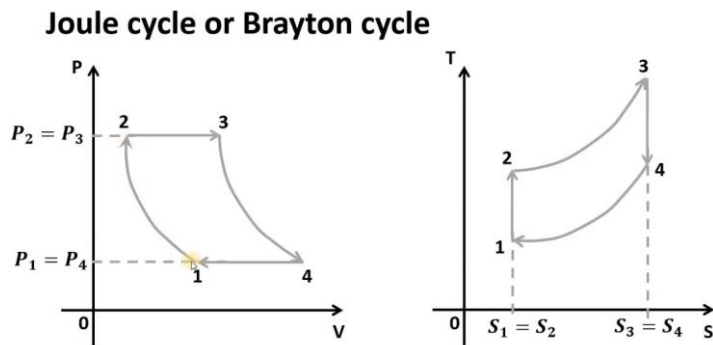


Fig. 2.3 Ciclo Brayton-Joule ideale

1-2) Compressione isoentropica

L'aria è compressa e mandata in camera di combustione grazie all'utilizzo di un compressore rotativo calettato all'albero della turbina.

2-3) Combustione isobara

3-4) Espansione isoentropica

Lavoro utile svolto in turbina.

4-1) Fase isobara di scarico fumi in atmosfera

2.3.2 CARATTERISTICHE TURBINE

Nell'ottica di soddisfare i picchi di carico elettrici le turbine a gas presentano diversi vantaggi:

- 1) Semplicità costruttiva
- 2) Bassi costi di investimento
- 3) Non necessitano di acqua di raffreddamento

Tuttavia presentano comunque dei difetti:

- 1) Basso rendimento elettrico
- 2) Combustibili devono essere di ottima qualità
- 3) Vita limitata dei componenti e necessità di frequenti manutenzioni.
- 4) Pressione metano necessaria maggiore di quella di rete (7 bar). [2]
- 5) Elevata rumorosità (per presenza parti rotanti)
- 6) Perdita di rendimento in parzializzazione.

Caratteristiche:

- 1) $\eta_{el}=25\%-35\%$
- 2) $c=P_{el}/P_{th}=0,5-0,1$
- 3) $\eta_{globale}=0,7-0,9$ (dipende dalla configurazione di recupero del calore)

La turbina a gas cogenerativa è di fatto una normale turbina a gas con un recupero di calore ai fumi (non vi sono variazioni se non in una maggior contropressione all'uscita).

La potenza termica è recuperata da uno scambiatore fumi e varia dunque linearmente con la potenza elettrica (ovvero con la pressione di spillamento in turbina in un'ottica di mantenere la portata e dunque il rendimento elettrico costanti).

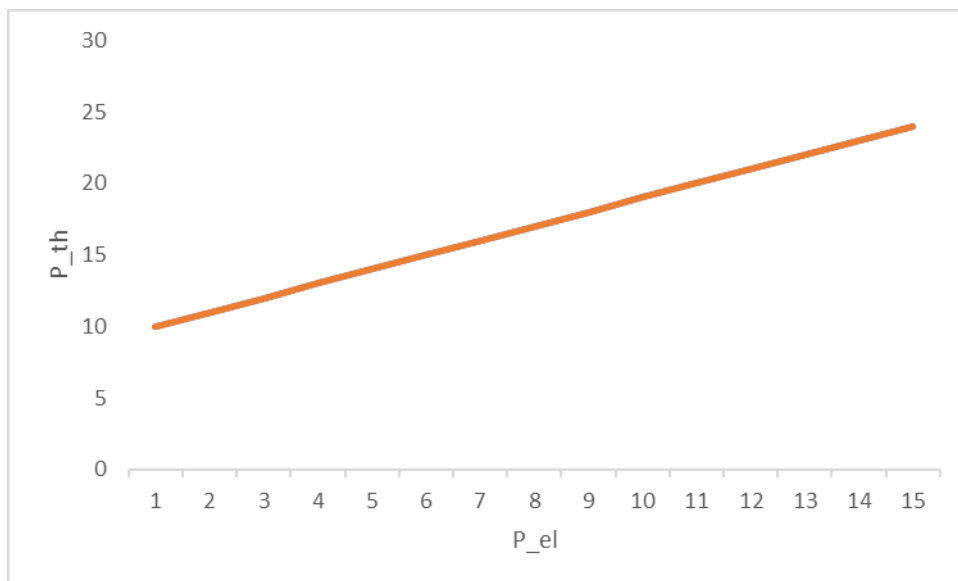


Fig. 2.4 Correlazione tra potenza termica ed elettrica in una turbina cogenerativa

Con un bypass fumi si può sfruttare ai fini della regolazione tutta l'area sottesa dalla curva, che, con l'utilizzo di un post combustore (tuttavia la postcombustione è limitata dalla necessità di rispettare una data composizione dei fumi di scarico), può pure essere alzata. Il bypass ci permette anche di evitare di surriscaldare l'acqua.

Le turbine a gas sono macchine di potenza superiore al MW e che si prestano bene alla produzione di calore ad elevate temperature con carichi termici costanti durante l'anno (utilizzo industriale). La potenza è poi fortemente condizionata dalla temperatura esterna, infatti si registra un decadimento delle prestazioni all'aumentare della temperatura esterna (e dunque dell'aria compressa); per questo motivo si può pensare di raffreddare la portata d'aria in ingresso al compressore se si opera in climi particolarmente caldi o con potenze elevate. Per aumentare le prestazioni del ciclo si può inoltre considerare l'utilizzo di uno scambiatore rigenerativo tra i fumi di scarico e la mandata al combustore per preriscaldare l'aria.

2.3.3 METODI DI RECUPERO DEL CALORE

Esistono principalmente due tipologie di recupero del calore da turbina a gas:

1) Riscaldamento di un fluido (olio o H₂O)

In questo caso si scalda il fluido fino anche a 150 °C riuscendo dunque a raffreddare bene i fumi ed ottenendo quindi un η_{globale} tra 80%-90%

2) Produzione di vapore

In questo caso si utilizza una vera e propria caldaia di recupero per produrre vapore a 300-400 °C ma con un η_{globale} inferiore (70%-80%).

La soluzione ottimale sarebbe quella di unire 1 e 2 ma per fare ciò si avrebbe la necessità di avere due richieste in parallelo di acqua calda e vapore.

2.3.4 CICLO STIG

Qualora un'utenza richieda vapore in maniera discontinua durante l'anno si può pensare di alimentare il combustore con una miscela di aria-vapore come comburente per permetterci di avere un impianto più flessibile nella produzione di energia elettrica e

termica: aumentando la percentuale di vapore nella miscela infatti possiamo aumentare la produzione elettrica diminuendo la termica senza lavorare in dissipazione. Questo procedimento può aumentare il rendimento globale anche di 10-15 punti ma ha come problematica quella di avere una perdita di acqua demineralizzata (sotto forma di vapore ai fumi) pari a 0,5 kg/MW. Quando si opera in questo modo inoltre è necessario studiare il compressore per assicurarsi che possa reggere gli aumenti del rapporto di compressione senza andare in stallo.

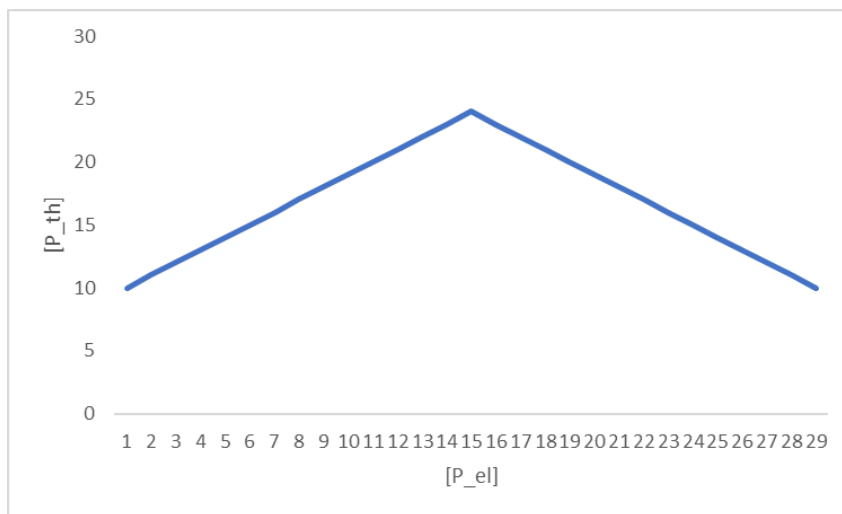


Fig.2.5 Correlazione potenza termica e potenza elettrica in ciclo Stig

2.3.5 MICROTURBINE A GAS

Macchine di piccola potenza (massima 100 kW_{el}) con rendimenti elettrici che riescono ad arrivare al 30%-33% (con scambiatore rigenerativo, senza il rendimento risulta inferiore al 25%) mentre quelli termici variano in un range compreso tra 0,6 e 0,5 permettendo di avere perciò un rendimento di primo principio intorno al 90% mentre il rapporto tra potenza elettrica e potenza termica si attesta intorno a 0,5. Queste macchine presentano normalmente un rigeneratore per preriscaldare l'aria in ingresso ed un compressore per comprimere il gas in ingresso alla camera di combustione dalla rete. Il compressore è necessario in quanto la pressione in camera di combustione per mantenere ottimale il rapporto di compressione r_c è pari a 8-10 bar mentre la pressione dalla rete equivale a 10 mbar. La turbina vera e propria invece è normalmente ad un unico stadio radiale che permette di scambiare molta più energia rispetto ad uno stadio assiale. Di conseguenza il salto entalpico risulta essere molto elevato a fronte di una portata molto

piccola e ciò costringe (per mantenere un valore del numero di macchina ottimale) ad operare con velocità di rotazione incredibilmente elevate, pari a 70.000-120.000 giri al minuto che porta ad una frequenza dell'energia elettrica così prodotta incompatibile con l'immissione in rete. Per questo motivo alle microturbine è associato un inverter che ha il compito di immettere in rete la corrente alla giusta frequenza. Questo fatto in realtà rappresenta un vantaggio per le microturbine in quanto svincola il rendimento dalle variazioni di carico permettendoci di lavorare anche in regime variabile.

Caratteristica fondamentale è la necessità di compattezza, di conseguenza non vi è un circuito di raffreddamento e la temperatura massima di ciclo è molto inferiore rispetto ad una turbina classica (circa 900 °C). Proprio l'aumento della temperatura massima è uno tra gli aspetti più studiati con la ricerca di nuovi materiali mentre un altro aspetto su cui si focalizza la ricerca è ridurre le problematiche legate all'elevata velocità di rotazione (ovvero attrito e conseguente usura dei cuscinetti).

2.4 MOTORI STIRLING

Motore di tipo esotermo ovvero con la reazione di combustione che avviene all'esterno della camera. Di questa tecnologia esistono diverse varianti: alfa, beta e gamma. Nel corso del tempo sono state apportate diverse modifiche: il tipo di fluido utilizzato (inizialmente aria, poi idrogeno ed infine elio) ed i materiali che compongono il rigeneratore (per ridurre costi ed ingombri). Sebbene non ancora affermato il motore a ciclo Stirling presenta diversi vantaggi: possibilità di usare un qualunque tipo di combustibile, possibilità di utilizzarlo in un ciclo di recupero o come impianto di bottoming in un ciclo combinato, rendimenti elettrici superiori al 40%, emissioni minime di inquinanti e sonore, manutenzione minima (non dobbiamo cambiare olio lubrificante in quanto non viene sporcato dai prodotti di combustione), vita utile molto elevata, curva della coppia costante. Nella sua versione base (alfa) la macchina si compone di due camere (camera calda a 700 °C, camera fredda a 60°C) separate da una matrice metallica permeabile che funge da rigeneratore. In entrambe le camere evolve un pistone. [2]

Da ricordare infine come il ciclo Stirling possa essere usato anche come ciclo frigorifero e per pompe di calore.

2.4.1 CONFIGURAZIONE ALFA (A DUE PISTONI)

Questa risulta essere la configurazione originale

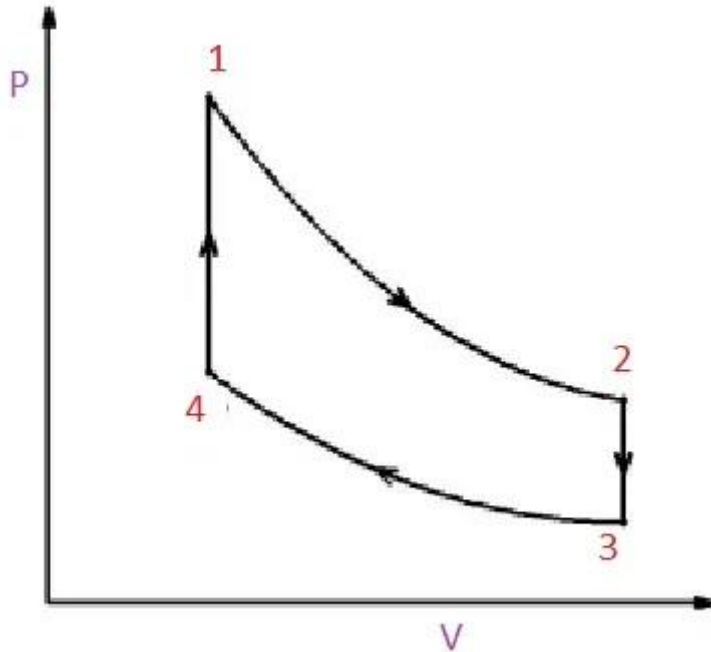


Fig. 2.6 Ciclo Stirling

1-2) Espansione isoterma

Trasferimento del calore dall'esterno all'interno della camera calda, il pistone scorre verso sinistra per mantenere costante la temperatura.

2-3) Trasformazione isocora

I pistoni si muovono contemporaneamente mantenendo inalterato il volume e spostando l'aria dalla camera calda a quella fredda facendola passare attraverso una matrice rigenerativa che assorbe il calore dell'aria raffreddandola.

3-4) Compressione isoterma

Il pistone della camera fredda si sposta verso sinistra comprimendo l'aria.

4-1) Trasformazione isocora

I due pistoni si spostano contemporaneamente mantenendo inalterato il volume e spostando l'aria in camera calda. L'aria è preriscaldata dalla matrice.

2.4.2 CONFIGURAZIONE BETA

Nello stesso cilindro si presentano due pistoni: lo stantuffo di potenza (la cui funzione è variare il volume), il displacer (sposta il fluido fra le due camere). Di questa configurazione esistono due versioni a seconda del posizionamento del rigeneratore (esterno al cilindro oppure inserito nel displacer). [2]

2.4.3 CONFIGURAZIONE GAMMA

In questa versione stantuffo di potenza e displacer sono sempre divisi e collegati ad alberi differenti con il rigeneratore interno al displacer. [2]

2.5 CELLE A COMBUSTIBILE

Le celle a combustibile sono essenzialmente pile in cui il riducente e l'ossidante vengono immessi continuamente rispettivamente all'anodo (polo negativo) ed al catodo (polo positivo). L'aspettativa di vita della cella è dunque legata non ad un insieme di cicli di carica-scarica ma dal degradamento dell'elettrolita e dal malfunzionamento dei componenti. Il combustibile è H₂ in quanto presenta diversi vantaggi tra cui l'essere l'elemento più leggero presente in natura e di conseguenza presenta un'elevata energia specifica. Naturalmente ciò si accompagna a diverse problematiche: lo stoccaggio di H₂ allo stato gassoso è particolarmente difficile per via della densità di energia molto bassa ed al contempo lo stoccaggio in forma liquida presenta problemi legati alla refrigerazione.

Le celle a combustibile applicate alla cogenerazione (in particolare alla microcogenerazione e dunque a scenari in cui la generazione di calore ed energia elettrica avviene su scala domestica) presentano diversi vantaggi (affidabilità, rendimento elettrico elevato e costante nel tempo, basso impatto ambientale con emissioni circa dimezzate rispetto alle tecnologie tradizionali) ma contemporaneamente anche alcune problematiche principalmente tecnologiche e legate al costo delle macchine (durabilità della macchina e reperibilità dell'idrogeno).

Le celle a combustibile sono molto interessanti per la decarbonizzazione per via della possibilità di utilizzare come combustibile idrogeno verde (ovvero prodotto non per processo di reforming ma tramite elettrolisi), per far sì che ciò possa avvenire devono però essere soddisfatte determinate condizioni tra cui: $\eta_{el} > 50\%$, $\eta_{globale} > 90\%$, autoconsumo dell'energia elettrica prodotta, almeno 5000 ore anno di utilizzo a pieno carico, abbassamento dei costi specifici.[10]

Attualmente invece l'idrogeno è prodotto per reforming di metano (questo significa anche che le celle devono essere sempre funzionanti in quanto portarle alla temperatura di funzionamento risulta essere un processo molto lungo).

Le celle a combustibile sono senza dubbio una tecnologia molto interessante nell'ottica della generazione distribuita e nel funzionamento in isola.

2.5.1 FUNZIONAMENTO CELLE A COMBUSTIBILE

Una cella a combustibile consiste in un elettrolita interposto tra due strati porosi (anodo e catodo). Il combustibile e il comburente (rispettivamente idrogeno e ossigeno) gassosi sono alimentati rispettivamente all'anodo e al catodo e generano energia elettrica attraverso reazioni di trasferimento elettronico agli elettrodi. Per ottenere un livello di potenza apprezzabile le singole celle devono essere combinate in serie o parallelo e vengono perciò assemblate tra loro tramite connettori che assicurano il contatto elettrico tra le singole celle e che spesso servono anche da separatori dei reagenti gassosi (piastre bipolari).

L'energia elettrica prodotta da una singola cella si calcola come:

$$W_{el} = \eta_t W_c$$

Dove

W_c = energia del combustibile immessa

$\eta_t = \eta_c \eta_v \eta_g$ = efficienza totale

η_c =efficienza di combustione ovvero quanto combustibile è effettivamente usato nel processo. Dipende da diversi parametri come: materiali e geometria della cella e temperatura di combustione.

$\eta_g = \Delta r_G / \Delta r_H = 1 - (T (\Delta r_S / \Delta r_H))$ =efficienza di Gibbs

Δr_G =energia libera di Gibbs di reazione

Δr_H =entalpia di reazione

Δr_S =entropia di reazione

T=temperatura di reazione

$\eta_v = V / \Delta E_{rev}$ =efficienza elettrica

$\Delta E_{rev} = -\Delta r_G / nF$ =differenza di potenziale anodo catodo a circuito aperto

n=numero di elettroni coinvolti nella reazione

F=costante di Faraday

$V = \Delta E_{rev} - RI$ =differenza di potenziale in esercizio (circuito chiuso)

I=corrente elettrica

$R = R_0 + R(j)$ =resistenza cella

R_0 =parametro resistenza indipendente dalla corrente

$R(j)$ =parametro resistenza dipendente dalla corrente elettrica

A parità di temperatura e combustibile l'efficienza di ogni cella dipende dunque dalla sua resistenza R: R_0 dai materiali degli elettrodi e dell'elettrolita mentre $R(j)$ è funzione principalmente della sovratensione di attivazione (ovvero della lentezza dei processi chimici). La ricerca si è quindi focalizzata nella riduzione di $R(j)$ per cui nell'aumentare la velocità delle reazioni, specialmente di quella di riduzione dell'ossigeno, perciò sui materiali degli elettrodi e dei catalizzatori per la reazione di riduzione.

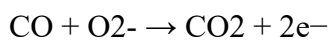
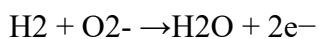
2.5.2 TIPOLOGIE DI CELLE A COMBUSTIBILE

Vi è una grande varietà di celle a combustibile; la differenza essenziale consiste nel tipo di elettrolita impiegato e nella realizzazione della cella. Esistono celle ad elettrolita polimerico (SPEFC - Solid Polymeric Electrolyte Fuel Cells, dette anche Proton Exchange Membrane Fuel Cells - PEMFC), celle a combustibile alcaline (AFC - Alkaline Fuel Cells), celle a combustibile ad acido fosforico (PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cells), celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC - Molten Carbonates Fuel Cells) e celle a combustibile a ossido solido (SOFC - Solid Oxide Fuel Cells). Ognuna di queste celle ha un proprio e ben definito intervallo di temperatura entro il quale può operare. Tali intervalli possono differire anche notevolmente. Oltre a queste tipologie di FC, negli ultimi anni si sta prestando notevole interesse alle celle a combustibile e metanolo diretto (DMFC - Direct Methanol Fuel Cells), nelle quali il combustibile è il metanolo che viene ossidato (“bruciato”) direttamente per dare CO₂ e H₂O. La specificazione di celle a metanolo diretto è legata al fatto che il metanolo era stato già introdotto nella tecnologia delle FC, ma come produttore di idrogeno, cioè come combustibile indiretto. Attualmente si stanno studiando FC che utilizzano anche alcol più pesanti (etanolo e propanolo).

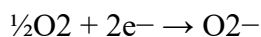
Di seguito vediamo le varie tipologie:

1)SOFC (solid oxide fuel cell)

Anodo



Catodo



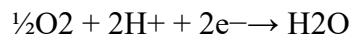
Queste celle esistono in tre diverse tipologie: tubolare, planare e monolitica. La temperatura di esercizio è elevata (700 °C) e questo ci permette di usare catalizzatori meno costosi mentre l'elettrolita è un ossido conduttore ionico.

2) PEFC (polymer electrolyte fuel cell)

Anodo



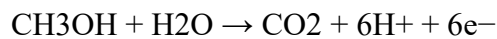
Catodo



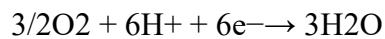
L'elettrolita è una membrana a passaggio protonico mentre la temperatura di esercizio è inferiore ai 100 °C. Questo vuol dire che si necessita di catalizzatori costosi (platino).

3) DMFC (direct methanol fuel cell)

Anodo



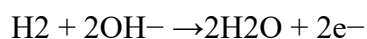
Catodo



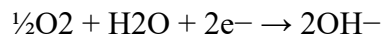
Viene usato come elettrolita il metanolo a 250 °C (catalizzatori Cu o ZnO) mentre come combustibile viene impiegato CH₃OH che presenta un'ossidazione lenta ma per contro è disponibile in alte quantità e dunque a basso costo.

4) AFC (alkalin fuel cell)

Anodo



Catodo

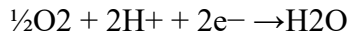


5)PAFC (phosphoric acid fuel cell)

Anodo



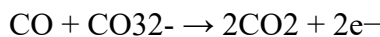
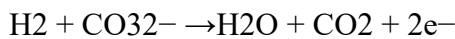
Catodo



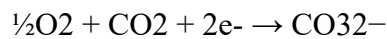
L'elettrolita è acido fosforico al 100% liquido alla temperatura di 180-200 °C.

6)MCFC (molten carbonate fuel cell)

Anodo



Catodo



Carbonati di litio usati come elettrolita a 700 °C.

2.6 IMPIANTI A CONTROPRESSIONE

Sono impianti in cui l'espansione in turbina è bloccata prima di raggiungere la pressione atmosferica ed il vapore così prodotto viene mandato ad uno scambiatore in cui cede calore condensando. In questi impianti si produce dunque acqua a $T < 100$ °C. Il rendimento elettrico è molto basso (15%) mentre quello globale è di circa 80-90 %, inoltre in questi impianti la correlazione fra potenza elettrica e termica è lineare. Questi impianti si usano per potenze elevate in situazioni industriali (ovvero dove la richiesta di calore ad una certa temperatura è costante durante l'anno).

2.7 IMPIANTI A DERIVAZIONE E CONDENSAZIONE

In questi impianti la cessione di calore avviene mediante uno spillamento in turbina mandato ad uno scambiatore mentre il resto della portata espande fino alla fine per poi condensare in un condensatore freddo. Rispetto ad un impianto a contropressione risulta

perciò più flessibile e con un rendimento elettrico maggiore (30-40%), tuttavia il rendimento globale è inferiore (pari a 70-80%).

CAPITOLO 3

QUADRO NORMATIVO IN MERITO DELLA COGENERAZIONE

3.1 STORIA DELLA NORMATIVA IN MATERIA DI COGENERAZIONE

Quando si parla di cogenerazione una tra le prime definizioni che è utile tenere a mente è quella di autoproduttore di energia come definito dalla legge 1643/62 e ripresa dal decreto ministeriale del 9 Gennaio 1991 che stabilisce come autoproduttore la persona fisica o giuridica che utilizza almeno il 70% dell'energia elettrica che produce.[11], [12] Fin dall'inizio degli anni Novanta si è cominciato a ragionare in un'ottica tesa a favorire le rinnovabili e dunque a limitare le emissioni dovute alla produzione di energia. Su questa linea, il decreto CIP 6/92 modifica i parametri relativi all'autoconsumo di energia elettrica da fonte rinnovabile ma soprattutto introduce l'indice energetico normalizzato (IEN). Questo parametro rappresenta il primo tentativo di quantificare il risparmio energetico di una data tecnologia cogenerativa e di conseguenza premiarne il possessore:

$$IEN = \frac{E_E}{E_C} + \frac{1}{0,9} \frac{E_T}{E_C} - \left(\frac{1}{0,51} - 1 \right) \left(0,51 - \frac{E_E}{E_C} \right)$$

(3.1)

dove:

E_E =Energia elettrica prodotta [kWh].

E_T =Energia termica prodotta [kWh].

E_C =Energia del combustibile utilizzata [kWh].

Lo IEN deve essere maggiore di 0,51. Per poter considerare l'impianto come cogenerativo bisogna avere un risparmio di energia rispetto ad una produzione disgiunta superiore a zero. Il risparmio è calcolato come:

$$RISP = \left(\frac{E_E}{0,51} + \frac{E_T}{0,9} \right) - E_C \geq 0$$

(3.2) [13]

Queste condizioni non sono tuttavia necessariamente favorevoli al fine di promuovere la cogenerazione in quanto risulta difficile soddisfarle. Infatti, l'impianto deve essere in grado di lavorare per un numero di ore particolarmente elevato e nello specifico riuscire ad usare il calore prodotto anche in estate attraverso l'utilizzo di gruppi ad assorbimento. Questo tuttavia è fortemente sfavorevole sia per le piccole potenze che per utenze che non richiedano energia frigorifera.[2] Il decreto del 16 Marzo 1999 recepisce a livello nazionale la normativa 96/92/CE ed è la più importante delibera in materia di cogenerazione fino a quel momento. Introduce importanti novità rispetto alla situazione precedente:

1)Definisce la cogenerazione come: "Cogenerazione e' la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate." [14]

ponendo quindi l'accento sul risparmio energetico.

2)Definisce una priorità di dispacciamento dell'energia elettrica basata sulle fonti di produzione: rinnovabili→ da cogenerazione→ fossili.[14]

3)L'articolo 11 sancisce che gli importatori di energia elettrica ed i produttori che utilizzano fonti non rinnovabili in un dato anno, devono, l'anno successivo, immettere una quota prodotta da impianti rinnovabili. Questo obbligo si applica al netto dell'energia autoconsumata, della cogenerazione e delle esportazioni sopra i 100 GWh.[14]

[14] Nel decreto vi è poi il passaggio dall'indice IEN all'IRE:

$$IRE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,rif}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,rif}}}$$

(3.3)

dove:

$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_c}$ = Rendimento elettrico.

$\eta_{th} = \frac{E_{th}}{E_c}$ = Fattore di recupero del calore. Da notare come questo non sia un vero e proprio rendimento termico.

$\eta_{el,rif}; \eta_{th,rif}$ = Rendimenti di riferimento elettrico (tabulato) e termico (0,8 per usi civili e 0,9 per gli industriali).

p = coefficiente delle perdite evitate per la produzione locale.

L'indice IRE è entrato in vigore con la delibera dell'AEEG (Agenzia dell'Energia Elettrica e del Gas) del 9/3/2002. [15] Contestualmente all'IRE viene proposto anche un limite inferiore di produzione termica:

$$LT = \frac{E_{th}}{E_{el} + E_{th}}$$

(3.4)

La formulazione del limite termico (LT), pari a 0,15 per impianti antecedenti al 31 /12 /2005, è importante. Evita infatti che vengano proposti come cogenerativi impianti fortemente od esclusivamente votati alla produzione elettrica ma con un rendimento tale da comunque soddisfare l'IRE, rappresentando un passo in avanti rispetto all'IEN [2]. Altre migliorie di rilievo rispetto alla situazione precedente sono il fatto che l'IRE tiene conto della tipologia dell'impianto riconoscendone la tecnologia, la taglia ed il combustibile utilizzato attraverso rendimenti di riferimento. Un altro vantaggio è poi dato dal rendimento termico da raggiungere che, rispetto all'IEN, risulta più basso. Oltre all'indice IRE, la delibera dell'AEEG permette l'esenzione dall'acquisto dei certificati verdi per i cogeneratori ed equipara l'energia meccanica all'energia elettrica permettendo perciò di contabilizzarla. Con la direttiva 2004/8/CE si ha un'altra evoluzione molto importante con il concetto di CAR (cogenerazione ad alto rendimento). Tale normativa viene recepita in Italia con il decreto legislativo del 8 febbraio 2007 ed aggiornata con i due decreti del 2011 che di fatto fissano le attuali regole per la cogenerazione [13], [14],

[15], [16]. La direttiva europea è interessante anche per un altro aspetto atto a favorire le unità cogenerative di piccola potenza (micro e piccola cogenerazione) grazie alla creazione di un percorso facilitato per l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta. Ultimo aspetto degno di nota è poi la possibilità di accesso allo scambio sul posto per unità che producano 50 o più MWh l'anno [13]. Questo parametro è sufficientemente basso da permetterne l'accesso anche in caso di microcogenerazione (fino a 6 kW circa).

Con i decreti del 2011 si fissano i parametri attualmente utilizzati per la valutazione di un impianto cogenerativo ovvero il PES ed il rendimento globale:

$$\eta_{globale} = \eta_{el} + \eta_{th} = \frac{E_{el} + E_{th}}{E_c}$$

(3.5)

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,rif}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,rif}}}$$

(3.6)

Per accedere alla definizione di CAR devono essere dunque rispettati questi due parametri: il rendimento globale deve essere maggiore od uguale al 75% per tutte le diverse tecnologie fatta eccezione degli impianti a derivazione e condensazione che devono presentare invece un rendimento maggiore od uguale a 80%; il PES invece deve essere superiore al 10% per impianti maggiori di 1 MW mentre per impianti inferiori basta che sia strettamente maggiore di zero. Rispetto all'IRE il PES rappresenta un indice più stringente per la produzione di calore: a parità di rendimento elettrico è richiesta infatti una capacità di recupero del calore migliore. Questo è un problema soprattutto per la piccola e la micro cogenerazione, "aggravato" dai minori consumi invernali. La diminuzione del carico termico invernale deriva da un isolamento più efficace che rende necessaria un'analisi più attenta del sistema cogeneratore-edificio. Si pone dunque la necessità di trovare un modo per consumare calore anche d'Estate sia utilizzando gruppi di assorbimento che il calore per la produzione di ACS (situazione più percorribile in edifici abitativi come case e condomini). Un ultimo parametro è C:

$$C = \frac{E_{el}}{E_{th}}$$

(3.7)

correla il calore prodotto con l'energia elettrica [16]. In questo modo, senza fissare i valori ci si accerta che ad una data produzione elettrica si accompagni una certa produzione termica. Ovviamente tanto migliore è l'efficienza elettrica tanto minore sarà il rendimento di recupero termico richiesto (e di conseguenza nella microgenerazione si deve ricercare la macchina con rendimento elettrico più elevato). Il tema del regime di sostegno alla CAR è affrontato dal decreto del 5 settembre del 2011.

[15] Nel regime di sostegno sono compresi i certificati bianchi che vengono calcolati come:

$$CB = RISP * 0,086 * K$$

(3.8)

In cui:

CB=Numero certificati bianchi

K=coefficiente di armonizzazione che dipende dalla potenza elettrica installata:

K=1,4 fino a 1 MWel

K=1,3 tra 1 e 10 MWel

K=1,2 tra 10 e 80 MWel

K=1,1 tra 80e 100 MWel

K=1,0 superiori a 100 MWe

0,086=coefficiente per trasformare il risparmio energetico (RISP) in TEP.

$$RISP = \frac{E_{el}}{\eta_{el,naz}} + \frac{E_{th}}{\eta_{th,rif}} - E_c$$

(3.9)

RISP è il risparmio di energia primaria (espresso in MWh) data dalla soluzione cogenerativa rispetto alla produzione disgiunta di calore ed energia elettrica. Il primo termine dell'equazione rappresenta l'energia di combustione media che dovrebbe essere utilizzata per la produzione disgiunta. Nell'equazione i termini hanno significato noto ad eccezione di:

$$\eta_{el,naz} = \left(0,46 + \frac{c_1}{100}\right) * \left(c_2 * \frac{E_{el,auto}}{E_{el}} + c_3 * \frac{E_{el,rete}}{E_{el}}\right)$$

(3.10)

$\eta_{el,naz}$ =Rappresenta il rendimento elettrico di riferimento.

0,46=Rendimento medio del parco elettrico italiano.

$E_{el,rete}$ =Quota parte di energia elettrica immessa in rete.

$E_{el,auto}$ =Quota parte di energia elettrica autoconsumata.

c_2, c_3 =coefficienti correttivi tabulati che tengono conto della tensione di collegamento alla rete elettrica e sono tabulati.

I CB sono emanati annualmente e sono riconosciuti per un periodo pari a:

- 1) 10 anni alle unità entrate in esercizio (o ristrutturate) a partire dal 7 marzo 2007.
- 2) 15 anni alle unità abbinate al teleriscaldamento a patto che l'intervento comprenda anche la rete.
- 3) 5 anni per le unità entrate in servizio in una data compresa fra il 1aprile 1999 ed il 7 marzo 2007.

Importante è da sottolineare è che questi anni sono consecutivi e si contano anche quelli in cui l'impianto non riesce ad ottenere la qualifica CAR.

Per finire il decreto stabilisce che gli incentivi non possono essere cumulativi con eventuali altri incentivi pubblici con le eccezioni di:

- 1) Accesso ai fondi di rotazione.
- 2) In conto capitale non eccedenti il 40% del costo di investimento per potenze elettriche inferiori a 200kW, il 30% fino a 1 MW, 20% per impianti superiori a 1 MW.

- 3) Accesso alla detassazione del reddito d'impresa per investimenti in macchinari ed apparecchiature.

Questo pone quindi la necessità di fare una scelta accurata fra le diverse tipologie di incentivazione proposte al fine di ottenere le più remunerative. Sui certificati bianchi in particolare si può osservare come il loro beneficio sia strettamente correlato all'energia prodotta. Questa deve essere nell'ordine di svariate decine di migliaia di kWh termici ed elettrici con elevati rendimenti annuali che implicano una richiesta costante e distribuita lungo tutto l'anno.

3.2 STORIA DELLA NORMATIVA IN MATERIA DI ESCO

Le ESCO (Energy Service Company) nascono negli U.S.A. alla fine degli anni Settanta per rispondere alle esigenze di efficientamento energetico imposte dalle crisi energetiche sorte in quel decennio. Dopo una trentina di anni in cui tali realtà si sono consolidate negli Stati Uniti esse hanno cominciato ad apparire anche in Europa grazie a programmi quali SAVE e ALTENER [17]. Questo sviluppo ha dunque reso necessaria una regolamentazione delle ESCO dandone una definizione e sviluppando delle normative a riguardo sia a livello europeo che italiano. A tale scopo la direttiva più importante è la 2006/32/CE (recepita in Italia con il Decreto Legislativo del 30 maggio 2008) in cui viene data una definizione di ESCO: “società di servizi energetici (ESCO)»: persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici e/o altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti”. [18], [19].

A queste aziende viene data la possibilità di accedere agli incentivi ed a condizioni di esercizio e di concorrenza tali da permettere di offrire e realizzare in autonomia i servizi energetici, le diagnosi energetiche e le misure di miglioramento dell'efficienza energetica.

In questa direttiva si parla anche di contratti, in particolare del contratto di rendimento energetico e del finanziamento tramite terzi. Nel primo caso si tratta di un accordo tra beneficiario e fornitore per il miglioramento energetico con pagamenti proporzionali a tale miglioramento; nel secondo viene invece compreso un terzo soggetto che fornisce i capitali.

3.3 LINEE GUIDA

[20] Dai decreti sopra descritti si possono ricavare opportune linee guida per l'installazione ed il calcolo della CAR per le unità cogenerative.

