



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA MECCANICA E MECCATRONICA

TESI DI LAUREA TRIENNALE

Modellizzazione di un impianto trigenerativo: valutazioni energetiche ed economiche

Relatore: Prof. Ing. MARCO NORO

Laureando: GIULIO VIALETTO
Matricola: 596518-IMM

ANNO ACCADEMICO 2010-2011

Sommario

I sistemi a trigenerazione sono impianti che producono energia elettrica, termica e frigorifera. L'impianto è strutturato per utilizzare il calore di scarto risultante dalla produzione di elettricità. Questo può consentire, se l'impianto è ben dimensionato rispetto le esigenze energetiche dell'utenza servita, di sfruttare più efficientemente l'energia del combustibile, diminuendo i consumi ed i costi rispetto alla produzione separata delle diverse forme di energia.

Le strategie possibili di funzionamento sono molteplici, per cui si necessita di parametri di valutazione per una corretta comparazione in termini economici e di prestazioni termodinamiche delle soluzioni adottate.

È stato implementato il modello matematico come programma a partire da un modello descritto in letteratura (Kavvadias et al, 2010), in ambiente Microsoft Excel, con l'ausilio di macro sviluppate in codice Visual Basic. Si è svolta una breve ricerca sul sistema tariffario di elettricità e gas per contestualizzare il modello alla situazione italiana. Definito lo scenario in cui opera l'impianto a trigenerazione, si è proceduto alla simulazione delle diverse strategie per valutare quale fosse la migliore.

Introduzione

L'utilizzo di fonti di combustibile fossile per il riscaldamento di edifici e la produzione di energia elettrica, se mantenuto ai livelli attuali, è ambientalmente ed economicamente insostenibile. Carbone, petrolio e gas naturale sono materie prime a disponibilità limitata, con un costo di estrazione sempre maggiore e concentrate in paesi instabili politicamente (il caso attuale della Libia, tra i maggiori fornitori di gas naturale per l'Italia, è emblematico). I prodotti della loro combustione, inoltre, stanno danneggiando l'ambiente con modalità diverse:

- aumento della quantità di gas serra in atmosfera (anidride carbonica, metano);
- aumento della temperatura media globale, a causa dell'aumento dei gas serra;
- aumento del rilascio di gas inquinanti (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, ozono), alcuni responsabili di piogge acide che danneggiano il patrimonio boschivo già compromesso;
- aumento dell'acidità degli oceani, con distruzione dell'habitat marino.

I sistemi a cogenerazione e trigenerazione non sono tecnologie alternative alle fonti di combustibile fossile, ma si propongono di sfruttarle più efficacemente. Quando noi produciamo energia elettrica, solo una parte dell'energia chimica del combustibile è convertita in elettricità (con un rendimento compreso tra lo 0,33 delle più datate centrali termoelettriche a ciclo Hirn e lo 0,5-0,6 delle più moderne centrali a ciclo combinato). La maggior parte dell'energia del combustibile è dispersa sottoforma di calore a bassa temperatura nell'ambiente esterno, con un enorme spreco di energia. La tecnologia cogenerativa cerca di sfruttare questo calore di scarto, in particolare quando è necessario ad una determinata utenza. A parità di energia utile prodotta, il risultato è un minor consumo di combustibile. Ad esempio, se abbiamo una richiesta di 45 unità di energia termica e 38 unità di energia elettrica sono richieste 53+95=148 unità di energia fornite dal combustibile per produrle separatamente.

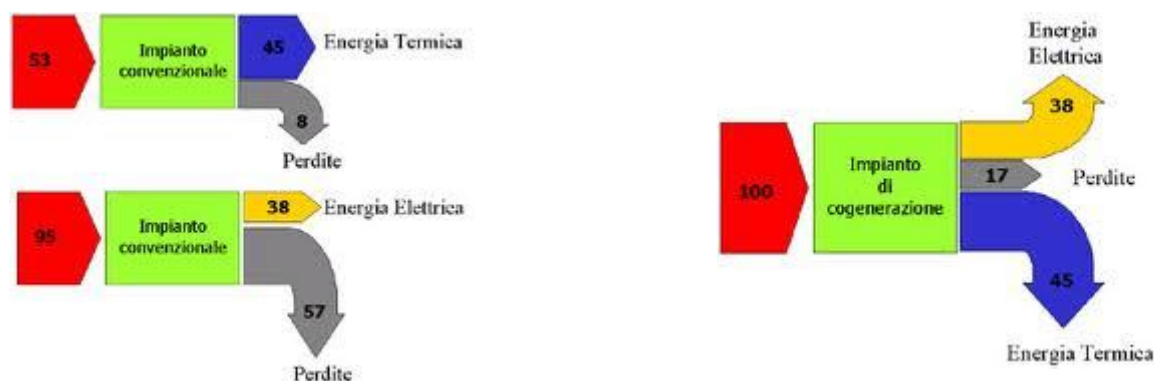


Figura 1 - Flussi energetici per la produzione di energia termica ed elettrica con produzione separata (a sinistra) e produzione cogenerativa (a destra)

Con un'unità a cogenerazione, viceversa, avremo un consumo di sole 100 unità di combustibile, con un risparmio netto del 45%. I sistemi a trigenerazione presentano in più, rispetto agli impianti a cogenerazione, una macchina termica ad adsorbimento (o ad assorbimento). Tale macchina sfrutta l'energia termica disponibile per produrre energia frigorifera: durante il periodo estivo il calore reso disponibile dal

cogeneratore sarebbe inutilizzato dalle utenze che lo utilizzano solo per il riscaldamento e l'acqua sanitaria. Così facendo, diminuisce l'energia frigorifera richiesta ad un chiller elettrico dall'utenza.

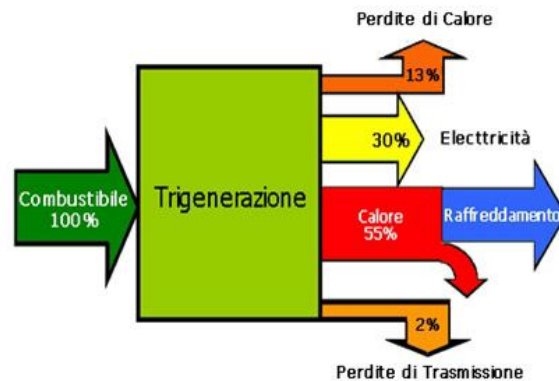


Figura 2 - Flusso energetico per un impianto trigenerativo

La valutazione della convenienza di realizzare un impianto così complesso si scontra però con la difficoltà di valutare l'insieme di macchine che lo compongono. Non vi è, inoltre, una strategia univoca che consente di sfruttare al meglio l'impianto, ma ci sono più strategie che possono massimizzare uno o più criteri di valutazione adottati. La modellizzazione al computer permette un'adeguata simulazione, nei limiti delle approssimazioni necessarie per l'implementazione del modello. Si possono condurre, inoltre, delle analisi sia termodinamiche che economiche. L'implementazione dei regimi tariffari a cui è soggetta l'energia elettrica prodotta risulta essere complessa, vista la panoramica di offerte proposte dal libero mercato.

L'elaborato si articola in vari capitoli. Il primo è una descrizione dell'impianto e delle macchine termiche che lo compongono. Il secondo capitolo è una rappresentazione e spiegazione dell'algoritmo del modello. Il terzo descrive le strategie di funzionamento del sistema. Il quarto capitolo fa un breve accenno ai regimi tariffari ai cui sono sottoposti in Italia gas e l'energia elettrica (sia il consumo che l'immissione in rete). Il quinto capitolo descrive i parametri di valutazione adottati per il confronto delle diverse strategie di funzionamento. Il sesto ed il settimo capitolo presentano i risultati che ottenuti dal modello.

Indice

Sommario

Introduzione

Indice

1	Impianto e macchine termiche	pag. 7
	1.1 Schema impianto	
	1.2 Cogeneratore	
	1.3 Macchina ad adsorbimento termico	
	1.4 Serbatoio	
	1.5 Boiler	
	1.6 Chiller elettrico	
	1.7 Tipologia di utenza e curva di carico	
2	Algoritmo del modello	pag. 13
	2.1 Premessa	
	2.2 Cogeneratore	
	2.3 Macchina ad adsorbimento termico	
	2.4 Serbatoio	
	2.5 Condizionatore elettrico	
	2.6 Boiler	
	2.7 Schema complessivo del modello	
3	Strategie	pag. 20
	3.1 Copertura carico base (BL)	
	3.2 Copertura Picco (PS)	
	3.3 Funzionamento continuo (CO)	
	3.4 Copertura carico elettrico equivalente (ELF)	
4	Tariffe	pag. 24
	4.1 Tariffa del gas naturale	
	4.2 Tariffa dell'energia elettrica immessa in rete	
	4.3 Tariffa dell'energia elettrica acquistata dalla rete	
5	Parametri	pag. 27
	5.1 Parametri di valutazione	
	5.2 Parametri termodinamici: copertura carico, PESR	
	5.3 Parametri economici: VAN, Pay-Back	
6	Risultati termodinamici	pag. 30
	6.1 Copertura carico base (BL)	

6.2	Copertura Picco (PS)	
6.3	Funzionamento continuo (CO)	
6.4	Carico elettrico equivalente (ELF)	
7	Risultati economici	pag. 42
7.1	Copertura carico base (BL)	
7.2	Copertura Picco (PS)	
7.3	Funzionamento continuo (CO)	
7.4	Carico elettrico equivalente (ELF)	
	Conclusioni	pag. 58
	Bibliografia	pag. 60
	Appendice A Breve guida all'interfaccia grafica del modello	pag. 61

1. Impianto e macchine termiche

1.1 Schema impianto

Il sistema a trigenerazione preso in esame nel modello è composto dalle seguenti macchine termiche:

- l'unità cogenerativa formata da un motore a combustione interna collegato meccanicamente con un generatore elettrico;
- la macchina frigorifera ad adsorbimento;
- l'insieme di tubature che collega la macchina a cogenerazione con le altre macchine termiche e l'utenza, che definisco "serbatoio" perché di capacità termica non trascurabile;
- una caldaia di integrazione per la fornitura di calore all'utenza;
- un chiller elettrico per l'integrazione dell'energia frigorifera richiesta dall'utenza.

In figura 1.1 uno schema funzionale dell'impianto, preso da letteratura (Kavvadias et al., 2010)

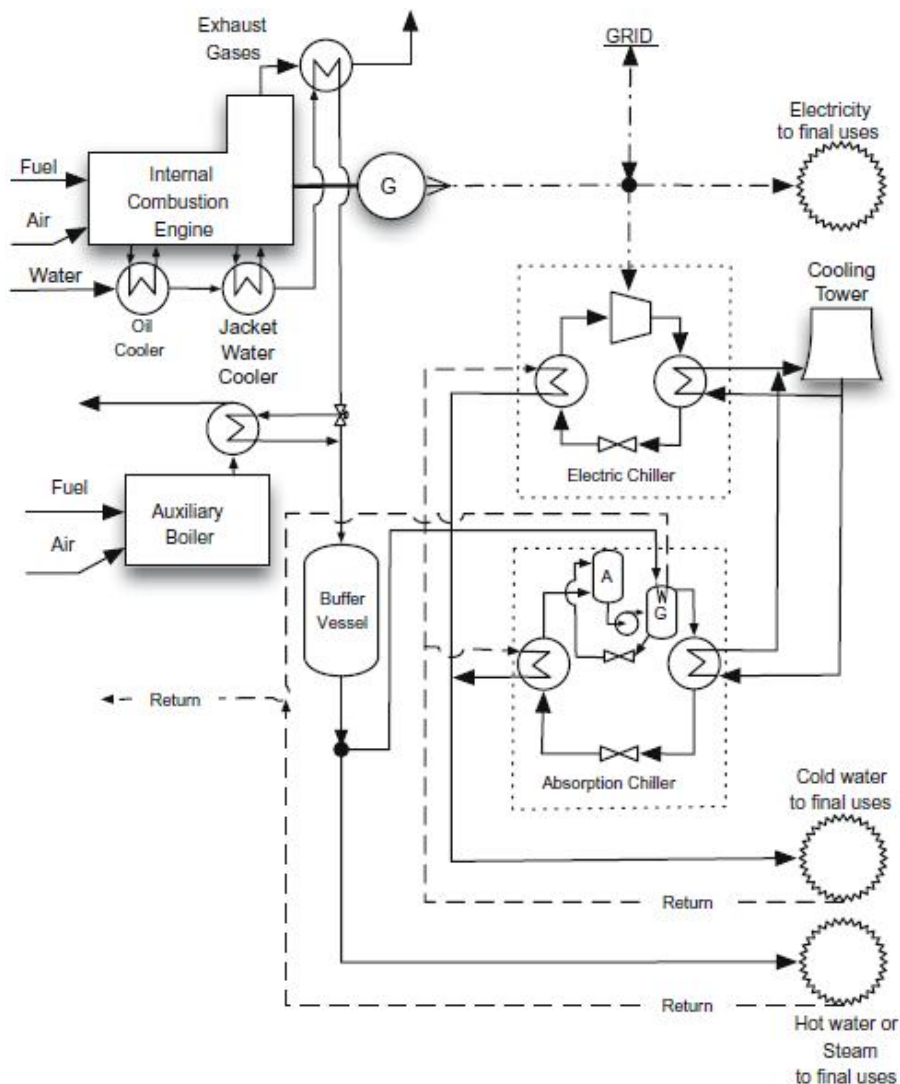


Figura 1.1 - Schema funzionale dell'impianto

Per avere un riscontro obiettivo, i parametri delle macchine che compongono l'impianto (citati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3 ed 1.4) sono stato ricavati da un analogo caso studiato in letteratura (Kavvadias et al., 2010).

1.2 Unità di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP)

È formata da un motore endotermico, che, bruciando combustibile, produce energia meccanica trasformata in energia elettrica da un generatore elettrico. L'acqua di raffreddamento ed i gas di scarico del motore rendono disponibile energia termica a temperature differenti (400-500 °C nei caso dei fumi, 90-95 °C nel caso del circuito di raffreddamento), ma nel nostro caso vengono considerate allo stesso livello termico in quanto l'utenza studiata per ricavare il modello non necessita di calore a differenti temperature. I parametri termodinamici che descrivono tale macchina sono:

- HPR (Heat to Power Ratio): è l' indice che tiene conto della quantità di energia termica disponibile rispetto all'energia elettrica prodotta
- F^{CHP} (kW): è il consumo di combustibile con il funzionamento del motore
- Th^{CHP} (kW): è la potenza termica resa disponibile dell'unità di cogenerazione

I parametri elettrici sono:

- $\eta_{ELE.CHP}$: è il rendimento della conversione dell'energia del combustibile in energia elettrica, considerando sia il rendimento meccanico del motore sia il rendimento del generatore elettrico
- P_{MAX} (MW): è la potenza elettrica nominale della macchina. Il suo valore è una variabile definita dall'utente prima della simulazione
- EI^{CHP} (kW): è la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore

$$Th^{CHP} = EI^{CHP} * HPR \quad (1-1)$$

$$EI^{CHP} = \eta_{ELE.CHP} * F^{CHP} \quad (1-2)$$

I parametri economici che definiscono l'unità di cogenerazione sono invece:

- costo unitario(C, (M€/MW)): indica il prezzo specifico dell'unità in funzione della potenza nominale elettrica (MW)
- fattore di scala(n_1): indica il fattore di scala del costo del CHP

$$Costo_{MACCHINA} = C * P_{MAX}^{n_1} \quad (1-3)$$

Parametro impianto	Valore assunto
HPR	1,33
$\eta_{ELE.CHP}$	33%

costo unitario (C)	1 M€/MW
fattore di scala (η_1)	0,75

Tabella 1.1 - Elenco dei parametri descrittivi del cogeneratore

1.3 Macchina ad adsorbimento

La macchina frigorifera ad adsorbimento produce energia frigorifera a partire da energia termica. A causa del basso coefficiente di prestazione (COP), la macchina è attivata solo quando è disponibile calore proveniente dall'unità di cogenerazione o dal serbatoio, viceversa non interviene se è necessario produrre quel calore richiesto con il boiler. I parametri termodinamici sono:

- $COP^{ADSOR.}$: è il coefficiente di prestazione, ovvero quanta energia termica riesce a convertire in energia frigorifera
- R_{affr_MAX} (kW): è la potenza frigorifera nominale della macchina
- $Th^{ADSOR.}$ (kW): è la potenza termica in entrata (dal CHP o dal serbatoio) alla macchina necessaria al suo funzionamento
- $R_{affr}^{ADSOR.}$ (kW): è la potenza frigorifera in uscita (prodotta) dalla macchina

$$R_{affr}^{ADSOR.} = Th^{ADSOR.} * COP^{ADSOR.} \quad (1-4)$$

I parametri economici sono invece:

- costo unitario (C, (M€/MW)): indica il prezzo della mia unità in funzione della potenza frigorifera (MW)
- fattore di scala (η_2): indica il fattore di scala del costo dell'adsorbimento

$$Costo_{MACCHINA} = C * P_{MAX}^{\eta_2} \quad (1-5)$$

Parametro impianto	Valore assunto
$COP^{ADSOR.}$	0,7
costo unitario (C)	0,25 M€/MW
fattore di scala (η_2)	0,5

Tabella 1.2 - Elenco dei parametri descrittivi della macchina termica ad adsorbimento

1.4 Serbatoio

Il sistema di tubature che trasporta il calore prodotto dall'unità di cogenerazione e del boiler all'adsorbimento ed all'utenza può essere considerato come un serbatoio dotato di una certa capacità termica. Definisce un range di temperatura dell'acqua entro il quale il serbatoio lavora. Se la temperatura è superiore alla massima

consentita (surriscaldamento dell'acqua contenuta), interviene un meccanismo di protezione che smaltisce il calore in eccesso. È necessario per evitare che si possa formare del vapore d'acqua e che il serbatoio esploda.

I parametri termodinamici sono:

- mC_p (kW/°C): è la capacità termica del serbatoio
- T_{MIN}, T_{MAX} (°C): definiscono il range operativo di temperatura in cui opera il serbatoio
- Th^{WASTE} (kW): è il calore smaltito dal serbatoio quando si surriscalda

Parametro impianto	Valore assunto
mC_p	5000 kW/°C
Tmin, Tmax	40-95 °C

Tabella 1.3 - Elenco dei parametri descrittivi del serbatoio

1.5 Boiler

Si rende necessaria la presenza di un boiler come macchina di backup nel caso in cui l'energia termica prodotta dal CHP e quella disponibile nel serbatoio fossero inferiori alla richiesta di riscaldamento dell'utenza. I parametri termodinamici della macchina sono:

- F^{BOILER} (kW) : è il combustibile consumato dal boiler
- Th^{BOILER} (kW): è la potenza termica prodotta dal Boiler
- η_{BOILER} : è il rendimento termodinamico del boiler

$$Th^{BOILER} = \eta_{BOILER} * F^{BOILER} \quad (1-6)$$

I parametri economici sono invece:

- costo unitario (C, (M€/MW)): indica il prezzo dell'unità in funzione della potenza termica (MW)
- fattore di scala (n): indica il fattore di scala del costo del boiler

Limitatamente ai dati economici, non essendo disponibili in letteratura, si è provveduto a ricavarli dal catalogo tecnico di un noto costruttore (Riello).

$$Costo_{MACCHINA} = C * P_{MAX}^n \quad (1-7)$$

Parametro impianto	Valore assunto
η_{BOILER}	85%
costo unitario (C)	0,02 M€/MW
fattore di scala (n)	0,97

Tabella 1.4 - Elenco dei parametri descrittivi del boiler

1.6 Chiller Elettrico

Si rende necessaria la presenza di una macchina frigorifera elettrica nel caso in cui l'adsorbitore non riesca a produrre tutta l'energia frigorifera richiesta dall'utenza. I parametri termodinamici ed elettrici della macchina sono:

- $COP^{CHILLEREL}$: è il coefficiente di prestazione della macchina
- $Rafr^{CHILLEREL}$ (kW): è la potenza frigorifera in uscita dalla macchina (raffrescamento prodotto)
- $E_l^{CHILLEREL}$ (kW): è la potenza elettrica consumata dalla macchina per il funzionamento

$$Rafr^{CHILLEREL} = E_l^{CHILLEREL} * COP^{CHILLEREL} \quad (1-8)$$

Parametro impianto	Valore assunto
$COP^{CHILLEREL}$	2,5

Tabella 1.5 - Elenco dei parametri descrittivi del chiller elettrico

1.7 Tipologia di utenza e curva di carico

L'utenza studiata per il modello è un ospedale. La scelta non è casuale, in quanto in letteratura alcuni autori (Kavvadias et al., 2010) indicano questa utenza adatta agli studi per impianti a cogenerazione e a trigenerazione. Alcune motivazioni:

- la temperatura all'interno dev'essere mantenuta pressoché costante durante l'anno, per la tipologia di utilizzo;
- è un'utenza che presenta carichi termici, frigoriferi ed elettrici considerevoli in tutto l'arco delle 24 ore e non, invece, concentrati in un breve arco temporale della giornata;
- il carico termico è richiesto a bassa temperatura (calore sanitario), altre particolari richieste (vapore tecnologico per gli sterilizzatori per esempio) sono marginali rispetto alla richiesta per riscaldamento ed acqua calda.

La simulazione del modello è stata condotta non 365 giorni diversi dell'anno, bensì considerando, per ogni mese, un giorno medio mensile. Si assume, quindi, che ogni mese dell'anno non presenti 30 giorni con richieste termiche, elettriche e frigorifere differenti, bensì con 30 giorni medi mensili. Per ricavarci i 12 giorni medi mensili si sono presi dalla letteratura (Kavvadias et al., 2010) i grafici rappresentati in figura 1.2, dove è posto in ascissa l'unità di tempo (mesi per il Season Energy Profile, ore del giorno per il Daily Energy Profile), mentre in ordinata la corrispettiva energia consumata (in MWh)

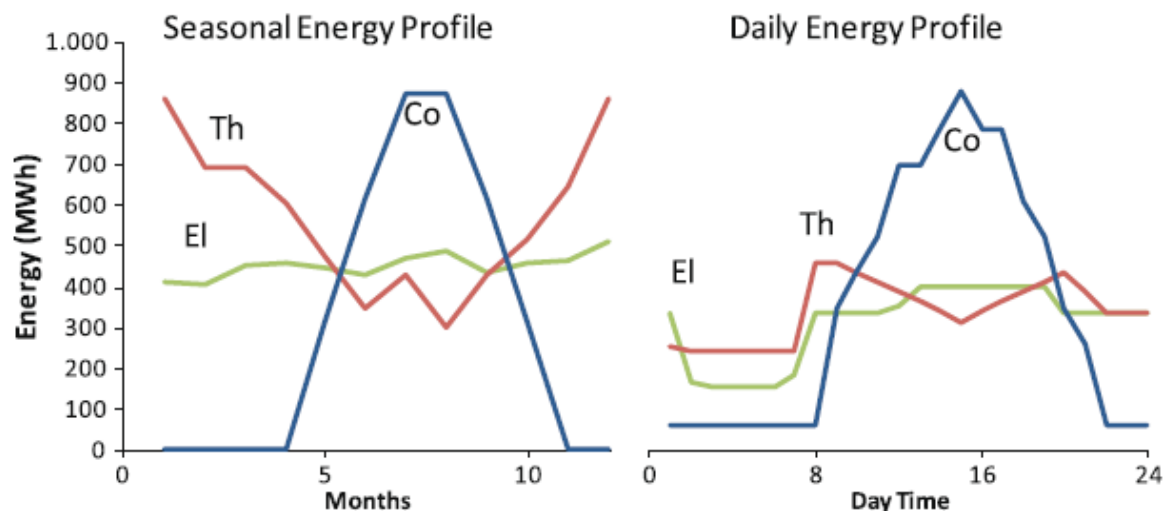


Figura 1.2 - Curva di carico dell'utenza mensile (a sinistra) e giornaliera (a destra)

Si è proceduto a:

- 1) prendere, per ogni ora del giorno, il carico termico, elettrico e frigorifero, per calcolare i rispettivi carichi giornalieri medi;
- 2) ricavare, per ogni tipologia di carico, lo scostamento percentuale di ogni ora del giorno rispetto al carico medio giornaliero (calcolato al punto 1);
- 3) leggere dal diagramma mensile il valore associato per ogni tipologia di carico;
- 4) definire per ogni mese un giorno medio, avente come carichi medi giornalieri i valori letti dal diagramma mensile (al punto 3);
- 5) ricavare le entità dei carichi termici, elettrici e frigoriferi di ogni ora di tali giorni moltiplicando il carico medio giornaliero ad essi associato (ricavati al punto 4) i corrispettivi scostamenti percentuali (ricavati al punto 1).

Ne sono derivati 12 giorni medi mensili diversi, per un totale di 288 ore di curva di curva.

2. Algoritmo del modello

2.1 Premessa

Il modello sviluppato analizza il sistema trigenerativo in condizioni di funzionamento a regime stazionario, descrivibile con un sistema di equazioni lineari. Poiché siamo a regime, si trascurano le fasi di partenza ed arresto, che richiederebbero la soluzione di equazioni differenziali. È possibile descrivere matematicamente l'impianto:

- ✓ in base alla relazione di come vengono coperte le utenze (si tratta di bilanci energetici di primo principio applicati al sistema nel suo complesso):

$$Th_t^{CHP} + Th_t^{BOILER} - Th_t^{ADSOR.} - Th_t^{UTENZA} - Th_t^{WASTE} = mC_p(T_t - T_{t-1}) \quad (2-1)$$

$$El_t^{CHP} + El_t^{IN} - El_t^{CHILLEREL.} - El_t^{UTENZA} - El_t^{OUT} = 0 \quad (2-2)$$

$$Raffr_t^{ADSOR.} + Raffr_t^{CHILLEREL.} - Raffr_t^{UTENZA} = 0 \quad (2-3)$$

dove T_t è la temperatura del serbatoio attuale (periodo t), T_{t-1} è la temperatura al periodo precedente (periodo $t-1$), El_t^{IN} ed El_t^{OUT} è l'elettricità scambiata al periodo t con la rete, rispettivamente l'energia acquistata e l'energia ceduta dalla rete.

- ✓ in base alle relazioni che descrivono le macchine termiche

$$Th_t^{CHP} = El_t^{CHP} * HPR \quad (1-1)$$

$$Raffr_t^{ADSOR.} = Th_t^{ADSOR.} * COP^{ADSOR.} \quad (1-4)$$

$$Raffr_t^{CHILLEREL.} = El_t^{CHILLEREL.} * COP^{CHILLEREL.} \quad (1-8)$$

- ✓ inoltre si dovrà tenere conto delle seguenti disuguaglianze che mi definiscono la potenza sviluppabile delle macchine definite in un particolare intervallo:

$$P_{MIN} \leq El^{CHP} \leq P_{MAX} \quad (2-4)$$

$$Raffr_{MIN} \leq Raffr^{ADSOR.} \leq Raffr_{MAX} \quad (2-5)$$

$$T_{MIN} \leq T^{SERB.} \leq T_{MAX} \quad (2-6)$$

dove P_{MIN} , P_{MAX} è l'intervallo della potenza possibile del cogeneratore durante il suo funzionamento, $Raffr_{MIN}$ e $Raffr_{MAX}$ è l'intervallo di potenza frigorifera sviluppabile dalla macchina ad adsorbimento

- ✓ in termini di consumo di gas avremo che

$$El^{CHP} = \eta_{ELE.CHP} * F^{CHP} \quad (1-2)$$

$$Th^{BOILER} = \eta_{BOILER} * F^{BOILER} \quad (1-6)$$

Alcune ipotesi semplificatrici sono state adottate:

- il COP dell'adsorbitor è stato considerato costante (in realtà esso dipende sia dalla temperatura a cui è fornita l'energia termica sia dalla temperatura esterna);
- il COP del chiller elettrico è stato considerato costante (in realtà esso dipende dalla temperatura esterna);
- HPR è stato considerato costante (in realtà varia in funzione del fattore di parzializzazione a cui lavora il cogeneratore).

È stata presa questa decisione sia per non complicare eccessivamente il modello sia perché non si avevano a disposizione i dati relativi alle temperature ambientali della località di riferimento nella letteratura utilizzata (in questa, inoltre, non si accennava a questo problema, ed i coefficienti di prestazione delle macchine erano indicati costanti).