3.3.1 CALCOLO PES E RENDIMENTO GLOBALE

Per accedere alla qualifica di CAR è necessario rispettare due condizioni:

1) $\eta_{globale} \geq 0,75$ per tutte le tecnologie ad eccezione degli impianti combinati e di quelli a derivazione e condensazione.

$\eta_{globale} \geq 0,8$ per gli impianti combinati ed a derivazione e condensazione.

2) $PES \geq 10\%$ per potenza superiori a 1 MWe.

$PES \geq 0$ per potenza inferiori a 1 MWe (piccola e microcogenerazione).

Se queste due condizioni sono soddisfatte allora tutto il calore prodotto è considerato calore utile e di conseguenza tutta l'energia elettrica erogata è considerata cogenerativa. Al contrario se il PES è inferiore ai limiti imposti allora non si può accedere alla qualifica CAR. Se invece è il rendimento globale ad essere minore del limite sopra considerato si scompone l'unità fisica di cogenerazione in due unità virtuali: una cogenerativa ed una non cogenerativa.

Se nell'applicazione risiedono diverse modalità di uso del calore utile (es. vapore+gas di scarico), il rendimento termico di riferimento nella formula del PES risulta essere la media ponderata ottenuta dai rendimenti dei diversi utilizzi.

3.3.1.1 CALCOLO UNITA' VIRTUALI

In questa situazione si scompone l'unità fisica in due unità virtuali: una cogenerativa e l'altra no.

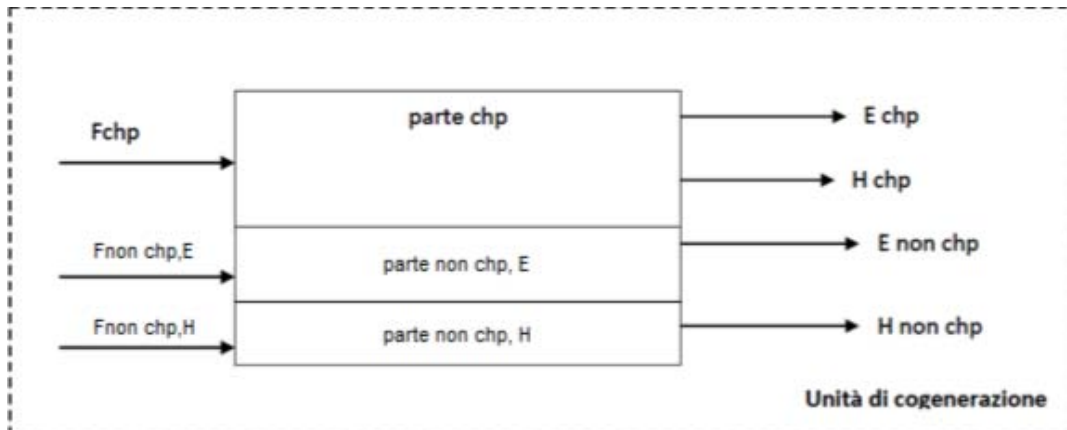


Fig. 3.1 Schema unità virtuale cogenerativa-non cogenerativa

1) UNITA' COGENERATIVA

Si impone il rendimento globale pari al valore di accesso alla CAR:

$$\eta_{globale} = \frac{E_{el,CHP} + E_{th}}{E_{c,CHP}} = 0,75 (0,8)$$

(3.9)

$E_{el,CHP}$ = Parte cogenerativa dell'energia elettrica prodotta

$E_{c,CHP}$ = Energia del combustibile utilizzata nell'unità virtuale cogenerativa

Si calcola il rendimento elettrico:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_c}$$

(3.10)

Quindi:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{el}}{0,75(0,8) - \eta_{el}}$$

(3.11)

In questo modo si può calcolare l'energia elettrica prodotta in cogenerazione come:

$$E_{el,CHP} = C_{eff} * E_{th}$$

(3.12)

e quindi calcolare la parte di energia del combustibile destinata alla cogenerazione dalla formula 3.9.

Avendo ora tutti i dati necessari è possibile calcolare il PES dell'unità virtuale per stabilire se soddisfa anche la seconda condizione per accedere al regime CAR.

2) UNITA' NON COGENERATIVA

In questa unità si concentrano i restanti consumi e la produzione di energia elettrica calcolati come:

$$E_{el,NO\ CHP} = E_{el} - E_{el,CHP}$$

(3.13)

$E_{el,NO\ CHP}$ = Parte energia elettrica non considerata cogenerativa

$$E_{c,NO\ CHP} = \frac{E_{el,NO\ CHP}}{\eta_{el}}$$

(3.14)

$E_{c,NO\ CHP}$ = Energia del combustibile utilizzata nell'unità virtuale non cogenerativa

3.3.2 INDIVIDUAZIONE PARAMETRI DI UN IMPIANTO CHE CONCORRANO ALLA CAR

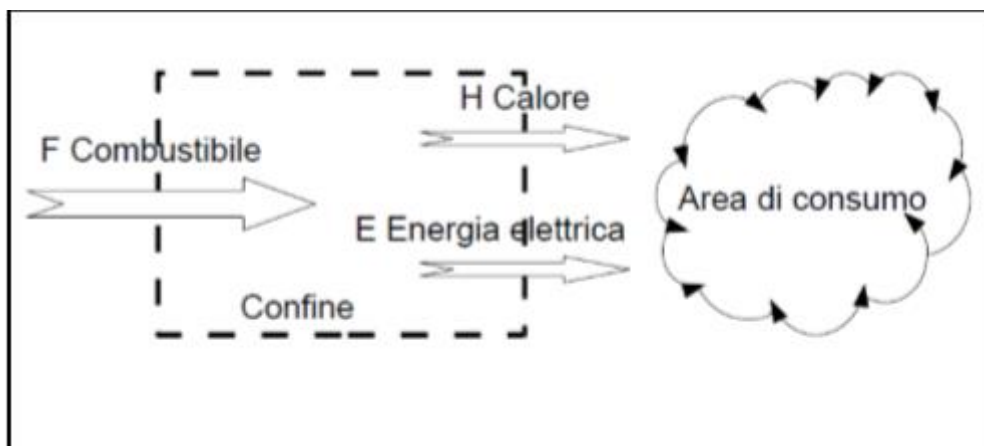


Fig.3.2 Identificazione area unità di cogenerazione ed area di consumo

L'area di consumo è separata da quella di cogenerazione a livello concettuale ma non necessariamente a livello fisico. Risulta quindi molto importante identificare tali aree e riconoscere cosa debba essere selettivamente inserito all'interno dei rispettivi confini. A tale scopo ricordiamo che: nell'unità di cogenerazione rientrano anche gli ausiliari atti a farla funzionare, mentre non possono essere considerati (e dunque non contribuiscono alla produzione di calore utile) eventuali impianti di produzione ausiliari alla cogenerazione come caldaie e gruppi elettrogeni e macchine ad assorbimento (che fanno invece parte delle utenze). Per la misura del calore utile e dell'energia elettrica prodotta servono dei misuratori. Il calcolo dei parametri però non è sempre immediato e dipende dall'impianto stesso:

1) Determinazione calore utile

Non si può considerare calore utile quello disperso nell'ambiente oppure utilizzato all'interno dell'impianto od infine quello usato per produrre energia elettrica (es. calore di un turbogas in un impianto combinato). Nel caso di un impianto cogenerativo che produce vapore, se il ritorno della condensa del vapore viene usato per alimentare una caldaia, esso dovrebbe essere considerato come utile ma l'effettiva misurazione dello stesso risulta particolarmente impegnativa.

In generale, per misurare il calore risulta necessario conoscere: le temperature di mandata e di ritorno e la portata e, nel caso di produzione di vapore, anche la pressione.

2) Determinazione energia elettrica

I contatori vanno posti all'uscita del confine dell'unità cogenerativa. Di conseguenza l'energia prodotta e spesa per il funzionamento degli ausiliari dell'impianto (es. pompe e compressori) non deve essere presa in considerazione.

3) Determinazione combustibile

$$E_c = \sum_i E_{c,i} - \sum_j E_{c,j}$$

(3.15)

Con:

$E_{c,i}$ =Flusso di energia combustibile entrante.

$E_{c,j}$ = Flusso di energia combustibile uscente. Rappresenta un eventuale recupero di combustibile dovuto a processi chimici (es. produzione di syngas).

Questi valori devono essere misurati in maniera diretta, tuttavia ciò non risulta sempre possibile. Qualora infatti il combustibile sia composito risulta di difficile valutazione il potere calorifico inferiore (PCI). Esempi sono l'impianto di termovalorizzazione o l'impianto a biomassa. In questi casi l'energia combustibile sarà dunque calcolata tenendo conto sia dell'energia prodotta dall'impianto che delle perdite (le più importanti delle quali sono di norma quelle al camino).

4)Determinazione energia meccanica

Risulta molto difficile operare una misura corretta sia a causa dei transitori che della diversità delle macchine stesse per cui la rendicontazione uniforme diviene un compito particolarmente arduo. Di fatto si deve valutare caso per caso la metodologia.

3.3.3 *BENEFICI COGENERAZIONE*

La maggior parte dei benefici dell'utilizzo di un cogeneratore derivano principalmente dalla qualifica di CAR:

- Precedenza di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella da fonti tradizionali non rinnovabili.
- Certificati Bianchi.
- Agevolazioni fiscali sull'accisa del gas.
- Scambio sul posto per impianti con potenza elettrica installata massima di 200 kW.
- Ecobonus (microcogenerazione).
- Condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica.
- Agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a rinnovabili.
- Incentivazioni all'energia elettrica immessa in rete se prodotta da impianti a biometano.

-Possibilità per unità termoelettriche non rinnovabili presenti all'interno di un sistema semplice di produzione e consumo di essere considerate CAR in un dato anno se nell'anno precedente l'energia elettrica cogenerativa prodotta dalla tale unità sia stata superiore al 50% del totale dell'energia elettrica prodotta dal sistema.

3.3.3.1 CERTIFICATI BIANCHI

I certificati bianchi, chiamati anche titoli di efficienza energetica, vengono introdotti nel 2005 e rappresentano lo strumento principale di promozione dell'efficienza energetica nel nostro paese. I certificati sono negoziabili ed esprimono il risparmio di energia primaria in TEP (tonnellate equivalenti di petrolio).

Il calcolo del numero di certificati che spettano viene descritto nel dettaglio al punto 3.1 con la formula 3.8 tenendo conto però che per gli impianti entrati in esercizio in una data compresa tra il 1/4/1999 ed il 6/3/2007 il numero di CB erogabili è pari al 30% di quello calcolato. Ogni titolo corrisponde a 1 TEP di energia risparmiata [15].

Il valore dei CB viene definito nelle sessioni di scambio del mercato mentre per un operatore si hanno due modalità di rilascio:

- 1) Rilascio presso il conto proprietà nel registro del GME
- 2) Ritiro da parte del GSE con il prezzo di ritiro uguale a quello vigente all'entrata in esercizio dell'unità o, nel caso tale data sia antecedente all'entrata in vigore del decreto D.M. 05/09/11 al valore corrente a tale data.

3.3.3.2 AGEVOLAZIONI FISCALI SULLE ACCISE DEL GAS

[2] Il costo del gas comprende sia accise che tasse regionali (variabili da regione a regione ma assenti nelle regioni autonome), Accise e tasse regionali non vengono pagate nel caso in cui il combustibile sia utilizzato per produrre energia successivamente autoconsumata. Importante da considerare è che la defiscalizzazione dipende solo dalla quota parte di autoconsumo ed è quindi indipendente dalla CAR. La formula da utilizzare per il calcolo del combustibile defiscalizzato è:

$$D = K * E$$

(3.16)

Con:

D=Combustibile defiscalizzato [m3].

E=Energia elettrica autoconsumata [kWh].

K=Coefficiente in funzione del combustibile e variabile annualmente in quanto si basa sulle prestazioni degli impianti elettrici italiani.

Il massimo della defiscalizzazione coincide comunque con il 30% delle aliquote.

3.3.3.3 SCAMBIO SUL POSTO

Lo scambio sul posto è una forma di autoconsumo basata sul compensare l'energia elettrica immessa nella rete con energia prelevata dalla stessa quando necessario. In questo modo perciò si utilizza il sistema nazionale come un sistema di immagazzinamento dell'energia. Condizione necessaria per accedere allo scambio sul posto è che gli impianti di produzione e consumo siano sottesi ad un unico punto con la rete.

3.3.3.4 ECOBONUS

Rappresenta una detrazione fiscale a cui può accedere il proprietario dell'immobile, che può essere di qualunque categoria catastale, in cui viene installato il microgeneratore. Tale detrazione può essere effettuata in dieci rate di pari valore sull'IRPEF o sull'IRES fino al 65% del valore dell'unità di cogenerazione (e fino ad un massimo di 100.000 euro) a patto che essa abbia PES maggiore od uguale al 20%. Questo incentivo non è accumulabile con i certificati bianchi. Dal decreto rilancio del 2020 il valore dell'ecobonus è stato portato al 110%.

3.3.3.5 DISCUSSIONE CERTIFICATI BIANCHI/ECOBONUS

Vista l'impossibilità di accedere contemporaneamente sia all'ecobonus che ai certificati bianchi è necessario scegliere opportunamente tra le due incentivazioni. A tal riguardo

uno dei parametri più importanti da considerare è l'energia prodotta: maggiore è questo valore, infatti, più probabile sarà il vantaggio dei certificati bianchi sull'ecobonus. Un'altra considerazione da fare tuttavia riguarda la possibilità di avere un valore dei certificati bianchi (e di possibilità di accedere alla CAR) costante per tutti e dieci gli anni in cui è possibile richiederli. Al contrario le rate dell'ecobonus sono costanti indipendentemente dal funzionamento della macchina. Prendendo in considerazione questi fattori si può quindi affermare in maniera del tutto generale come l'ecobonus sia più vantaggioso per le macchine sotto i 10 kW elettrici. Per taglie superiori il vantaggio dipende invece dalle ore di utilizzo che devono permettere la produzione di una quota minima di energia.

3.3.4 ESCO

Esistono diverse definizioni di ESCO, una delle quali può essere quella riportata da Filippo Busato in ANALISI ECONOMICA: “un'impresa che finanzia, sviluppa ed installa progetti rivolti al miglioramento dell'efficienza energetica ed al mantenimento dei costi relativi alle attrezzature installate a tale scopo.”

Esiste comunque una definizione precisa di ESCO italiana necessaria per accedere ai meccanismi degli incentivi: “le società di servizi energetici sono le società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che alla data di avvio del progetto hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestioni di interventi” [21]

[17]Le ESCO agiscono dunque come artefici del progetto di efficientamento stipulando contratti basati sul risultato ottenuto e perseguendo gli stessi obiettivi dell'utente finale ovvero un risparmio economico derivante da uno energetico. Tutto ciò ha permesso il diffondersi di tecnologie efficienti anche in rami storicamente molto statici come le Pubbliche Amministrazioni. Qualora la ESCO non sia in grado di realizzare direttamente il progetto, in qualsiasi fase del lavoro si può rivolgere a terzi. L'utente ha però rapporti unicamente con la ESCO.

Esistono diverse tipologie di contratti che possono essere proposti, i principali dei quali sono:

- Finanziamento Tramite Terzi (FTT)
- Contract Energy Management (CEM)
- Energy Performance Contracting (EPC)

3.3.4.1 FINANZIAMENTO TRAMITE TERZI (FTT)

Rappresenta la tipologia di contratto più generale con il risparmio finanziario che dipende dalle prestazioni che l'impianto raggiungerà dopo l'intervento. La ESCO finanzia tutti i costi guadagnando dunque sul risparmio effettivo. Tutti i rischi sono a carico dell'ESCO.

3.3.4.2 CONTRACT ENERGY MANAGEMENT (CEM)

Questo contratto offre al cliente un servizio energetico globale di lungo termine con orizzonte temporale oltre al payback time. Si tratta dunque, in sostanza, di un contratto di gestione in cui alla ESCO viene affidato il controllo di un servizio energetico. Questa tipologia è dunque fortemente orientata alla gestione operativa e risulta fondamentale da parte dell'ESCO la valutazione dei consumi precedenti ed un'attenta metodologia di calcolo dei risparmi.

3.3.4.3 ENERGY PERFORMANCE CONTRACT (EPC)

In questo contratto si forniscono servizi energetici atti a portare ad un livello specifico di rendimento del sistema e di risparmio. La ESCO come compenso riceve dunque una sorta di tassa-diritto per la remunerazione del capitale investito e un onorario di titolo e di profitto, entrambi funzione del risparmio avvenuto [17]. Un contratto EPC presenta dei requisiti minimi che devono essere rispettati e sono raccolti nella tabella 3.1.

CONTENUTI MINIMI CONTRATTI EPC – ALLEGATO VIII D.LGS 102/14

- Un elenco chiaro e trasparente delle misure di efficienza da applicare o dei risultati da conseguire in termini di efficienza;
- I risparmi garantiti da conseguire applicando le misure previste dal contratto;
- La durata e gli aspetti fondamentali del contratto, le modalità e i termini previsti;
- Un elenco chiaro e trasparente degli obblighi che incombono su ciascuna parte contrattuale;
- Data o date di riferimento per la determinazione dei risparmi realizzati;
- Un elenco chiaro e trasparente delle fasi di attuazione di una misura o di un pacchetto di misure e, ove pertinente, dei relativi costi;
- L'obbligo di dare piena attuazione alle misure previste dal contratto e la documentazione di tutti i cambiamenti effettuati nel corso del progetto;
- Disposizioni che disciplinino l'inclusione di requisiti equivalenti in eventuali concessioni in appalto a terze parti;
- Un'indicazione chiara e trasparente delle implicazioni finanziarie del progetto e la quota di partecipazione delle due parti ai risparmi pecuniari realizzati (ad esempio, remunerazione dei prestatori di servizi);
- Disposizioni chiare e trasparenti per la quantificazione e la verifica dei risparmi garantiti conseguiti, controlli della qualità e garanzie;
- Disposizioni che chiariscono la procedura per gestire modifiche delle condizioni quadro che incidono sul contenuto e i risultati del contratto (a titolo esemplificativo: modifica dei prezzi dell'energia, intensità d'uso di un impianto);
- Informazioni dettagliate sugli obblighi di ciascuna delle parti contraenti e sulle sanzioni in caso di inadempienza

Tab. 3.1 Requisiti minimi contratto EPC.

I requisiti minimi non sono tuttavia in grado di permettere agli operatori di gestire ogni eventuale criticità che si possa verificare. Gli elementi chiave di un contratto EPC si possono invece riassumere come:

- 1) Il risparmio energetico conseguito deve essere in grado di ripagare l'investimento.
- 2) L'obiettivo di risparmio da conseguire deve essere ben definito.
- 3) Il compenso è collegato ad una prestazione energetica definita e l'ESCO si assume il rischio del mancato raggiungimento.
- 4) L'indicazione delle condizioni storiche (baseline) deve essere chiara.

La baseline sarà determinata dai costi storici sia energetici che di manutenzione mentre la ESCO si assume la responsabilità di garantire un determinato risparmio energetico comprensivo della manutenzione rispetto alla baseline. Tale risparmio deve essere garantito anche in situazione di *under performance* e su di esso si basa l'identificazione del canone che il cliente paga alla ESCO. In ipotesi di *over performance* invece il risparmio aggiuntivo può o meno essere condiviso dalla ESCO con il cliente a seconda di quanto previsto dal contratto. La valutazione del rischio finanziario per questi contratti è dunque molto importante.

Per concludere, il costo capitale in ragione dei profili di rischio risulta essere in molti casi elevato e questo rappresenta una criticità nel mercato nazionale in quanto le società italiane sono spesso sottocapitalizzate [22].

CAPITOLO 4

MICROCOGENERAZIONE

4.1 CARATTERISTICHE GENERALI

La microcogenerazione rappresenta un modo per identificare un sottogruppo della cogenerazione in base alla potenza elettrica della macchina; si definiscono microcogeneratori infatti quelle macchine la cui potenza elettrica non supera i 50 kW. Di conseguenza sono macchine piccole non adatte a soddisfare utenze dai carichi elevati e quindi il loro impiego è limitato solo a situazioni e settori particolari avendo inoltre rendimenti, specialmente elettrici, inferiori e costi superiori se paragonati alla stessa tecnologia utilizzata per macchine di taglia maggiore. Per contro proprio la minor taglia può garantire un utilizzo continuo nel tempo con un numero di ore elevato che permette di raggiungere PES molto maggiori rispetto a soluzioni più grandi riducendo di molto la dissipazione di calore. La microcogenerazione per quanto interessante in determinate applicazioni non risulta tuttavia molto diffusa almeno in Italia per tutta una serie di motivazioni che ne limitano fortemente lo sviluppo:

1) la carenza dell'offerta

Il dimensionamento e la gestione di un microcogeneratore necessita infatti di tutta una serie di conoscenze che rendono questa tecnologia poco proposta mentre risultano necessarie persone con esperienza impedendo dunque semplicemente l'acquisto della macchina da parte di un privato che deve necessariamente appoggiarsi ad un'impresa (solitamente una ESCO) facendo dunque lievitare i costi.

2) Costi

I costi sono particolarmente elevati specialmente se confrontati con altre tecnologie come le caldaie a condensazione e le pompe di calore elettriche nei confronti delle quali presentano in media un costo al kW di un ordine di grandezza maggiore.

3) Confronto con gli impianti sostituiti

Una problematica non secondaria è data dagli impianti che il microcogeneratore andrebbe a sostituire. I rendimenti delle pompe di calore elettriche e delle caldaie a condensazione sono infatti mediamente molto elevati (mediamente il 140% per le pompe di calore mentre superiore al 90 e fino al 100% per le caldaie a condensazione) e di conseguenza il risparmio di energia primaria dovuto alla cogenerazione può essere molto contenuto e perfino nullo. In realtà seguendo questo filo di pensiero si può facilmente notare come un cogeneratore non sia mai una scelta percorribile nel caso si voglia sostituire una pompa di calore, mentre nel caso delle caldaie a condensazione lo sia unicamente per taglie superiori ai 20 kW elettrici. L'unica situazione in cui un cogeneratore risulta certamente conveniente è dunque la sostituzione di una caldaia tradizionale (rendimento termico intorno all'85%). In conseguenza di queste considerazioni si può dunque vedere come siano molto pochi gli interventi che promuovono un risparmio energetico in ottica BAT (best available technology); in altre parole la diffusione della microcogenerazione è strettamente legata, allo stato attuale, ovvero all'elevato numero di caldaie tradizionali ancora presenti sul territorio e dunque la finestra temporale per produrre questo tipo di interventi si riduce man mano che pompe di calore e caldaie a condensazione si diffondono.

4) Difficoltà a raggiungere alti valori di carico

Fondamentale per la riuscita dell'investimento risulta essere il raggiungimento di un buon fattore di carico. Per raggiungerlo bisognerà quindi dimensionare la macchina al 15-20% del picco nelle utenze residenziali (tale percentuale risulterà maggiore per il settore terziario). La necessità di raggiungere fattori di carico elevati è alla base della scelta delle applicazioni del cogeneratore: per ottenerlo si dimensionerà sull'ACS per quel che riguarda scuole, uffici e settore residenziale specialmente se in concertazione con un sistema di accumulo che permette di ottenere un esercizio continuo e paragonabile al solare termico, mentre per piscine e centri commerciali si può pensare di soddisfare il carico termico del riscaldamento essendo un parametro più costante rispetto alle soluzioni precedenti.

5) Burocrazia

Per poter utilizzare un microgeneratore occorre prendere contatto con diversi enti ed aziende: con le Dogane per ottenere il riconoscimento di officina elettrica, con il distributore della rete elettrica affinché vengano installati adeguati dispositivi di sicurezza, con il GSE per accedere al ritiro dedicato od allo scambio sul posto e con il fornitore del gas per ottenerne la defiscalizzazione. Tutte queste operazioni devono inoltre essere svolte con precise tempistiche e rispettando i formati indicati [26].

Pur considerando queste problematiche esiste comunque una finestra di utilizzo per questa tecnologia soprattutto se si considera di accoppiarla con altre innovazioni come le rinnovabili e le pompe di calore elettriche. La prima opzione è in realtà di difficile attuazione poiché di norma le rinnovabili e la cogenerazione rischiano di “pestarsi i piedi” tuttavia la possibilità di utilizzare biomasse per alimentare il cogeneratore non dovrebbe essere sottovalutata in quanto può portare ad un risparmio totale di Energia primaria associata alla generazione separata ed inoltre va ricordato come il biogas sia fortemente favorito per quello che riguarda i rendimenti di riferimento non dovendo essere applicati fattori correttivi (allo stesso modo delle fonti lignee) e inoltre il Dm 4 luglio 2019 ha previsto degli incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti che utilizzano gas residuati dei processi di depurazione. La seconda risulta invece un’opzione molto interessante per due motivi: la possibilità di ridurre la taglia del cogeneratore ed assicurarsi quindi il massimo recupero di calore e quello di aumentare la quota parte di energia elettrica autoconsumata avendo la possibilità di alimentare con il cogeneratore direttamente la pompa di calore. Entrambe queste condizioni sono molto importanti per la riuscita dell’investimento in quanto il maggior consumo di calore permette un miglior rendimento di primo principio e del PES a parità di energia elettrica prodotta, mentre l’autoconsumo elettrico risulta essere il modo più remunerativo per sfruttare la produzione elettrica della macchina [27].

4.2 DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento viene svolto sui valori di carico medi al fine di massimizzare le ore di utilizzo lasciando dunque a caldaie e pompe di calore il compito di coprire i picchi. Nello specifico è opportuno lo sviluppo di settimane tipo mensili per valutare il comportamento del cogeneratore ed il numero di ore di funzionamento a pieno carico, carico parziale od in cicli on/off. Dal punto di vista elettrico invece, per quanto lo sviluppo di curve medie analoghi a quelli di cui si è appena parlato sia sufficiente in prima approssimazione, è opportuno ricostruire le curve quarto d'orarie al fine di ottenere migliori valutazioni concernenti la possibilità di autoconsumo e di scambio sul posto così come di poter meglio comprendere la contemporaneità delle richieste termiche ed elettriche (tale concomitanza è ovviamente fondamentale per poter ottenere un impianto cogenerativo performante) [2], [27].

4.2.1 COSTRUZIONE DELLE CURVE DI CARICO E DI DURATA

L'identificazione dei carichi termici ed elettrici e delle ore di funzionamento del cogeneratore risulta essere fondamentale per la buona riuscita dell'investimento e di conseguenza estrema attenzione deve essere posta nelle rispettive curve di carico e di durata [27]. Prima di affrontare la costruzione delle curve è importante sottolineare come esse vengano create sulla base dei consumi dell'utenza e, di conseguenza, bisogna porre attenzione alla presenza o meno di dispositivi che possano interferire con la singola curva di carico e creare una situazione tale per cui il cogeneratore nella realtà possa lavorare in maniera differente. Un esempio di ciò possono essere gli accumulatori elettrici o termici che permettendo lo stoccaggio di energia slegano di fatto il cogeneratore (almeno in parte) dalla dipendenza dei carichi in quanto grazie al loro utilizzo l'energia può essere conservata ed utilizzata in seguito [2]. Questo è specialmente importante per l'accumulo termico in quanto permette di conservare come calore utile l'energia termica non utilizzata al momento della propria produzione e dunque di diminuire di molto la dissipazione di calore o la necessità di operare in condizioni di off design. Inoltre, la presenza di un accumulo termico permette anche di sottodimensionare l'unità di

cogenerazione e dunque di contenere i costi senza far perdere efficienza al sistema ma anzi aumentandola.

CURVA DI DURATA

La curva di durata si costruisce conoscendo i consumi orari dell'edificio su di un anno in modo quindi da stimare il comportamento del cogeneratore sia a pieno carico che in parzializzazione e conoscere quindi il numero di ore di funzionamento e la modalità dello stesso. Per costruire la curva si inseriscono i consumi sull'asse delle ordinate mentre su quello delle ascisse si posizionano le ore dell'anno in modo da sviluppare una curva decrescente relativa al carico termico od elettrico che viene in seguito confrontato con la curva di funzionamento del microcogeneratore costruita concettualmente in maniera analoga. In questo modo si può confrontare l'andamento del carico con il funzionamento del cogeneratore e dunque ottimizzarlo. Questo approccio presenta due problemi principali: il primo è legato all' accumulatore termico per l'ACS che di fatto slega il funzionamento del microcogeneratore dal carico, mentre il secondo è dato dal fatto che le curve di durata elettrica e termica non danno informazioni sulla contemporaneità dei due vettori e dunque la costruzione delle curve di durata per quanto utile rappresenta solo un primo passo che deve necessariamente essere approfondito.

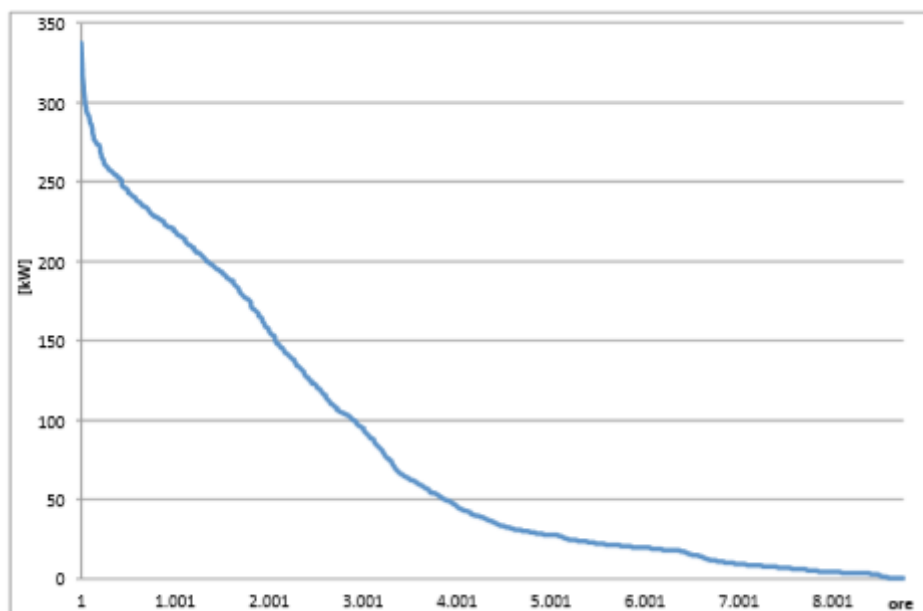


Fig. 4.1 Curva di durata.

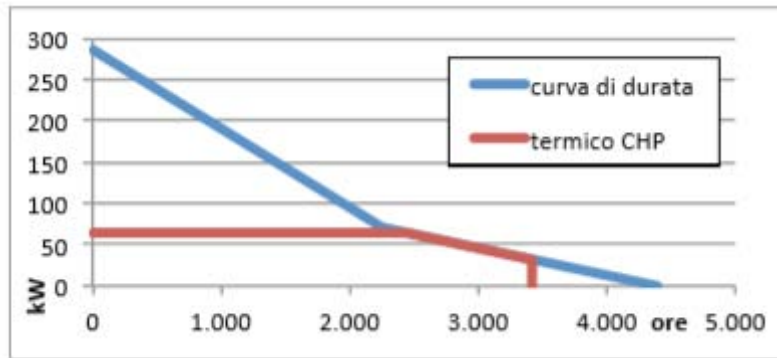


Fig.4.2 Curva di durata accoppiata ad un cogeneratore (termico).

Le due figure sopra riportate sono un esempio di quanto detto sopra. In particolare, nella seconda possiamo osservare l'andamento a regime della macchina e la parzializzazione. Ad un certo punto si nota infine come la macchina viene spenta in quanto farla a funzionare per valori inferiori non è possibile. Per i cogeneratori infatti esistono dei limiti alla possibilità di parzializzazione e dunque a quanto si può seguire il carico termico, questo dipende ovviamente dalla tecnologia utilizzata: i motori endotermici infatti possono parzializzare fino anche al 50% del valore nominale mentre le celle a combustibile lavorano a potenze nominali e non parzializzano. Questo ci permette di capire come la scelta della macchina influisce in maniera decisiva il risultato finale e che, dunque, la stessa situazione può essere affrontata in modi molto differenti a seconda della tecnologia prescelta. Considerando infatti le due tecnologie sopra citate nella stessa situazione si potrebbe usare un motore a combustione interna a potenza maggiore che parzializza e dunque necessitare di una potenza ausiliaria per il picco termico minore, mentre con una fuel cell si potrebbe utilizzare una potenza termica minore (e dunque richiedere una maggior integrazione nel picco) ma lavorare anche per un numero di ore maggiore alle basse potenze erogando per un maggior numero di ore potenza elettrica (molto maggiore rispetto alla termica visti i rendimenti elettrici particolarmente elevati di queste macchine).

CURVE DI CARICO

Le curve di carico sono costruite per studiare gli andamenti effettivi del carico elettrico e termico dell'utenza e possono essere di diverso tipo: giornaliere, settimanali o mensili costruite su valori medi o valori reali. In assenza di valori reali orari (che sono nella realtà molto difficili da ricavare soprattutto per un periodo lungo come può essere un anno che

d'altra parte è il minimo periodo necessario per studiare il comportamento del cogeneratore) si possono ricavare dei valori orari al fine di ricostruire un giorno medio mensile. Questo è sicuramente l'approccio più utilizzato specialmente nel settore civile dove ricostruire precisamente i dati orari nel corso di un anno può essere impossibile in particolare per quel che riguarda il carico termico mentre per quello elettrico si potrebbe comunque fare richiesta dei dati quarto d'orari all'organo di competenza, ma va comunque sottolineato come almeno in prima battuta risulti sufficiente la creazione di valori medi soprattutto nei settori dove il carico elettrico sarà costante con variazioni non troppo elevate da un mese all'altro ma diverso a seconda della stagione (di riscaldamento o meno). Un esempio di quanto detto sono i condomini dove il carico elettrico che può essere interessato da un intervento cogenerativo è quello relativo agli spazi comuni dell'edificio (e dunque ascensore, luci ed ausiliari del sistema di riscaldamento) ed aumenta nella stagione di riscaldamento diminuendo invece negli altri periodi dell'anno. A supporto di questa affermazione possiamo vedere i valori di utilizzo di un caso reale di un condominio sito a Vicenza:

% MENSILE SU TOTALE		OTT	NOV	DIC	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SETT
	[%]	7%	11%	12%	12%	11%	11%	8%	7%	5%	5%	6%	6%

Fig. 4.3 Consumo percentuale energia elettrica per consumi comuni in un condominio.

Come si può vedere la percentuale è sostanzialmente costante per i mesi di riscaldamento e non con una piccola differenza in questi ultimi che può essere spiegata con un minor utilizzo delle luci nel progredire della bella stagione ed un minor utilizzo dell'ascensore nel periodo estivo (giugno-settembre) probabilmente derivato da un minor numero di inquilini a causa delle vacanze. La differenza tra i mesi di riscaldamento e quelli "estivi" è invece molto maggiore proprio per l'utilizzo degli ausiliari nel sistema di riscaldamento. Interessante notare come il valore per i mesi di ottobre ed aprile il dato sia in linea con i mesi estivi, ovvero non si registra un peso dato dai 15 giorni di riscaldamento che per la legge sono utilizzabili in entrambi i mesi. Questo può essere spiegato considerando le temperature maggiori della media nel periodo e dunque di una necessità di riscaldamento inferiore all'atteso.