L'ambiente di sviluppo scelto è stato Microsoft Excel, implementando un codice Visual Basic eseguibile con una macro. Per semplicità nello sviluppo ed eventuale modifica del programma, si è provveduto a svilupparlo in più moduli. Ogni modulo rappresenta o una macchina del sistema o delle operazioni trattanti lo stesso argomento (per esempio un modulo dedicato ai costi) che il programma deve svolgere. Ecco come sono suddivisi:

- MAIN: blocco principale dove vengono richiamati singolarmente le funzioni che simulano le macchine termiche;
- IMMISSIONE VETTORI: blocco contenente le istruzioni che caricano in memoria sia i parametri dell'impianto sia le richieste dell'utenza (curva di carico) ora per ora;
- ELETTRICO: blocco che contiene la funzione che, a partire dalla curva di carico ed in base alla strategia di funzionamento, decide quanta energia elettrica deve produrre il cogeneratore;
- CHP: blocco che contiene le istruzioni che simulano il funzionamento del cogeneratore (*potenza termica ed elettrica prodotta*);
- SERBATOIO: blocco contenente le istruzioni che simulano il serbatoio (*immagazzinamento energia termica, smaltimento calore in eccesso*);
- RISCALDAMENTO: blocco contenente le istruzioni che verificano le necessità di riscaldamento dell'utenza e la simulazione del boiler (*potenza disponibile nel serbatoio, produzione calore boiler*);
- RAFFRESCAMENTO: blocco contenente le istruzioni che simulano sia la macchina ad adsorbimento termico sia il chiller elettrico (*potenza frigorifera prodotta, consumo di energia elettrica/termica per il funzionamento*);
- COPERTURA: blocco contenente le istruzioni che valutano la copertura del carico elettrico e del PES (Primary Energy Saving);
- COSTI: blocco che contiene le funzioni riguardanti il calcolo dei costi secondo le tariffe e l'implementazione delle funzioni finanziarie (*Tariffa 1, Tariffa 2, VAN, PB*).

Il modello provvede ad analizzare ora per ora la curva di carico (dati di input), restituendo (come dati di output) gli scambi con la rete elettrica e quanto è stato prodotto dalle singole macchine del sistema

trigenerativo. Per rendere più comprensibile e modificabile il listato del programma, non dover cercare ogni volta le costanti del sistema (rendimenti, COP ed altro) dal foglio di calcolo e per permettere alle diverse funzioni di elaborare facilmente i dati in ingresso, è stato creato per ogni macchina termica, e per alcune funzioni complesse, un vettore dedicato.

Di seguito sono riportati gli schemi logici che rappresentano come il modello simuli le singole macchine. In allegato i listati del programma.

2.2 Cogeneratore

Variabili di Input: strategia, curva di carico(valore numerico), potenza massima del cogeneratore (valore numerico)

Variabili di Output: consumo combustibile (valore numerico), produzione energia elettrica (valore numerico), produzione energia termica (valore numerico)

Valori Costanti: HPR (valore numerico), $\eta_{ELE.CHP}$ (valore numerico)

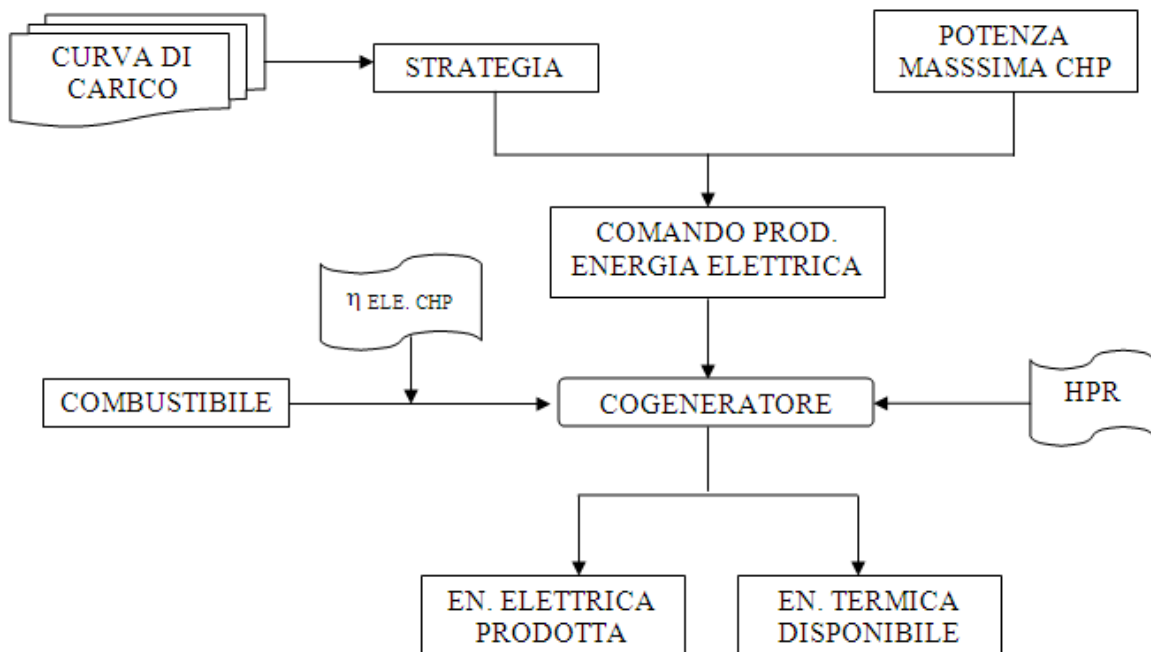


Figura 2.1 - Algoritmo che simula il cogeneratore

Il modello procede alla simulazione del cogeneratore generando un determinato quantitativo di energia elettrica pari alla richiesta di produzione. Questo valore dell'energia prodotta è funzione della strategia di funzionamento, della richiesta dell'utenza, e dalla potenza nominale di macchina (non possiamo produrre un quantitativo di energia maggiore di quanta la macchina possa realmente produrne). Salvati in memoria abbiamo i parametri HPR ed il $\eta_{ELE.CHP}$, data l'energia elettrica prodotta dal CHP, calcoliamo:

- l'energia termica disponibile dal CHP
- il consumo di combustibile del CHP

2.3 Adsorbitore

Variabili di Input: energia termica disponibile nel serbatoio (*valore numerico*), energia frigorifera richiesta (*valore numerico*)

Variabili di Output: energia frigorifera prodotta dall'adsorbitore (*valore numerico*), energia frigorifera prodotta dalla macchina frigorifera elettrica (*valore numerico*)

Valori Costanti: COP Adsorbitore (*valore numerico*)

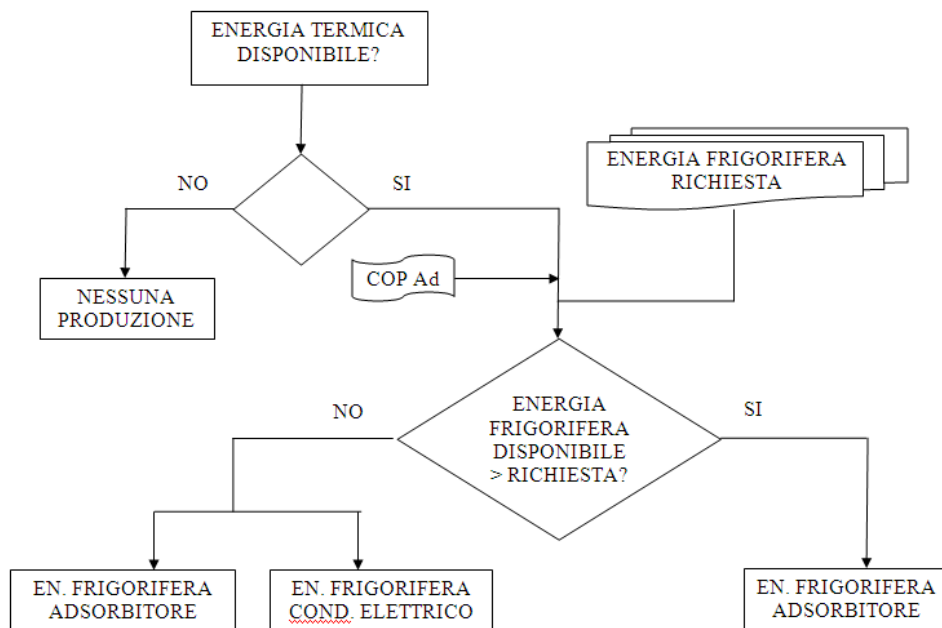


Figura 2.2 - Algoritmo che simula la macchina termica ad adsorbimento

La macchina frigorifera ad adsorbimento provvede a trasformare l'energia termica rimasta del cogeneratore (tolta quella fornita all'utenza) e l'energia termica immagazzinata nel serbatoio in energia frigorifera. Se non è disponibile del calore per alimentare la macchina, l'energia frigorifera richiesta sarà coperta dal condizionatore elettrico. Nel caso in cui sia disponibile dell'energia termica, dobbiamo distinguere due casi, ovvero se l'energia prodotta sia sufficiente o meno per soddisfare le necessità dell'utenza:

- nel caso sia sufficiente, il carico sarà coperto dalla produzione della sola macchina ad adsorbimento;
- in caso contrario, parte del carico sarà coperta dalla macchina ad adsorbimento sfruttando tutta l'energia termica disponibile, ed il restante carico sarà coperto con il chiller elettrico.

2.4 Serbatoio

Valori Costanti: mC_p (valore numerico)

Funzione Serbatoio;

Variabili di Input: energia termica immagazzinata precedentemente nel serbatoio (valore numerico), potenza termica disponibile dal cogeneratore (valore numerico)

Variabili di Output: consumo combustibile (valore numerico), produzione energia elettrica (valore numerico), produzione energia termica (valore numerico)

Funzione Thermic Waste;

Variabili di Input: Temperatura attuale serbatoio (valore numerico)

Variabili di Output: calore dissipato (valore numerico)

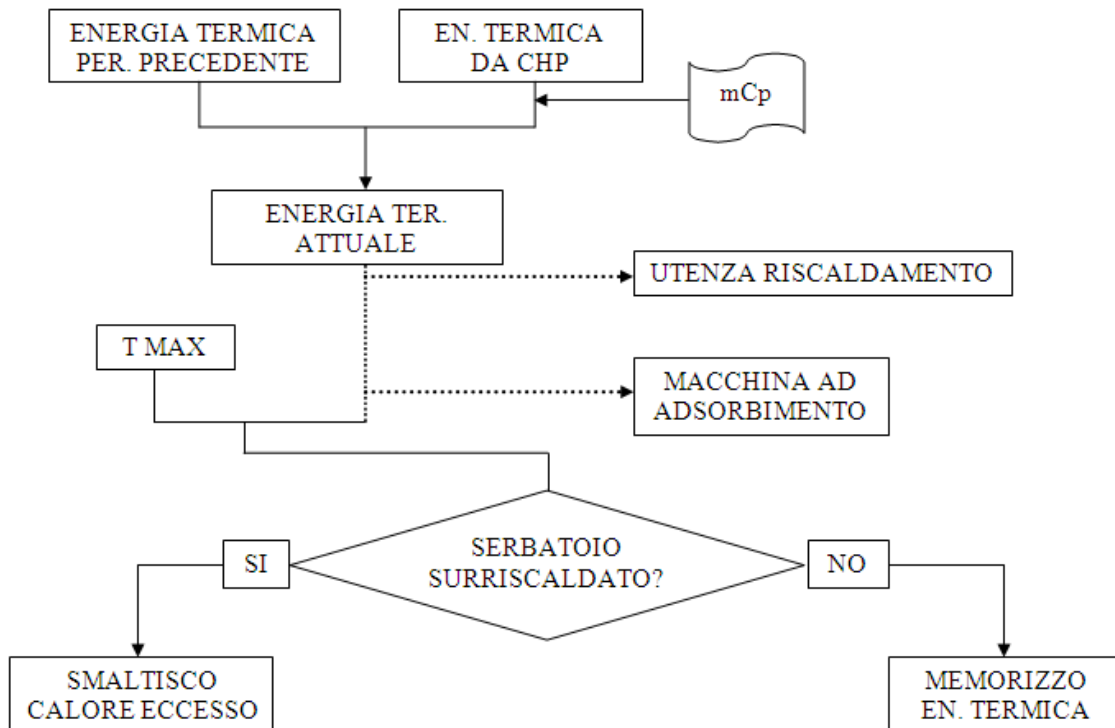


Figura 2.3 - Algoritmo che simula il serbatoio

Il modulo che simula il serbatoio ha implementate due funzioni:

- la prima, chiamata *Serbatoio*, in base all'energia termica fornita dall'unità di cogenerazione, aumenta la temperatura del serbatoio in funzione della sua capacità termica;

- la seconda, chiamata *Thermic Waste*, controlla che la temperatura non raggiunga il limite massimo dell'impianto e, nel caso, dissipa il calore in eccesso per riportare il serbatoio alla temperatura T_{max} .

2.5 Chiller elettrico

Variabili di Input: richiesta energia frigorifera (valore numerico)

Variabili di Output: produzione energia frigorifera (valore numerico), consumo energia elettrica (valore numerico),

Valori Costanti: COP condizionatore elettrico (valore numerico)

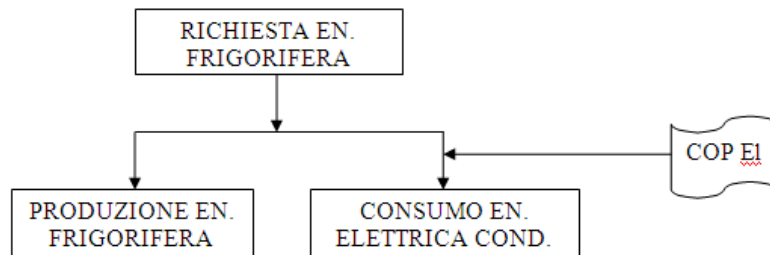


Figura 2.4 - Algoritmo che simula il chiller elettrico

Il chiller elettrico è una delle due macchine di backup insieme al boiler. Viene utilizzato nel caso in cui la macchina ad adsorbimento non riesca a produrre abbastanza energia frigorifera per coprire i fabbisogni dell'utenza. Il segnale di input del simulatore di questa macchina è la richiesta di energia frigorifera, che è dato dalla differenza fra la richiesta dell'utenza e quanto l'adsorbitore riesce a produrre. Se questa differenza è maggiore di zero, l'output è rappresentato da quanta energia frigorifera è prodotta e dal consumo di energia elettrica (il quale dipende dal COP caratteristico della macchina).