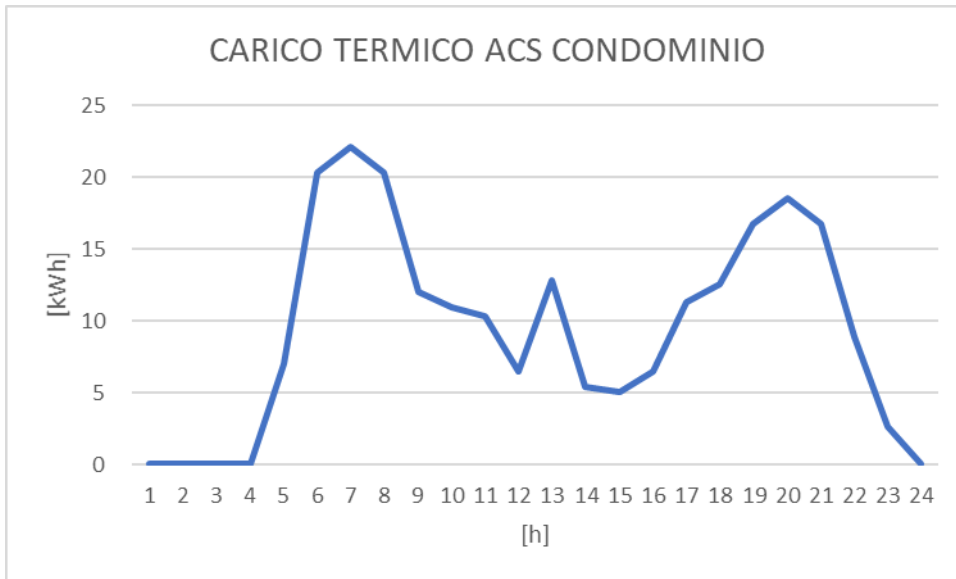


Fig. 4.4 Carico termico di un giorno medio mensile

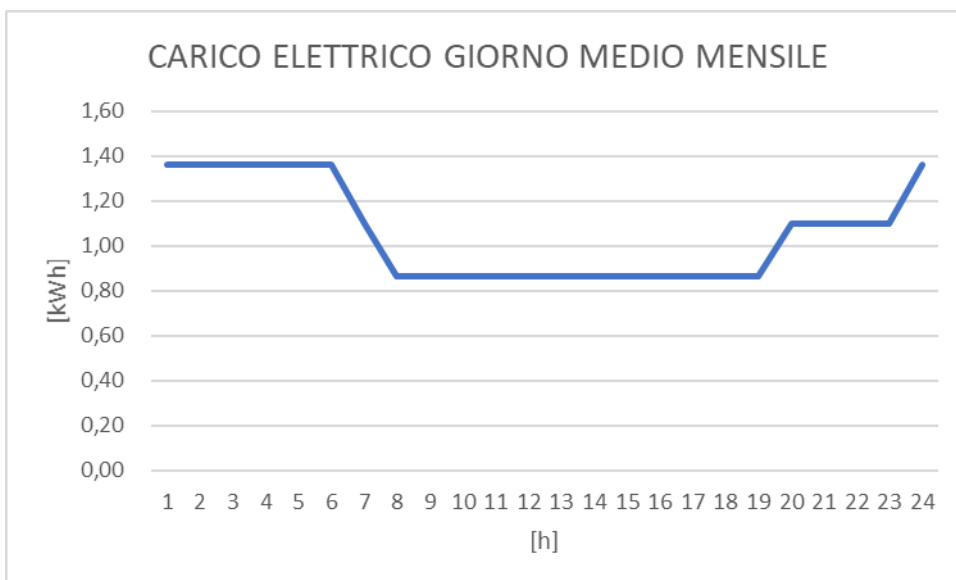


Fig.4.4 Carico elettrico giorno medio mensile

A titolo di esempio abbiamo riportato l'andamento dei due carichi termico ed elettrico per un giorno medio mensile. La prima figura fa riferimento al carico termico derivante dalla sola acqua calda sanitaria come si può notare dall'andamento della curva che presenta dei picchi relativi alla mattina presto all'orario di pranzo ed alla sera. La seconda figura presenta invece un andamento suddivisibile sostanzialmente in tre tratti lineari che mostrano il valore medio orario giornaliero nelle tre fasce F1, F2, F3 per un giorno feriale. Confrontando i due grafici con le curve del cogeneratore è dunque immediata la

valutazione, almeno in prima approssimazione, della contemporaneità dei vettori energetici (elettrico e termico) e dunque si può fare una stima delle modalità di funzionamento della macchina e delle ore di utilizzo, anche scegliendo di operare un inseguimento termico e dunque valorizzarne l'energia ed aumentare il rendimento di primo principio ed il PES, oppure un inseguimento elettrico che favorisce l'autoconsumo e dunque il ritorno economico anche a fronte di una possibile perdita di energia termica, che qualora non fosse richiesta deve essere dissipata e dunque non può essere considerata calore utile. Per quanto detto si può dunque facilmente intuire come la valutazione delle curve di carico sia un approccio migliore e molto più preciso della sola curva di durata, che tuttavia rimane un ottimo parametro per stimare la taglia della macchina anche se nulla, di fatto, può dire sul suo reale funzionamento.

4.3 COSTRUZIONE CURVE DI CARICO ACS

Quando ci si accosta ai consumi di un edificio residenziale è importante valutare quello dell'acqua calda sanitaria (ACS) in quanto può arrivare a pesare sul totale fino al 18% (negli Stati Uniti d'America) mentre in Europa ammonta a circa il 14% del totale [28]. Con l'aumento dell'efficienza termica degli edifici tuttavia (per l'utilizzo di migliori materiali e pratiche di costruzione e/o migliori impianti di generazione e distribuzione del calore) il contributo percentuale dell'ACS sul totale dei consumi è destinato a crescere, non essendosi modificata negli anni la richiesta[29]. La richiesta di ACS non è comunque costante ed anzi è difficilmente standardizzabile per tutta una serie di fattori culturali, geografici e relativi all'impianto stesso di generazione e distribuzione [30]. Per quel che riguarda i fattori culturali si può citare la propensione o meno di rimanere a casa e quella relativa ai pasti, ovvero se essi vengono consumati all'interno della propria abitazione o fuori. Per quel che riguarda i motivi geografici essi sono connessi principalmente alle temperature esterne: al diminuire delle stesse infatti diminuisce la temperatura dell'acqua di abduzione dalla rete idrica e di conseguenza maggior calore sarà necessario per portare l'acqua a temperatura, sempre per minori temperature esterne aumentano poi le perdite dell'accumulo termico ed infine le persone tendono a consumare maggior acqua facendo per esempio docce più lunghe. Questi fattori appena considerati non valgono solo per diverse posizioni geografiche ma anche per le diverse stagioni climatiche relative alla

stessa zona. In estate infatti la richiesta di ACS può scendere per valori anche del 15-20% [31]. In ultimo come fattori influenzanti in maniera anche importante la produzione di ACS si deve citare sia il generatore utilizzato, l'accumulo termico e l'edificio e la presenza o meno del ricircolo. In edifici datati infatti il ricircolo, che comunque risulta essere sostanzialmente necessario nei condomini specie se a più piani, può avere un peso molto importante sul consumo di energia finale dell'ACS arrivando anche a rappresentarne il 50% dello stesso. Spesso inoltre non è semplice andare a sostituire le tubazioni per meglio isolarlo e dunque quando ci si approccia ad un edificio che presenta il ricircolo, prima di effettuare il dimensionamento del cogeneratore, nel caso esso sia valutato per soddisfare la richiesta di ACS, è importante capire il funzionamento del ricircolo e valutare se esiste un modo per ridurne l'efficienza senza diminuire il livello di comfort dell'utenza (per esempio programmandolo per farlo funzionare su determinate fasce orarie e spegnendolo in altre dove la richiesta di ACS risulta statisticamente poco probabile). Per quello che è stato appena detto dunque risulta necessario conoscere i consumi di ACS dell'edificio sia attraverso monitoraggio che attraverso le bollette del gas (in caso di consumo centralizzato infatti andando a vedere i consumi di gas estivi si può facilmente stimare il consumo di ACS tenendo conto però che in questo caso si farà una sottostima dei consumi nei mesi invernali e dunque val la pena avere almeno dei dati parziali di monitoraggio). Importante inoltre è conoscere la distribuzione giornaliera dei consumi tenendo anche in conto il fatto che essa varia tra i giorni feriali e festivi con il picco del weekend traslato ad orari. Nella pratica esistono per stimare consumi e distribuzione diversi profili che possono essere utilizzati a sostituzione od integrazione dei dati. Si ricorda a tal fine la Design Guide Stored Hot Water Solutions in Heat Networks 2018 oppure i tapping cycle della Commissione Europea sviluppati nel 2002 [32],[33].

Figure 2 - Daily and weekly profile of the hot water demand in large residential buildings

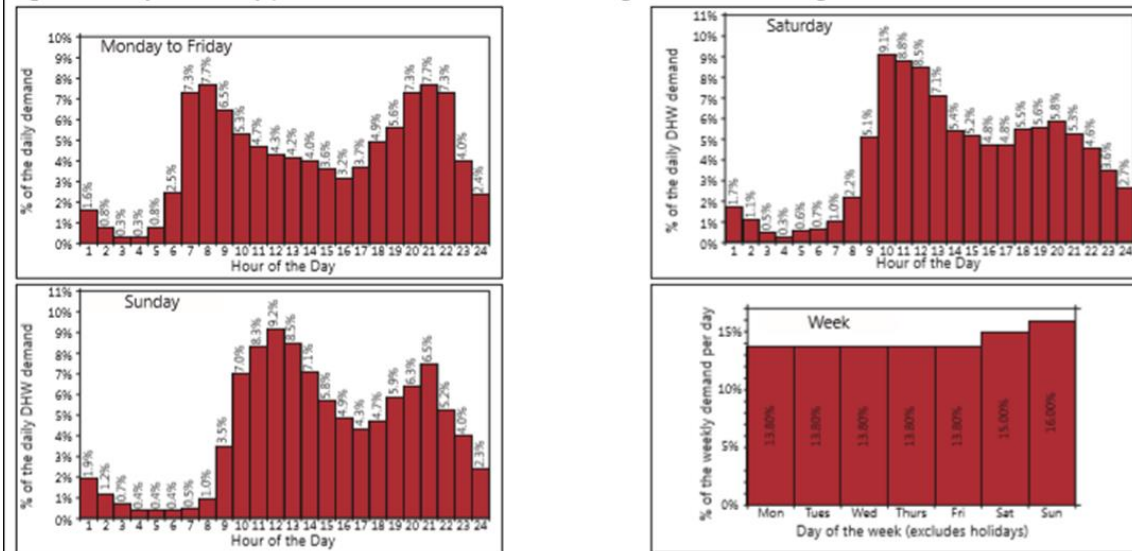


Fig.4.5 Profili di prelievo ACS per giorni feriali e festivi della Design Guide Stored Hot Water Solutions in Heat Networks 2018

EU reference tapping cycle nr. 1						
	hr.min start	energy (kWh)	type	ΔT desired(K), to be achieved during tapping	min. ΔT (K), =start of counting useful energy	flow rate, S=specific rate, R= $2/3 * S$
1	07.00	0,105	small		15	S
2	07.30	0,105	small		15	S
3	08.30	0,105	small		15	S
4	09.30	0,105	small		15	S
5	11.30	0,105	small		15	S
6	11.45	0,105	small		15	S
7	12.45	0,315	dishwash	45	0	R
8	18.00	0,105	small		15	S
9	18.15	0,105	clean		30	R
10	20.30	0,420	dishwash	45	0	R
11	21.30	0,525	large		30	S
total		2,1				

Fig.4.6 EU reference tapping cycle nr.1

EU reference tapping cycle nr. 2						
	hr.min start	energy (kWh)	type	ΔT desired (K), to be achieved during tapping	min. ΔT (K), =start of counting useful energy	flow rate, S=specific rate, R= $2/3 * S$
1	07.00	0,105	small		15	S
2	07.15	1,400	shower		30	S
3	07.30	0,105	small		15	S
4	08.01	0,105	small		15	S
5	08.15	0,105	small		15	S
6	08.30	0,105	small		15	S
7	08.45	0,105	small		15	S
8	09.00	0,105	small		15	S
9	09.30	0,105	small		15	S
10	10.30	0,105	floor	30	0	S
11	11.30	0,105	small		15	S
12	11.45	0,105	small		15	S
13	12.45	0,315	dishwash	45	0	R
14	14.30	0,105	small		15	S
15	15.30	0,105	small		15	S
16	16.30	0,105	small		15	S
17	18.00	0,105	small		15	S
18	18.15	0,105	clean		30	R
19	18.30	0,105	clean		30	R
20	19.00	0,105	small		15	S
21	20.30	0,735	dishwash	45	0	R
22	21.15	0,105	small		15	S
23	21.30	1,400	shower		30	S
total		5,845				

Fig.4.7 EU reference tapping cycle nr.2

EU reference tapping cycle nr. 3						
	hr.min start	energy (kWh)	type	ΔT desired (K), to be achieved during draw- off	min. ΔT (K), =start of counting useful energy	flow rate, S=specific rate, R= $2/3 \cdot S$
1	07.00	0,105	small		15	S
2	07.05	1,400	shower		30	S
3	07.30	0,105	small		15	S
4	07.45	0,105	small		15	S
5	08.05	3,605	bath	30	0	S
6	08.25	0,105	small		15	S
7	08.30	0,105	small		15	S
8	08.45	0,105	small		15	S
9	09.00	0,105	small		15	S
10	09.30	0,105	small		15	S
11	10.30	0,105	floor	30	0	S
12	11.30	0,105	small		15	S
13	11.45	0,105	small		15	S
14	12.45	0,315	dishwash	45	0	R
15	14.30	0,105	small		15	S
16	15.30	0,105	small		15	S
17	16.30	0,105	small		15	S
18	18.00	0,105	small		15	S
19	18.15	0,105	clean		30	R
20	18.30	0,105	clean		30	R
21	19.00	0,105	small		15	S
22	20.30	0,735	dishwash	45	0	R
23	21.00	3,605	bath	30	0	S
24	21.30	0,105	small		15	S
total		11,655				

Fig. 4.7 EU reference tapping cycle nr.3

Come si può vedere i tre tapping cycle hanno distribuzione diversa per tener conto di diverse esigenze di consumo sia a livello di quantità che di distribuzione nel corso delle 24 ore.

4.4 ACCUMULO TERMICO ED ELETTRICO

Precedentemente si è parlato di come l'utilizzo degli accumulatori possa essere un fattore molto importante per via della possibilità di slegare l'andamento del cogeneratore dalle curve di carico. In questo paragrafo quindi si darà una breve descrizione degli stessi e dei vantaggi/svantaggi a cui possono portare.

ACCUMULO ELETTRICO

Esistono tre modalità di accumulo elettrico: tramite batterie, supercondensatori, metodo ibrido [34].

Batteria

Le batterie sono una forma di accumulo chimico formato da un anodo (polo negativo) ed un catodo (polo positivo) separati da un elettrolita che rilasciano od immagazzinano energia elettrica attraverso un processo di ossidoriduzione che permette un passaggio di elettroni. Sono caratterizzate da un certo numero di cicli di carica/scarica all'esaurimento dei quali devono essere smaltite. A seconda dei materiali utilizzati esistono molteplici forme di batterie ognuna delle quali risulta più o meno adatta ad uno scopo rispetto alle altre. La loro caratteristica migliore è quella di avere un'elevata densità di energia che permette dunque di stoccarla in uno spazio relativamente ristretto contenendo i costi e permettendo lo sviluppo di una macchina compatta. Essendo di natura chimica e prevedendo un flusso massico il processo di carica e scarica è relativamente lento.

Supercondensatori

I supercondensatori sono una particolare tipologia di condensatore composta da due elettrodi, un'elettrolita ed un separatore con una capacità che può superare anche i 5000 Faraday (F). Questa tipologia di accumulo è in grado di avere un'elevata densità di potenza a fronte tuttavia di una bassa densità energetica. Sono dunque in grado di erogare elevate potenze ma a piccole quantità ed il loro miglior impiego si riscontra dunque per applicazioni ad elevata potenza con rapide variazioni di carico in quanto hanno cicli di carica/scarica molto veloci (e dal numero elevato).

Sistema ibrido

Si tratta di un sistema che utilizza le batterie per il carico base, mentre i supercondensatori servono per gestire i picchi di energia e le variazioni veloci della richiesta. In questo modo si mettono insieme i vantaggi di entrambi gli accumuli elettrici stemperandone i difetti [34].

ACCUMULO TERMICO

Un accumulo termico è normalmente un cilindro metallico con una presa per l'acqua fredda nella parte inferiore ed una per l'acqua calda nella parte superiore con l'intera struttura avvolta in un isolante (normalmente poliuretano) che può essere integrato o rimovibile. La tenuta termica della struttura dipende dunque sia dalle sue dimensioni che dallo spessore dell'isolante. Di conseguenza si può facilmente dedurre come più grande

sia l'accumulatore (e quindi maggiore siano i litri contenuti), maggiore sarà lo spessore di isolante ed il costo. Il dimensionamento dell'accumulo termico è dunque molto importante e può essere fatto in due modi diversi: studiando il fabbisogno giornaliero dell'utenza, ma questo come dato non è necessariamente disponibile e può essere soggetto a variazioni nel tempo, oppure osservando il generatore di calore e dimensionando l'accumulo in modo che i litri che può contenere siano pari a $25 \cdot 1 \text{ kW}_{\text{generatore}}$, ovvero che ad ogni kilowatt di potenza generata corrispondano 25 litri di ACS. Nella pratica si possono avere due tipi di accumulatori termici: a calore sensibile od a calore latente nel caso che il fluido contenuto sia sottoposto ad un cambiamento di fase (nel qual caso la capacità dell'accumulo è data dalla somma di calore sensibile e latente e dunque aumenta l'energia immagazzinabile). Un fattore molto importante è poi dato dal fenomeno della stratificazione della temperatura ovvero dalla disposizione del fluido all'interno del cilindro secondo un gradiente di temperatura che fa sì che il fluido più caldo si trovi nella sommità del cilindro e quello più freddo sia invece sul fondo (e questo spiega il perché le prese di AFS e ACS siano disposte in quel modo). La stratificazione è di fatto un vantaggio che permette di avere ACS alle giuste condizioni con una minor spesa energetica e proprio per questo sono stati costruiti accumuli che incentivano e sfruttano il fenomeno, tuttavia va considerato che questo vuol dire che in un accumulo in un dato momento difficilmente tutta l'acqua contenuta sia a temperatura di utilizzo e dunque va in qualche modo stimato il reale quantitativo disponibile per l'utilizzo. Per far ciò sono stati sviluppati negli anni numerosi metodi di calcolo iterativi per andare a stimare l'andamento della stratificazione termica nel tempo tenendo conto dei prelievi e delle immissioni di energia termica e fluido. Tali metodi nella pratica sono però difficilmente utilizzabili in quanto complessi e richiedenti programmi specifici e di conseguenza la stratificazione è tenuta da conto ipotizzando un valore reale di fluido a temperatura ottimale e pronto per l'utilizzo. La temperatura ottimale, infine, dipende dall'utilizzo. Per l'ACS la si può stimare a circa $60 \text{ }^\circ\text{C}$ in quanto: per temperature superiori ai $65 \text{ }^\circ\text{C}$ si rischiano precipitazioni di calcare che portano alla corrosione dell'involucro metallico e dei tubi e di conseguenza alla rottura degli stessi, sotto i 60°C invece non si può scendere per motivi sanitari ovvero per evitare la possibile proliferazione della legionella. Per questo motivo i $60 \text{ }^\circ\text{C}$ sono di fatto la prima temperatura utilizzabile. La conseguenza di questo fatto dunque è che l'ACS prelevata

dall'accumulo termico non può essere mandata direttamente all'utenza ma deve essere preventivamente miscelata con una portata di AFS al fine di ottenere le temperature di utilizzo (45-50 °C) e quindi si può dire come un accumulo termico introduca necessariamente una perdita. La potenza necessaria è comunque inferiore rispetto alla produzione istantanea in quanto si dispone di più tempo per portare a temperatura il fluido e di fatto si può dire come la presenza di un accumulo termico permetta il raggiungimento di un vantaggio economico rispetto alla produzione istantanea sia nell'immediato che nel lungo termine incrementale con le taglie di riferimento [35].

4.5 ANALISI ECONOMICA ED ENERGETICA

Una volta che si è dimensionata la macchina bisogna effettuare l'analisi energetica ed economica per ottenere il miglior risultato possibile anche dal punto di vista della gestione dell'impianto. Si possono dunque cercare due ottimi diversi: uno energetico ed uno economico. Questi due ottimi non coincideranno e dunque sarà necessario compiere una scelta per bilanciare il risparmio energetico con il ritorno economico [2].

4.5.1 ANALISI ENERGETICA

L'analisi energetica consiste nel calcolare il rendimento del sistema con il cogeneratore e quello del caso base line e confrontarli al fine da vedere se l'impiego o meno del microcogeneratore migliora la prestazione energetica del sistema. Per far ciò si riportano le fonti energetiche del gas ed elettriche all'energia primaria e le si confronta con l'energia prodotta dal sistema. Le formule da utilizzare sono dunque:

$$\eta_{chp} = \frac{E_{TH,CHP} + E_{EL,CHP} + E_{TH,NO\ CHP} + E_{EL,RETE}}{Q_{GAS,CHP} * pci + Q_{GAS,NO\ CHP} * pci + \frac{E_{EL,RETE}}{\eta_{EL,RETE}}}$$

(4.1)

$E_{TH,CHP}$ =Energia termica cogenerativa prodotta.

$E_{TH,NO\ CHP}$ =Energia termica prodotta non cogenerativa.

$E_{EL,CHP}$ =Energia elettrica prodotta dal cogeneratore.

$E_{EL,RETE}$ =Energia elettrica acquistata dalla rete.

$Q_{GAS,CHP}$ =Gas acquistato per cogenerazione.

$Q_{GAS,NO\ CHP}$ =Gas acquistato per caldaie.

$\eta_{EL,RETE}$ =Rendimento della rete. Assunto pari al 47% e compreso sia della trasmissione che della generazione. Il suo valore potrebbe variare facendo riferimento a casi particolari (per esempio ad un 'utenza rifornita unicamente da fonti rinnovabili).

pci =Potere calorifico inferiore del gas metano. Il valore che assume dipende da come viene quantificato il gas naturale di input (se sotto forma di standard metri cubi o di kWh).

$$\eta_{base\ line} = \frac{E_{TH,NO\ CHP} + E_{EL,RETE}}{Q_{GAS,NO\ CHP} * pci + \frac{E_{EL,RETE}}{\eta_{EL,RETE}}}$$

(4.2)

Il confronto tra $\eta_{base\ line}$ e η_{chp} ci permette di andare a valutare lo sfruttamento di energia primaria del caso base line e di quello con il cogeneratore e dunque di quantificare a livello energetico il miglioramento apportato dal cogeneratore [2]. Si può vedere dalle formule come uno dei parametri fondamentali sia il rendimento elettrico che dovrebbe essere superiore al rendimento medio della rete. Questo perché il rendimento di una caldaia, anche considerando modelli molto vecchi e non a condensazione, è difficilmente inferiore a 80% e di conseguenza è molto difficile trovare cogeneratori con efficienze di trasformazione termica che possano essere confrontabili. Di conseguenza nella microgenerazione è molto importante mantenere rendimenti elettrici i più alti e costanti possibile. Un'altra considerazione che può essere fatta è che nel caso di presenza di una pompa di calore nel caso base line, i vantaggi a livello energetico della presenza del cogeneratore diventano molto meno evidenti perché il rendimento della pompa di calore è superiore all'unità e di conseguenza il suo utilizzo fa passare in secondo piano il resto ed anzi, nel caso che con il cogeneratore esse venga utilizzata meno allora ci si ritrova in una situazione in cui l'uso del cogeneratore da un punto di vista energetico potrebbe essere sfavorevole. L'unico modo per evitare ciò, dunque è di massimizzare l'utilizzo della pompa di calore anche nel caso della soluzione cogenerativa ed alimentare la pompa di calore con il cogeneratore in modo da massimizzare il rendimento complessivo. Questo

vuol dire quindi che in presenza di una PDC si può dimensionare il cogeneratore sul carico elettrico da essa richiesta.

4.5.2 ANALISI ECONOMICA

Necessaria per stabilire se l'investimento sarà o meno remunerativo. Per fare ciò si dovrà tenere conto anche della situazione iniziale pre-intervento per poter valutare la differenza che si verrà a creare. Si deve dunque considerare un caso base line da porre in contrapposizione con il microcogeneratore. Nell'analisi economica i parametri che devono essere considerati sono molteplici:

Tipologia ed impiego dell'energia

Molto importante è definire gli usi dell'energia prodotta: per l'energia elettrica bisogna stimare l'autoconsumo e l'immissione in rete anche considerando le varie fasce orarie F1, F2, F3. Inoltre si deve considerare come viene utilizzata l'energia autoconsumata ovvero quali carichi elettrici va a soddisfare (per esempio se viene utilizzata per alimentare chiller o pompe di calore quindi apparecchi che producono energia termica oppure altri elementi come luci, pompe od ascensori). Questo deve essere fatto perché in caso di produzione di energia termica se ne deve tener conto sia dal punto di vista delle tariffe che di confronto con il caso base line. Per l'energia termica si deve considerare invece la tipologia di produzione (cogeneratore, caldaia e/o pompa di calore). Si può dunque già notare come la valutazione economica del microcogeneratore non sia in nessun modo fatta solo su di esso considerando il resto del sistema come una scatola nera, ma sia invece necessario fare un'analisi completa sia sugli ausiliari che sugli utilizzi dell'energia.

Tariffe

Le tariffe dell'energia sono diverse:

- 1) Il costo del gas utilizzato per il microcogeneratore.
- 2) Il costo del gas utilizzato per soluzione non cogenerativa e dunque per la caldaia di picco.

3) Il costo dell'energia elettrica acquistata da rete. Tale costo dipende dalla fascia di acquisto (F1, F2, F3) e dunque risulta fondamentale sia stimare il consumo per fascia che incentivare l'autoconsumo specialmente nella fascia F1 che risulta la più costosa. Questo serve per valorizzare l'energia elettrica e deve essere considerato in maniera molto attenta.

Incentivi

Quando si valuta una soluzione microgenerativa dal punto di vista economico è fondamentale considerare gli incentivi accessibili in quanto, in assenza degli stessi, la microgenerazione non risulta essere una soluzione tecnologica autosufficiente. Gli incentivi a cui si può accedere sono diversi e dipendono dall'efficienza del cogeneratore stesso. Questo non è una situazione scontata in quanto richiede un dimensionamento della macchina opportuno. Le principali fonti di incentivazione a cui si può accedere sono dunque:

1) Defiscalizzazione del gas.

La defiscalizzazione viene concessa a tutte le fonti cogenerative e non dipende dalla qualifica CAR, ma fa riferimento al D.L. 2/3/12 come modificato dalla legge di conversione 44/12. Consiste nella rimozione di alcune accise fino ad un tetto massimo dipendente dal rendimento elettrico della macchina. La defiscalizzazione del gas è un elemento molto importante quando nelle utenze civili ma non rilevante in quelle industriali dove il gas risulta già defiscalizzato. Di conseguenza si vede come una soluzione microgenerativa non è applicabile in linea di massima nel settore industriale od in quelli che possono accedere agli stessi incentivi in quanto, essendo le potenze molto piccole, i certificati bianchi non risultano essere una soluzione praticabile e per guadagnare è necessario poter usufruire di un prezzo minore del gas.

2) SSP

Lo scambio sul posto è una forma di autoconsumo basata sul compensare l'energia elettrica immessa nella rete con energia prelevata dalla stessa quando necessario.

3) Ecobonus

L'Ecobonus è una detrazione fiscale che può essere fatta sull'IRPEF o sull'IRES fino al 65% del valore del microgeneratore (incluso il costo dell'installazione) per un massimo di 100.000 euro suddivise in 10 rate annuali. Non è cumulabile con i certificati bianchi, ma questo non è un reale problema nella microgenerazione in quanto l'energia prodotta

non è normalmente sufficiente per rendere vantaggiosi i certificati bianchi rispetto all'Ecobonus.

4) Certificati Bianchi

Non sono cumulabili con l'Ecobonus e quindi risulta necessario scegliere fra una tipologia e l'altra. Come detto sopra spesso l'Ecobonus risulta essere la scelta migliore da un punto di vista economico (lo è sempre per potenze elettriche inferiori ai 10 kW) ed inoltre bisogna tener conto del fatto che l'accesso ai certificati bianchi dipende dalla possibilità di soddisfare annualmente le condizioni CAR e di conseguenza di avere una certezza sulle prestazioni del microgeneratore per i dieci anni successivi che non sono facilmente attuabili in quanto dipendono da numerosi fattori tra cui il carico termico ed elettrico che però è molto difficile che rimanga invariato per un periodo così lungo.

Una volta opportunamente considerati i punti da 1 a 4 si deve conseguentemente fare una stima del cash flow che così si viene a formare. A questo punto è importante considerare che vi sono due situazioni correlate ma diverse riguardanti quelli che sono i due attori: l'ESCO e l'utente finale. Bisogna dunque analizzare entrambe le situazioni per studiare i tempi di recupero sia per l'investimento sotteso dall'ESCO che per quello del cliente.

LATO ESCO

Considerando un contratto di tipo EPC l'ESCO mantiene la proprietà della macchina pagando le spese del gas e vendendo calore ed energia elettrica all'utenza che paga anche una piccola quota mensile data dalla gestione e dal monitoraggio dell'impianto da parte dell'ESCO. Di conseguenza saranno valutati come flussi di cassa uscenti i costi di acquisto del combustibile, di manutenzione ordinaria della macchina ed un costo relativo alle ore che l'ESCO dedica all'utenza (acquisizione ed elaborazione dati, risoluzione problemi) mentre saranno considerati entranti i ricavi dati dalla vendita dell'energia termica ed elettrica all'utenza ed il ricavo relativo alla gestione. All'anno zero inoltre l'ESCO compie l'investimento, che dunque risulta essere un'uscita mentre viene ripagata annualmente del proprio investimento da una rata del cliente e dall'ecobonus. Riassumendo come formula si può quindi scrivere:

$$CF_{ESCO} = ECO + c_{TH,CHP} * E_{TH,CHP} + c_{TH,NO\ CHP} * E_{TH,NO\ CHP} + c_{EL} * E_{EL} + K_{POST} \\ + RATA_{CLIENTE} - c_{GAS,CHP} * Q_{GAS,CHP} - c_{GAS,NO\ CHP} * Q_{GAS,NO\ CHP} \\ - COSTO_{GESTIONE\ ESCO} - MANUTANZIONE$$

(4.3)

CF_{ESCO} =Cash flow ESCO.[€]

$c_{TH,CHP}$ =Prezzo di vendita all'utenza dell'energia termica ricavata dal processo di cogenerazione. [€/kWh]

$c_{TH,NO\ CHP}$ =Prezzo di vendita dell'energia termica venduta all'utenza non cogenerativa. [€/kWh]

c_{EL} =Prezzo di vendita dell'energia elettrica cogenerativa all'utenza. [€/kWh]

$c_{GAS,CHP}$ =Costo di acquisto del gas per il microgeneratore. [€/kWh]

$c_{GAS,NO\ CHP}$ =Costo di acquisto gas per caldaia. [€/kWh]

E_{EL} =Energia elettrica venduta all'utenza. [kWh]

K_{POST} =Costo annuale di gestione dall'utente all'ESCO. [€]

$RATA$ =Rata pagata dal cliente alla ESCO relativa all'investimento. [€]

$COSTO_{GESTIONE\ ESCO}$ =Costo di gestione sostenuto dalla ESCO relativo alle ore di lavoro impiegate. [€]

$MANUTANZIONE$ =Costo annuale di manutenzione del cogeneratore. [€]

ECO =Rata della detrazione fiscale da ecobonus. [€]

LATO UTENTE

In questo caso per calcolare il risparmio ed il tempo di recupero dell'investimento è importante confrontare i costi tra il caso studiato e quello base line. Espressa come formula:

$$CF_{UTENTE} = RISPARMIO - RATA_{CLIENTE}$$

(4.4)

CF_{UTENTE} =Cash flow utente.

$RISPARMIO$ =Risparmio ottenuto confrontando con il caso base line per quel che riguarda l'acquisto di energia termica, elettrica e del gas nel caso base line.

$$\begin{aligned}
RISPARMIO = & -(c_{EL,RETE} * E_{EL,RETE} + c_{GAS,NO\ CHP} * Q_{GAS,NO\ CHP} + K_{ANTE})_{BASE\ LINE} \\
& + (c_{TH,CHP} * E_{TH,CHP} + c_{TH,NO\ CHP} * E_{TH,NO\ CHP} + c_{EL} * E_{EL} + c_{EL,RETE} \\
& * E_{EL,RETE} + c_{EL,SSP} * E_{EL,SSP} + K_{POST})_{CHP}
\end{aligned}$$

(4.5)

$(...)_{BASE\ LINE}$ =Riferito al caso baseline. [€]

$(...)_{CHP}$ =Riferito al caso con il microgeneratore. [€]

$c_{EL,RETE}$ =Prezzo di acquisto dell'energia elettrica da rete. [€/kWh]

$c_{EL,SSP}$ =Prezzo di acquisto dell'energia elettrica da rete in condizioni di scambio sul posto (SSP). [€/kWh]

$E_{EL,SSP}$ =Energia elettrica acquistata da rete in condizioni di SSP. [kWh]

Oltre al flusso di cassa si dovrà considerare all'anno zero un'uscita relativa al contributo del cliente.

Confrontando sia il lato utente che il lato ESCO vediamo che è importante andare a considerare a che prezzo l'ESCO vende all'utenza l'energia prodotta in quanto questo sarà uno tra i parametri principali per la valutazione dell'investimento sia per l'ESCO che per il cliente. Una volta calcolati i flussi di cassa bisogna quindi calcolare il tempo di ritorno dell'investimento. Per farlo possiamo immaginare come il risparmio sia valutabile costante nel corso del tempo al netto di un fattore di incremento fissato. In questo modo è possibile calcolare i flussi di cassa sia per la ESCO che per il cliente fino a quando è necessario e calcolare dunque il tempo di ritorno dell'investimento.

CAPITOLO 5

SVILUPPO DEL FOGLIO DI CALCOLO

Per lo studio della soluzione microcogenerativa si è costruito un foglio di calcolo in excel che permettesse la simulazione oraria dei carichi elettrici (ovvero consumo della pompa di calore e dati di bolletta per le parti comuni del condominio) e termici (consumo di energia relativa alla produzione di acqua calda sanitaria tenendo conto sia delle perdite di accumulo che di ricircolo) per una settimana tipo mensile. Basandosi sui dati trovati si è poi provveduto a fare una simulazione del funzionamento dei generatori. Ciò al fine di trovare grandezze relative all'energia elettrica assorbita dalla rete e quella consumata in loco da cogenerazione (e della sua distribuzione ovvero del suo assorbimento dalla pompa di calore piuttosto che dal carico elettrico condominiale) e all'energia termica prodotta ed al gas naturale consumato. I valori trovati sono poi riportati su base annua e suddivisi nei vari fogli di calcolo, così come esplicitato in seguito, al fine di avere un'idea chiara della produzione dei singoli vettori su base mensile rispetto alla tecnologia considerata (caldaia, cogenerazione, pompa di calore o rete elettrica). Da questi vettori sarà perciò possibile calcolare l'energia primaria coinvolta, il rendimento del sistema, le emissioni, il risparmio ed i flussi di cassa generati dall'investimento.

5.1 STIMA ACS

Come punto di partenza per la realizzazione del foglio si è dovuto stimare il consumo di acqua calda sanitaria del condominio a partire dai dati in possesso relativi all'energia termica totale consumata. Questa energia risulta quindi comprensiva sia dell'effettivo consumo dell'utenza che delle perdite di ricircolo e di accumulo. Il consumo di ACS è simulato tramite la formula:

$$CONSUMO_{ACS} = COMFORT * N^{\circ}_{APPARTAMENTI} * N^{\circ}_{PERSONE}$$

(5.1)

dove:

$CONSUMO_{ACS}$ = Consumo giornaliero di ACS. [l]

$COMFORT$ = Quantitativo di consumo giornaliero per persona per ottenere un certo grado di comfort. [l/persona]

$N^{\circ}_{APPARTAMENTI}$ = Numero di appartamenti

$N^{\circ}_{PERSONE}$ = Numero di persone per appartamento (necessariamente stimato).

Sommando il valore trovato a perdite di accumulo (calcolate) e di ricircolo stimate e confrontandolo con il valore reale estrapolato da bolletta è stato dunque possibile calcolare su scala mensile il reale consumo di ACS da parte delle utenze. Questo valore permette di calcolare un consumo medio giornaliero mensile per singolo appartamento utilizzato poi come valore di input nella simulazione vera e propria. Questo passaggio si è reso necessario in quanto non erano disponibili i dati relativi al consumo di acqua calda sanitaria.

5.2 INPUT

Nel foglio di input sono inseriti i seguenti dati utilizzati nella simulazione:

ACS

Per il calcolo relativo dell'energia dall'utenza sono necessari dati relativi al consumo di ACS feriale e festivo per singolo appartamento, il numero di appartamenti, la temperatura di ACS richiesta e quella di AFS proveniente dalla rete idrica.