2.6 Boiler

Variabili di Input: richiesta energia termica (valore numerico)

Variabili di Output: produzione energia termica (valore numerico), consumo combustibile (valore numerico),

Valori Costanti: η_{BOILER} (valore numerico)

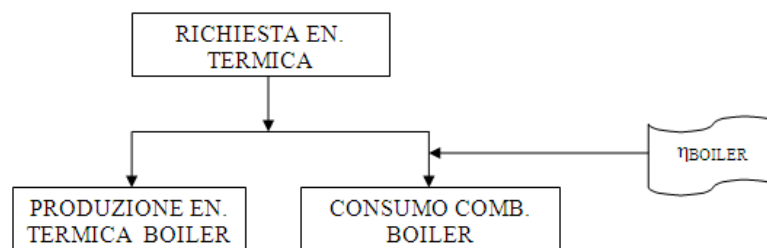


Figura 2.5 Algoritmo che simula il boiler

Il boiler è una macchina di backup nel caso in cui venga richiesto dall'utenza una potenza termica maggiore di quanta ne rende disponibile il cogeneratore ed immagazzinata nel serbatoio. L'input è la richiesta di energia termica da coprire: qualora la richiesta dell'utenza sia maggiore della somma dell'energia termica prodotta dal cogeneratore e dell'energia immagazzinata nel serbatoio, il boiler ne produce la differenza. La funzione restituisce i valori dell'energia termica erogata ed il consumo di combustibile necessario per funzionare (che dipende dal η_{BOILER} della macchina).

2.7 Schema complessivo del modello

Il modello procede alla simulazione una per una delle macchine termiche che compongono l'impianto a trigenerazione secondo un ordine rappresentato nello schema della pagina seguente. Effettuata la simulazione ora per ora (con i relativi dati specificati nel paragrafo 1.7), il programma salva i risultati sul foglio elettronico. Quando è stata elaborata tutta la curva di carico, il programma calcola e restituisce i valori dei parametri termodinamici ed economici che permettono di confrontare tra loro le diverse strategie.

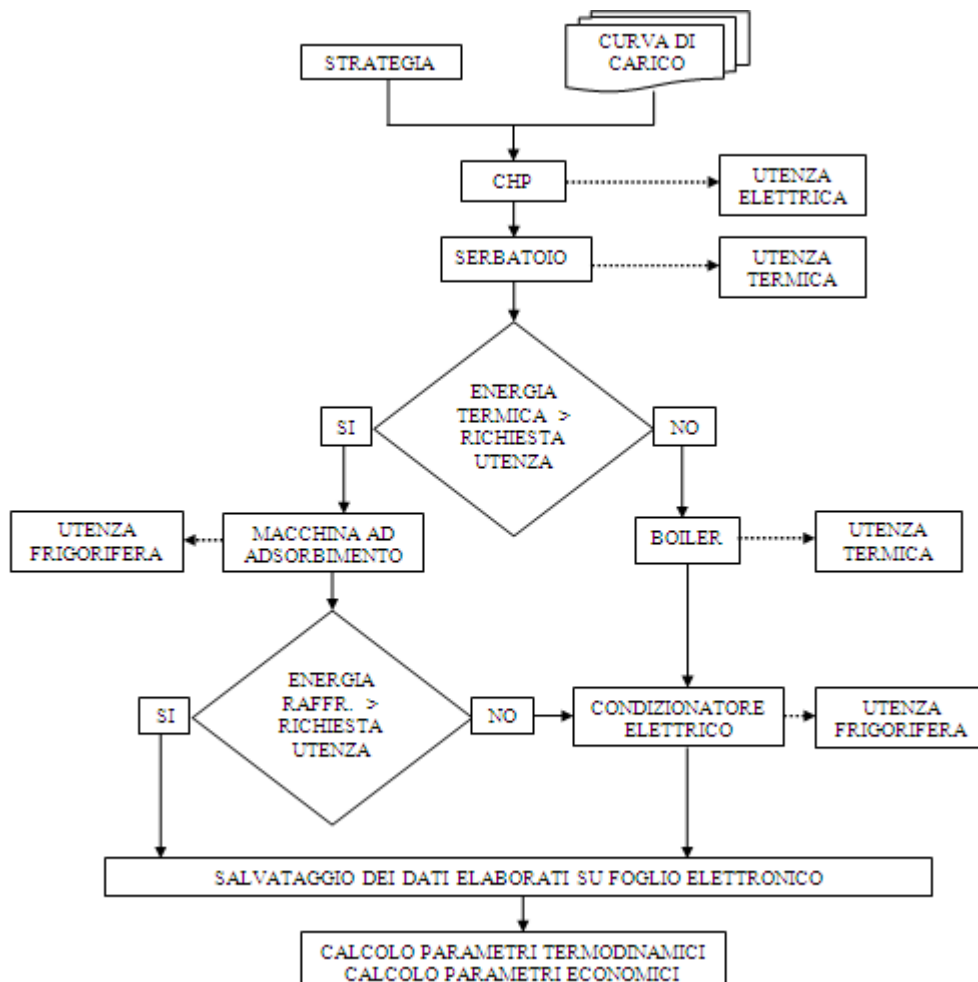


Figura 2.6 - Schematizzazione sintetica dell'algoritmo che implementa il modello ed i parametri di valutazione

3.Strategie

3.1 Strategie di funzionamento

Si sono considerate diverse strategie per governare il funzionamento dell'impianto. Nel modello in studio sono applicate le seguenti:

- *Copertura carico base* (Base Load, *BL*);
- *Copertura picco* (Peak Shaving, *PS*);
- *Funzionamento continuo* (Continuos Operation, *CO*);
- *Copertura Carico Elettrico Equivalente* (Electrical Equivalent Load Following, *ELF*).

3.2 Definizione carico elettrico equivalente (ELF)

Il *Carico Elettrico Equivalente (ELF)* è un parametro utilizzato da più strategie. Data la richiesta dell'utenza di energia elettrica, termica e frigorifera, il valore assunto da *ELF* è l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore. Essa copre il fabbisogno elettrico dell'utenza ed il fabbisogno elettrico del chiller. Quest'ultimo soddisfa solo in parte la richiesta di energia frigorifera dell'utenza perché, a quel dato valore di *ELF* corrisponde una data energia termica di scarto dal cogeneratore, utilizzata in parte per soddisfare il fabbisogno di energia termica, in parte per integrare l'energia frigorifera utilizzando un adsorbitore.

Per definire l'ELF partiamo dalle equazioni che descrivono i consumi elettrici e frigoriferi e come essi vengono coperti:

$$\text{Prod Elettrico}_{CHP} = \text{Richiesta Elettrico}_{UTENZA} + \text{Consumo Elettrico}_{CHILLER\ ELE.} \quad (3-1)$$

$$\text{Richiesta Raffrescamento}_{UTENZA} = \text{Copertura Adsorbitore} + \text{Copertura Chiller}_{ELE} \quad (3-2)$$

Utilizziamo poi le relazioni che descrivono le macchine termiche:

$$\text{Prod Calore}_{CHP} = \text{Prod Elettrico}_{CHP} * \text{HPR} \quad (3-4)$$

$$\text{Copertura Adsorbitore} = \text{Potenza Termica}_{DISPONIBILE} * \text{COP}_{ADS} \quad (3-5)$$

$$\text{Copertura Chiller}_{Ele} = \text{Consumo Elettrico}_{CHILLER\ ELE} * \text{COP}_{CHILLER\ ELE} \quad (3-6)$$

La potenza termica disponibile è l'insieme della quantità di calore prodotta dal cogeneratore e dell'energia termica immagazzinata nel serbatoio, tolta la quantità necessaria a coprire i fabbisogni termici dell'utenza

$$\text{Potenza Termica}_{DISPONIBILE} = \text{Prod Calore}_{CHP} - \text{Richiesta Termico}_{UTENZA} + \text{Disponibile}_{SERBATOIO} \quad (3-7)$$

Nel modello dovremmo porre anche la condizione che questo valore sia maggiore di zero. Sostituiamo quindi questa espressione all'interno della relazione con l'adsorbitore, che sostituiremo a sua volta all'interno della relazione che lega la richiesta di raffrescamento con la produzione frigorifera dell'adsorbitore e del condizionatore

$$\text{Potenza Termica }_{DISPONIBILE} = \text{Prod Calore }_{CHP} - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO} \quad (3-7)$$

$$\text{Potenza Termica }_{DISPONIBILE} = \text{Prod Elettrico }_{CHP} * HPR - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO} \quad (3-8)$$

$$\text{Copertura Adsorbitore} = \text{Potenza Termica }_{DISPONIBILE} * COP_{ADS} \quad (3-5)$$

$$\text{Copertura Adsorbitore} = (\text{Prod Elettrico }_{CHP} * HPR - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO}) * COP_{ADS} \quad (3-9)$$

$$\text{Richiesta Raffrescamento }_{UTENZA} = \text{Copertura Adsorbitore} + \text{Copertura Chiller }_{ELE} \quad (3-2)$$

$$\text{Richiesta Raffrescamento }_{UTENZA} = (\text{Prod Elettrico }_{CHP} * HPR - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO}) * COP_{ADS} + \text{Consumo Elettrico }_{CHILLER ELE} * COP_{CHILLER ELE} \quad (3-10)$$

Dalla relazione che descrive i carichi elettrici si ricava il consumo elettrico del chiller, la si sostituisce all'interno dell'equazione che descrive il raffrescamento precedentemente sviluppato.

$$\text{Prod Elettrico }_{CHP} = \text{Richiesta Elettrico }_{UTENZA} + \text{Consumo Elettrico }_{CHILLER ELE} \quad (3-1)$$

$$\text{Consumo Elettrico }_{CHILLER ELE} = \text{Richiesta Elettrico }_{UTENZA} - \text{Prod Elettrico }_{CHP} \quad (3-11)$$

$$\text{Richiesta Raffrescamento }_{UTENZA} = (\text{Prod Elettrico }_{CHP} * HPR - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO}) * COP_{ADS} + \text{Consumo Elettrico }_{CHILLER ELE} * COP_{CHILLER ELE} \quad (3-10)$$

$$\text{Richiesta Raffrescamento }_{UTENZA} = (\text{Prod Elettrico }_{CHP} * HPR - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA} + \text{Disponibile }_{SERBATOIO}) * COP_{ADS} + COP_{COND ELE} * (\text{Richiesta Elettrico }_{UTENZA} - \text{Prod Elettrico }_{CHP}) \quad (3-12)$$

Da cui si ricava l'energia elettrica che dovrebbe produrre il cogeneratore per coprire totalmente la richiesta frigorifera utilizzando sia la macchina elettrica che l'adsorbitore

$$\text{Prod Elettrico }_{CHP} = (\text{Richiesta Raffrescamento }_{UTENZA} - (\text{Disponibile }_{SERBATOIO} - \text{Richiesta Termico }_{UTENZA}) * COP_{ADS} + COP_{CHILLER ELE} * (\text{Richiesta Elettrico }_{UTENZA} - \text{Prod Elettrico }_{CHP})) / (HPR * COP_{ADS} + COP_{COND ELE}) \quad (3-13)$$

Questa è la relazione ricercata, il risultato è il parametro ELF. In sede di programmazione, si deve tener conto che la Potenza Termica *DISPONIBILE* dev'essere maggiore di zero, altrimenti si ha una sottostima del fabbisogno elettrico. Come condizione alternativa allora si pone:

$$Ele^{CHP} = \text{massimo}(\text{Richiesta Elettrico}_{UTENZA}, \text{Prod Elettrico}_{CHP}) \quad (3-14)$$

3.3 Definizione strategie

La strategia denominata *Copertura del carico base* (BL) prevede che la produzione elettrica del cogeneratore segua la richiesta di energia elettrica da parte dell'utenza fino ad una determinata soglia. La produzione di elettricità è limitata:

- dalla potenza del cogeneratore;
- dal massimo carico elettrico che la strategia permette al cogeneratore di coprire.

$$Ele^{CHP} = \text{minimo}(\text{Richiesta}_{ELETTRICO}, \text{Copertura Massima}_{ELETTRICO\ CHP}, P^{MAX}) \quad (3-15)$$

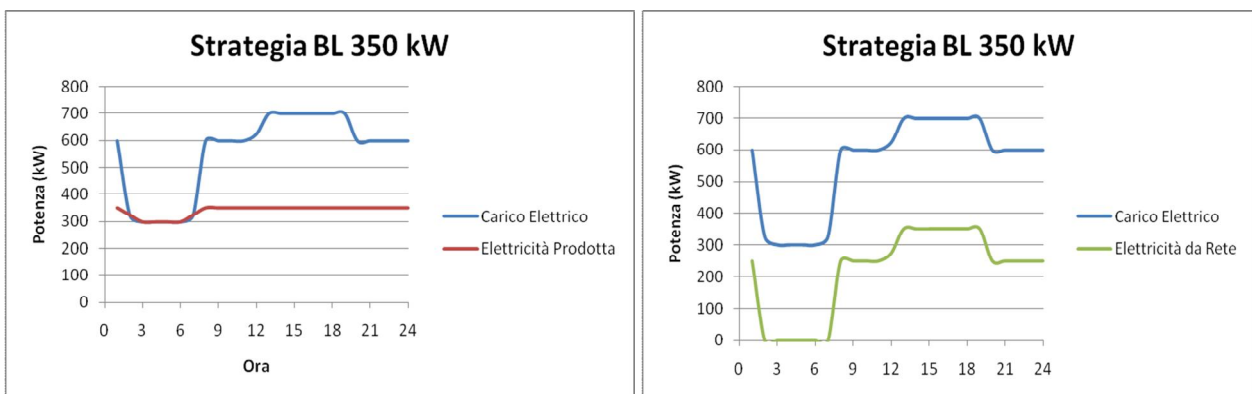


Figura 3.1 Copertura del carico elettrico col cogeneratore (a sinistra) e con l'acquisto dalla rete (a destra) con la strategia BL a 350 kW

La strategia denominata *Copertura picco* (PS) prevede che il sistema a trigenerazione sia attivato per coprire un determinato intervallo temporale di richiesta elevata di energia elettrica (*picco di domanda*). Individuato il momento di massima richiesta di carico, il cogeneratore si attiverà nel caso in cui la richiesta da parte dell'utenza sia maggiore di una percentuale prefissata della domanda di picco. La macchina, se attivata, lavora alla sua potenza nominale, cioè la massima. La richiesta dell'utenza è valutata secondo il criterio del carico elettrico equivalente (ELF).