CONSUMO ELETTRICO

Si inserisce il consumo elettrico degli spazi comuni dell'edificio suddiviso per i valori mensili totali per le tre fasce di consumo F1, F2, F3. Questo viene fatto per calcolare in maniera appropriata sia l'autoconsumo che l'acquisto da rete, andando quindi a vedere in che fascia avvengono le interazioni cogeneratore-utenza. Il problema di questa procedura è l'impossibilità di conoscere la distribuzione oraria. I dati stimati ora per ora infatti,

avvengono sui totali mensili che portano ad una distribuzione media la quale non rispecchia necessariamente i dati reali. Va tenuto comunque di come i consumi elettrici si riferiscano a quelli delle zone comuni del condominio ovvero luci, ascensore e pompe per il riscaldamento. Questi valori sono dunque molto costanti nel periodo e dunque una distribuzione media dei consumi può essere ritenuta accettabile.

CALDAIA, COGENERATORE E POMPA DI CALORE (PDC)

Queste sono le macchine atte alla produzione di energia termica ed elettrica considerate. Per ognuna di esse si computano i rendimenti e le potenze (termiche e di input per caldaia e pdc ed anche elettriche per il cogeneratore). Per PDC e cogeneratore è poi possibile scegliere un profilo di funzionamento andando immettendo l'ora di accensione e di spegnimento. In ultimo, per il cogeneratore il numero di macchine deve essere fissato tra zero e due. Nel caso non si voglia usare la pompa di calore basta dunque porre a zero i suoi parametri. Come ultimo dato infine, si devono assegnare i valori massimi e minimi della potenza termica del cogeneratore: l'analisi infatti non può essere fatta su valori nominali in quanto la temperatura alla quale avviene lo scambio termico è sostanzialmente diversa. Per questo motivo si prevedono due valori: uno per la situazione in cui l'accumulo termico risulta essere caldo e dunque l'acqua al suo interno ha una temperatura elevata ed uno in cui il boiler è in carica e dunque la temperatura al suo interno è sensibilmente più vicina a quella dell'acqua proveniente dalla rete idrica. Nel primo caso dunque il cogeneratore scambierà minor energia rispetto al secondo. La scelta di questi due valori non è dunque semplice anche perché non è possibile conoscere con precisione la temperatura dell'accumulo a cui avviene lo scambio. Di conseguenza tali valori devono essere stimati in maniera conservativa aiutandosi con le curve dell'efficienza dello scambio termico messe a disposizione da parte del produttore.

RICIRCOLO

Il calcolo delle perdite di ricircolo è molto importante in quanto a seconda dell'età dell'edificio e dell'isolamento termico delle tubature, il peso delle perdite di ricircolo sul totale può essere molto elevato arrivando anche al 50% dei consumi totali. Per questo motivo risulta dunque evidente l'importanza di una stima il più possibile precisa delle perdite. La mancanza dei dati di portata della pompa di ricircolo e la caduta termica nell'anello rende il calcolo non ovvio. Più semplice risulta essere invece la conoscenza

del profilo di utilizzo dello stesso. Nel caso in cui i dati sopraccitati non siano dunque conosciuti è necessario procedere ad una stima degli stessi basandosi sui consumi termici e di gas della struttura. Da ciò risulta una baseline appropriata che permette di stimare il ricircolo in maniera adeguata. I dati di input del ricircolo sono dunque in qualche modo da calcolare e non possono essere soggetti a modifiche fatta eccezione del profilo dello stesso. Ciò al fine da identificare una soluzione più favorevole, nel caso sia possibile, rispetto alla baseline. Al contrario la pompa e la caduta di temperatura, una volta trovate, rimarranno costanti in quanto o strutturali (isolamento termico) o economicamente non vantaggiosa (sostituzione pompa). Nonostante l'impossibilità di un computo preciso i valori di input possono essere stimati basandosi su considerazioni generali: per la caduta di temperatura del ricircolo, per esempio, si può supporre sia compresa fra un massimo di circa 7 °C in inverno negli edifici più vecchi dove l'isolamento termico dell'edificio stesso e delle tubature è peggiore ed un minimo di un grado negli edifici nuovi.

ACCUMULO TERMICO

Bisogna conoscere le caratteristiche dell'accumulo termico sia per stimare le perdite che per sapere quanta ACS esso sia in grado di tenere. Vanno dunque inseriti i parametri relativi alla superficie esterna, al tipo di isolante ed al suo spessore, al volume di acqua contenibile ed alla temperatura dell'accumulo (i cui criteri di scelta sono stati discussi al capitolo precedente).

ALTRO

Vi sono infine altri due parametri da scegliere: l'anno di riferimento necessario per dividere accuratamente i giorni in feriali e festivi e la zona climatica che deve essere indicata per il calcolo del PES e dei certificati bianchi.

5.3 PROFILI ACS

Vanno calcolate le percentuali di consumo orarie sul totale del giorno medio mensile sia per i giorni feriali che per il fine settimana. Le curve proposte sono molteplici e provengono dalla letteratura [36] e dal lavoro della commissione europea [33]. Operativamente si è proceduto a costruirle a livello empirico integrando i dati con la letteratura [32].

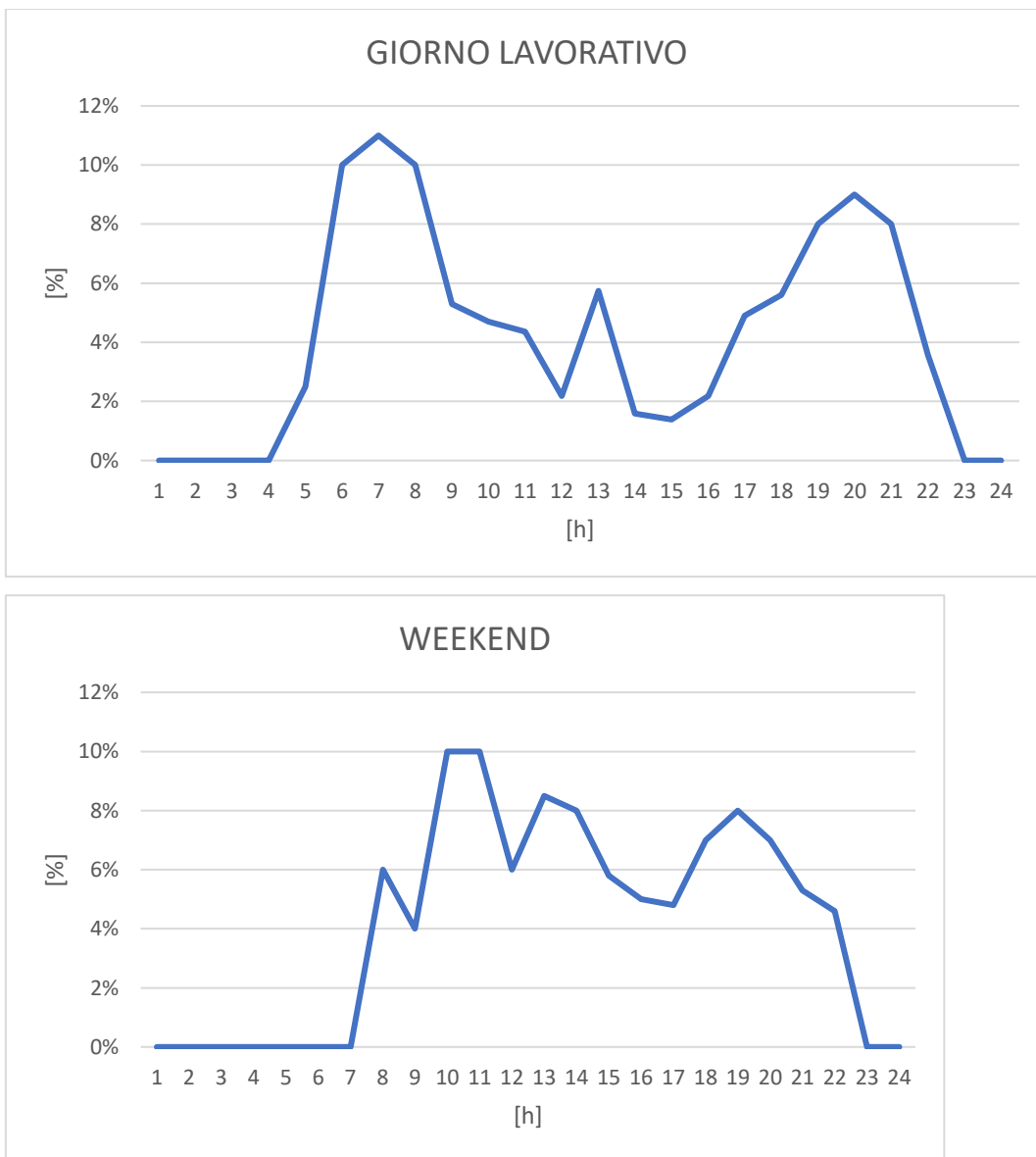


Fig. 5.1 Curve misurate

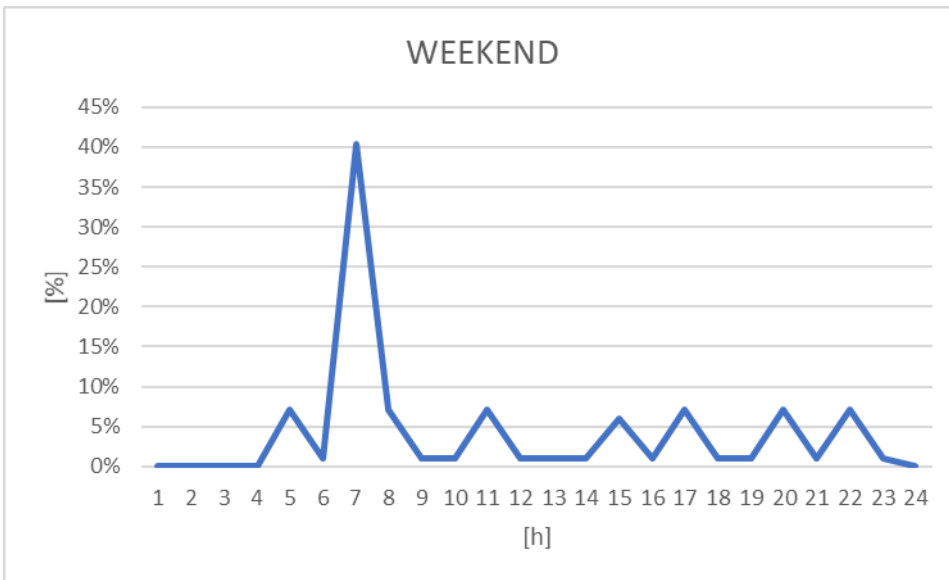


Fig. 5.2 Curve derivate da Europe Reference 1

Come si può vedere dalla distribuzione, i picchi di mattina e sera sono mantenuti ma con percentuali diverse, al punto che il riferimento ad una curva sbagliata potrebbe modificare completamente i risultati. Di conseguenza è di vitale importanza conoscere i consumi empirici e non limitarsi a valori di letteratura.

5.4 CONSUMO ACS

Basandosi sul profilo precedentemente scelto, si misurano i consumi orari di ACS ed i relativi prelievi dall'accumulo e dalla rete. Ricordiamo infatti che il funzionamento consiste nel miscelare una parte di acqua proveniente dal boiler con AFS al fine da ottenere l'ACS alle condizioni volute. Il calcolo viene fatto sulla base delle formule:

$$ACS = ACS_{TOT} * PERCENTUALE$$

(5.2)

dove:

ACS=Consumo orario ACS. [m3].

ACS_{TOT} =Consumo totale giornaliero ACS.

$PERCENTUALE$ =Percentuale di consumo oraria relativa all'ora considerata.

$$ACCUMULO = \frac{(ACS * 1000) * \frac{h_{ACS} - h_{AFS}}{h_{ACC} - h_{AFS}}}{1000}$$

(5.3)

dove:

ACCUMULO=Acqua richiesta dall'accumulo relativa al quantitativo di ACS prodotta. [m3].

h=Valori di entalpia ricavati da Reefprop ed inseriti nel foglio di calcolo.

VALORI ENTALPIA PRESELTITI		
	[°C]	[kJ/kg]
h_AFS	10	42
h_ACS	50	209
h_ACC	60	251

Fig. 5.3 Valori di entalpia utilizzati

$$AFS = ACS - ACCUMULO$$

(5.4)

dove:

AFS=Quantitativo di acqua richiesto da rete per la miscelazione. [m3].

Per ogni ora del giorno si ricavano così le richieste d'acqua ottenendo quindi le richieste di una settimana tipo per ogni mese.

5.5 CARICO TERMICO

Si calcola l'energia termica necessaria suddivisa in: energia per ACS, perdite di accumulo e perdite di ricircolo calcolate come segue:

$$ENERGIA_{ACS} = \frac{ACS * cp * T_{ACS} - T_{AFS}}{3,6}$$

(5.5)

dove:

$ENERGIA_{ACS}$ =Energia necessaria per avere ACS a partire dalle condizioni di approvvigionamento. [kWh].

$C_p=4,186$ [J/kgK].

Calore specifico dell'acqua pressione costante.

T_{ACS} =Temperatura ACS.[°C].

T_{AFS} =Temperatura AFS. [°C].

$$PERDITE\ ACCUMULO = \frac{S_{ACCUMULO}}{3,6} * (T_{ACCUMULO} - T_{AMBIENTE}) * \frac{\lambda_{ISOLANTE}}{1000}$$

(5.6)

dove:

$PERDITE\ ACCUMULO$ =Perdita media oraria. [kWh].

$S_{ACCUMULO}$ =Spessore superficie accumulo. [m2].

$S_{ISOLANTE}$ =Spessore isolante. [m].

$T_{ACCUMULO}$ =Temperatura di utilizzo accumulato. [°C].

$T_{AMBIENTE}$ =Temperatura della centrale termica. [°C].

$\lambda_{ISOLANTE}$ = Capacità dell'isolante. [W/mK].

dipende dal materiale. Il più comune è il polieuretano espanso con un valore che per la pratica può essere visto pari a 0,05.

$$PERDITE RICIRCOLO = \frac{cp}{3,6} * Q_{RICIRCOLO} * \Delta T_{RICIRCOLO}$$

(5.7)

dove:

$PERDITE RICIRCOLO$ =Perdite orarie ricircolo. [kWh].

$Q_{RICIRCOLO}$ =Portata oraria ricircolo. [m³/h].

$\Delta T_{RICIRCOLO}$ =Caduta di temperatura nell'anello di ricircolo. [°C].

Questi fattori così calcolati ci permettono dunque, sommati, di conoscere il consumo energetico orario.

5.6 CARICO ELETTRICO

Vengono calcolati i consumi medi orari della settimana mensile tipo e l'eventuale acquisto da rete. Essendo valori relativi alla parte comune di un condominio, i valori sono assunti costanti per fascia considerando dunque un utilizzo omogeneo dell'ascensore, delle luci e, nei mesi invernali, delle pompe per il riscaldamento.

5.7 ACCUMULO TERMICO

Questa fase è la più importante in quanto va a identificare le logiche di funzionamento delle macchine.

Basandosi sui dati di input e su quelli di carico termico e consumo dell'accumulo calcolati nei passaggi si calcola l'energia contenuta nel boiler e l'acqua disponibile all'utilizzo

(quindi a 60 gradi), il reintegro dell'acqua nell'accumulo e l'energia prodotta da cogeneratore, PDC e caldaia. La logica del cogeneratore prevede il funzionamento in precedenza rispetto alle altre macchine e la possibilità di operare in dissipazione. -Segue la pompa di calore che al contrario, nel caso non lavori in condizioni nominali viene spenta. Per finire la caldaia lavora invece solo nei momenti di picco per accertarsi che nell'accumulo termico vi sia sempre una certa quantità di acqua pronta all'uso. L'idea alla base è dunque di massimizzare lo sfruttamento del cogeneratore (per massimizzare il PES) e della PDC (per massimizzare l'autoconsumo elettrico) riducendo al minimo l'utilizzo della caldaia.

5.8 CURVA COGENERATORE

Si ottiene la curva che relaziona la potenza scambiabile da parte del cogeneratore con la temperatura di ritorno del circuito di scambio dopo essere passato nell'accumulo termico.

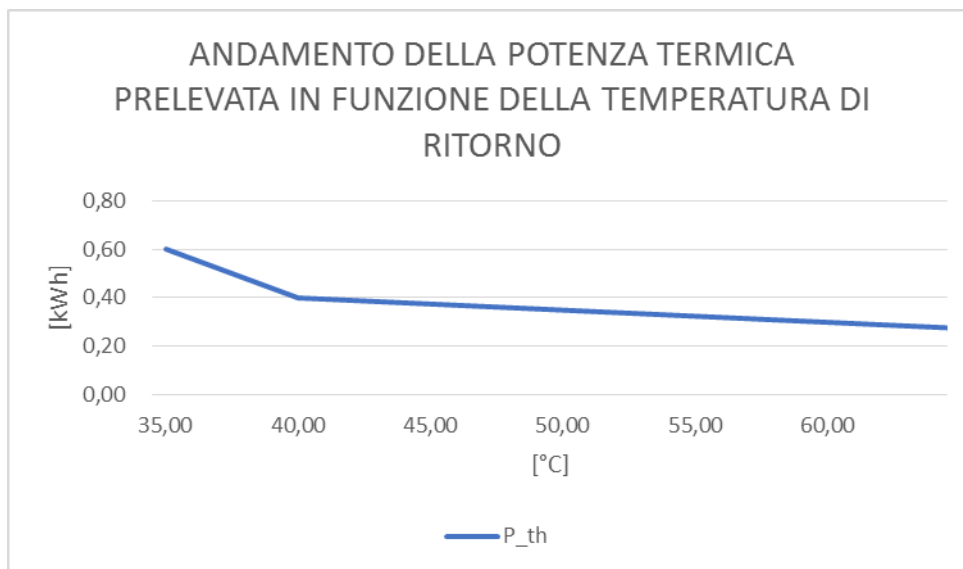


Fig.5.4 Andamento della potenza termica in funzione della temperatura di ritorno.

Questa curva risulta dall'interpolazione di almeno tre dati procurati dal fornitore. La curva permette di calcolare i parametri di potenza in funzione della temperatura di ritorno e viceversa. Questo è importante in quanto la potenza scambiata dal cogeneratore è fortemente dipendente dalla temperatura dell'accumulo ed infatti:

$$T_{ritorno} = T_{accumulo} + \Delta T$$

(5.8)

dove:

$T_{ritorno}$ = Temperatura di ritorno al cogeneratore. [°C].

$T_{accumulo}$ = Temperatura accumulo nella zona limitrofa allo scambiatore del cogeneratore, posto normalmente in basso, vicino alla mandata dell'acqua da rete per poter usufruire di uno scambio migliore dato dalla più bassa temperatura riscontrabile nell'accumulo. [°C].

ΔT = Differenza tra circuito ed accumulo. Solitamente attorno ai 5 gradi. [°C].

Di conseguenza, ipotizzando la temperatura di accumulo nelle diverse fasi (per esempio durante il consumo di ACS od in orario notturno quando è in carica) possono essere stimate le temperature di ritorno e calcolare perciò in precisamente la potenza erogabile dal cogeneratore.

5.9 CALDAIA+PDC

Questa fase consiste nel simulare il comportamento della sola pompa di calore e della caldaia rifacendosi alle logiche già esposte, ma in assenza di cogeneratori per simulare una situazione intermedia tra la baseline (ovvero con la sola presenza della caldaia) e la presenza del cogeneratore. La PDC viene dunque fatta lavorare seguendo un profilo orario mentre la caldaia continua a coprire i picchi.

5.10 SOLO CALDAIA

La baseline rappresenta la situazione ante intervento in cui l'intera ACS viene garantita esclusivamente dalla caldaia ed i carichi elettrici sono soddisfatti esclusivamente dalla rete.

5.11 OUTPUT

Dai risultati relativi alla settimana tipo mensile si derivano i valori mensili ed annuale sulla base delle seguenti formule:

$$VALORE_{MENSILE} = \sum_{i=1}^7 VALORE_{GIORNALIERO,i} * N_i$$

(5.9)

dove:

$VALORE_{MENSILE}$ = Valore della grandezza mensile calcolata.

$VALORE_{GIORNALIERO,i}$ = Valore giornaliero della settimana mensile tipo. Il pedice i definisce il giorno della settimana (es: $i=1$ corrisponde a Lunedì, $i=2$ Martedì e così via).

N_i = Numero di giorni i -esimi nel mese di riferimento.

Dall'energia effettivamente calcolata all'utenza, dalle perdite di ricircolo e da quelle di accumulo si ottiene il valore totale dell'energia effettivamente richiesta dall'utenza. Il rapporto tra il ricircolo e l'energia totale riflette il peso del ricircolo stesso sul sistema e dunque può dare indicazioni relativamente alla bontà del sistema di ricircolo stesso.

Con procedimento analogo si ricostruiscono i vettori energetici e di consumo del gas relativi ai generatori (cogeneratore, PDC, caldaia e rete elettrica) sia per la baseline che per la soluzione caldaia+ PDC e caldaia+ PDC+cogeneratore.

I valori di cogenerazione sono poi utilizzati per il calcolo del PES e dei certificati bianchi secondo normativa.

5.12 CALCOLO ENERGIA PRIMARIA

I valori di output calcolati possono essere utilizzati per trovare per ogni macchina il corrispettivo valore di energia primaria utilizzata secondo la formula:

$$INPUT = \frac{OUTPUT}{\eta}$$

(5.10)

dove:

INPUT=Valore di energia primaria di input. [kWh].

OUTPUT=Valore energetico di output. [kWh].

η =Rendimento della macchina.

per il calcolo dell'energia elettrica acquistata da rete si è utilizzato un rendimento medio di generazione e distribuzione pari a 0,47.

5.13 ANALISI ECONOMICA

I risultati di output servono a calcolare i *cash flow*, sia per l'utente che per l'ESCO, per proiettarli poi sui dieci anni e quindi calcolare il tempo di ritorno dell'investimento. Ciò richiede l'identificazione delle tariffe e dei costi iniziali:

TARIFFE

1)Costo di acquisto energia elettrica da rete [€/kWh].

2)Prezzo di vendita per autoconsumo [€/kWh].

3)Prezzo per SSP [€/kWh].

4)Prezzo di vendita per energia termica prodotta non da cogenerazione [€/kWh].

5) Prezzo di vendita per energia termica prodotta da cogenerazione [€/kWh].

6)Costo gas CHP [€/Sm³].

7)Costo gas no CHP [€/Sm³].

Per la scelta delle tariffe si deve considerare che i valori relativi al gas sono fissati dal mercato con il gas defiscalizzato dipendente dalla produzione elettrica del cogeneratore per la riduzione delle accise. La stessa cosa si può dire del costo di acquisto dell'energia elettrica da rete. Al contrario per quel che riguarda la vendita dell'energia elettrica e termica per cogenerazione le tariffe sono decise dalla ESCO. Il loro valore deve essere tale per cui sia il cliente che la ESCO stessa siano in grado di avere un tempo di ritorno

accettabile dell'investimento (pari a circa la metà degli anni di contratto). A riguardo, bisogna dunque definire un costo al kWh basale, sia termico che elettrico, che permettano all'ESCO di ripagare l'acquisto del gas. Si utilizzano le seguenti formule:

$$c_{th} = \frac{\text{prezzo gas}}{\eta_{th} * pci}$$

(5.11)

$$c_{el} = \frac{\text{prezzo gas}}{\eta_{el} * pci}$$

(5.12)

dove:

c_{th} =Prezzo di vendita al kWh termico.

c_{el} =Prezzo di vendita al kWh elettrico.

I rendimenti utilizzati sono quelli delle macchine quindi il rendimento di caldaia per l'energia termica (anche per la quota parte cogenerativa) ed il rendimento elettrico per l'energia elettrica prodotta per cogenerazione. Le tariffe finali saranno modulate in base alle esigenze di guadagno dell'ESCO.

Oltre alle tariffe devono essere anche fissati:

- i) la percentuale dell'ecobonus. Tale valore era pari a 0,65 [23]. Con il decreto rilancio del 2020 è stato portato a 1,1 per lavori compresi fra il 1 luglio 2020 ed il 31 Dicembre 2021,
- ii) gli anni di contratto,
- iii) gli incrementi percentuali annuali per: energia elettrica, termica, gas e di gestione/manutenzione.
- iv) le ore di gestione mensili. Queste ore rappresentano una media mensile del tempo dedicato dalla ESCO alla gestione del sistema: l'acquisizione dei dati del cogeneratore e la risoluzione di problematiche che potrebbero insorgere durante il suo funzionamento.

INVESTIMENTI

1)Costo cogeneratori

L'ESCO è in grado di ottenere uno sconto sul prezzo di listino. Qualora l'ESCO , alla fine degli anni di contratto abbia scelto di vendere la macchina al cliente il prezzo rateizzato ad un tasso di interesse che garantisca all'ESCO un margine di guadagno pari allo sconto ottenuto sul prezzo della macchina.

2)Costo PDC

3)Costo della gestione da parte dell'ESCO

L'ESCO si assume i compiti della manutenzione e contabilizzazione. I costi per il cliente sono leggermente superiori alla situazione ante intervento. Infatti l'ESCO dedica più tempo e lavoro rispetto al manutentore nella situazione pre intervento, anche per analizzare produzione ed i rendimenti di generazione delle macchine ed acquisendone i dati. La quantificazione economica di tali attività è data:

$$COSTO\ GESTIONE\ ESCO = ORE_{MESE} * COSTO_{CONSULENZA\ ESCO} * 12$$

(5.13)

dove:

ORE_{MESE} =Sono le ore dedicate dalla ESCO alla gestione del condominio ogni mese.

$COSTO_{CONSULENZA\ ESCO}$ =Rappresenta il costo orario

Importante da comprendere è che il costo di gestione ESCO è proprio e non a carico del cliente; viene parzialmente recuperato dal costo imposto al cliente per la gestione e la manutenzione. Il recupero totale avverrà dunque attraverso il ricavo relativo al risparmio energetico.

4) Manutenzione ordinaria

Rappresenta il costo annuo della manutenzione svolta dal costruttore sui cogeneratori. Questo costo sarà sostenuto in toto dall'ESCO.

8)Ecobonus

L'ecobonus viene calcolato come percentuale sull'investimento iniziale:

$$ECOBONUS = INVESTIMENTO * percentuale\ ecobonus$$

(5.14)

dove:

ECOBONUS=Frazione dell'investimento recuperabile attraverso rate fino a 10 anni.

INVESTIMENTO=Valore complessivo dell'investimento dato dai costi di cogeneratori e PDC complessivi.

9)Cessione del credito

La cessione del credito consiste nella cessione del valore delle detrazioni da parte del soggetto beneficiario all'azienda che ha svolto i lavori di efficienza energetica (dunque il cliente può cedere il valore delle detrazioni da ecobonus alla ESCO).

10)Valore attualizzato ecobonus

Si tratta del valore reale dell'ecobonus alla fine dei dieci anni. Tale valore sarà necessariamente minore rispetto al valore dell'ecobonus calcolato all'anno zero sull'investimento totale.

11)Contributo cliente

Rappresenta il contributo all'anno zero da parte del cliente come la differenza tra il valore delle detrazioni fiscali all'anno zero e quello reale dopo i dieci anni.

12)Rata annuale

Questa rata consiste in un'uscita fissa per il cliente. La rata si calcola sulla quota parte dell'investimento non coperta dall'ecobonus tenendo conto sia degli anni di contratto che di un dato tasso di interesse.

13) Costi di gestione ante e post intervento

I costi della gestione per ACS non sono in realtà separabili da quelli del riscaldamento in quanto il manutentore e la caldaia sono normalmente gli stessi sia per ACS e per il

riscaldamento. Volendo perciò considerare solo quelli relativi all'acqua calda bisogna estrapolarli dai totali. Non esiste una metodologia unica ma si può considerare la quota di gas utilizzato per ACS e riscaldamento al fine di creare una ripartizione: se per esempio il rapporto $\text{gas_ACS/gas_totale}=0,25$ allora si può assumere che costi di gestione $\text{ACS}=0,25 * \text{costi di gestione_totali}$. Una volta calcolati i costi ante intervento si procede dunque a calcolare quelli di post intervento aumentando i precedenti di una certa percentuale.

FLUSSI DI CASSA

Una volta stabilite tariffe ed investimenti si possono calcolare i flussi di cassa secondo le formule (4.3), (4.4) e (4.5) e le considerazioni espresse al capitolo precedente.

CAPITOLO 6

CASO STUDIO E RISULTATI

In questa tesi si è studiato il caso di un condominio sito a Vicenza. L'analisi dei consumi ha reso possibile la simulazione del comportamento dei generatori da installare ed il confronto con una baseline. Il confronto si è svolto sia sul campo dell'energia primaria e delle emissioni che dal punto di vista economico, per studiare la fattibilità dell'investimento all'interno di un contratto EPC. Lo studio è stato svolto solo considerando l'ACS ed i consumi elettrici delle parti comuni dell'edificio (luci, ascensore e pompe per il riscaldamento oltre a eventuali altri ausiliari come la pompa per il ricircolo). Le macchine considerate sono, oltre ad una caldaia già compresa in sito, una pompa di calore per ACS ed uno o due microgeneratori (a seconda della simulazione) a celle a combustibile. Sono state costruite due baseline: una che considera solamente la caldaia ed una che invece prevede la pompa di calore come già installata e facente dunque parte dello storico.

6.1 CONSUMI EDIFICIO

I dati di input della simulazione sono il consumo di acqua calda sanitaria per singolo appartamento ed il carico elettrico delle zone comuni.

6.1.1 CONSUMO ACS

I valori di consumo sono stati trovati a partire dal consumo del gas: partendo dai totali mensili (dunque comprendenti quelli per il riscaldamento) si sono estrapolati i consumi per ACS. Si è infatti assunto che nei mesi estivi, dove il riscaldamento era spento, il consumo del gas fosse unicamente dovuto alla produzione di acqua calda sanitaria e di conseguenza per i valori invernali si è assunta la media dei consumi di gas per i mesi di giugno, luglio, agosto e settembre.

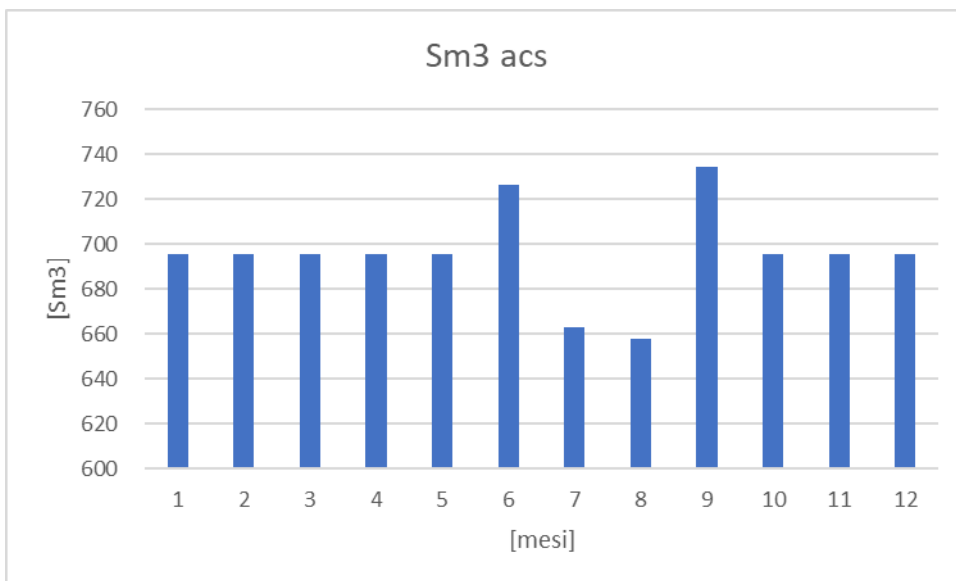


Fig. 6.1 Andamento mensile dei consumi di ACS

Come si vede dal grafico il consumo di gas risulta essere costante nei mesi invernali, essendo riferito al valore medio dei mesi estivi. Il consumo molto minore di luglio e agosto rispetto a maggio e settembre è probabilmente causato da una minore occupazione delle utenze (vacanze estive).

Dal consumo del gas si è dunque calcolata l'energia primaria e l'energia utile dei generatori. Il valore, come spiegato al paragrafo precedente è stato poi utilizzato per calcolare il consumo di ACS.

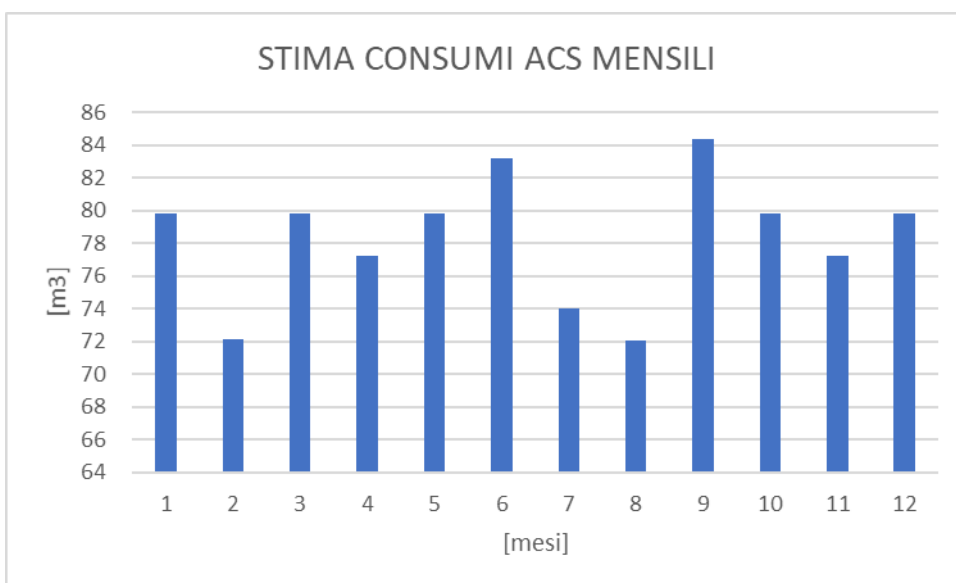


Fig. 6.2 Stima consumi ACS mensili.

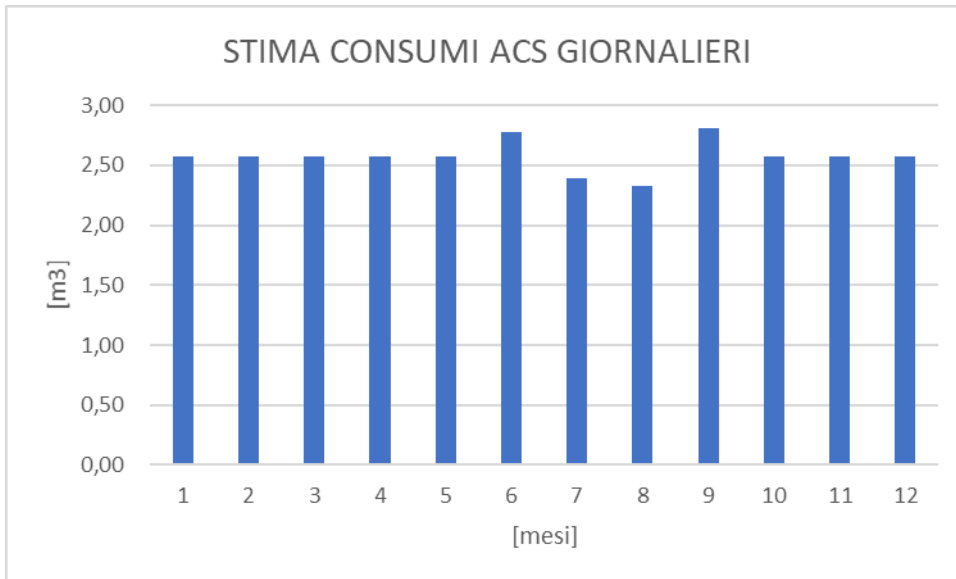


Fig. 6.3 Stima consumi ACS giornalieri.

Ottenuti i consumi giornalieri di ACS si è quindi provveduto a calcolare le utenze termiche.

6.1.2 CARICO TERMICO

Il carico termico consiste in tre fattori: l'energia utile erogata all'utenza, le perdite di ricircolo e le perdite di accumulo. Per ogni mese si è simulato il comportamento di una settimana tipo mensile e poi si sono riportati i risultati ai valori totali mensili ed annuali.