$$\text{Dato Richiesta}^{PICCO} = \text{Percentuale}^{COPERTURA\ PICCO} * ELF^{MAX} \quad (3-16)$$

$$\text{se Richiesta}^{ORA} \geq \text{Richiesta}^{PICCO} \text{ allora } Ele^{CHP} = P^{MAX} \quad (3-17)$$

$$\text{altrimenti } Ele^{CHP} = 0 \quad (3-18)$$

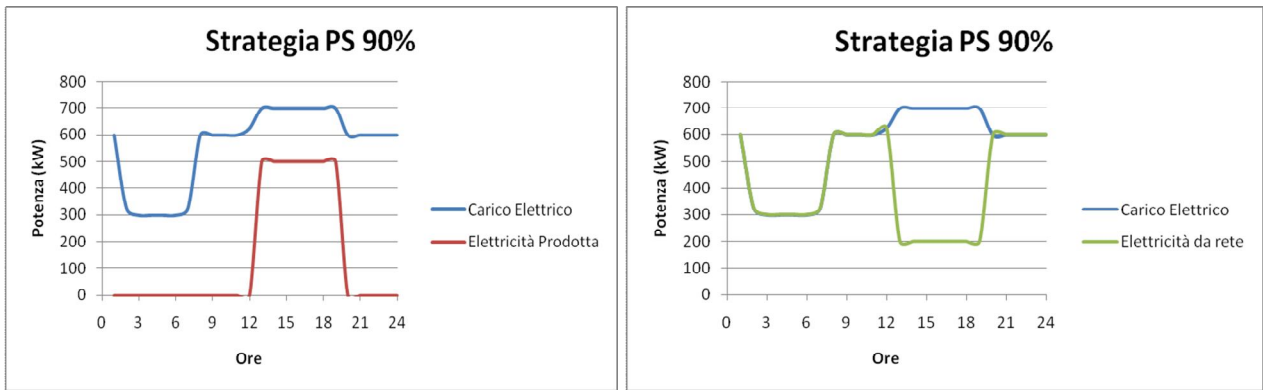


Figura 3.2 Copertura del carico elettrico col cogeneratore (a sinistra) e con l'acquisto dalla rete (a destra) con la strategia PS con copertura del picco al 90%

La strategia denominata *Funzionamento Continuo* (CO) prevede che il cogeneratore lavori per un determinato numero di ore a potenza massima. Qualora la macchina lavori per un periodo minore delle 24 h, si procede ad attivare il cogeneratore nelle ore di massima richiesta di energia elettrica.

$$Ele^{CHP} = P^{MAX} (3-19)$$

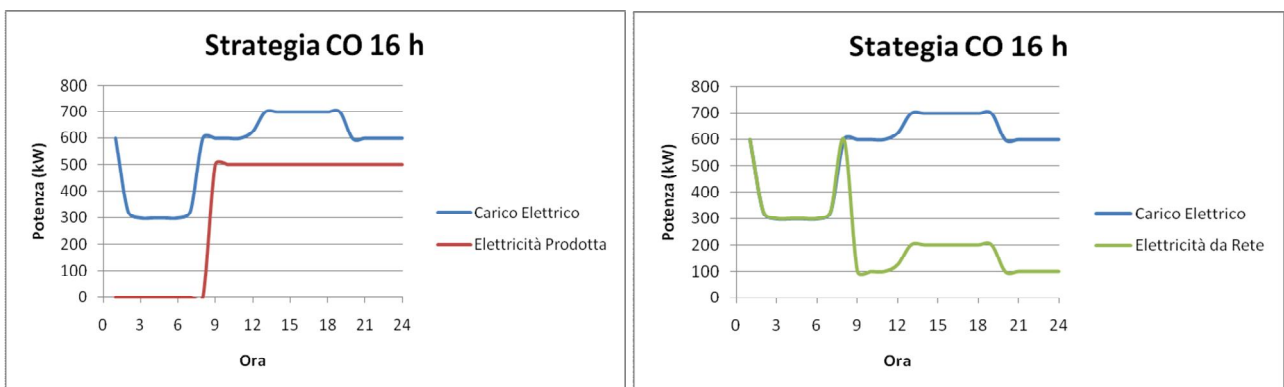


Figura 3.2 Copertura del carico elettrico col cogeneratore (a sinistra) e con l'acquisto dalla rete (a destra) con la strategia PS con copertura del picco al 90%

La strategia denominata *Copertura Carico Elettrico Equivalente* (ELF) prevede che il cogeneratore copra totalmente o in parte il carico elettrico equivalente necessario all'utenza per soddisfare la richiesta di energia elettrica e frigorifera. È definito ELF^{MINIMO} il parametro che indica la minima quantità di energia elettrica che viene acquistata dalla rete, se la richiesta dell'utenza è maggiore, il cogeneratore produrrà la differenza.

$$Se\ ELF > ELF^{MINIMO}\ allora\ Ele^{CHP} = \minimo(ELF, P^{MAX}) - ELF^{MINIMO}\ altrimenti\ Ele^{CHP} = 0 (3-20)$$

Il comportamento è simile a quello descritto in figura 3.1, solo che in questo caso non si considera solo il carico elettrico richiesto dall'utenza, bensì il carico elettrico equivalente descritto dall'equazione 3-13

4 Tariffe

L'impianto a trigenerazione, nella scelta della sua strategia operativa, deve tener conto della diversa tipologia di tariffe dell'elettricità e del gas :

- Acquisto gas naturale (per alimentare il cogeneratore ed il boiler);
- Vendita di energia elettrica (prodotta dal cogeneratore ed eccedente le richieste);
- Acquisto energia elettrica (per il consumo elettrico dell'utenza e del chiller elettrico).

4.1 Tariffa del gas naturale

Il gas naturale è utilizzato dal cogeneratore come combustibile. La tariffa prevede una componente proporzionale al consumo, espressa in €/Sm³, (lo Sm³ è standard metro cubo, ovvero la massa di gas contenuta in un m³ a 25 °C ed a una pressione di 101325 Pa). Sono presenti, inoltre, delle imposte ed addizionali proporzionali al consumo. Se è utilizzato per la cogenerazione, il metano presenta un incentivo sottoforma di defiscalizzazione: 0,25 Sm³ ogni kWh di energia elettrica prodotta dal cogeneratore godono di una fiscalità ridotta. Di seguito è elencato il prezzo per la fornitura di gas naturale di un noto produttore, considerando le dovute imposte

Costo Fornitura (c€/ Sm ³)	Imposta Erariale Ospedaliero (c€/ Sm ³)	Addizionale Regionale (c€/ Sm ³)
28	1,2498	0,6

Tabella 4.1 Elenco componenti di costo della tariffa del gas

Il consumo di gas da parte del cogeneratore è fornito in termini di energia (kWh), mentre in bolletta si conteggia un'unità di misura diversa, ovvero il volume di gas consumato (Sm³). A partire dal potere calorifico inferiore del metano, si ricava un fattore di conversione 1 Sm³= 35,88 MJ = 9,97 kWh (Manuale del Termotecnico, 2002 pag. 289).

4.2 Tariffa dell'energia elettrica immessa in rete

L'impianto, con particolari strategie di funzionamento, presenta un surplus di energia elettrica prodotta rispetto alla richiesta dell'utenza. Fra le varie tipologie possibili di cessione di elettricità alla rete (scambio sul posto, vendita alla borsa elettrica ed altri), il meccanismo del ritiro dedicato dell'energia è quello più indicato. Il gestore della rete (GSE) attualmente garantisce un valore economico del kWh al gestore dell'impianto in proporzione dell'energia immessa dalla rete, seguendo una tariffa a scaglioni in base all'energia totale immessa in un anno:

- per i primi 500.000 kWh annui una tariffa di 96,4 €/MWh;
- oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh una tariffa di 81,2 €/MWh;
- oltre i 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh una tariffa di 71,2 €/MWh.

4.3 Tariffa dell'energia elettrica acquistata dalla rete

L'energia elettrica acquistata dalla rete è soggetta a diversi regimi tariffari:

- Tariffa a forfait;
- Tariffa monomia;
- Tariffa binomia e trinomia;
- Tariffa multi oraria.

La tariffa a forfait prevede un costo proporzionale alla massima potenza elettrica impegnata dall'utenza, indipendentemente dall'effettivo consumo. L'utenza non presenta, quindi, vantaggi economici se cerca di diminuire i consumi elettrici.

La tariffa monomia prevede un costo proporzionale all'effettivo consumo di energia elettrica da parte dell'utenza. Per alcune tipologie di utenza, il costo unitario (€/kWh) può essere a scaglioni in base a specifici criteri (per esempio condizione sociale o consumo di energia elettrica totale)

La tariffa binomia prevede un costo correlato sia all'effettivo consumo di energia elettrica da parte dell'utenza sia alla massima potenza elettrica impegnata dall'utenza. La tariffa trinomia, presenta (rispetto ad una tariffa binomia) una componente fissa derivante dal numero di punti di accesso dell'utenza. Alcune tariffe (in particolare quelle dedicate alle utenze industriali) conteggiano, inoltre, anche il consumo di energia reattiva: se il valore del $\cos\phi$ è minore di 0,8, scattano delle sanzioni.

La tariffa multi oraria discrimina il costo dell'energia elettrica consumata in base all'ora in cui essa è richiesta alla rete. La tariffa, infatti, presenta delle fasce orarie di consumo. Questa tariffa è studiata per disincentivare i consumi di elettricità durante le fasce orarie corrispondenti al maggior consumo ed incentivarli durante i periodi di minor consumo, in modo tale da diminuire i picchi di domanda sulla rete elettrica nazionale e rendere la richiesta di energia elettrica più omogenea nelle diverse ore della giornata. Le fasce orarie individuate sono denominate:

- fascia F1, corrispondente alle ore di punta di richiesta dell'energia elettrica (fascia oraria h 8-19 dei giorni feriali);
- fascia F2, corrispondente alle ore di alto carico (giorni feriali, fascia oraria h 24-7 e h 19-24);
- fascia F3, corrispondente alle ore vuote (giorni festivi, sabato, domenica e feste nazionali);

Attualmente, questo regime tariffario prevede due diversi costi unitari al consumo (€/kWh):

- Un costo più basso per i consumi in fascia F2 e F3;
- Un costo più elevato per consumi effettuati in fascia F1.

È da considerare, inoltre, che il costo finale del consumo di energia elettrica da rete presenterà delle componenti aggiuntive, indipendentemente dalla tipologia di tariffa ed azienda scelta. Queste componenti sono state previste per finanziare economicamente lo sviluppo di energie rinnovabili, per sostenere i costi derivanti dall'energia nucleare (contributi per lo smantellamento delle centrali ed indennizzi ai comuni ospitanti insediamenti nucleari) ed il miglioramento della rete elettrica stessa (cosiddette componenti A e UC).

Per effettuare un'analisi economica del modello sviluppato, si è deciso di scegliere due tariffe differenti, scelte fra le proposte commerciali di due note società, con taglia per aziende medie (che presentano una caratteristica di consumo simile all'utenza esaminata), che denomineremo in seguito Tariffa1 e Tariffa2:

- Tariffa1, tariffa binomia che presenta un maggiore costo della componente dell'impegno di potenza;
- Tariffa2, tariffa binomia che presenta un maggiore costo della componente dell'elettricità consumata.

Tariffa	Componente Potenza Tariffa (€/kW/anno)	Componente Energia Tariffa (c€/kWh)	Componente Fissa Addiz. (€/anno)	Componente Var. Addiz. (c€/kWh)
Tariffa1	25,85	0,52	149,1855	2,9796
Tariffa2	5,17	2,6	149,1855	2,9796

Tabella 4.2 Elenco delle tariffe di energia elettrica e delle loro componenti

5. Parametri

5.1 Parametri di valutazione

Le diverse strategie di funzionamento del sistema a trigenerazione necessitano di criteri ben precisi per un rapido confronto tra loro ed una valutazione della loro efficacia, sia dal punto di vista termodinamico che economico. I parametri da noi individuati sono:

- *Copertura carico*
- *PES*
- *Profitto annuale*
- *VAN*
- *PB*

5.2 Parametri Termodinamici

L'analisi è effettuata fissando una determinata condizione di funzionamento di una strategia (ad esempio copertura del picco del 90%) e variando la potenza nominale elettrica del cogeneratore.

Per *copertura di carico* s'intende l'analisi dei vari carichi coperti dal sistema trigenerativo, in particolare analizzeremo:

- *Copertura carico elettrico*, indice di quanta energia elettrica richiesta sia dall'utenza sia dal condizionatore elettrico è soddisfatta dalla produzione elettrica del cogeneratore;
- *Copertura carico termico*, indice di quanta energia termica richiesta dall'utenza è soddisfatta con la produzione termica del cogeneratore o con l'energia immagazzinata nel serbatoio;
- *Copertura raffrescamento*, indice di quanta energia frigorifera richiesta dall'utenza è soddisfatta attraverso la macchina ad adsorbimento termico.

L'acronimo *PES* sta per *Primary Energy Saving*, indice che riassume il risparmio di energia primaria ottenuto con il sistema di trigenerazione rispetto all'utilizzo di un sistema tradizionale per soddisfare le necessità l'utenza. Con un impianto tradizionale le richieste dell'utenza sono soddisfatte acquistano elettricità dalla rete, producendo calore con un boiler ed energia frigorifera con un chiller elettrico. Definito il $\eta_{\text{ELE. RETE}}$ come il rendimento di produzione separata dell'energia elettrica, il rendimento termodinamico del boiler come η_{BOILER} e coefficiente di prestazione del condizionatore come COP_{EL} , il consumo di energia primaria di un impianto tradizionale (Consumo En. Primaria *ALTRA SEDE*) può essere valutato con la seguente formula:

$$\text{Consumo En. Primaria ALTRA SEDE} = \text{Richiesta Elettrico UTENZA} / \eta_{\text{ELE. RETE}} + \text{Richiesta Termico UTENZA} / \eta_{\text{BOILER}} + \text{Richiesta Frigorifera UTENZA} / (\text{COP}_{\text{EL}} * \eta_{\text{ELE. RETE}}) \quad (5-1)$$

Il sistema a trigenerazione consuma energia primaria per alimentare il cogeneratore, il boiler e nel caso in cui sia obbligato a comprare energia elettrica dalla rete nazionale. La richiesta di energia primaria per soddisfare le richieste dell'utenza attraverso il sistema a trigenerazione può essere descritta:

$$\text{Consumo En. Primaria}_{CHP} = \text{Produzione Elettrica}_{CHP} / \eta_{ELE. CHP} + \text{Produzione Termico}_{BOILER} / \eta_{BOILER} + \text{Consumo Elettrico}_{RETE} / \eta_{ELE. RETE} \quad (5-2)$$

Il risparmio di energia primaria può essere definito come:

$$PES = \frac{\text{Consumo En. Primaria}_{ALTRA SEDE} - \text{Consumo En. Primaria}_{CHP}}{\text{Consumo En. Primaria}_{ALTRA SEDE}} \quad (5-3)$$

$$PES = 1 - \frac{\text{Consumo En. Primaria}_{CHP}}{\text{Consumo En. Primaria}_{ALTRA SEDE}} \quad (5-4)$$

$$PES = 1 - \frac{\frac{\text{Produzione Ele.}_{CHP}}{\eta_{ELECHP}} + \frac{\text{Produzione Ter.}_{BOILER}}{\eta_{BOILER}} + \frac{\text{Consumo Ele.}_{RETE}}{\eta_{ELERETE}}}{\frac{\text{Richiesta Ele.}_{UTENZA}}{\eta_{ELERETE}} + \frac{\text{Richiesta Ter.}_{UTENZA}}{\eta_{BOILER}} + \frac{\text{Richiesta Frig.}_{UTENZA}}{COP_{EL} * \eta_{ELERETE}}} \quad (5-5)$$

Conoscere il valore di questo parametro (PES) è importante perché qualora superi il 10% sono previste delle agevolazioni (fiscali, amministrative e di altre tipologie). Di seguito un breve elenco delle agevolazioni più importanti che possono interessare ad un impianto di trigenerazione:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica, con produzioni ed importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11 commi 1, 2 e 3 del DLgs 79/1999);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11 comma 4 del DLgs 79/1999);
- la possibilità di ottenere, nel caso in cui l'impianto sia realizzato da società di servizi energetici, da distributori di energia elettrica e gas o da soggetti che abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, i titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) ai sensi dei decreti 20 Luglio 2004 del Ministero delle Attività Produttive in concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio;
- agevolazioni sull'accisa del gas (DLgs 504/1995 aggiornato dal DLgs 26/2007);
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto o del ritiro dedicato dell'energia elettrica;
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche per la connessione semplificate;

- una semplificazione delle procedure amministrative per l'autorizzazione alla costruzione ed alla gestione degli impianti di cogenerazione, con particolare riferimento alle unità di piccola e micro-cogenerazione (legge 99/2009);
- la possibilità di accesso ai certificati bianchi (titoli legati al risparmio energetico contrattabili in borsa, ndr) (art. 6 commi 1, 2, 3,4 e 5 del DLgs 20/2007).

3. Parametri economici

Il *profitto annuale*, il *VAN* ed il *Pay Back (PB)* sono dei parametri economici per la valutazione della redditività dell'impianto. Il profitto è determinato dal risparmio economico in termini di minore consumo di energia elettrica e di combustibile dell'impianto a cogenerazione rispetto ad un impianto tradizionale. Come costi dell'impianto si sono presi in considerazione i costi di acquisto delle macchine (cogeneratore, boiler ed adsorbitore) ed i costi annuali di manutenzione. Per il cogeneratore e la macchina ad adsorbimento termico, si è calcolato il costo conoscendo la potenza nominale della macchina in quanto si dispone dell'indice di costo, che lo relaziona alla potenza, e dell'indice di scala, coefficiente esponenziale che correla costo con la potenza perché tiene conto che l'indice di costo non è costante con la taglia della macchina. Si considera il costo della manutenzione dell'impianto attraverso un indice di settore che lo correla al costo di investimento. Il *VAN* è un parametro che, data la vita utile dell'impianto, indica il valore del profitto degli investimenti, attualizzandoli. Il tempo di *Pay Back* è il periodo di tempo necessario che deve trascorrere perché l'investimento sia ripaghi con i profitti generati, ovvero che il VAN si annulli.

$$\text{Profitto} = (\text{Costo}_{\text{ENERGIA}} + \text{Costo}_{\text{GAS}}) - (\text{Costo}_{\text{ENERGIA}} + \text{Costo}_{\text{GAS}} - \text{Vendita}_{\text{ENERGIA}})_{\text{COGENERAZIONE}} -$$

$$\text{Costo}_{\text{MANUTENZIONE}} \quad (5-6)$$

$$\text{VAN} = \sum_{k=1}^n \frac{\text{Profitto}}{(1+i)^k} - \text{Costo}_{\text{INVESTIMENTO}} \quad (5-7)$$

$$\text{PB} = k \text{ tale che } \sum_{k=1}^n \frac{\text{Profitto}}{(1+i)^k} - \text{Costo}_{\text{INVESTIMENTO}} = 0 \quad (5-8)$$

6. Risultati termodinamici

6.1 Strategia Carico Base (BL)

La strategia copre i fabbisogni dell'utenza fino ad una determinata soglia. L'analisi è stata effettuata ponendo le soglie pari a

- 175 kW (BL 175 kW)
- 350 kW (BL 350 kW)
- 500 kW (BL 500 kW)

Analizziamo i risultati in termini di copertura dei rispettivi carichi

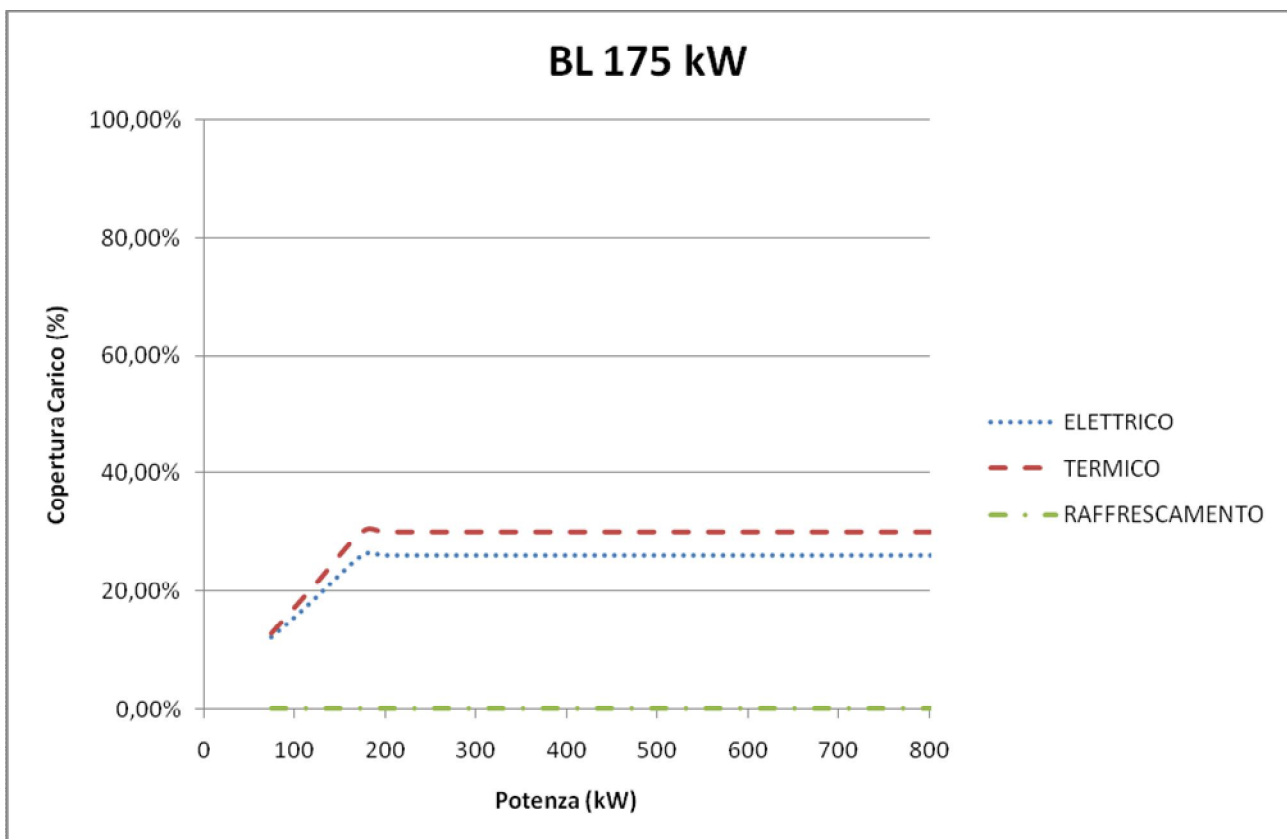


Figura 6.1.1 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia BL a 175 kW

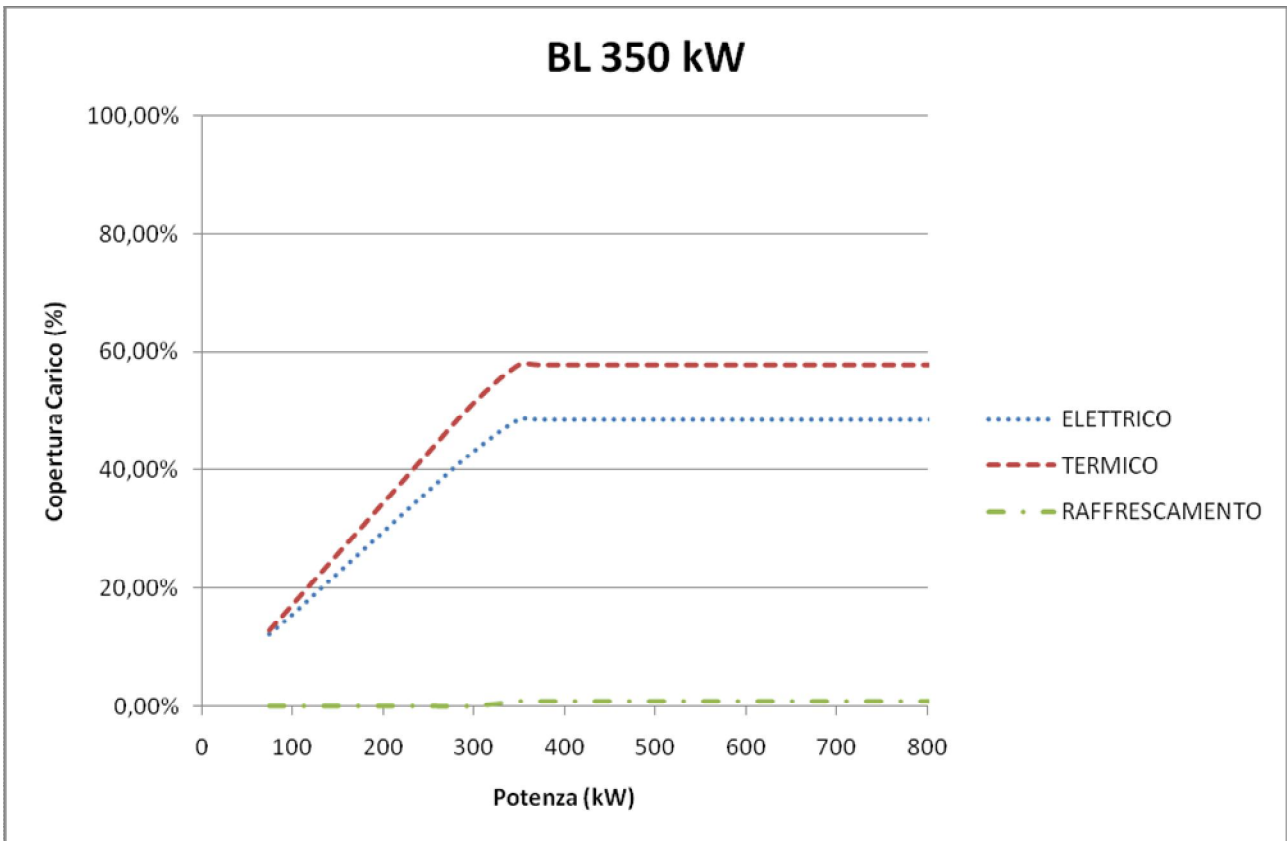


Figura 6.1.2 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia BL a 350 kW

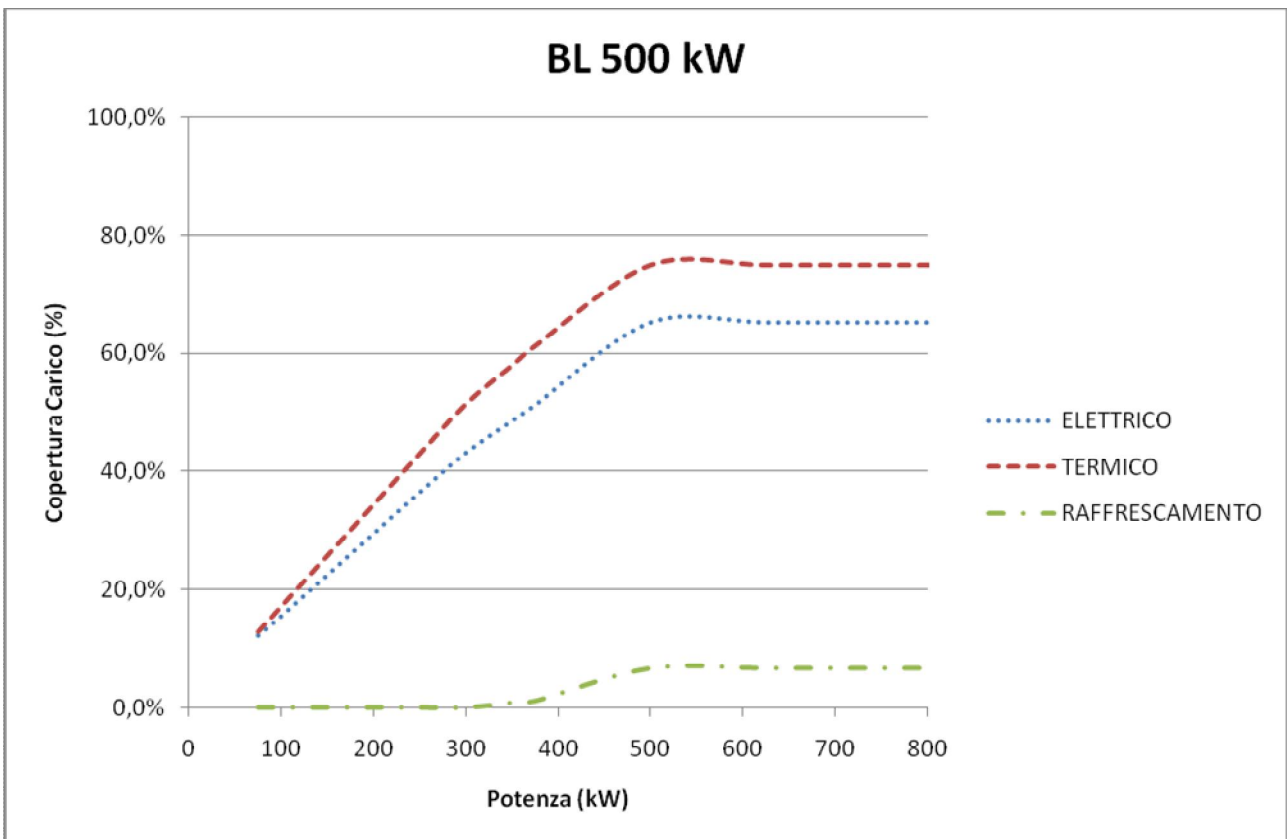


Figura 6.1.3 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia BL a 500 kW

All'aumentare della massima soglia di produzione di energia elettrica da parte del cogeneratore, il sistema riuscirà a coprire una quota maggiore del carico. Notiamo che oltre una certa potenza del cogeneratore, si avrà una copertura del carico asintotica, indipendentemente dalla potenza nominale del cogeneratore. Ciò è dovuto alla strategia, che pone un limite alla massima potenza elettrica prodotta dal cogeneratore, indipendentemente dalla taglia della macchina. La maggiore copertura sarà, quindi, per BL 500 kW in quanto al cogeneratore è permesso di produrre potenze maggiori. Il PES segue l'andamento delle coperture di carico. Notiamo che, a parità di potenza nominale del cogeneratore, un impianto funzionante con soglia massima di 500 kW avrà un maggior risparmio di energia primaria rispetto ad un impianto che lavora fino ad un massimo di 175 kW.