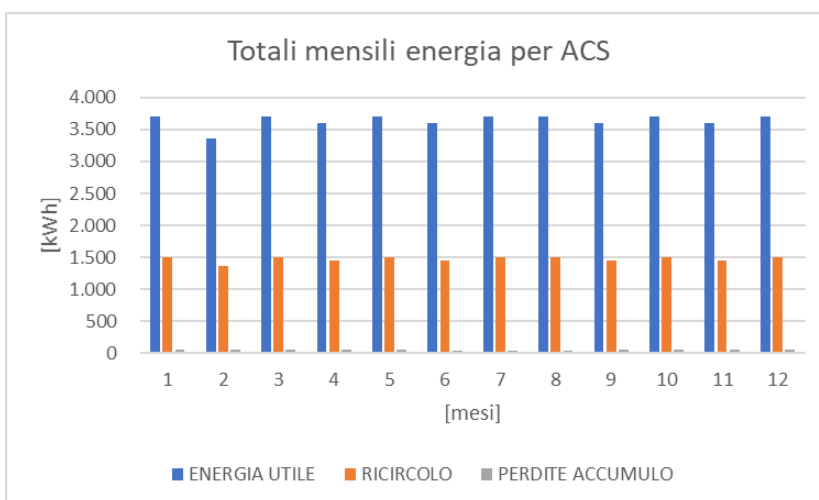


Fig. 6.4 Andamento dei consumi energetici per ACS suddivisi per: energia utile all'utenza, perdite di ricircolo e perdite di accumulo.

Come si può vedere dal grafico le perdite di accumulo sono trascurabili mentre quelle di ricircolo sono pari a circa un terzo del totale dell'energia. Tali perdite appaiono ovviamente (anche se di molto poco) percentualmente più rilevanti sul totale nei mesi estivi in cui i condomini vanno in vacanza. Questo avviene in quanto il ricircolo è una perdita sostanzialmente costante influenzata unicamente dal numero di ore di lavoro del ricircolo stesso e non dal grado di occupazione dell'edificio.

6.1.3 CARICO ELETTRICO

Il carico elettrico si costruisce da bolletta. I valori orari trovati sono sostanzialmente costanti per fascia (F1, F2 e F3). Questa approssimazione risulta lecita considerando che i carichi sono relativi a consumi costanti e ben distribuiti nel tempo.

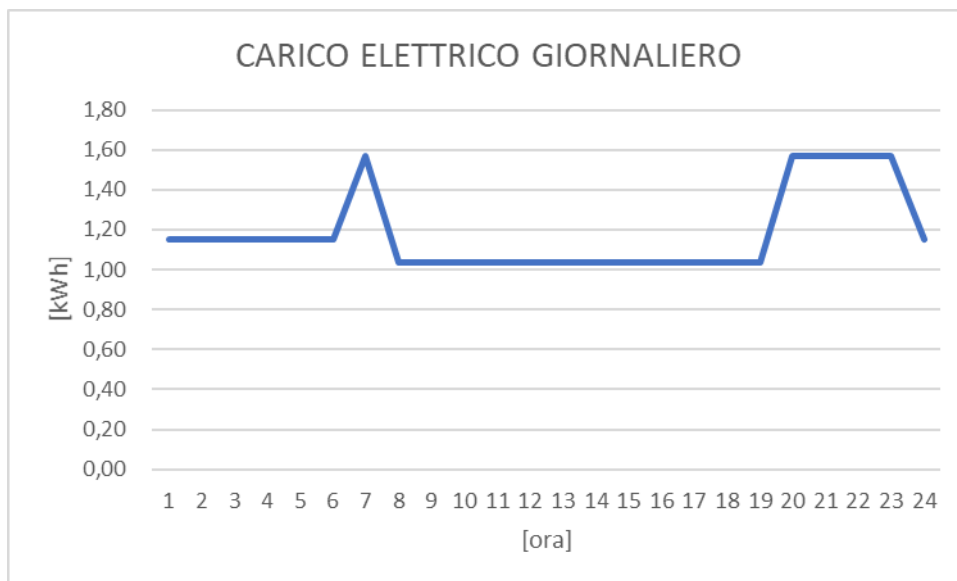


Fig. 6.5 Carico elettrico giornaliero. Esempio mese di ottobre.

La definizione oraria del carico elettrico è importante per la simulazione dell'autoconsumo di energia elettrica prodotta da cogenerazione.

6.2 GENERATORI

I generatori considerati sono di tre tipologie diverse:

CALDAIA

La caldaia risulta già presente nel condominio e serve sia il riscaldamento che la produzione di ACS. Il suo rendimento è stato assunto pari a 0,85.

MICROCOGENERATORE

Il microgeneratore prescelto è composto da celle a combustibile agli ossidi solidi (SOFC). Rispetto ai motori a combustione interna presenta un rendimento elettrico molto più elevato e costante al variare del calore erogato. La macchina produce energia in corrente diretta ed è provvista di un alternatore per trasformarla in alternata. Il funzionamento avviene a carico nominale per tutte le ore dell'anno anche durante le ore di manutenzione. Importante da considerare è che questa macchina non lavora a carico parziale e che, in caso di spegnimento, ci vogliono fino a tre giorni per raggiungere la temperatura di esercizio degli elettrodi (700 °C). Non essendo possibile la modulazione è dunque importante un'accurata valutazione dei carichi elettrici dell'utenza al fine di massimizzare l'autoconsumo. La macchina non genera quasi rumore ed è priva di vibrazioni. Queste due caratteristiche la rendono idonea all'installazione in edifici residenziali. Il combustibile di input è il gas naturale proveniente dalla rete ed al suo interno il microgeneratore presenta un desolfatizzatore per rimuovere eventuali impurità. I parametri della macchina sono:

$$P_{el}=1,5 \text{ kW}$$

$$P_{th}=0,6 \text{ kW}$$

$$P_{input}=2,51 \text{ kW pari dunque a } 0,26 \text{ sm}^3 \text{ di gas.}$$

$$\eta_{el}=60\%$$

$$\eta_{th}=25\%$$

$$\eta_{globale}=85\%$$

Ovviamente nella pratica non verrà erogata la potenza termica nominale. La reale potenza dipende infatti dal valore di temperatura dell'accumulo e nelle simulazioni sono dunque stati presi due valori: 0,5 kW nel caso che il boiler sia scarico od in utilizzo (e dunque la

sua temperatura media possa essere assunta vicina ai valori nominali richiesti dalla macchina) e 0,35 kW quando l'accumulo è invece sensibilmente più caldo.

Nella pratica i rendimenti di recupero termico e globale saranno sensibilmente più bassi.

PDC

La pompa di calore prescelta presenta come parametri:

$$P_{el}=1.09 \text{ kW}$$

$$P_{th}=2,94 \text{ kW}$$

$$COP=2,7$$

Nelle simulazioni si è assunto un funzionamento costante durante la giornata. Come prima considerazione si può notare come la somma dell'energia termica oraria da cogenerazione e PDC sia di fatto pari alle perdite di ricircolo. Di conseguenza si può già supporre come il loro utilizzo permetta di ridurre di un terzo i consumi da caldaia (ammontando il ricircolo a circa un terzo del totale del carico termico richiesto).

6.3 BASELINE

Sono supposte due baseline: la prima prevede solo la caldaia e la rete elettrica. La seconda aggiunge invece alla situazione precedente una pompa di calore. Questo viene fatto per considerare un caso intermedio e studiare dunque la convenienza della microcogenerazione sia nel caso sia già presente la PDC sia in quello in cui essa viene installata in contemporanea.

6.3.1 BASELINE 1

Il caso rinominato baseline 1 prevede la sola presenza della caldaia. Il funzionamento del generatore e l'assorbimento da rete sono sotto riportati.

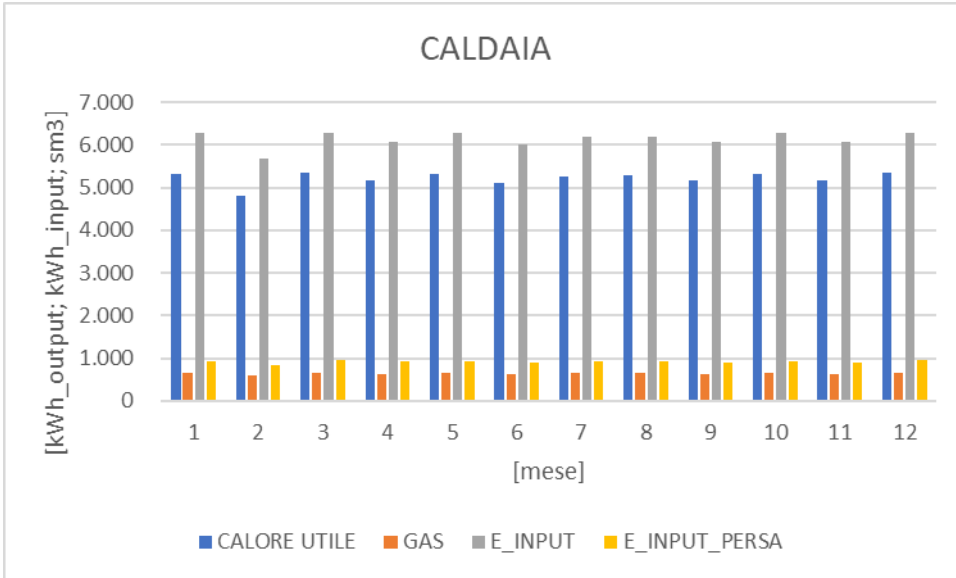


Fig. 6.6 Andamento mensile dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

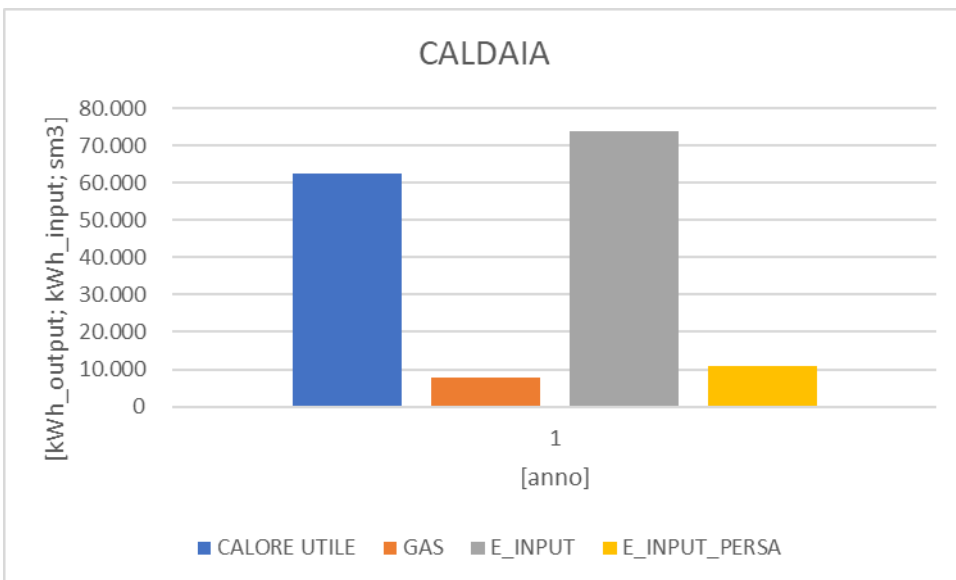


Fig. 6.7 Consumi di gas, energia di input, perdite e produzione di calore utile annuale.

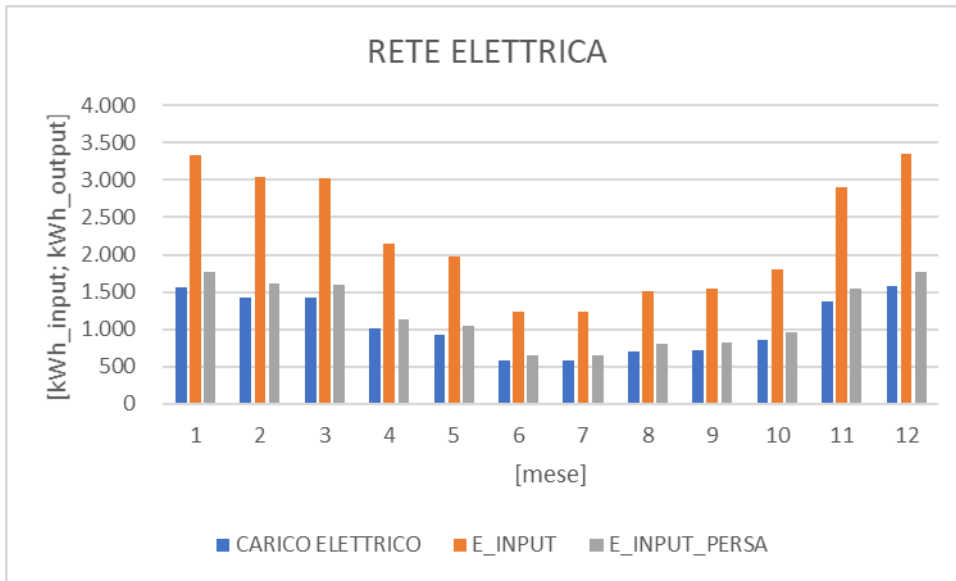


Fig. 6.8 Andamento mensile del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

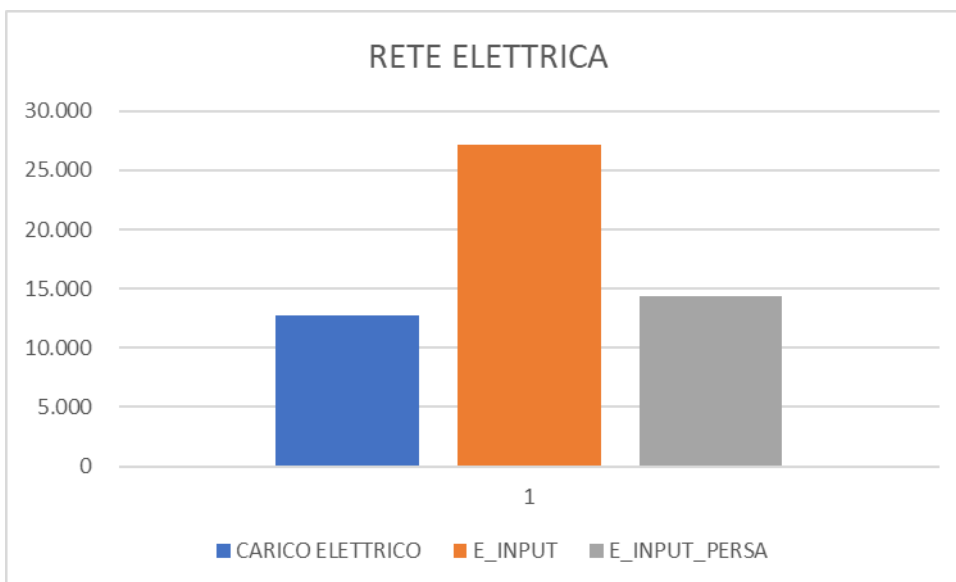


Fig. 6.8 Totale annuale del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

Per la rete è stato supposto un rendimento di generazione e distribuzione medio pari al 47%. Dal grafico 6.8 si può a prima vista apprezzare il peso del riscaldamento sul consumo elettrico pari al 39% del totale.

Rendimento complessivo	[%]	75%
Rendimento rete	[%]	47%
Rendimento_caldaia	[%]	85%

Tab. 6.1 Rendimento complessivo, di rete e di caldaia.

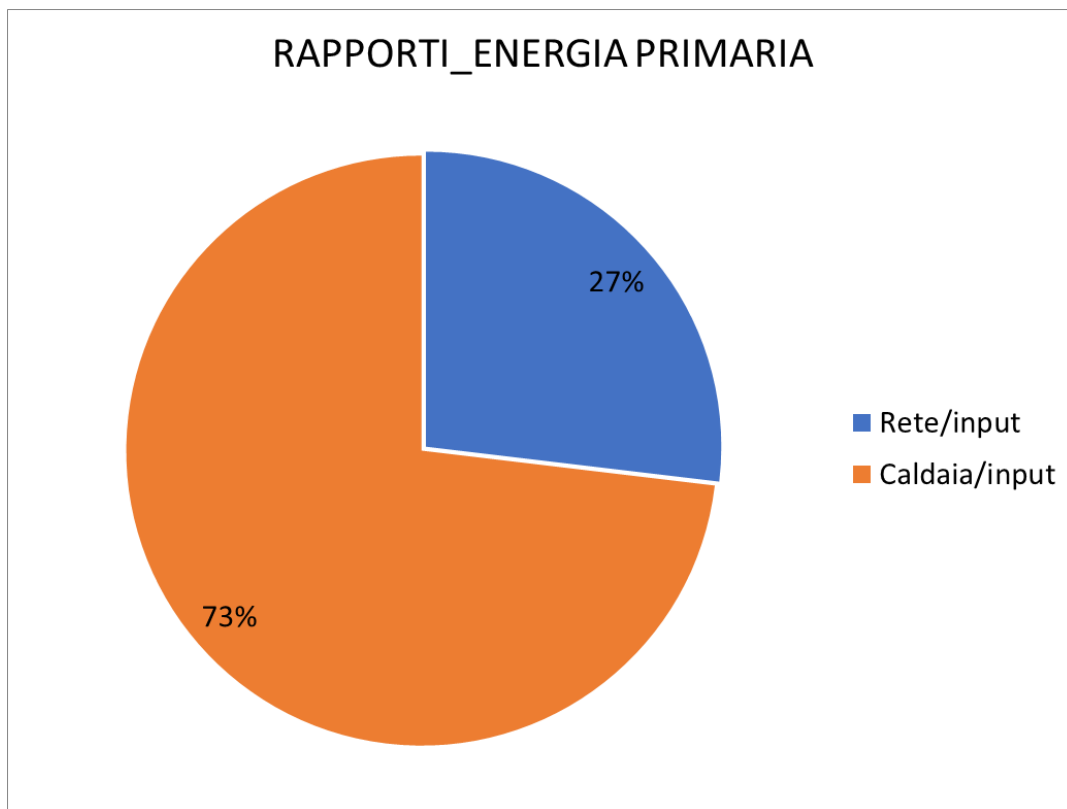


Fig. 6.9 Distribuzione percentuale dell'energia primaria impiegata.

Come evidenziato nella figura 6.9 la caldaia è la maggior responsabile dei consumi di energia primaria del sistema. Di conseguenza il miglioramento dell'efficienza termica del sistema produrrà sicuramente un risparmio di energia primaria elevato ed è per questo motivo che una pompa di calore risulta essere una soluzione interessante in ottica energetica e di risparmio dei consumi.

6.3.2 BASELINE 2

In questo caso si è aggiunta la pompa al caso precedente.

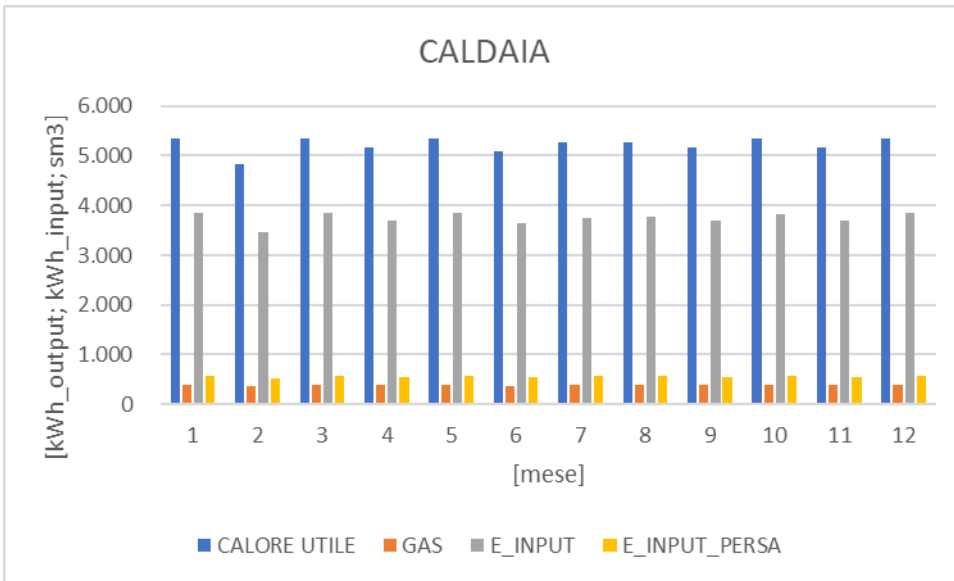


Fig. 6.10 Andamento mensile dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

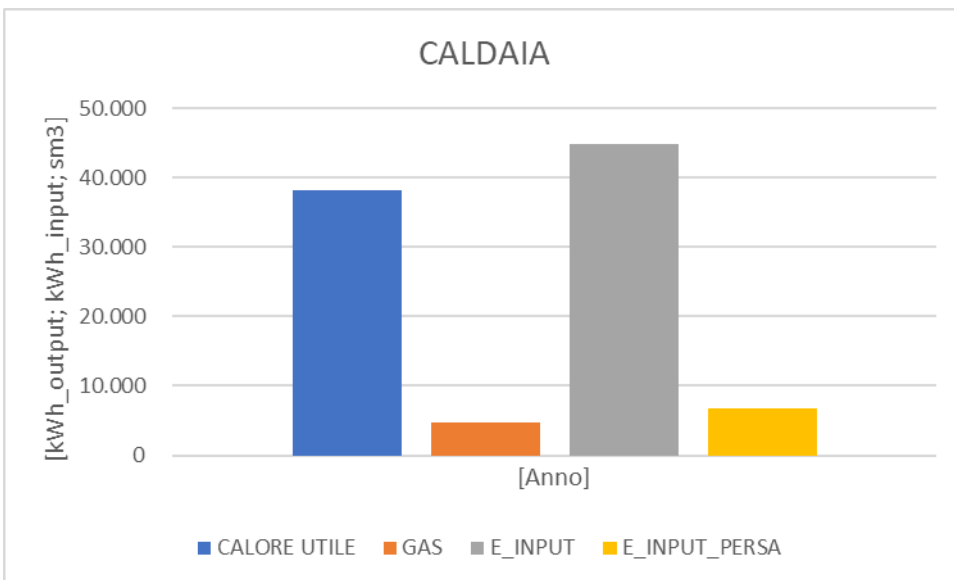


Fig. 6.11 Consumi di gas, energia di input, perdite e produzione di calore utile annuale.

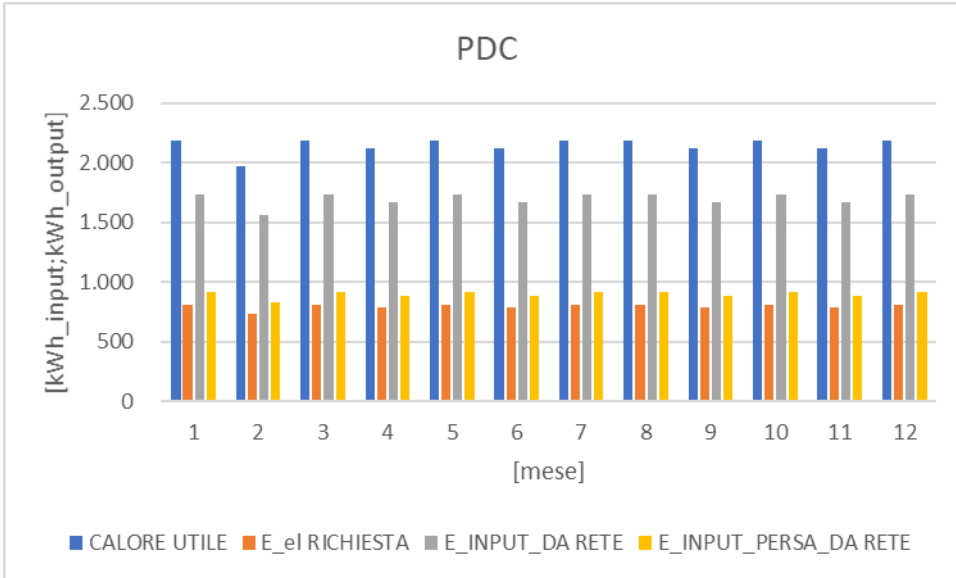


Fig. 6.12 Andamento mensile della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

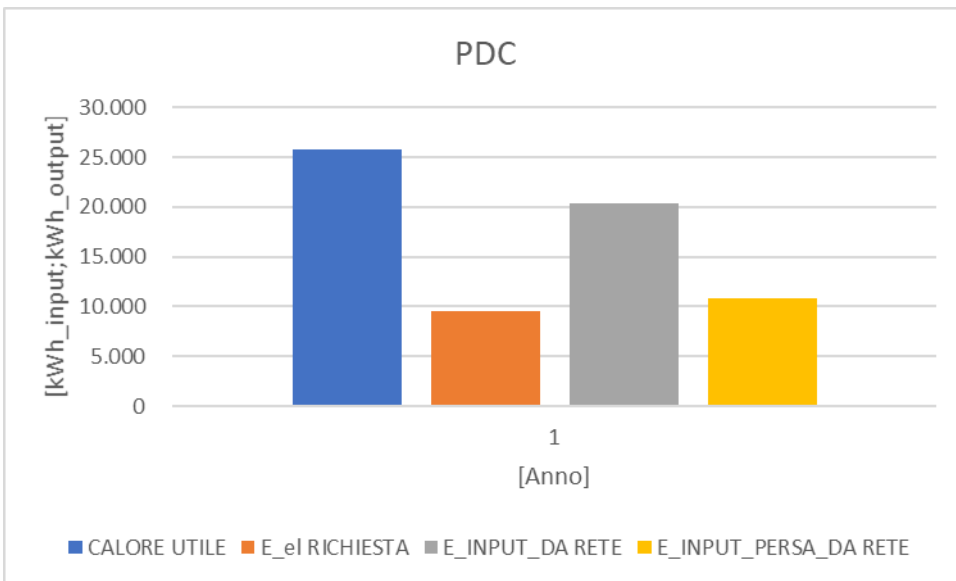


Fig. 6.13 Produzione annuale della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

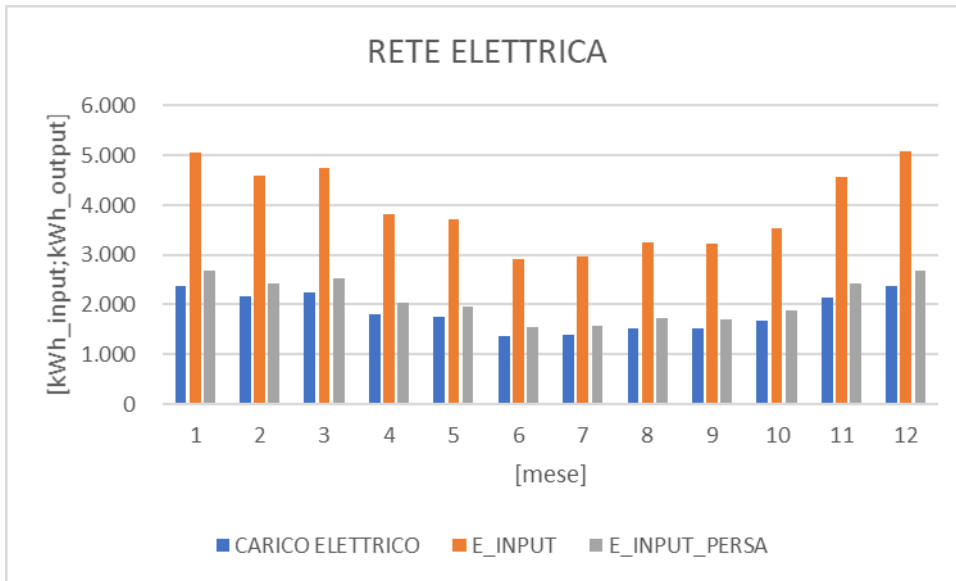


Fig. 6.14 Andamento mensile del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

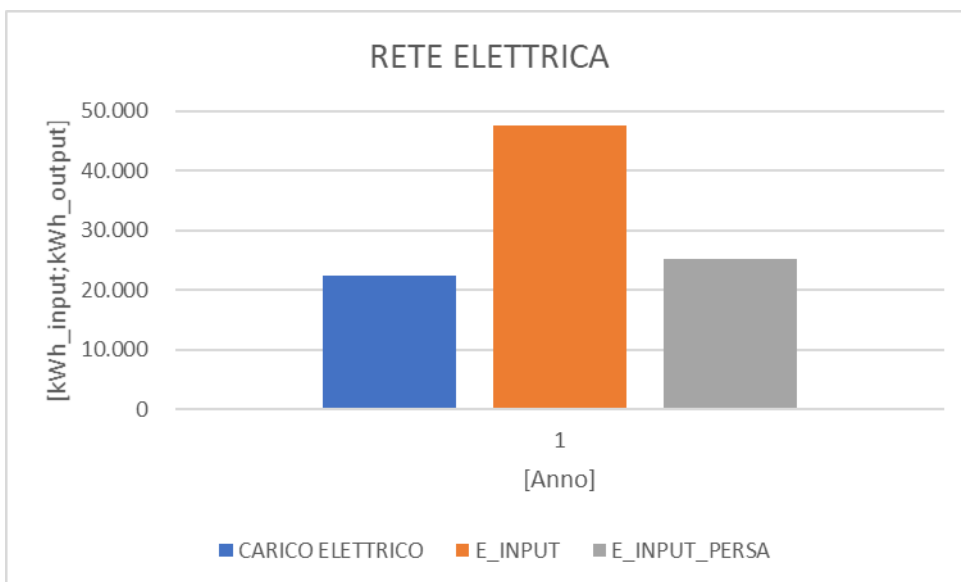


Fig. 6.15 Totale annuale del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

La presenza della pompa di calore aumenta notevolmente il carico elettrico. I consumi elettrici della PDC rappresentano infatti il 30% del totale. Il rendimento complessivo del sistema aumenta invece raggiungendo il valore riportato alla figura successiva.

Rendimento complessivo	[%]	93%
Rendimento PDC		2,69
Rendimento rete	[%]	47%
Rendimento_caldaia	[%]	85%

Tab. 6.2 Rendimenti del sistema, dei generatori e della rete.

Il forte aumento percentuale è dovuto all'azione della pompa di calore che svolge una funzione di "moltiplicatore" avendo un COP superiore all'unità e di conseguenza erogando maggior energia termica rispetto all'input di energia elettrica di rete. Questo fattore di moltiplicazione può essere visto nei due grafici seguenti in cui si nota come la percentuale di copertura del carico termico da parte della PDC sia molto maggiore rispetto all'input.

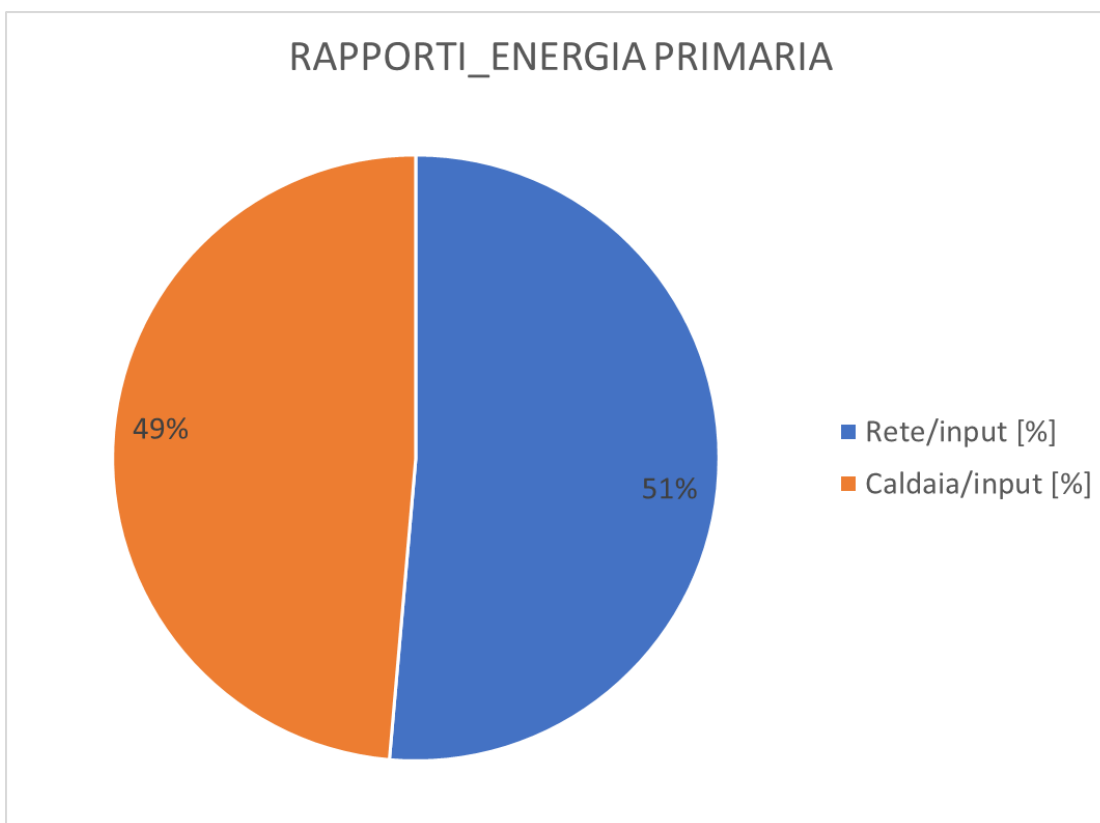


Fig. 6.16 Distribuzione percentuale dell'energia primaria impiegata.

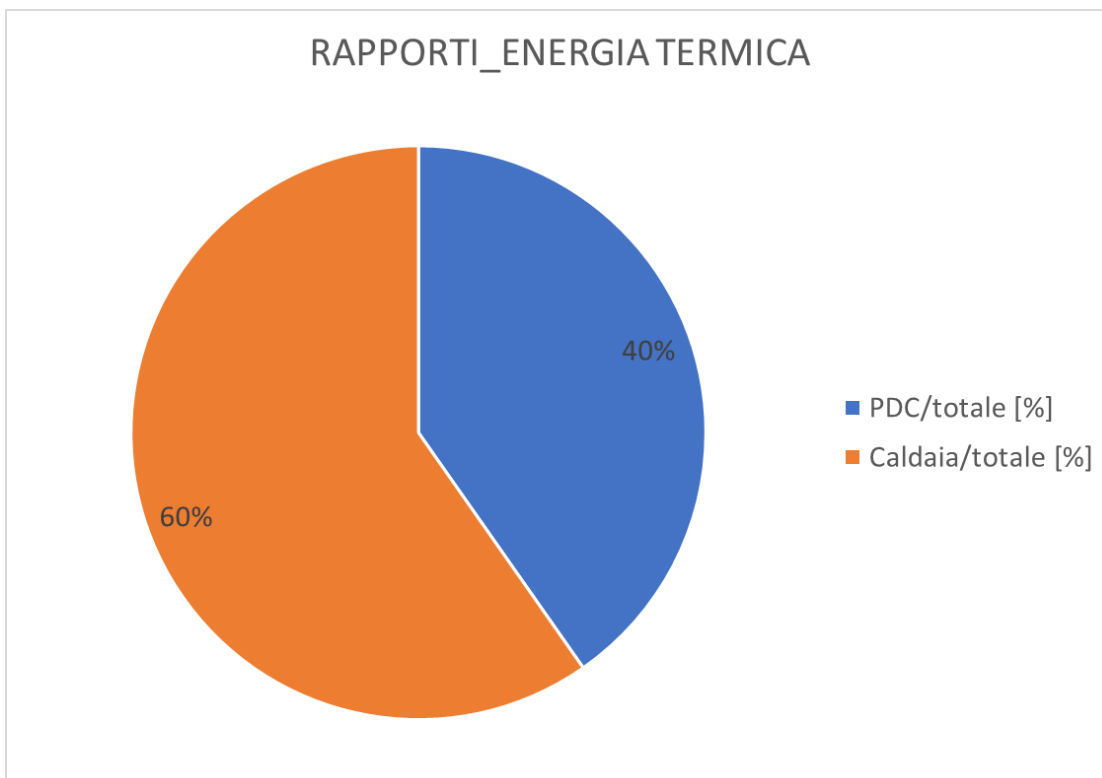


Fig. 6.17 Distribuzione percentuale dell'energia termica impiegata.

La PDC copre infatti circa il 40% del totale del carico termico, ma, al contrario l'energia primaria riconducibile alla rete è aumentata solo di 24 punti rispetto al totale.

6.4 CASO 1- 1 COGENERATORE

In questo caso si è installato solo un microcogeneratore. L'idea alla base è dunque quella di risparmiare energia puntando sull'autoconsumo dell'energia generata dal cogeneratore da parte della PDC. Chiaramente questa idea risulta essere valida unicamente per via del maggior rendimento elettrico della macchina rispetto alla rete. Questo spiega la scelta delle celle a combustibile in quanto solo loro possono assicurare rendimenti elettrici sufficientemente elevati e costanti nel tempo.

RENDIMENTI	
η_{el}	59,76%
η_{th}	18,09%
$\eta_{globale}$	77,85%
PES	34,04%

Tab. 6.3 Rendimenti cogenerazione e PES.

Come si vede dalla tabella sopra riportata il cogeneratore presenta sia un rendimento globale che un PES adeguati alla richiesta dell'ecobonus. Il PES risulta essere particolarmente elevato a sottolineare un risparmio energetico molto importante. Il recupero termico è invece inferiore ai dati di progetto ma questo è normale considerato che, scambiando con un accumulo termico, il calore ceduto sarà minore per via delle maggiori temperature dell'accumulo rispetto alla situazione nominale.

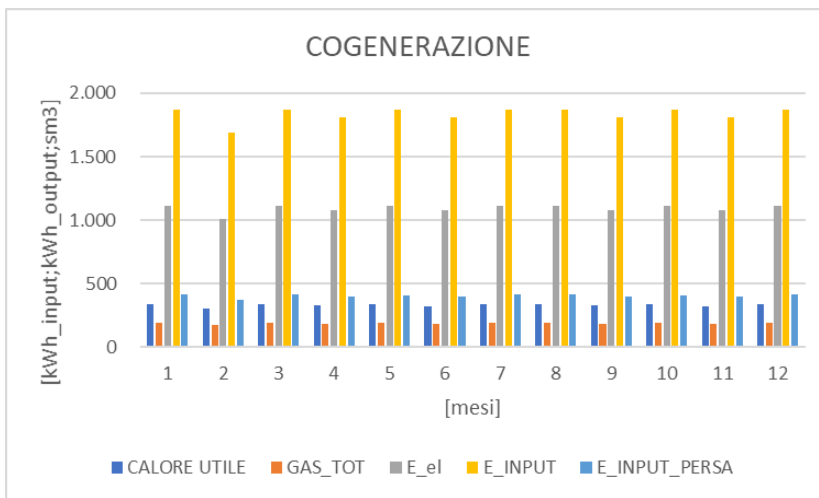


Fig. 6.18 Andamento mensile consumo di gas, di energia primaria e relative perdite e produzione calore utile ed energia elettrica

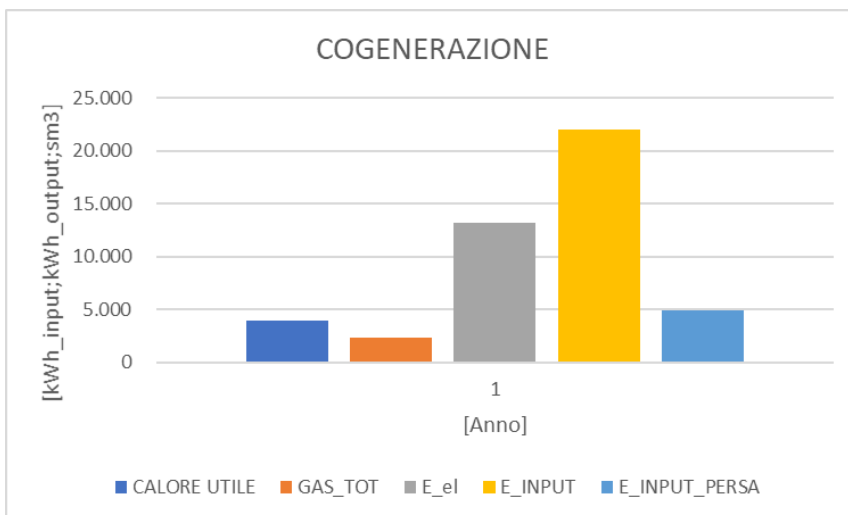


Fig. 6.19 Totale anno consumo di gas, di energia primaria e relative perdite e produzione calore utile ed energia elettrica

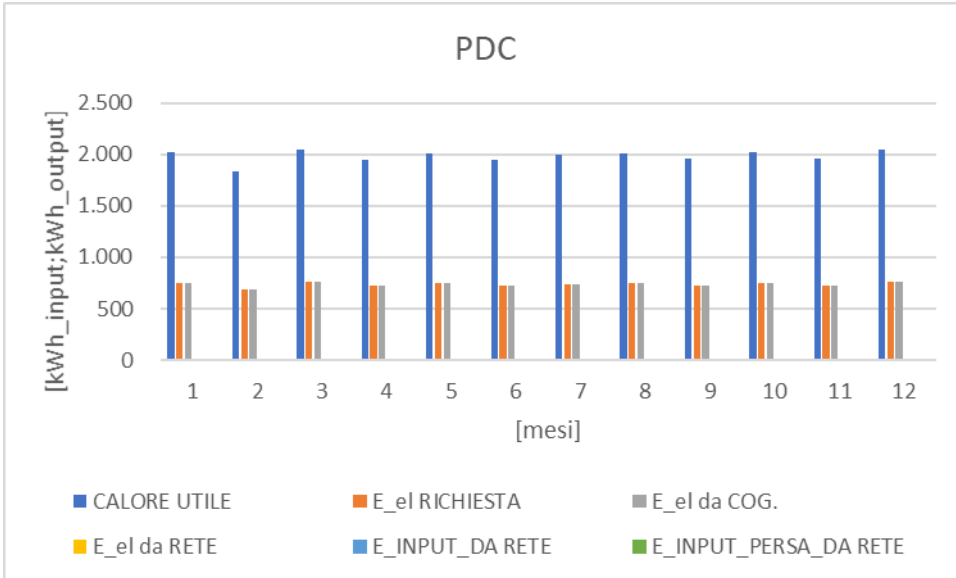


Fig. 6.20 Andamento mensile della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

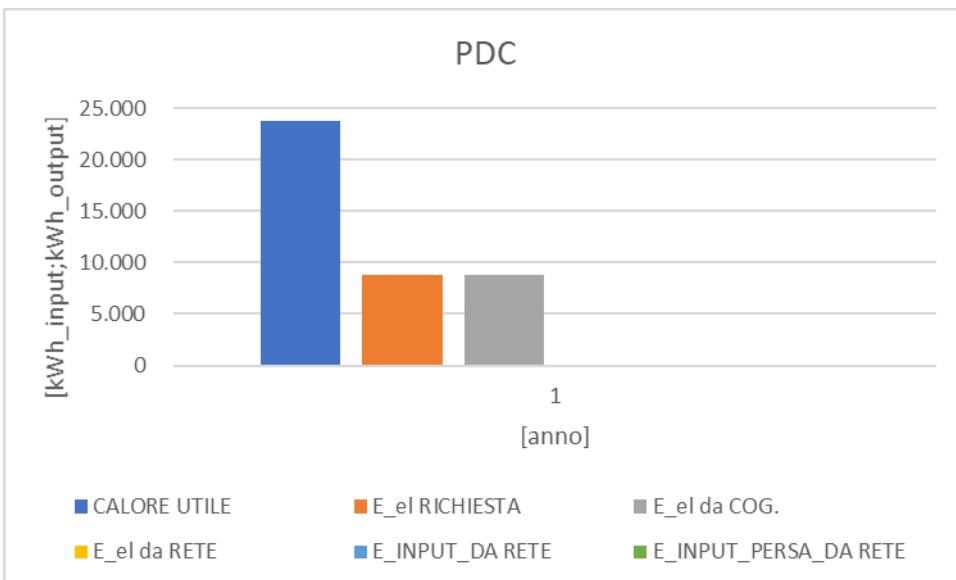


Fig. 6.21 Produzione annuale della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

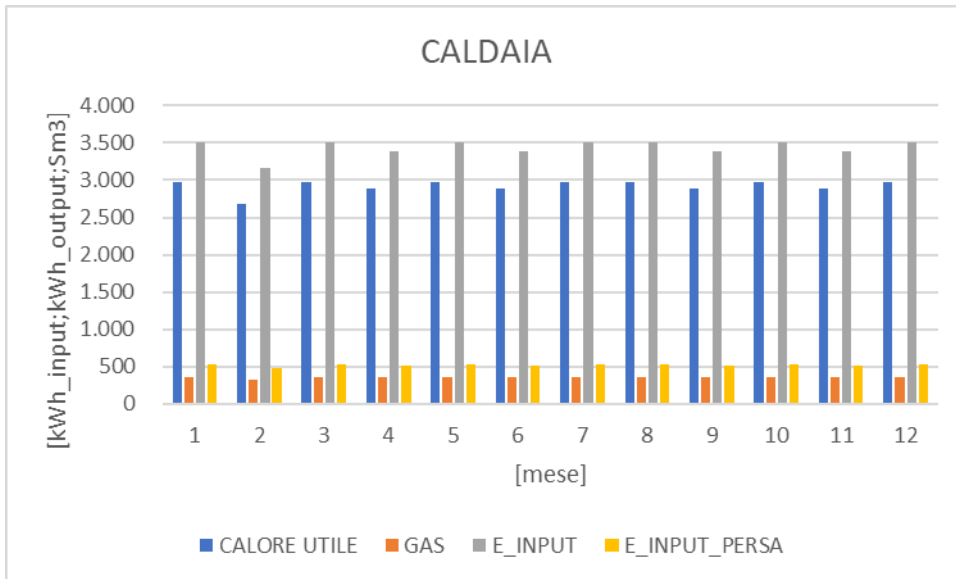


Fig. 6.22 Andamento mensile dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

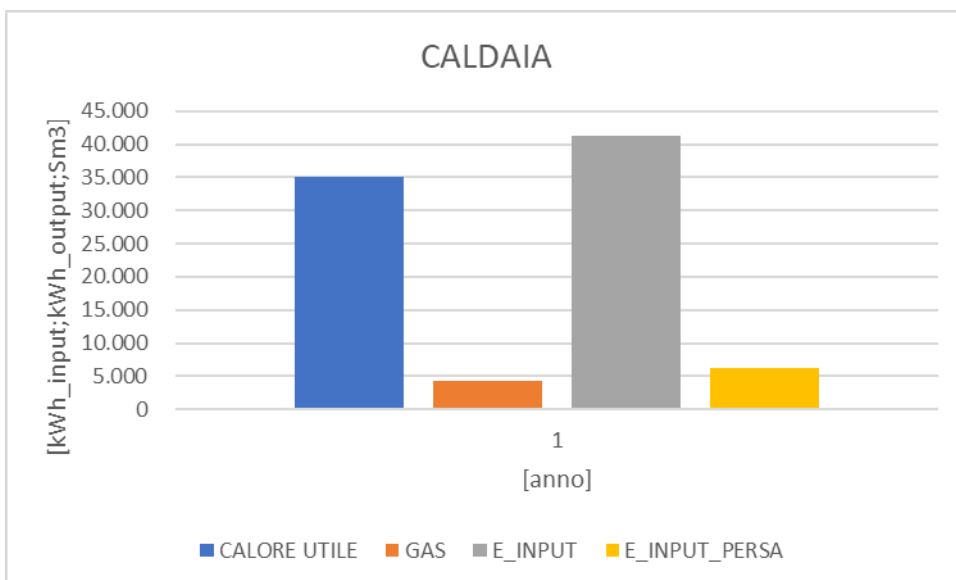


Fig. 6.23 Totale anno dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

Come si può vedere dai grafici 6.20 e 6.21 il cogeneratore è in grado di coprire l'intero fabbisogno elettrico della pompa di calore, riducendo dunque di molto le perdite di energia primaria ad essa correlate.

Rendimento complessivo	[%]	104%
Rendimento_cogeneratore	[%]	78%
Rendimento PDC		2,69
Rendimento rete	[%]	47%
Rendimento_caldaia	[%]	85%

Tab 6.4 Rendimenti del sistema, della rete e delle macchine.

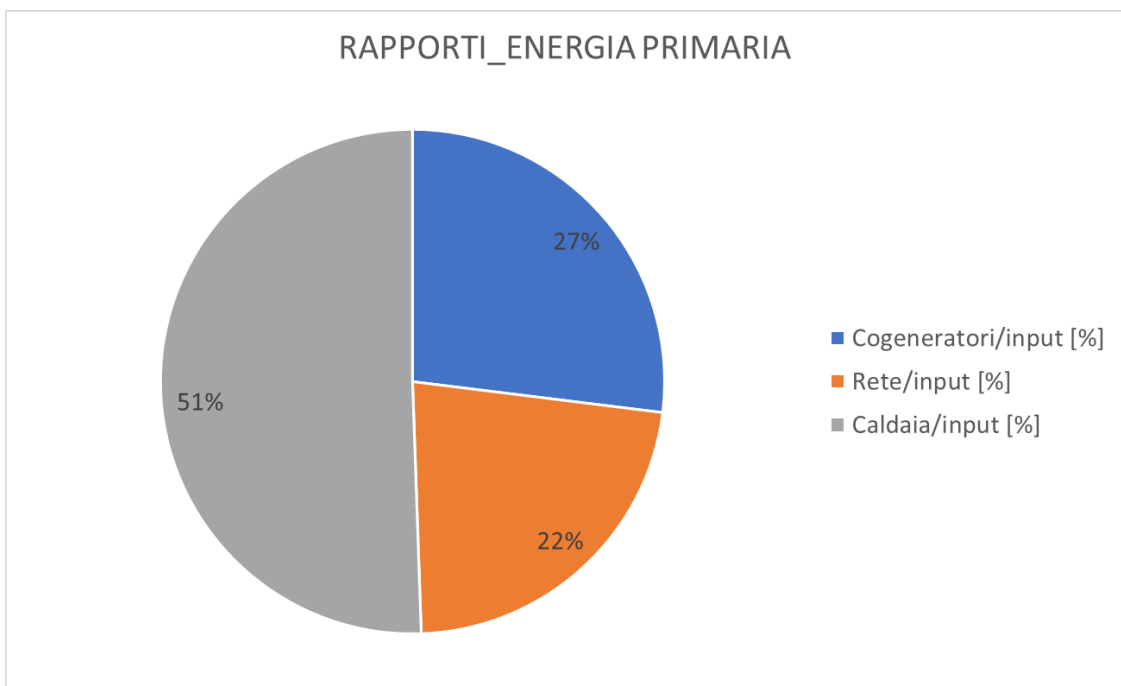


Fig. 6.24 Distribuzione percentuale dell'energia primaria impiegata.

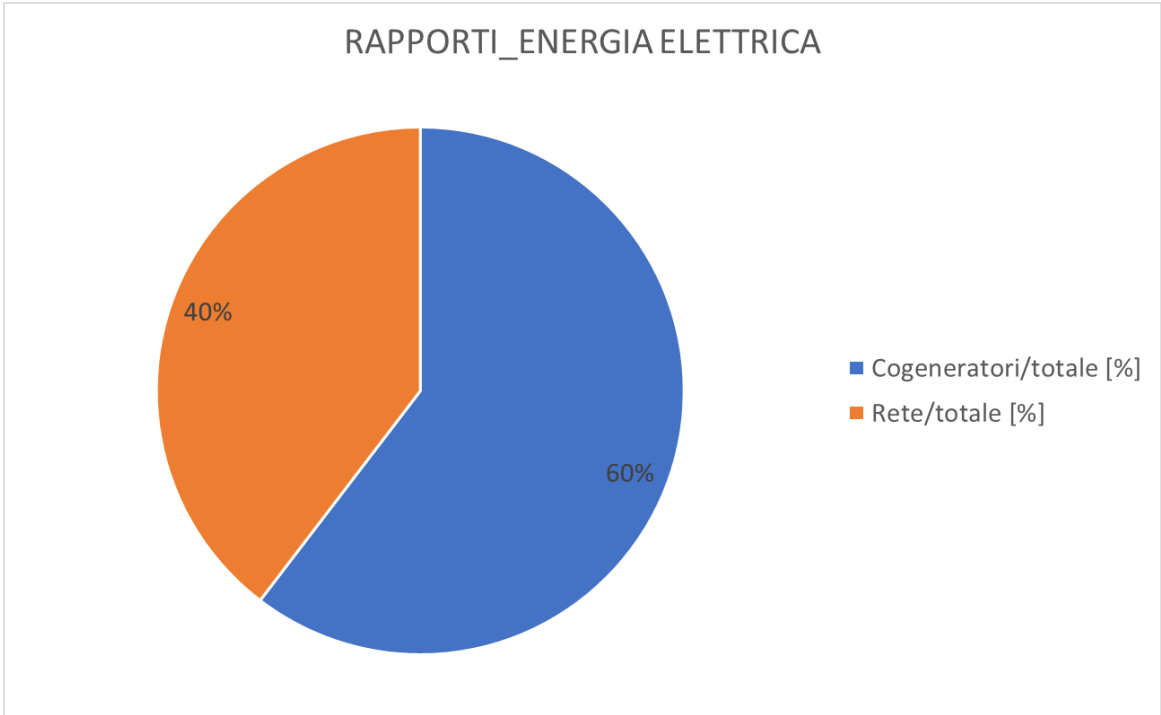


Fig. 6.25 Distribuzione percentuale dell'energia elettrica impiegata.

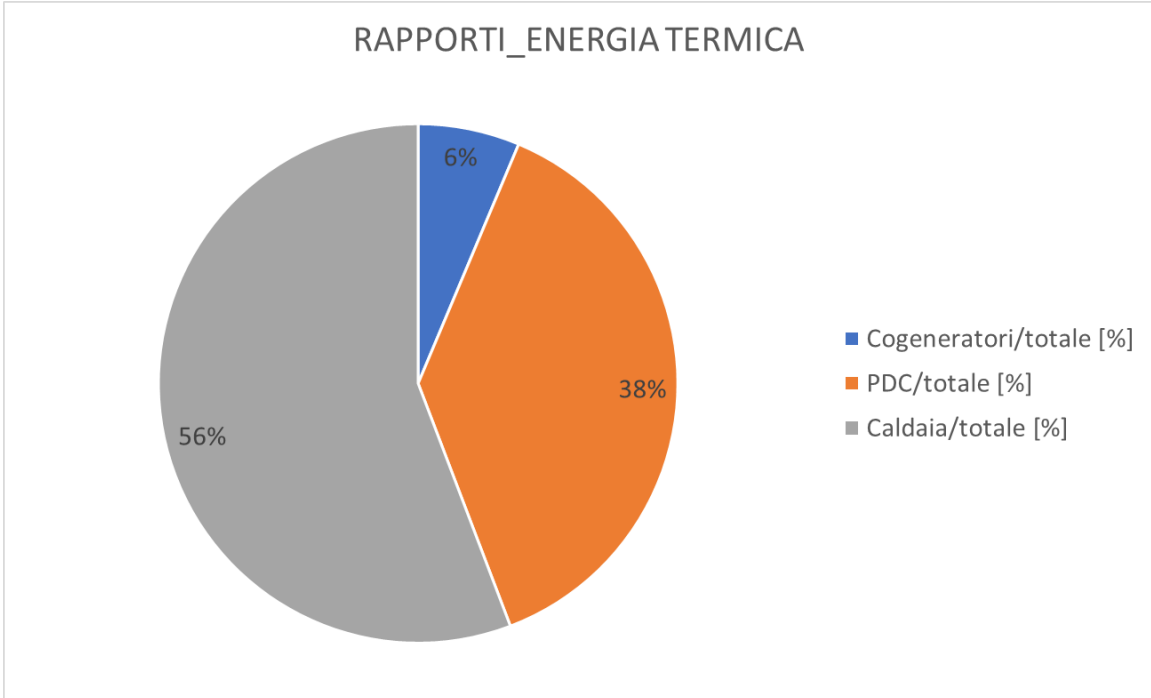


Fig. 6.26 Distribuzione percentuale dell'energia termica impiegata.

Dalle figure precedenti si possono trarre diverse considerazioni: il rendimento del sistema sopra al 100% è dovuto all'effetto moltiplicatore della PDC alimentata dal cogeneratore. L'efficienza di questo "tandem" è molto superiore a quello PDC+rete. Il rendimento del cogeneratore è infatti molto maggiore di quello della rete. Per dimostrare ciò basta comparare le figure 6.25 e 6.24 in cui si vede chiaramente come, a fronte di un utilizzo di energia primaria simile (27% del totale per il cogeneratore, 22% per la rete) il microcogeneratore produca molta più energia elettrica (60% del totale).

6.5 CASO 2-2 COGENERATORI

In questo caso si utilizzano due cogeneratori al posto di uno. L'idea alla base è la massimizzazione dell'autoconsumo elettrico giungendo quindi a coprire l'intero carico elettrico dell'utenza. Il beneficio energetico è palese mentre quello economico dipende dai costi di investimento. Vista la bassa potenza termica scambiata non ci si aspetta però una reale variazione della produzione di caldaia rispetto alla situazione precedente.

RENDIMENTI	
η_{el}	59,76%
η_{th}	17,94%
$\eta_{globale}$	77,70%
PES	33,98%

RENDIMENTI	
η_{el}	59,76%
η_{th}	17,94%
$\eta_{globale}$	77,70%
PES	33,98%

Tab. 6.5 Rendimenti e PES dei cogeneratori.

Come si può vedere dalla Tab. 6.5 entrambi i cogeneratori riescono a lavorare al massimo delle loro possibilità operative. Questo è possibile grazie al basso calore scambiato che permette all'accumulo di assorbire la potenza termica di entrambi i cogeneratori non facendoli di fatto lavorare quasi mai in dissipazione.

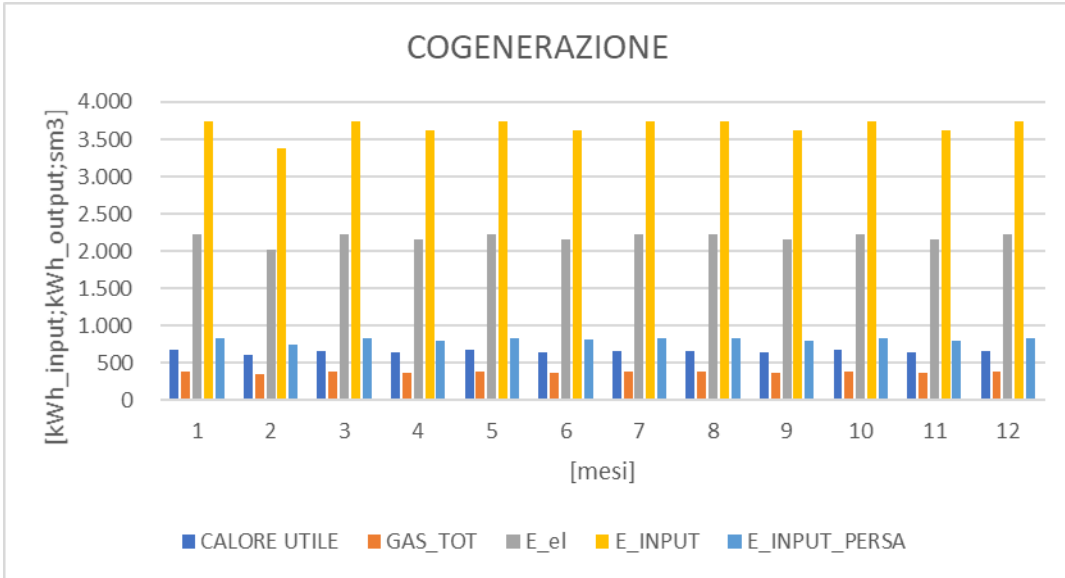


Fig. 6.27 Andamento mensile consumo di gas, di energia primaria e relative perdite e produzione calore utile ed energia elettrica

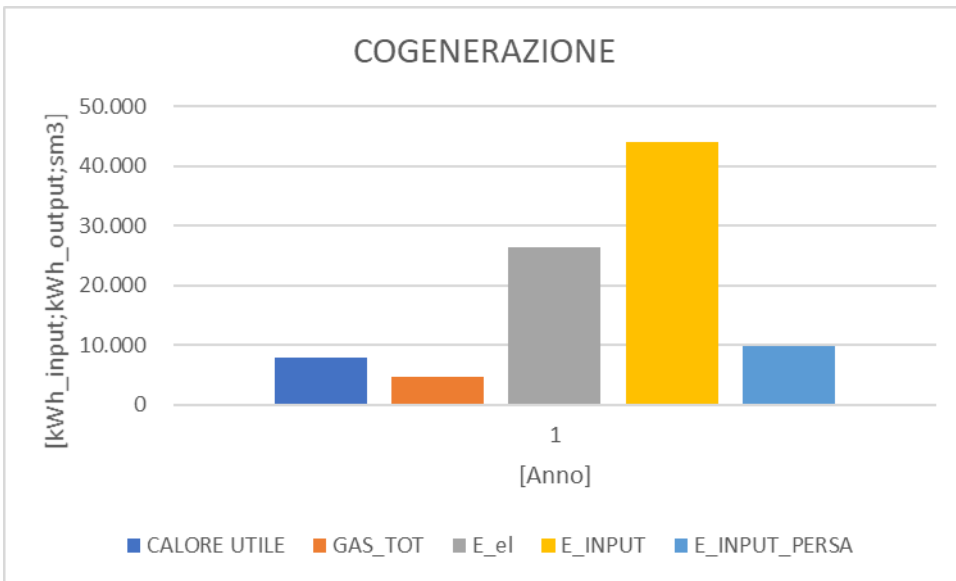


Fig. 6.28 Totale annuale consumo di gas, di energia primaria e relative perdite e produzione calore utile ed energia elettrica

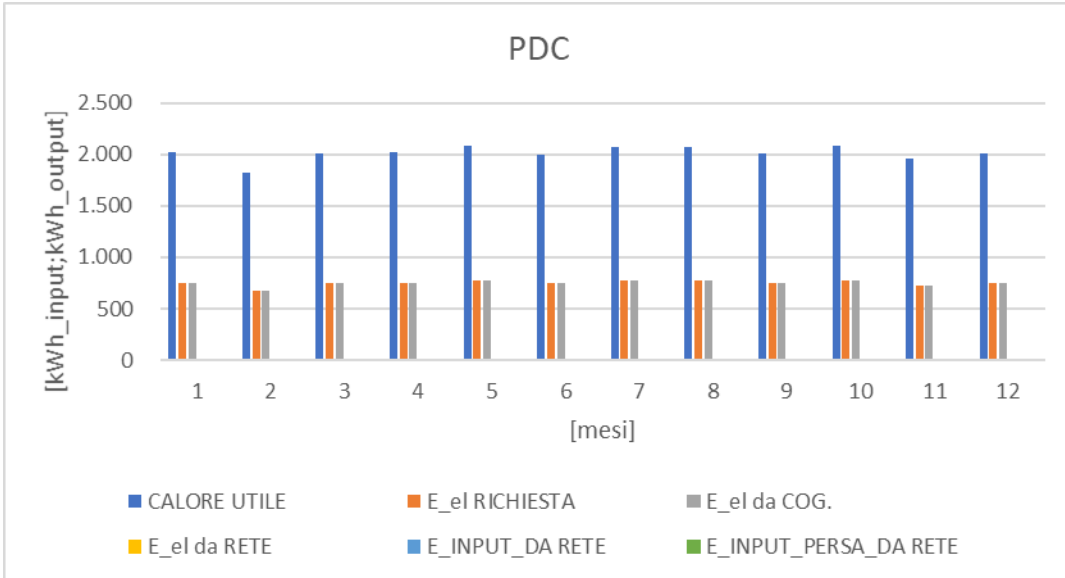


Fig. 6.29 Andamento mensile della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

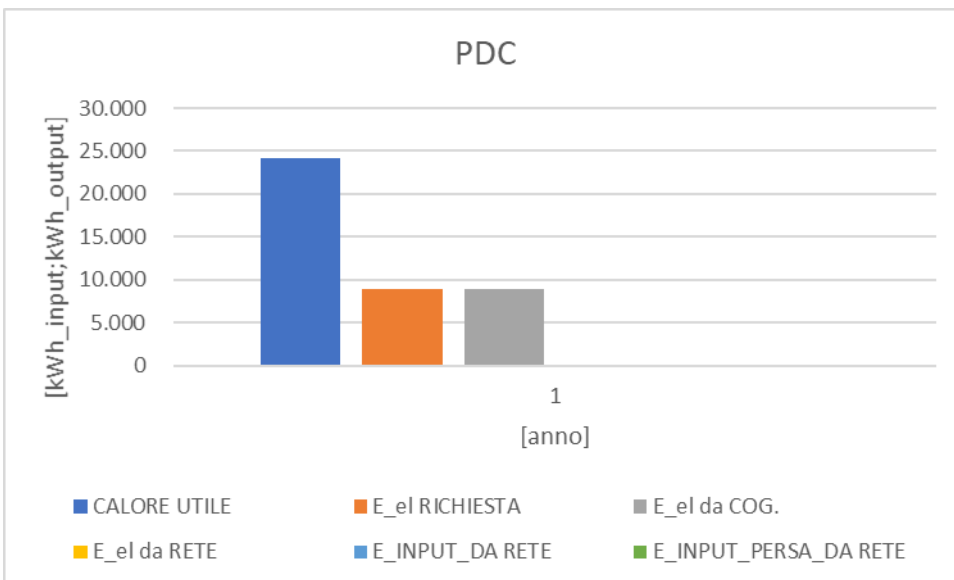


Fig. 6.30 Totale annuale della PDC, dell'energia di input e delle perdite.

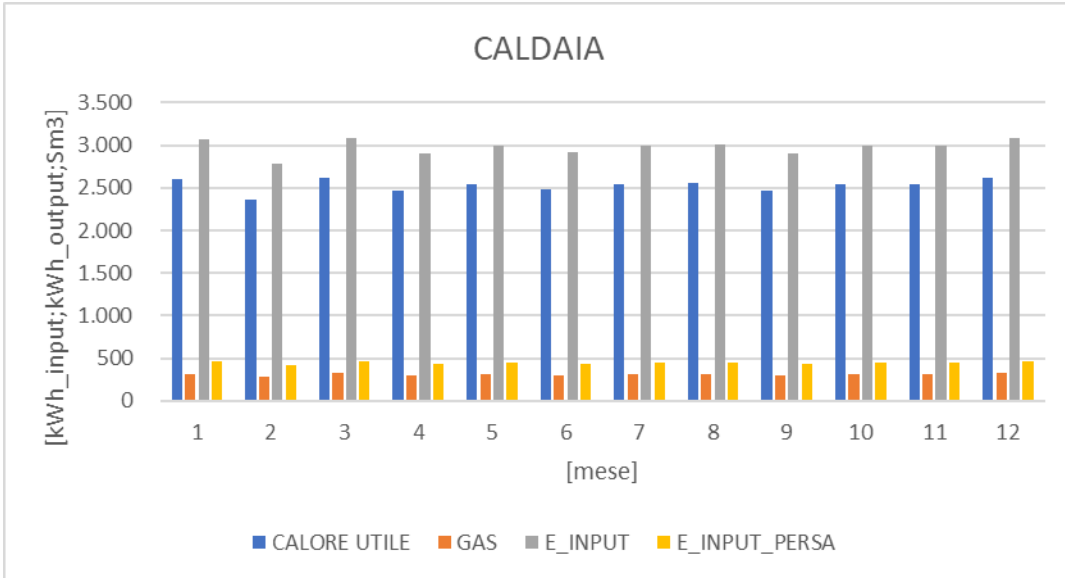


Fig. 6.31 Andamento mensile dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

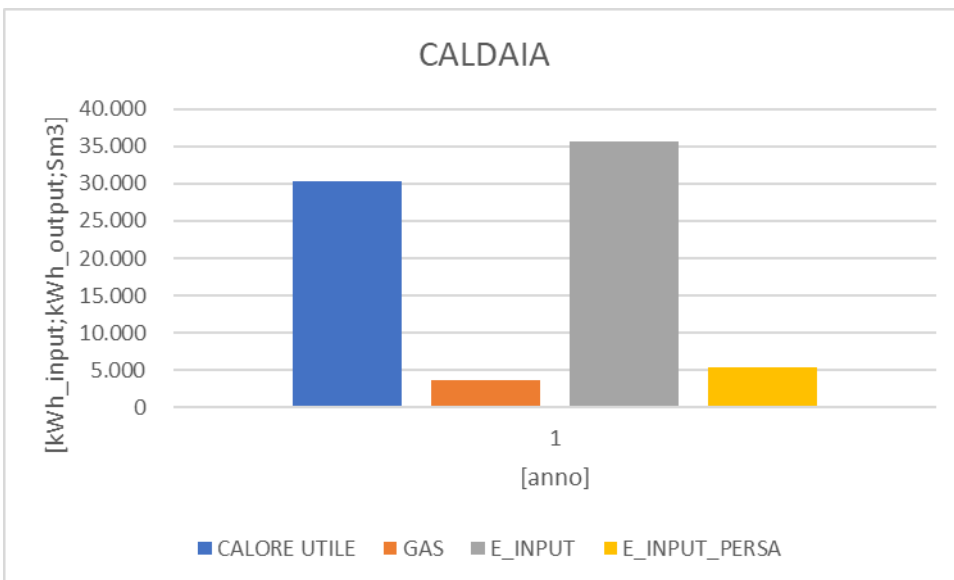


Fig. 6.32 Totale annuale dei consumi di gas, energia di input, perdite e calore utile.

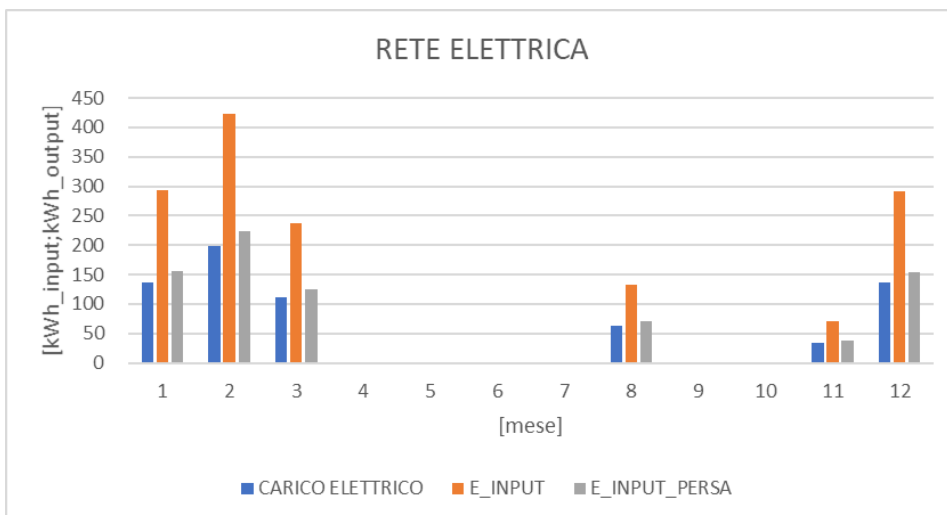


Fig. 6.33 Andamento mensile del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

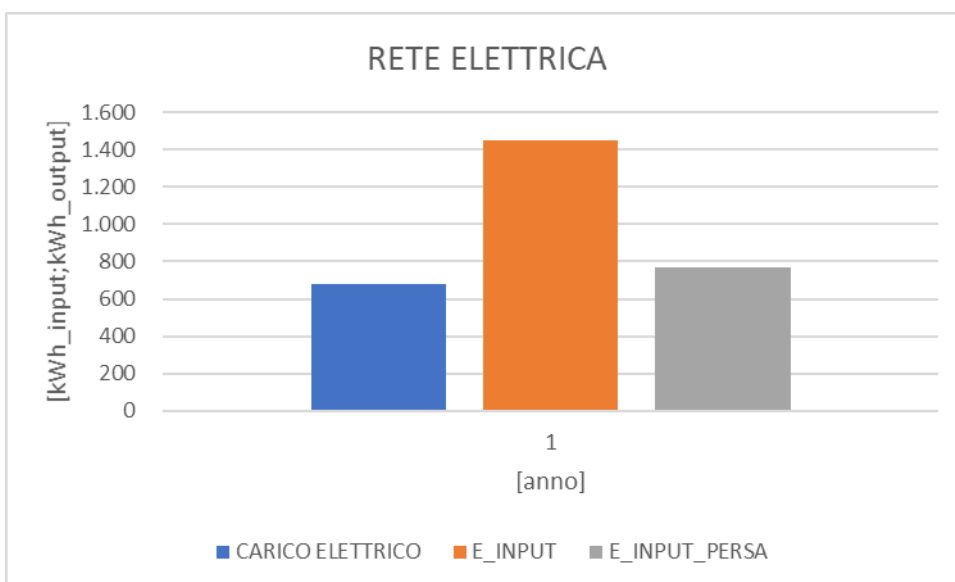


Fig. 6.34 Totale annuale del carico elettrico, dell'energia di input e delle perdite.

Come si può vedere dai grafici l'utilizzo dei due cogeneratori quasi annulla il contributo della rete elettrica, fatta eccezione per i mesi invernali (riscaldamento) e per agosto. Agosto di fatto è un consumo atipico probabilmente derivante da errori di gestione.