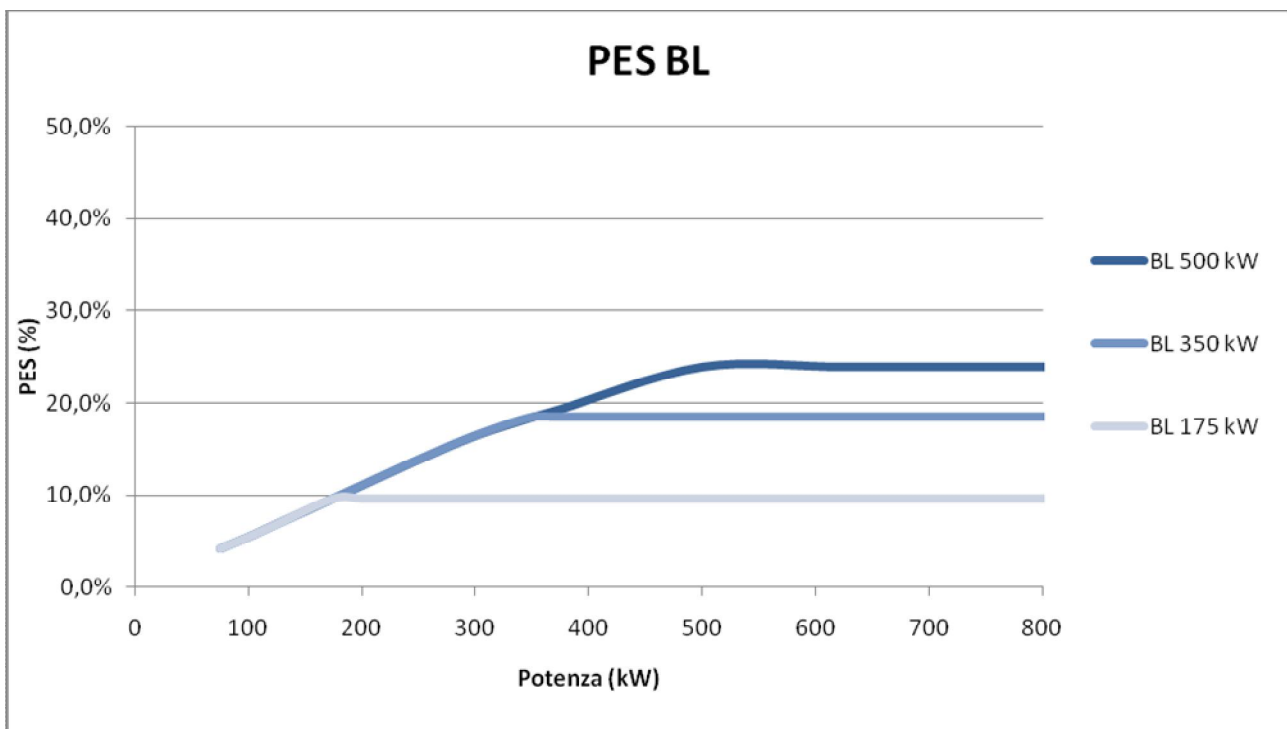


Figura 6.1.4 – Rappresentazione risultati del PES simulazione con strategia BL

6.2 Strategia Copertura carico di picco (PS)

La strategia prevede di coprire il picco di domanda dell'utenza. L'analisi è stata effettuata per coprire oltre il:

- 90% del picco (PS 90%)
- 80% del picco (PS 80%)
- 70% del picco (PS 70%)

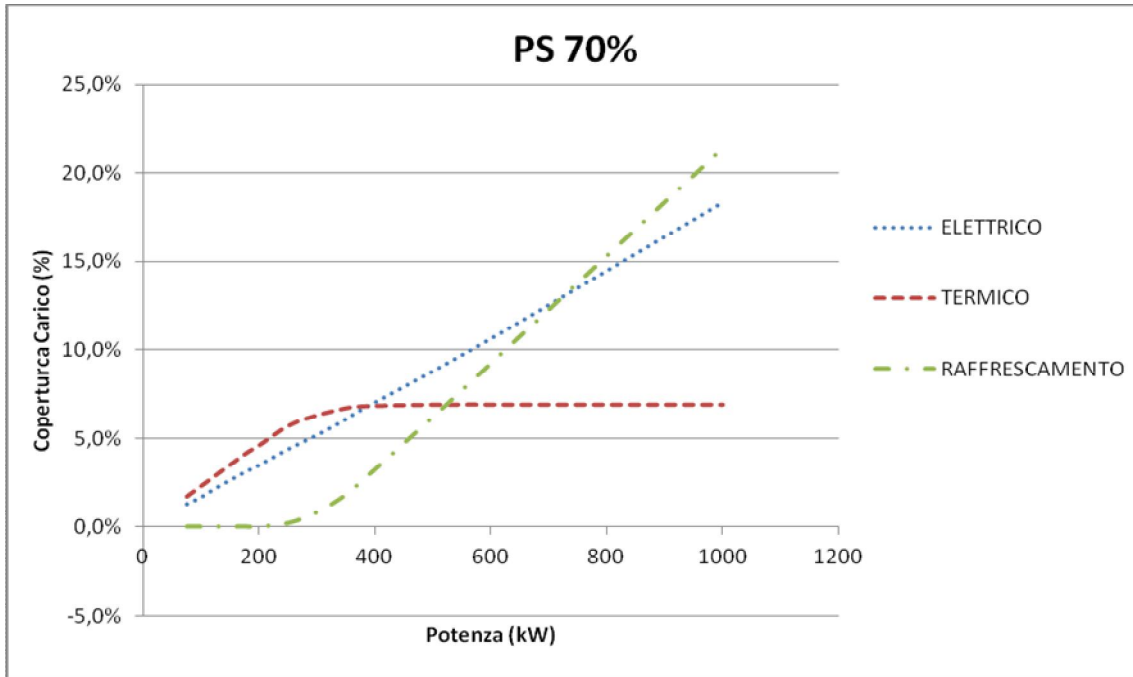


Figura 6.2.1 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia PS al 70%

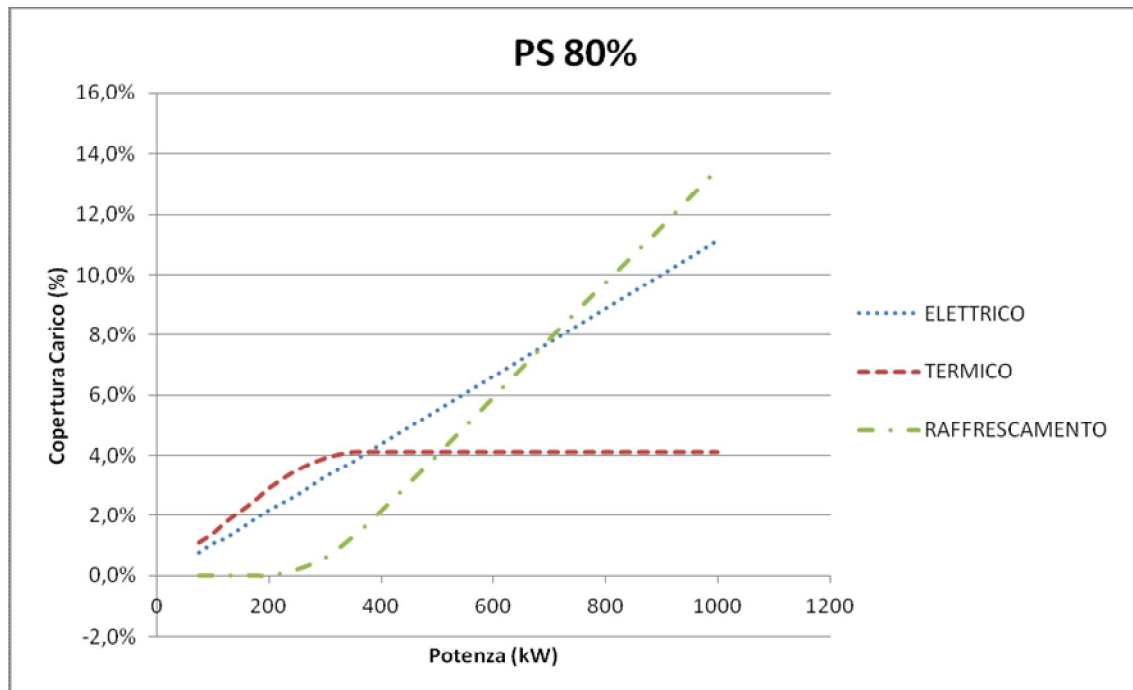


Figura 6.2.2 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia PS al 80%

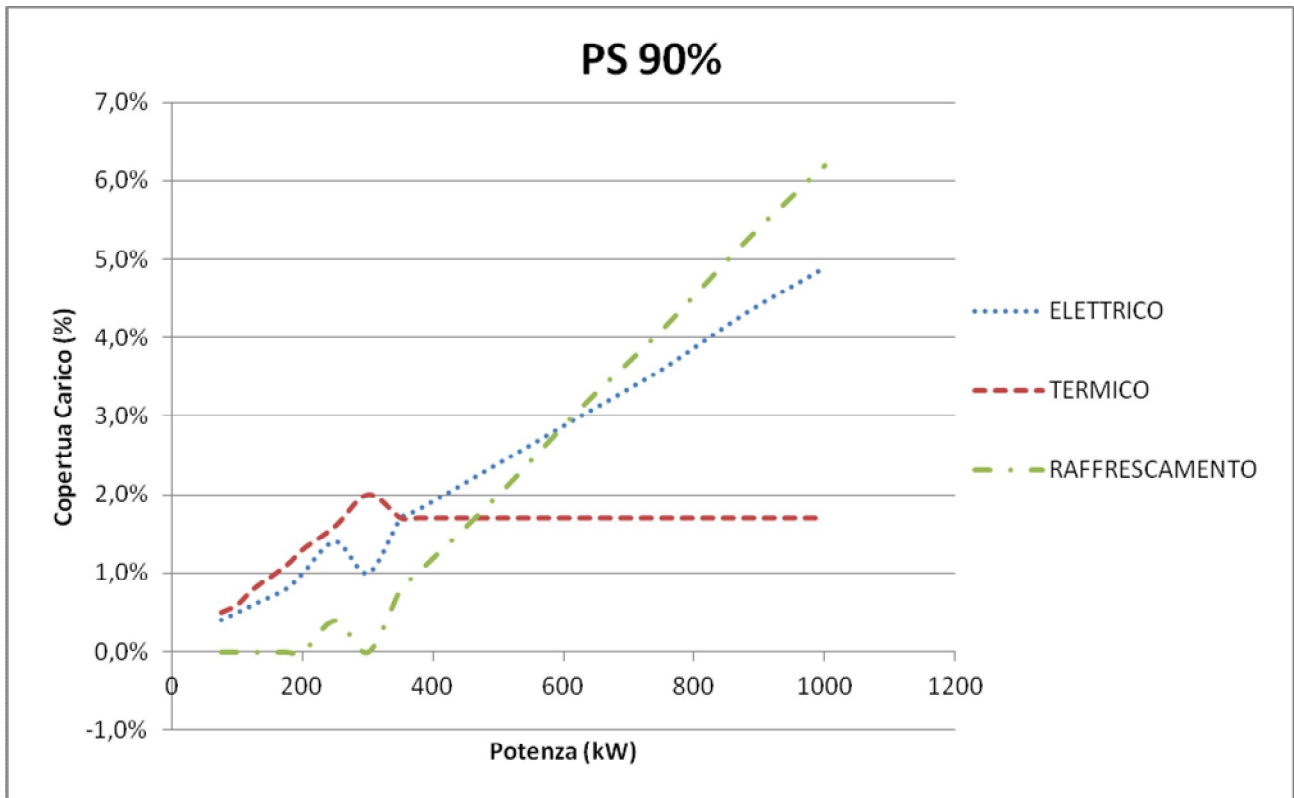


Figura 6.2.3 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia PS al 90%

Maggiore è la percentuale di copertura del carico di picco, maggiore sarà la soglia oltre la quale interviene il cogeneratore, quindi saranno minori le ore totali di funzionamento della macchina. Se le percentuali sono elevate, avremo una bassissima copertura del carico, indipendentemente dalla potenza nominale della macchina (ne è un esempio PS 90%). Il valore elevato della copertura del carico frigorifero attraverso la macchina ad adsorbimento è imputabile all'impostazione della strategia stessa. Cerca di limitare i picchi di richiesta di energia elettrica: non considerando solo il carico elettrico dell'utenza, ma anche che la quota consumi necessaria per il funzionamento del chiller elettrico. Le ore di maggior carico, quindi, sono principalmente le ore centrali delle giornate estive, che presentano carichi elevati. Le ridotte ore di funzionamento incidono sul PES, che risulta essere molto basso, in tutti i casi minori della soglia del 10% necessaria per aver diritto agli incentivi