Rendimento complessivo	[%]	110%
Rendimento_cogeneratore	[%]	78%
Rendimento PDC		2,69
Rendimento rete	[%]	47%
Rendimento_caldaia	[%]	85%

Tab. 6.6 Rendimenti del sistema, della rete e delle macchine.

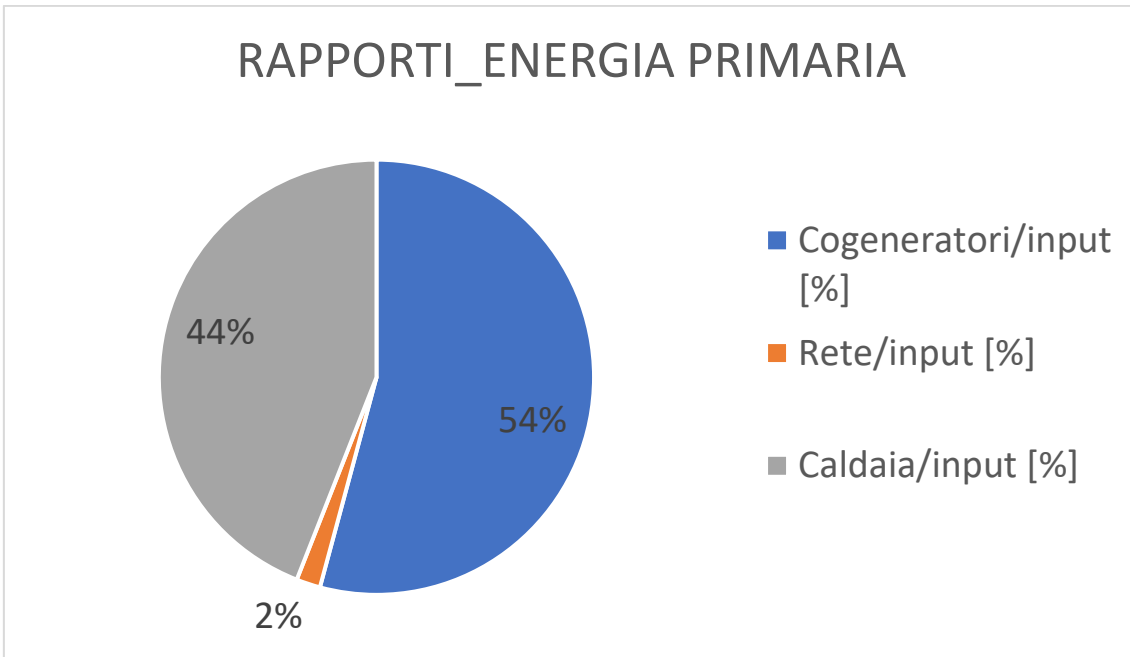


Fig. 6.35 Distribuzione percentuale dell'energia primaria impiegata.

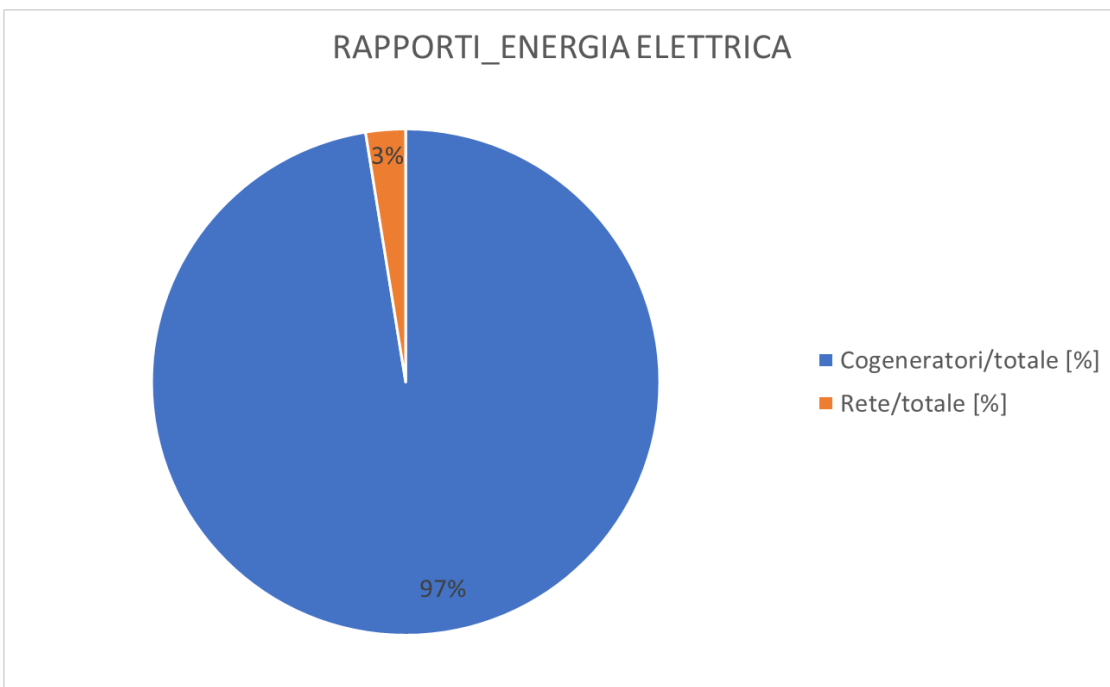


Fig. 6.36 Distribuzione percentuale dell'energia elettrica impiegata.

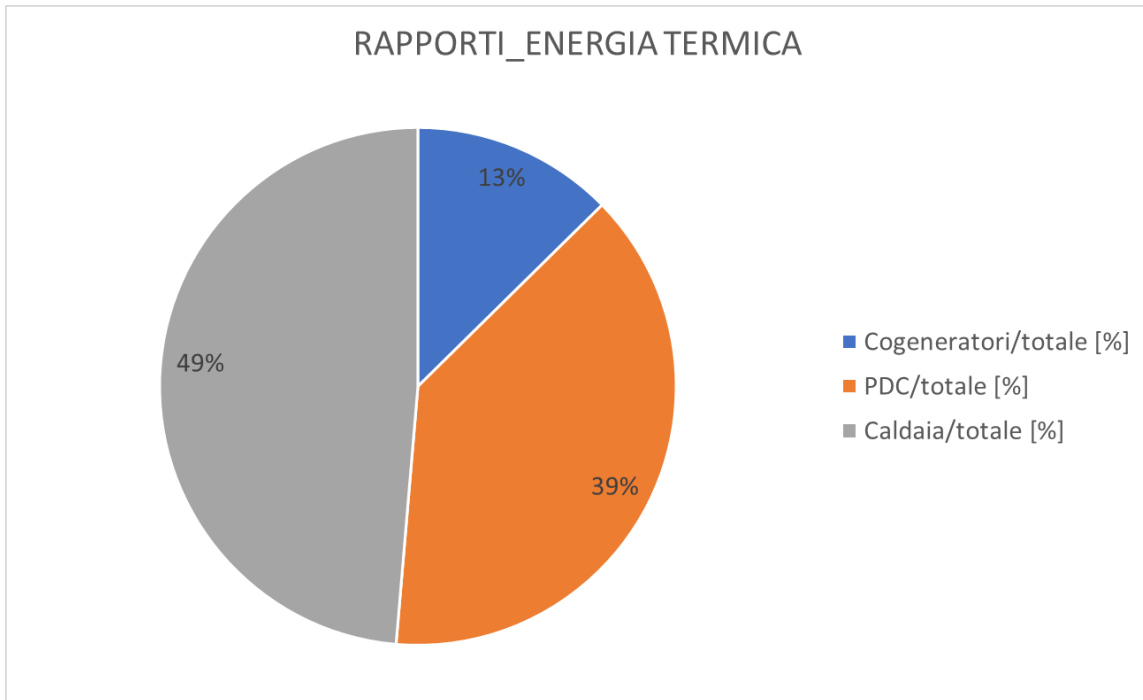


Fig. 6.37 Distribuzione percentuale dell'energia termica impiegata.

Come si vede bene dai grafici 6.35 e 6.37 il ruolo della rete elettrica nella configurazione a due cogeneratori è sostanzialmente irrilevante. Al contrario la caldaia continua ad avere un ruolo rilevante nella produzione di energia termica ed a pesare sul totale dell'energia primaria impiegata.

6.6 CONFRONTO ENERGETICO BASELINES E CONFIGURAZIONI COGENERATIVE

Definiti singolarmente i casi studiati si procede ad un confronto tra gli stessi dal punto di vista energetico. Questo confronto risulta utile per mostrare i risparmi energetici complessivi ed il miglioramento del sistema stesso sia da un punto di vista elettrico che termico.

TABELLA DI CONFRONTO	U.M.	BASELINE 1	BASELINE 2	CASO 1	CASO 2
ENERGIA PRIMARIA	[kWh_primari]	100.806	92.391	81.550	81.152
PERDITE ENERGIA PRIMARIA	[kWh_primari]	25.421	31.900	20.773	15.934
EFFICIENZA CONVERSIONE ENERGIA PRIMARIA	[%]	75%	65%	75%	80%
RENDIMENTO SISTEMA	[%]	75%	93%	104%	110%
ENERGIA TERMICA	[kWh_th]	62.644	63.930	62.814	62.421
ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA	[kWh_el]	/	/	13.140	26.280
ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA	[kWh_el]	/	/	12.967	21.042
ENERGIA ELETTRICA CEDUTA ALLA RETE	[kWh_el]	/	/	173	5.238
ENERGIA ELETTRICA ASSORBITA DALLA RETE	[kWh_el]	12.740	22.315	8.619	682

Tab. 6.7 Valori di energia primaria, termica ed elettrica annuali per singolo caso.

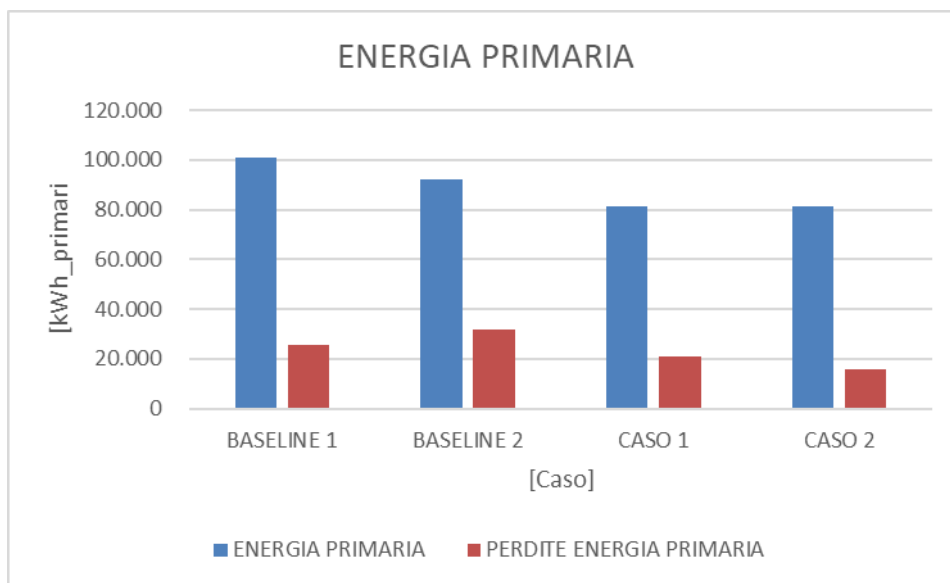


Fig 6.38 Valori di energia primaria annuali per singolo caso.

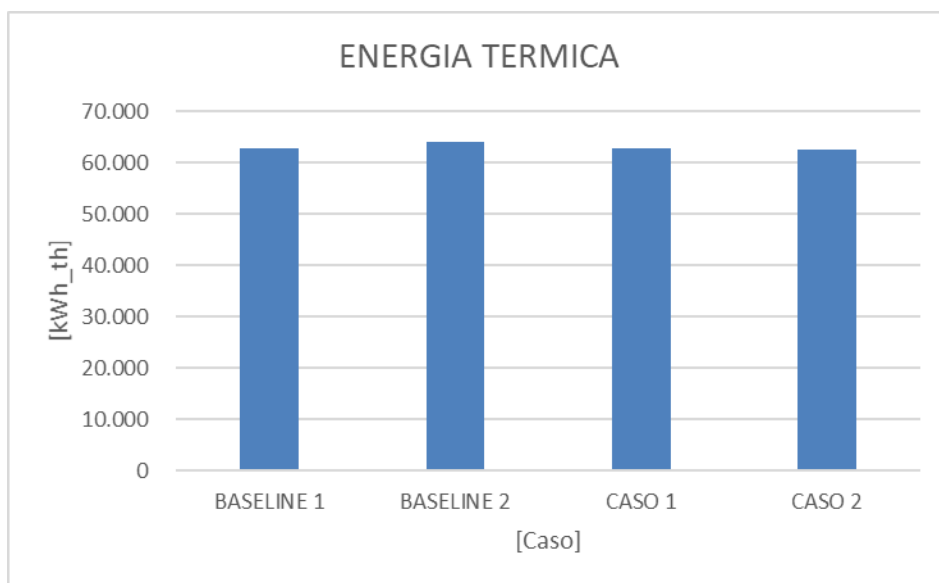


Fig 6.39 Valori di energia termica annuali per singolo caso.

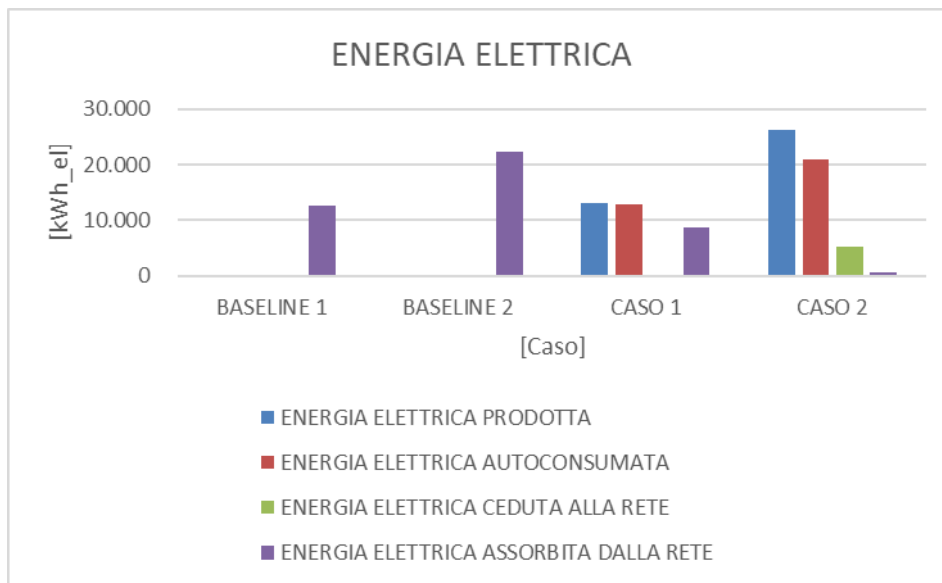


Fig 6.40 Valori di energia elettrica annuali per singolo caso.

Dallo studio della tabella e dei grafici soprastanti si possono fare diverse considerazioni. Innanzitutto, si assiste ad un graduale decremento dell'energia primaria richiesta. Questo è dovuto soprattutto alla pompa di calore che porta ad una diminuzione della richiesta di energia. La veridicità di questa affermazione la si può osservare guardando il rendimento del sistema del caso baseline 1 (75%) e confrontandolo con quello del caso baseline 2 (93%). Si vede dunque come la pompa di calore avendo un COP maggiore dell'unità permetta di rendere il sistema molto più efficiente. Questo tuttavia risulta vero unicamente confrontando l'energia primaria con l'energia di output. Se si confronta l'efficienza di utilizzo dell'energia primaria intesa come:

$$\varepsilon = \frac{E_{\text{primaria}} - \text{Perdite}}{E_{\text{primaria}}}$$

(6.1)

dove:

ε = Efficienza.

E_{primaria} = Energia primaria richiesta. [kWh_primari]

Perdite=Perdite di conversione da energia primaria a energia termica o elettrica.
[kWh_primari]

si vede come la baseline 1 abbia un'efficienza pari al 75% mentre quella della baseline 2 sia 65%. Questo è dovuto al fatto che il rendimento della rete elettrica è sensibilmente più basso di quello di caldaia e dunque la conversione dell'energia primaria è effettivamente peggiore. Questo è il quadro in cui si inserisce la cogenerazione a celle a combustibile. Avendo rendimenti elettrici e globali molto elevati, infatti, la microcogenerazione si sostituisce alla rete elettrica per parte del carico (caso 1) o totalmente (caso 2) contribuendo ad alzare l'efficienza di conversione dell'energia primaria così come il rendimento del sistema e quindi massimizzando il risparmio energetico della pompa di calore.

6.7 EMISSIONI

EMISSIONI		U.M.	BASELINE 1	BASELINE 2	CASO 1		CASO 2	
CALDAIA		[tCO2]	15	9			8	7
RETE		[tCO2]	4	7			3	0
COGENERAZIONE		[tCO2]	0	0			5	11
TOTALE		[tCO2]	19	16			16	18

Tab. 6.8 Emissioni di tonnellate di CO2 equivalente per ogni caso suddivise per tecnologia e totale.

FATTORI DI EMISSIONE		U.M.	
CALDAIA		[tCO2/Sm	1,975
RETE		[tCO2/MV	0,308
COGENERAZIONE		[gCO2/kW	240

Tab. 6.9 Fattori di emissione [37], [38]

Come si vede dalla tabella 6.8 la soluzione migliore dal punto di vista delle emissioni risulta essere la baseline 2 insieme al caso 1. Questo risultato, in apparenza in contrasto con i risultati del confronto energetico, deriva dalle tecnologie di produzione dell'energia elettrica. Le energie rinnovabili infatti, unite all'acquisto di energia dall'estero, hanno fatto abbassare in maniera molto marcata il fattore di emissione complessivo della rete.
[38]

Questa constatazione pone dunque dei limiti alla possibilità di impiego, e probabilmente alle incentivazioni, della microcogenerazione in quanto, all'aumentare della penetrazione

delle rinnovabili (a Maggio 2020 il 51% del fabbisogno totale [39]) la situazione diventerà via via più sfavorevole fino ad essere insostenibile.

6.8 ANALISI ECONOMICA

In questa sezione si confrontano i casi 1 e 2 con le baseline 1 e 2 considerando due valori di ecobonus: ecobonus al 65% ed ecobonus al 110%. L'analisi verte su di un contratto di tipo EPC tra la ESCO ed il cliente. Di conseguenza l'acquisto del gas è di competenza della ESCO che vende al cliente energia elettrica ed energia termica decidendone dunque le tariffe. La manutenzione e la gestione dell'impianto sono a carico della ESCO ed il cliente che paga un costo di manutenzione leggermente superiore rispetto alla situazione ante intervento. L'investimento complessivo è attuato dalla ESCO all'anno zero. Il cliente pagherà una rata annuale per gli anni di contratto con un certo tasso di interesse sulla quota dell'investimento non coperta dalle detrazioni fiscali. Questo al fine di comperare la macchina al termine degli anni di contratto assicurando alla ESCO un ricavo un ricavo percentuale. Altro dovere del cliente sarà inoltre quello di garantire alla ESCO all'anno zero la differenza tra il valore attuale dell'ecobonus ed il suo valore attualizzato netto alla fine degli anni di contratto. Nel contratto infine vi è la totale cessione del credito delle detrazioni che vengono scaricate dalle tasse in rate uguali per dieci anni. Come nota preliminare nei grafici di flusso cumulato sono presenti 11 anni avendo considerato anche l'anno zero in cui vengono compiuti gli investimenti.

6.8.1 SOLUZIONE A SINGOLO COGENERATORE

ECOBONUS 65

Autoconsumo		[€/kWh]	€ 0,12	€ 0,12
Scambio sul posto		[€/kWh]	€ 0,12	€ 0,12
Costo medio energia elettrica		[€/kWh]	€ 0,20	€ 0,20
Prezzo di vendita energia termica CHP		[€/kWh]	€ 0,11	€ 0,11
Prezzo di vendita energia termica no CHP		[€/kWh]	€ 0,09	€ 0,09
Costo gas CHP		[€/Sm3]	€ 0,53	€ 0,53
Costo gas no CHP		[€/Sm3]	€ 0,75	€ 0,75
Ecobonus		[%]	65%	65%
Tasso di interesse		[%]	5%	5%
Anni		[anni]	10	10
Ore di gestione al mese		[h]	3	3
Incremento costi annuale energia elettrica		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale energia termica		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale gas		[%]	2%	2%
Incremento costi gestione		[%]	1%	1%

Tab. 6.10 Parametri per il calcolo dei flussi di cassa.

Il primo confronto è svolto con la baseline 2:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	1.182,97 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	-78,67 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	1.104,29 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	-979,05 €

Tab. 6.11 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	1.576,80 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.591,16 €
COSTO GAS ESCO	-4.439,11 €
RICAVO CONSUMI ESCO	728,85 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	979,05 €
RICAVO TOTALE ESCO	420,60 €

Tab. 6.12 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

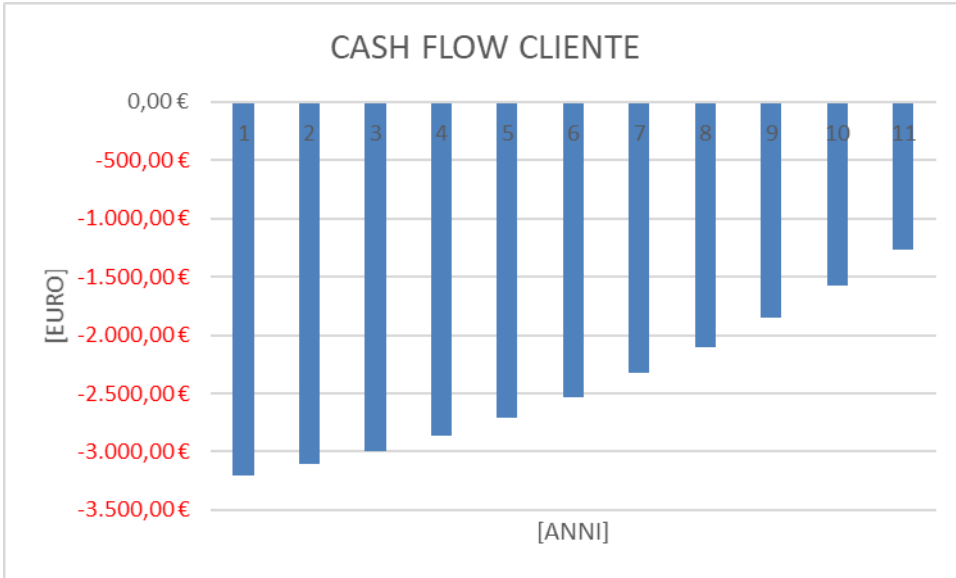


Fig. 6.41 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

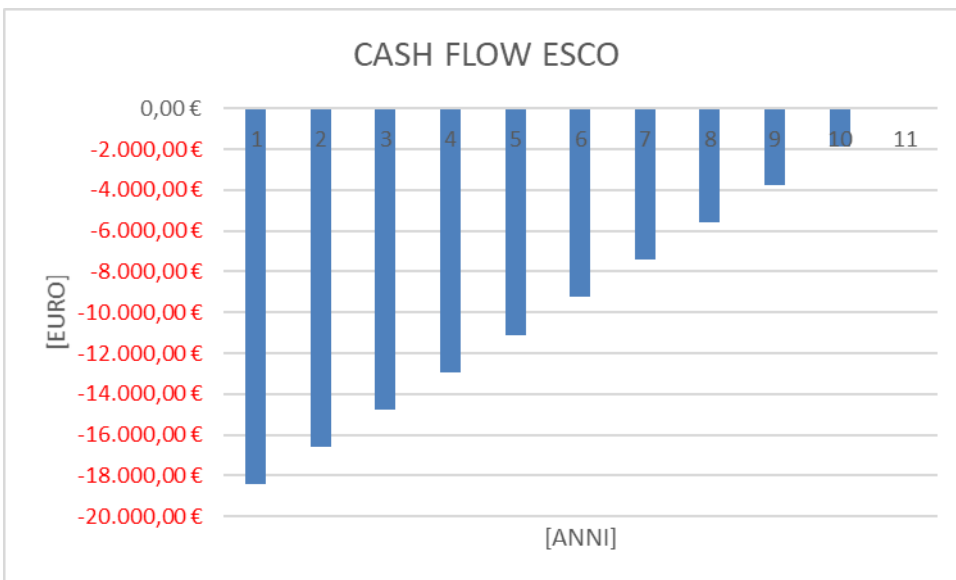


Fig. 6.42 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

Notiamo come in questo caso né l'ESCO né il cliente riescano a rientrare dell'investimento.

Il secondo confronto è svolto con la baseline 1:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	-731,97 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	2.172,61 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	1.440,64 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	-1.205,69 €

Tab. 6.13 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	1.576,80 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.591,16 €
COSTO GAS ESCO	-4.439,11 €
RICAVO CONSUMI ESCO	728,85 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	1.205,69 €
RICAVO TOTALE ESCO	647,23 €

Tab. 6.14 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

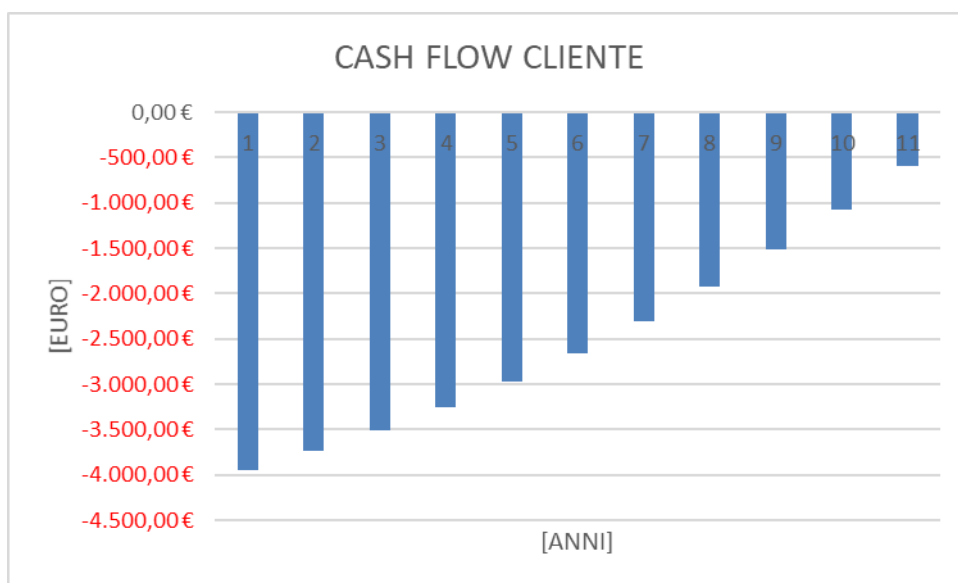


Fig. 6.43 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

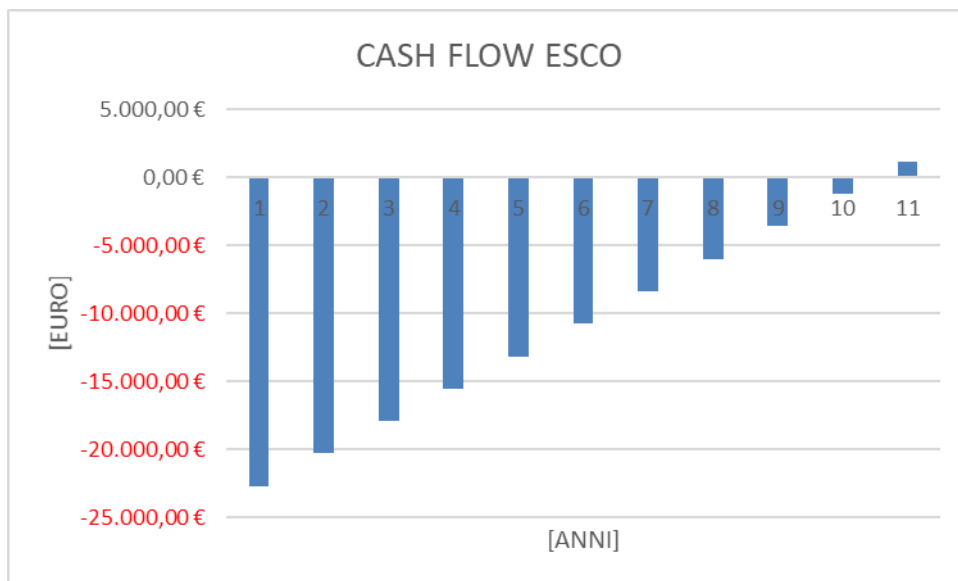


Fig. 6.44 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

In questo caso solamente l'ESCO riesce a tornare dell'investimento al decimo anno.

ECOBONUS 110

Autoconsumo		[€/kWh]	€ 0,13	€ 0,15
Scambio sul posto		[€/kWh]	€ 0,12	€ 0,12
Costo medio energia elettrica		[€/kWh]	€ 0,20	€ 0,20
Prezzo di vendita energia termica CHP		[€/kWh]	€ 0,10	€ 0,11
Prezzo di vendita energia termica no CHP		[€/kWh]	€ 0,10	€ 0,11
Costo gas CHP		[€/Sm3]	€ 0,53	€ 0,53
Costo gas no CHP		[€/Sm3]	€ 0,75	€ 0,75
Ecobonus		[%]	110%	110%
Tasso di interesse		[%]	5%	5%
Anni		[anni]	10	10
Ore di gestione al mese		[h]	3	3
Incremento costi annuale energia elettrici		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale energia termica		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale gas		[%]	2%	2%
Incremento costi gestione		[%]	1%	1%

Tab. 6.15 Parametri per il calcolo dei flussi di cassa.

Confronto con baseline 2:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	1.051,57 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	-746,31 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	305,26 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €

Tab. 6.16 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	1.708,20 €
RICAVO TERMICO ESCO	4.258,79 €
COSTO GAS ESCO	-4.439,11 €
RICAVO CONSUMI ESCO	1.527,88 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €
RICAVO TOTALE ESCO	240,58 €

Tab. 6.17 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

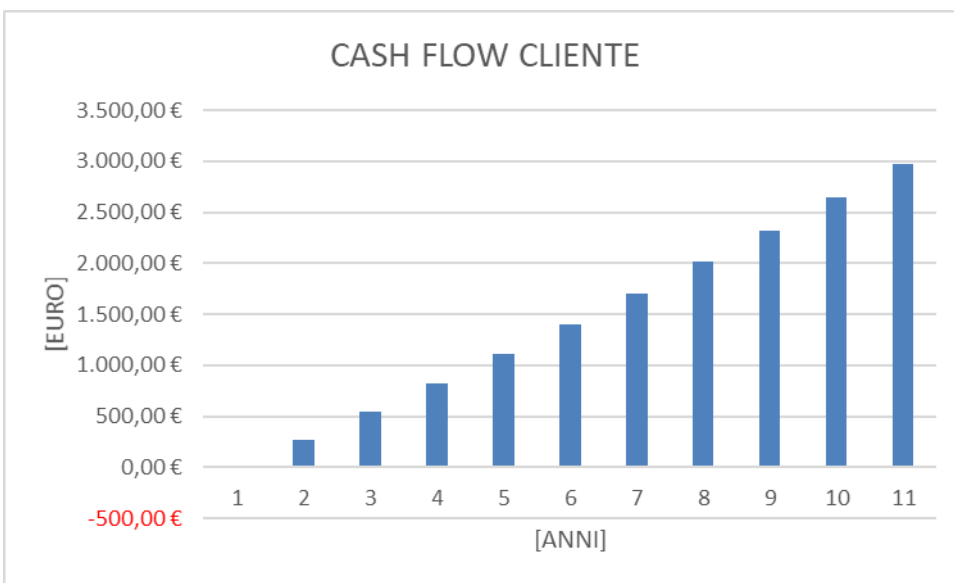


Fig. 6.45 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

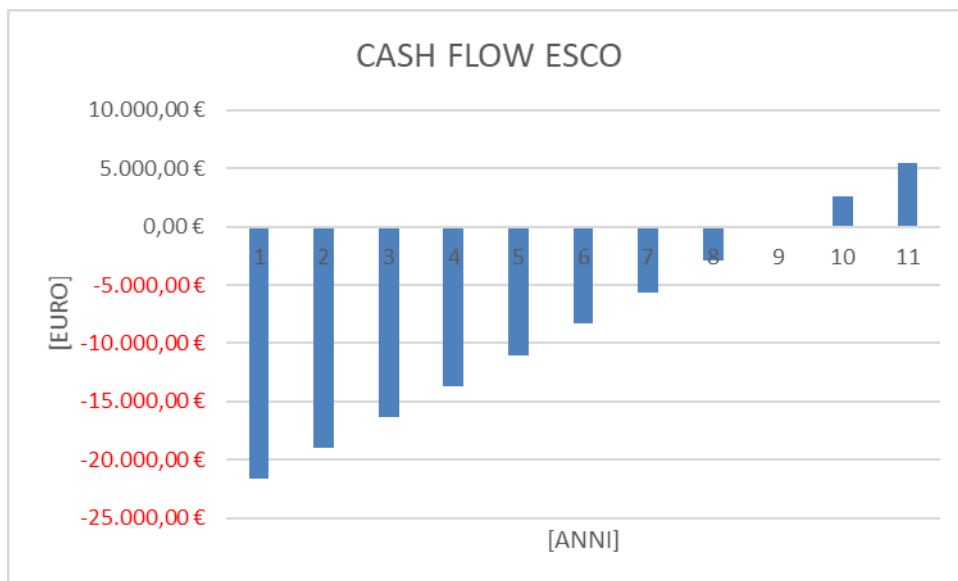


Fig. 6.46 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

Il cliente non investe denaro con l'ecobonus al 110% in quanto tutto il valore dell'investimento è coperto dalle detrazioni fiscali compresa la perdita di valore del denaro (che viene considerata del 10% rispetto al valore totale dell'investimento).

Il tempo di ritorno per l'ESCO è di nove anni.

Con la baseline 1:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	-1.126,17 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	1.471,81 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	345,64 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €

Tab. 6.18 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	1.971,00 €
RICAVO TERMICO ESCO	4.291,96 €
COSTO GAS ESCO	-4.439,11 €
RICAVO CONSUMI ESCO	1.823,85 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €
RICAVO TOTALE ESCO	536,55 €

Tab. 6.19 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

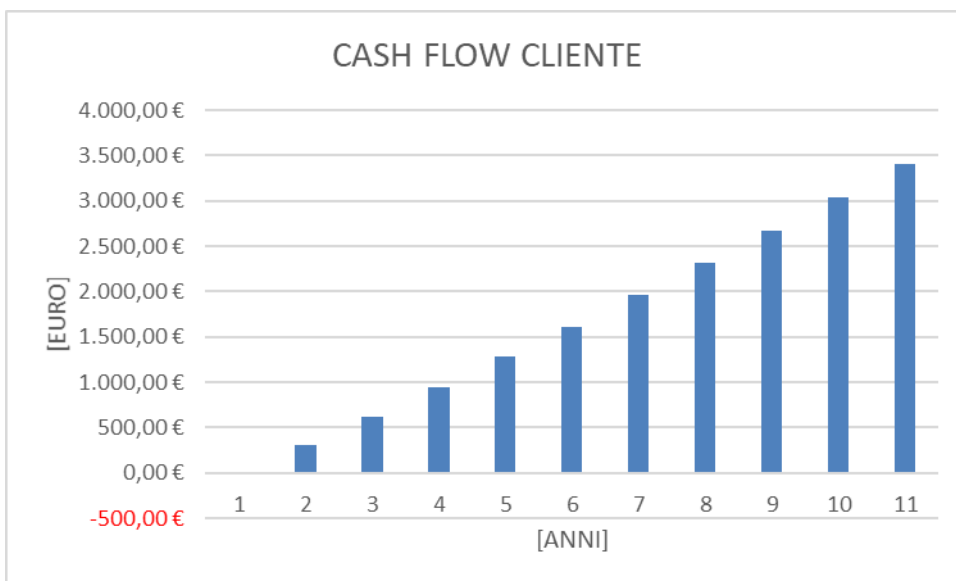


Fig. 6.47 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

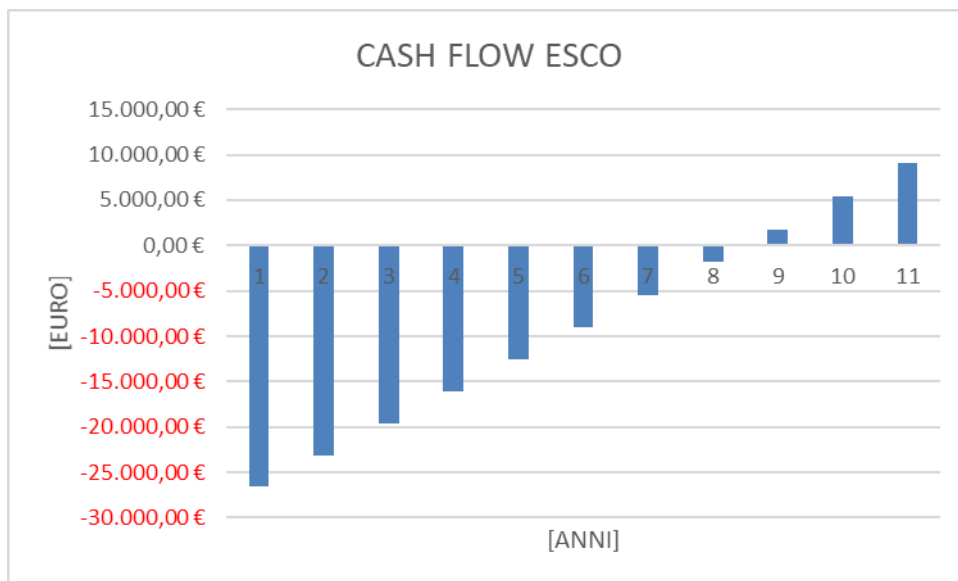


Fig. 6.48 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

Per il cliente vale la considerazione precedente. Il tempo di ritorno dell'ESCO è sempre otto anni ma il flusso di cassa cumulato al decimo anno è superiore al caso precedente.

6.8.2 SOLUZIONE A DOPPIO COGENERATORE

ECOBONUS 65

Autoconsumo		[€/kWh]	€ 0,10	€ 0,10
Scambio sul posto		[€/kWh]	€ 0,12	€ 0,12
Costo medio energia elettrica		[€/kWh]	€ 0,20	€ 0,20
Prezzo di vendita energia termica CHP		[€/kWh]	€ 0,11	€ 0,11
Prezzo di vendita energia termica no CHP		[€/kWh]	€ 0,09	€ 0,09
Costo gas CHP		[€/Sm3]	€ 0,53	€ 0,53
Costo gas no CHP		[€/Sm3]	€ 0,75	€ 0,75
Ecobonus		[%]	65%	65%
Tasso di interesse		[%]	5%	5%
Anni		[anni]	10	10
Ore di gestione al mese		[h]	3	3
Incremento costi annuale energia elettrici		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale energia termica		[%]	2%	2%
Incremento costi annuale gas		[%]	2%	2%
Incremento costi gestione		[%]	1%	1%

Tab. 6.20 Parametri per il calcolo dei flussi di cassa.

Confrontando con la baseline 2:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	2.327,21 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	-88,42 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	2.238,79 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	-1.713,35 €

Tab. 6.21 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	2.628,00 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.600,90 €
COSTO GAS ESCO	-5.224,42 €
RICAVO CONSUMI ESCO	1.004,49 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	1.713,35 €
RICAVO TOTALE ESCO	1.430,53 €

Tab. 6.22 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

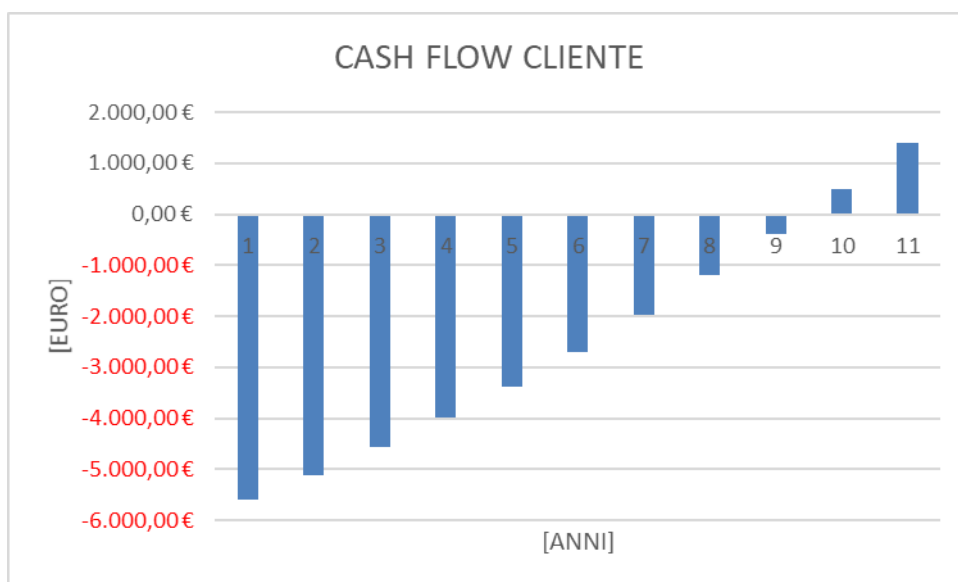


Fig. 6.49 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

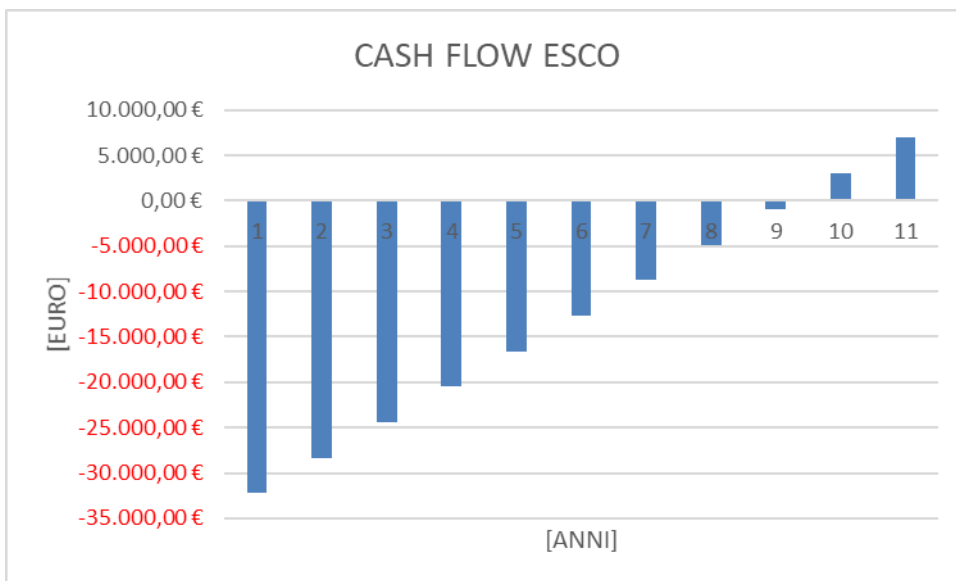


Fig. 6.50 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

In questo caso il tempo di ritorno del cliente è nove anni mentre per la ESCO sono otto.

Confrontando con la baseline 1:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	412,27 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	2.162,86 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	2.575,14 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	-1.939,98 €

Tab. 6.23 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	2.628,00 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.600,90 €
COSTO GAS ESCO	-5.224,42 €
RICAVO CONSUMI ESCO	1.004,49 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	1.939,98 €
RICAVO TOTALE ESCO	1.657,17 €

Tab. 6.24 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

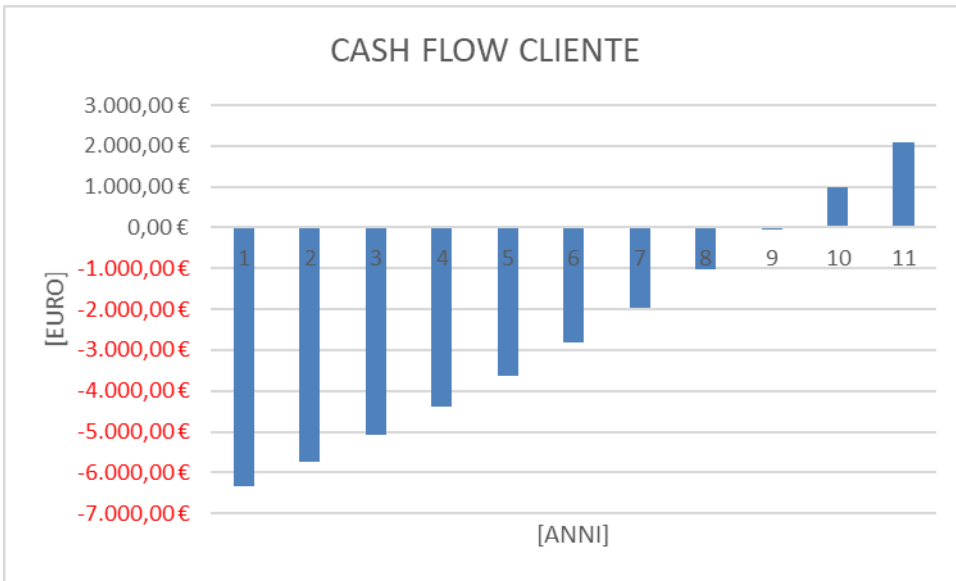


Fig. 6.51 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

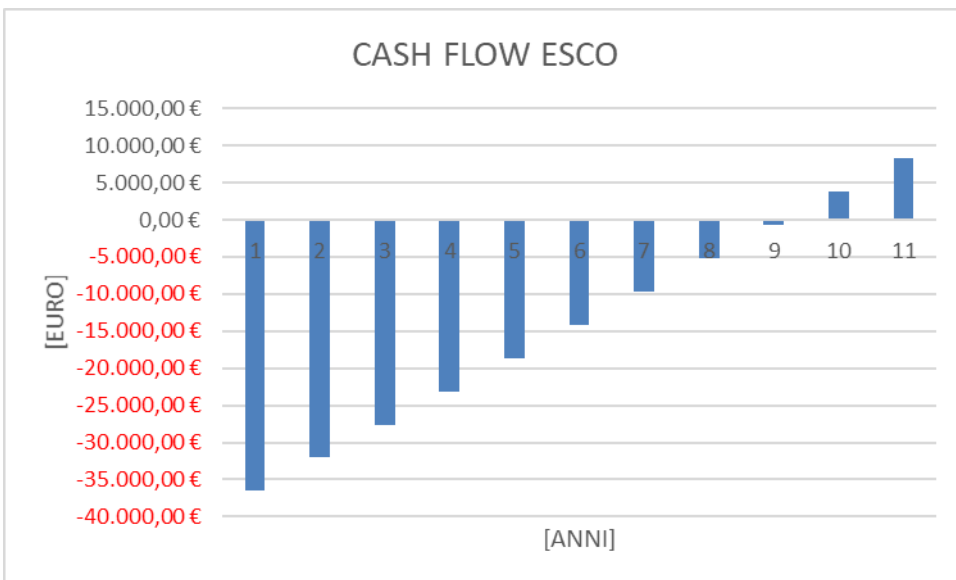


Fig. 6.52 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

In questo caso il tempo di ritorno è otto anni sia per il cliente che per la ESCO.

ECOBONUS 110

Confronto con la baseline 2:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	750,41 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	-313,21 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	437,20 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €

Tab. 6.25 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	4.204,80 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.825,69 €
COSTO GAS ESCO	-5.224,42 €
RICAVO CONSUMI ESCO	2.806,08 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €
RICAVO TOTALE ESCO	1.518,78 €

Tab. 6.26 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

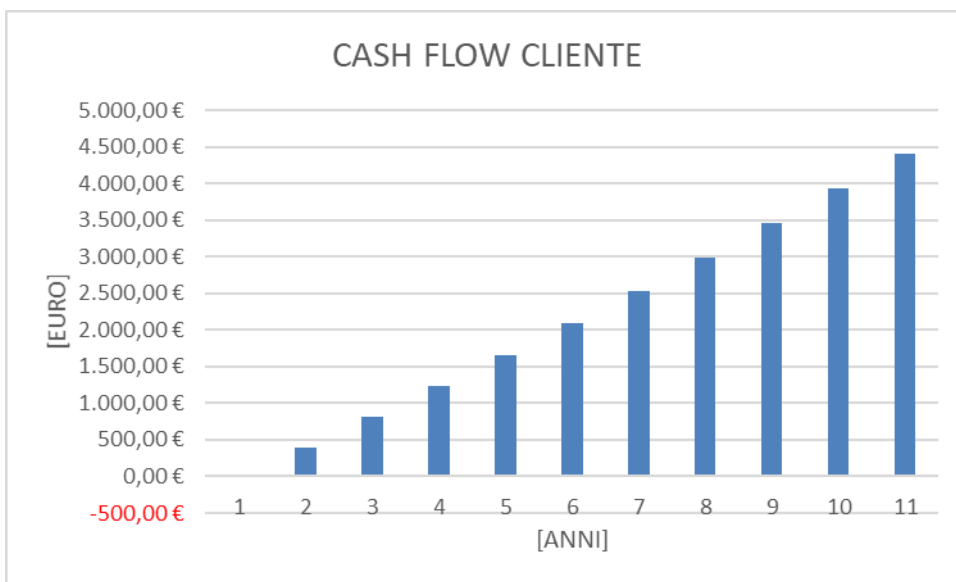


Fig. 6.53 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

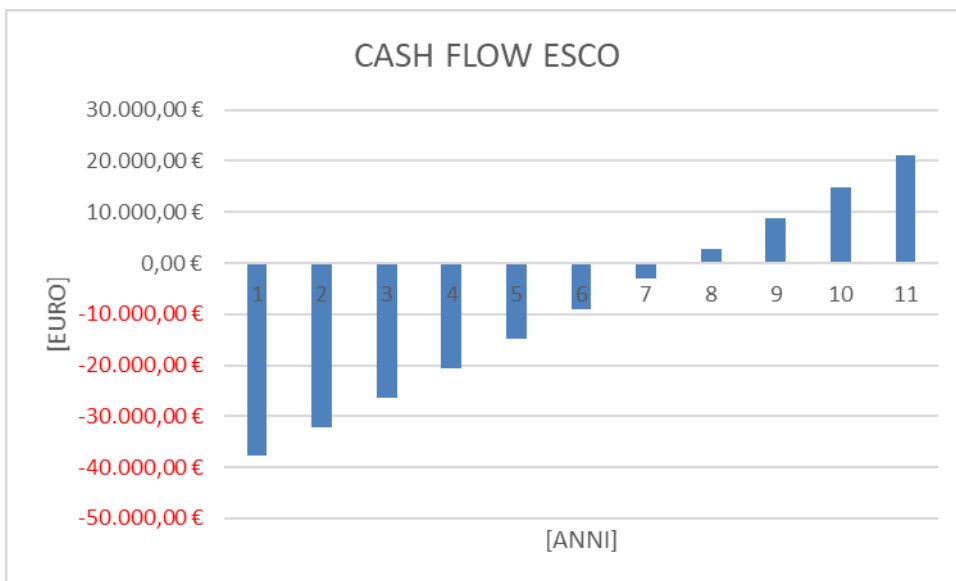


Fig. 6.54 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

Il tempo di ritorno della ESCO è di sette anni.

Confrontando con la baseline 1:

RISPARMIO ELETTRICO CLIENTE	-1.164,53 €
RISPARMIO TERMICO CLIENTE	1.938,07 €
RISPARMIO TOTALE CLIENTE	773,55 €
COSTO GESTIONE ANTE INTERVENTO	357,00 €
COSTO GESTIONE POST INTERVENTO	-392,70 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €

Tab. 6.27 Flussi di cassa cliente al primo anno.

RICAVO ELETTRICO ESCO	4.204,80 €
RICAVO TERMICO ESCO	3.825,69 €
COSTO GAS ESCO	-5.224,42 €
RICAVO CONSUMI ESCO	2.806,08 €
COSTO GESTIONE ESCO	-1.080,00 €
RICAVO GESTIONE ESCO	392,70 €
COSTO MANUTENZIONE ORDINARIA	-600,00 €
RATA RITORNO INVESTIMENTO CLIENTE	0,00 €
RICAVO TOTALE ESCO	1.518,78 €

Tab. 6.28 Flussi di cassa ESCO al primo anno.

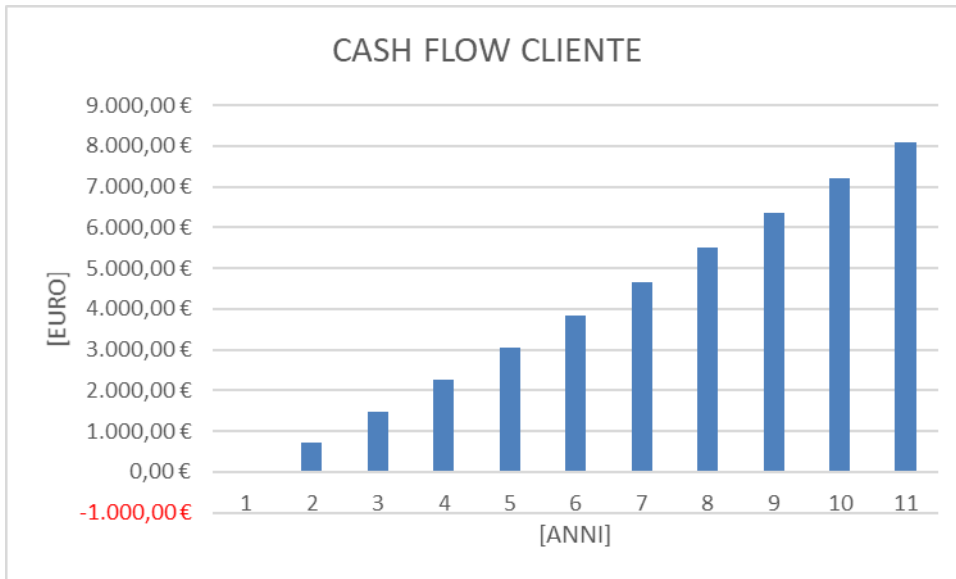


Fig. 6.55 Cash flow cliente nei dieci anni di contratto.

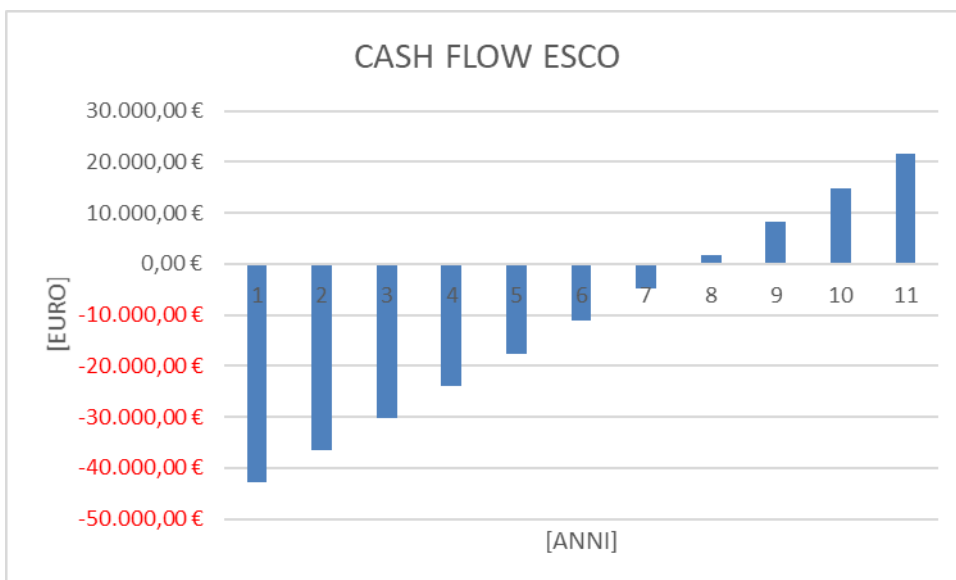


Fig. 6.56 Cash flow ESCO nei dieci anni di contratto.

Il tempo di ritorno per la ESCO è di sette anni.

6.9 CONFRONTO ANALISI ECONOMICHE

La prima considerazione che può essere fatta dai paragrafi precedenti è che l'investimento risulta migliore acquistando la pompa di calore con la macchina o le macchine

cogenerative. In caso di presenza della pompa di calore l'investimento non è infatti da potersi considerare remunerativo se non in minima parte.

Confronto con baseline 2:

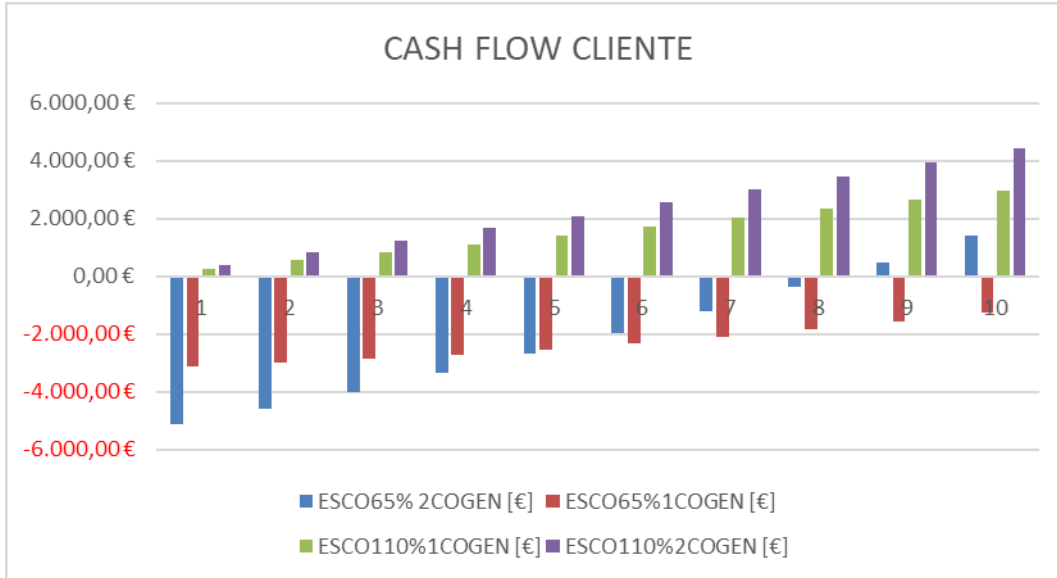


Fig. 6.57 Flussi di cassa cumulati del cliente sui dieci anni di contratto nel caso del confronto con la baseline 2.

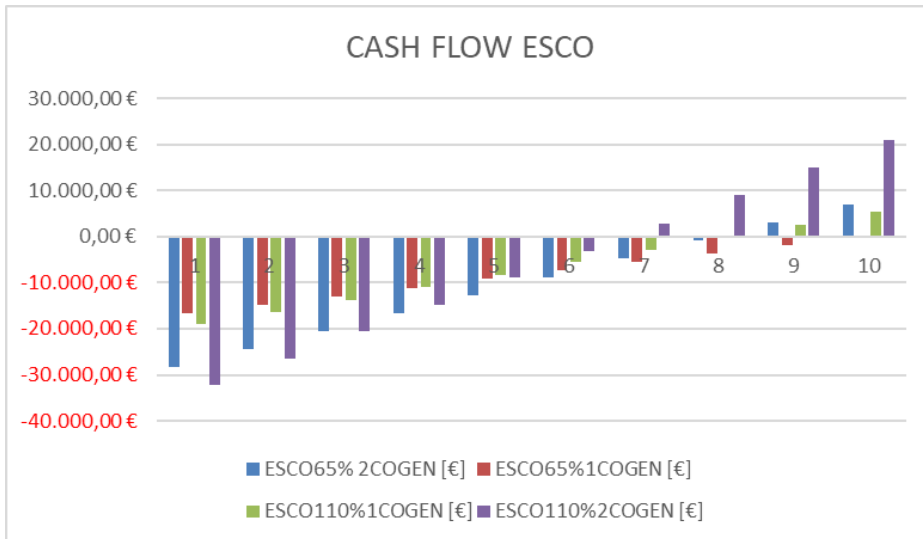


Fig. 6.58 Flussi di cassa cumulati dell'ESCO sui dieci anni di contratto nel caso del confronto con la baseline

Confronto con la baseline 2:

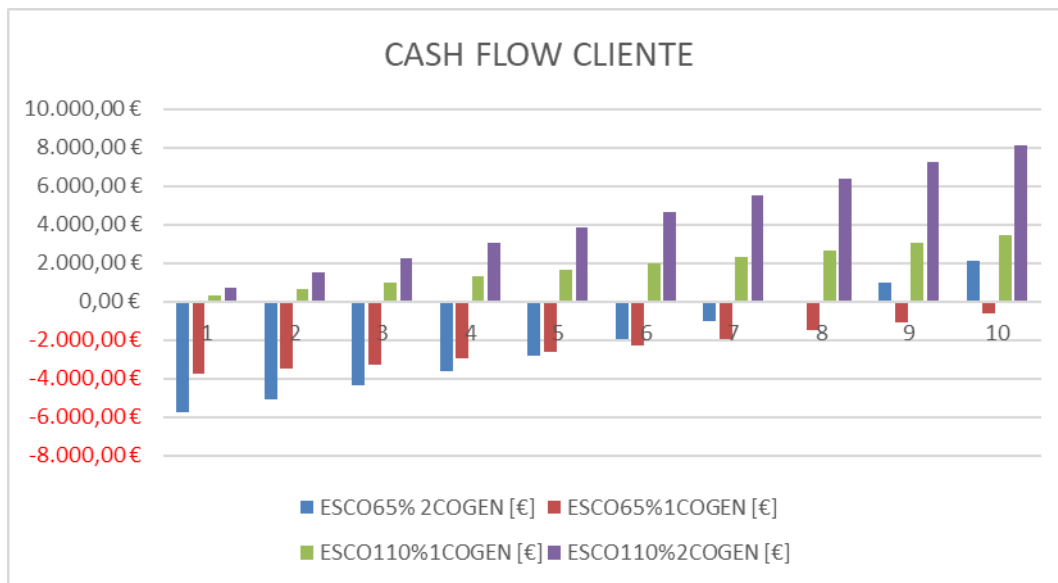


Fig. 6.59 Flussi di cassa cumulati del cliente sui dieci anni di contratto nel caso del confronto con la baseline 1.

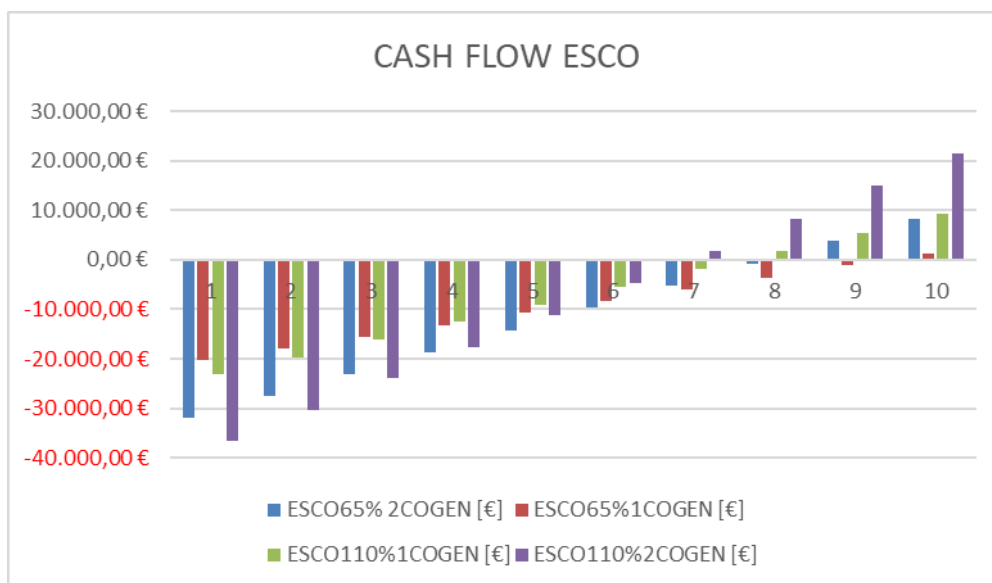


Fig. 6.60 Flussi di cassa cumulati dell'ESCO sui dieci anni di contratto nel caso del confronto con la baseline 1.

Come si può vedere bene dagli ultimi quattro grafici l'investimento ha tempi di ritorno molto elevati in qualunque caso. La situazione migliore si ha con l'ecobonus fissato al 110% in quanto il cliente non sostiene spese all'anno zero. Questo comporta la possibilità da parte dell'ESCO di alzare le tariffe dell'energia e di conseguenza aumentare i propri

flussi di cassa. Il ricavo sulla gestione diventa dunque elevato. Vediamo inoltre come il miglior caso sia sempre quello in cui viene massimizzato l'autoconsumo elettrico e dunque quando abbiamo due cogeneratori in grado di coprire l'intero carico elettrico sia della pompa di calore che dei consumi elettrici del condominio.

CONCLUSIONI

In questa tesi si è studiato tramite una serie di simulazioni la fattibilità della microgenerazione a celle a combustibile accoppiata ad una pompa di calore per la produzione di ACS nei condomini tramite contratto EPC. Dal punto di vista energetico si è visto come l'utilizzo della soluzione cogenerativa migliori le *performances* dell'impianto sia considerando il miglior utilizzo dell'energia primaria che il miglior rapporto energia primaria/energia di output. La possibilità di accoppiare la cella a combustibile con PDC risulta essere inoltre una soluzione molto interessante andando a migliorare la gestione dell'energia primaria potendo garantire alla pompa energia elettrica prodotta tramite un rendimento molto maggiore di quello della rete. In ultimo, dal punto di vista energetico, abbiamo visto come la massimizzazione dell'autoconsumo elettrico abbassi notevolmente la richiesta di energia primaria del sistema: rispetto ad una situazione ante intervento in cui vi è solo la caldaia abbiamo infatti una diminuzione di energia primaria del 19% sia nel caso di un singolo cogeneratore che qualora ve ne fossero due. Dal punto di vista economico si è visto come i tempi di ritorno siano alti. Neppure l'ecobonus fissato al 110% è in grado di abbassarli in maniera apprezzabile, sebbene permetta di produrre dei flussi di cassa cumulati molto migliori sia per il cliente che per la ESCO. Anche in questo caso la soluzione migliore continua ad essere quella dei due cogeneratori confrontati con la baseline solo caldaia in quanto permette di sfruttare l'effetto fortemente positivo della pompa di calore sulla produzione dell'energia termica con la massimizzazione dell'autoconsumo elettrico. In generale, tuttavia, si è visto come i costi di investimento siano troppo elevati rispetto alle possibilità di risparmio energetico. Per un maggior utilizzo di questa tecnologia dunque risulta necessario che il rapporto costo/kW della macchina diminuisca in maniera consistente. Infatti, il problema della macchina considerata non è stato solamente l'elevato costo, ma anche la taglia eccessivamente ridotta. In ultimo vediamo come le emissioni si riducano considerando un ante intervento solo caldaia. Questo non è tuttavia vero nel caso la pompa di calore sia già installata. In questo caso infatti le emissioni sono mantenute basse dalla penetrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica nonostante il basso rendimento della stessa.

In conclusione, la microgenerazione a celle a combustibile presenta un chiaro miglioramento energetico ed ambientale con la massimizzazione dell'autoconsumo

elettrico mentre minori costi delle macchine sono attesi affinché il vantaggio sia importante anche dal punto di vista economico. La presenza di una pompa di calore già installata riduce tuttavia in maniera importante qualunque vantaggio della microgenerazione.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ing. Nino Di Franco, 15-16 Giugno 2011, *Corso di formazione professionale per energy manager-trenitalia*, Bologna
- [2] Vio M., 2007, *impianti di cognerazione, manuale per la valutazione economica ed energetica*, Editorialedelfino, Milano
- [3] Prof. Ing. Nardin G., *Cogenerazione e Trigenerazione*, <<http://associazionealternativa.it/it/wp-content/uploads/2018/09/Cogenerazione-e-Trigenerazione-FORMAZIONE-TECNICA.pdf>>
- [4] Rino Romani, 7-11-gennaio 2019, *Cogenerazione, Corso preparazione EGE*, Roma
- [5] ANGRISANI, Giovanni, et al. Performance assessment of cogeneration and trigeneration systems for small scale applications. *Energy Conversion and Management*, 2016, 125: 194-208.
- [6] ANGRISANI, G.; ROSELLI, C.; SASSO, M. Distributed microtrigeneration systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2012, 38.4: 502-521.
- [7] DEA - Dipartimento di Energia e Ambiente – CISM, *Trigenerazione*, <<http://media.cism.it/attachments%2FTrigen.pdf>>
- [8] BELLOCCHI, Sara, et al. Electrification of transport and residential heating sectors in support of renewable penetration: Scenarios for the Italian energy system. *Energy*, 2020, 196: 117062.
- [9] D.Lgs. 8-2-2007 n. 20
- [10] HERRMANN, A.; MÄDLÖW, A.; KRAUSE, H. Key performance indicators evaluation of a domestic hydrogen fuel cell CHP. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44.35: 19061-19066.
- [11] L.6 dicembre 1962, n. 1643. “istituzione dell'ente nazionale per la energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche.”

[12] Legge 9 gennaio 1991, n. 10

[13] Comitato interministeriale dei prezzi deliberazione 29 aprile 1992

[14] Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"

[15] "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (deliberazione n. 42/02)

[16] Direttiva 2004/8/CE del parlamento europeo e del consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE

[17] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE"

[18] Decreto 5 settembre 2011 "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento".

[19] Decreto 4 agosto 2011 "Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE. (11A12046)"

[20] Busato F., 2015, *analisi economica, fondamenti e applicazioni al sistema edificio-impianto*, Editorialidelfino, Milano

[21] Direttiva 2006/32/CE del parlamento europeo e del consiglio del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio

[22] Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE"

- [23] GSE, 2019, *Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento*
- [24] Deliberazione 27 ottobre 2011 - EEN 9/11 “Aggiornamento, mediante sostituzione dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica”
- [25] Casaclima, *Contratti EPC, principi generali ed elementi chiave*
< http://www.gop.it/doc_pubblicazioni/724_6ugkd55z81_eng.pdf>
- [26] Forni D., Tomassetti G., Di Santo D., 2012, *ANALISI DEL MERCATO DELLA MICROCOGENERAZIONE IN ITALIA CON RIFERIMENTO A DIMENSIONAMENTO, PERFORMANCE E GESTIONE*, FIRE
- [27] Forni D., Tomassetti G., Di Santo D., 2012, *ANALISI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO DI MACCHINE COGENERATIVE E LINEE GUIDA PER IL DIMENSIONAMENTO E LA GESTIONE*, FIRE
- [28] FUENTES, E.; ARCE, L.; SALOM, J. A review of domestic hot water consumption profiles for application in systems and buildings energy performance analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81: 1530-1547.
- [29] APOSTOLOV, Dimitar; LARSEN, Olena Kalyanova. DOMESTIC HOT WATER CONSUMPTION AND ITS IMPACT ON SYSTEMS WITH CIRCULATION.
- [30] PARKER, Danny S.; FAIREY, Philip W.; LUTZ, James D. Estimating daily domestic hot-water use in North American homes. *ASHRAE Trans*, 2015, 121.2.
- [31] BOUCHELLE, Matthew P.; PARKER, D. S.; ANELLO, M. T. Factors influencing water heating energy use and peak demand in a large scale residential monitoring study. 2000.
- [32] Robinson I., 2018, *Design Guide Stored Hot Water Solutions in Heat Networks*
- [33] 2002, *MANDATE TO CEN AND CENELEC FOR THE ELABORATION AND ADOPTION OF MEASUREMENT STANDARDS FOR HOUSEHOLD APPLIANCES:*

WATER-HEATERS, HOT WATER STORAGE APPLIANCES AND WATER HEATING SYSTEMS

- [34] CHEN, X. P., et al. A domestic CHP system with hybrid electrical energy storage. *Energy and Buildings*, 2012, 55: 361-368.
- [35] MAGNANI, Sandro; PEZZOLA, Lorenzo; DANTI, Piero. Design optimization of a heat thermal storage coupled with a micro-CHP for a residential case study. *Energy Procedia*, 2016, 101: 830-837.
- [36] SPUR, Roman, et al. Influence of the domestic hot-water daily draw-off profile on the performance of a hot-water store. *Applied Energy*, 2006, 83.7: 749-773.
- [37] ISPRA PG Nr. 0001405 del 14/01/2020- Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del decreto legislativo n. 30 del 2013 (rif. Anno 2019)
- [38] Rapporto ISPRA:” Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei, n. 303/2019” (rif. Anno 2017)
- [39] Rapporto Terna, Maggio 2020: “Rapporto mensile sul