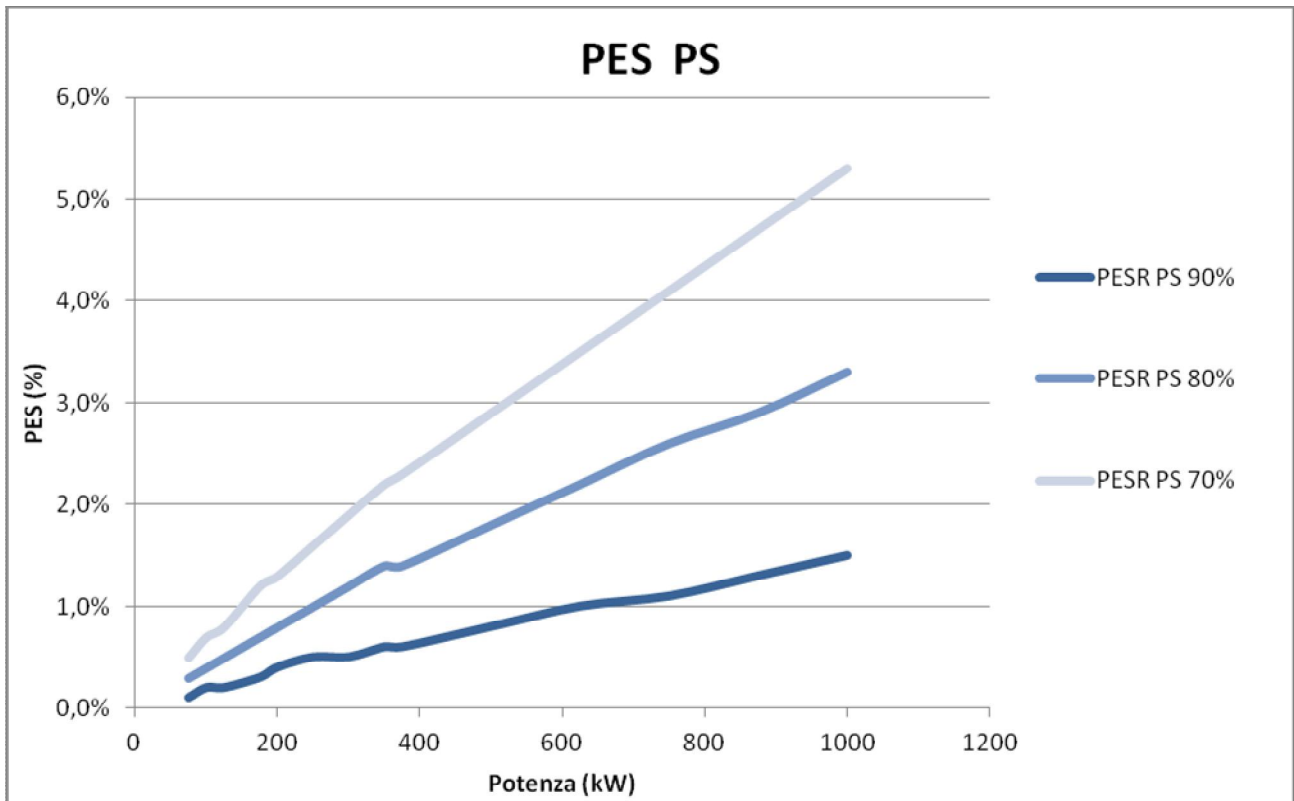


Figura 6.2.4 – Rappresentazione risultati del PES simulazione con strategia PS

6.3 Strategia Funzionamento Continuo (CO)

La strategia prevede di funzionare alla potenza nominale della macchina cogeneratrice per un determinato numero di ore. La simulazione è stata effettuata per un funzionamento di:

- 24 h (CO 24 h)
- 16 h (CO 16 h)
- 8 h (CO 8 h)

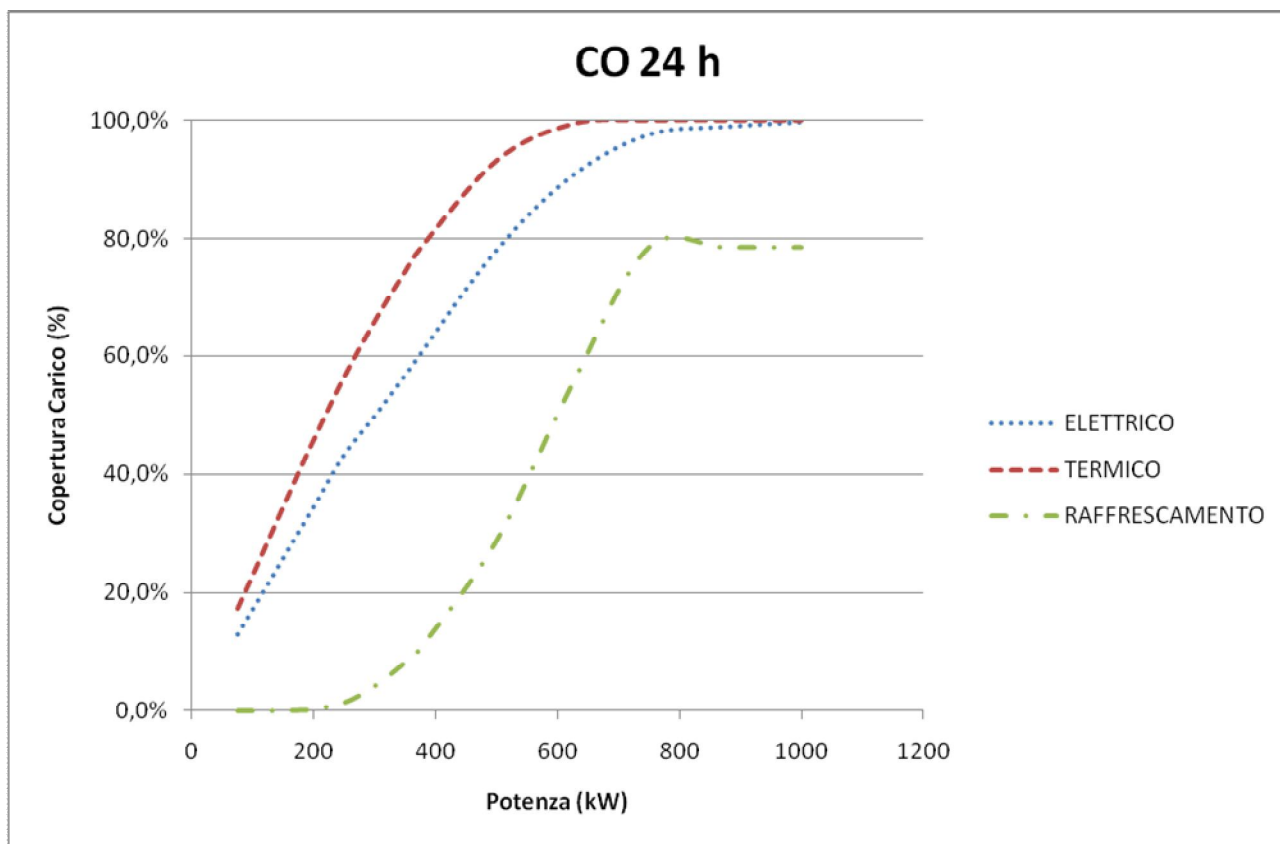


Figura 6.3.1 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia CO a 24 h

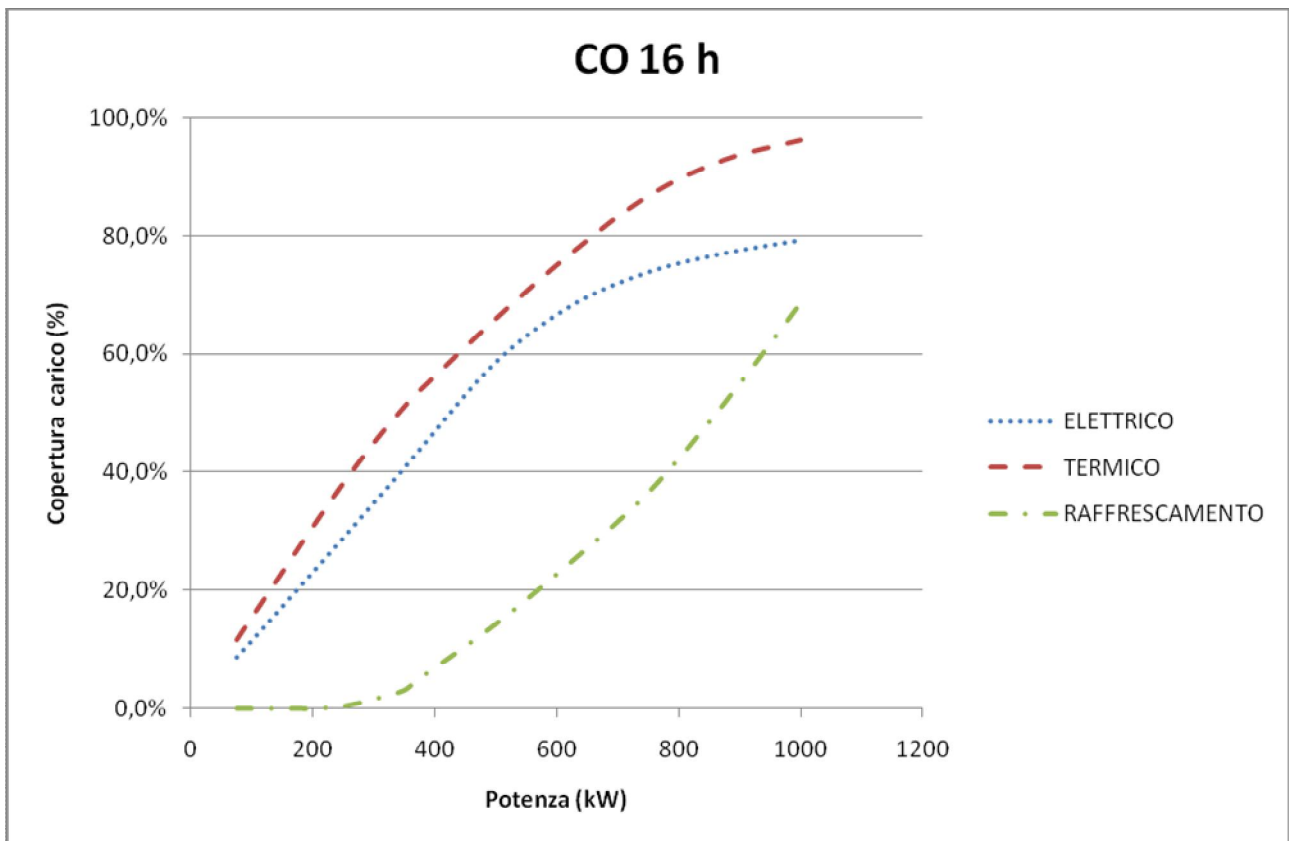


Figura 6.3.2 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia CO a 16 h

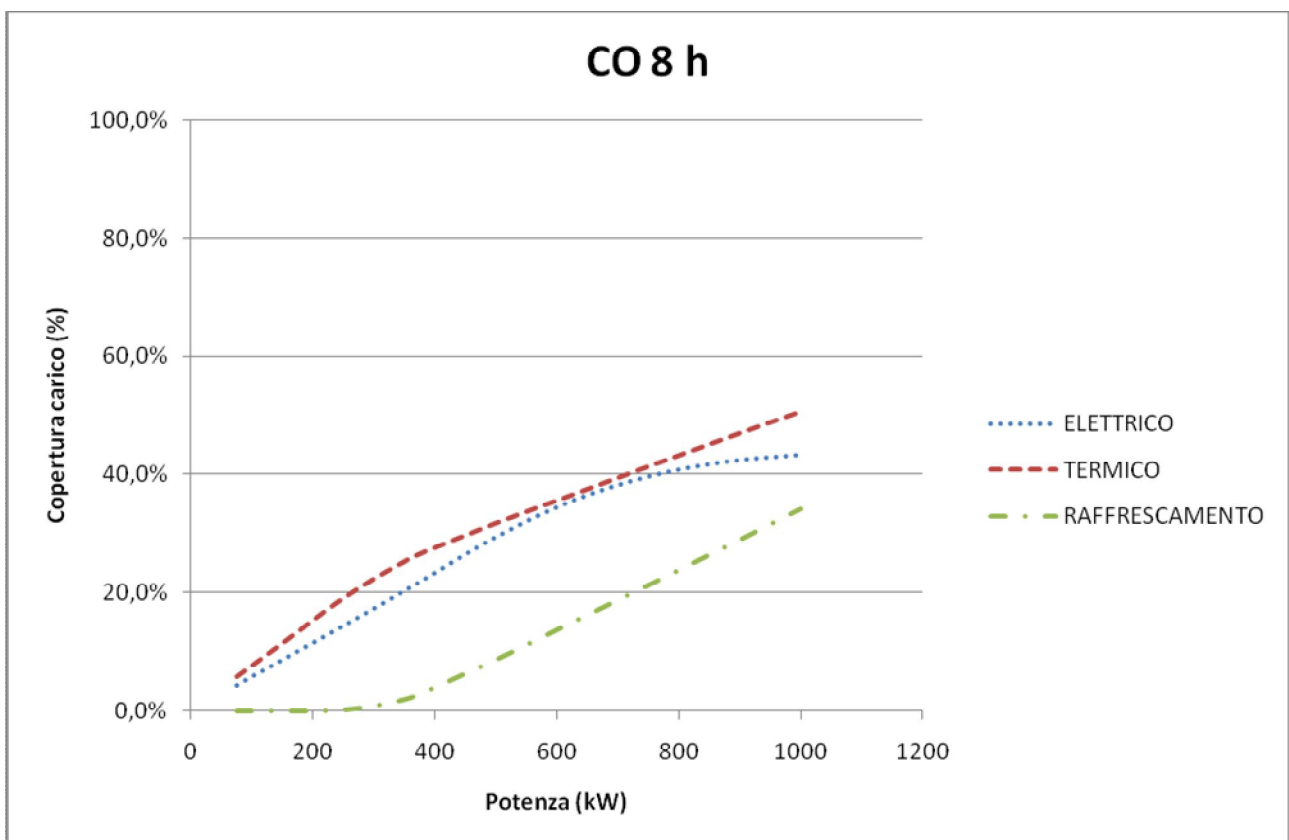


Figura 6.3.3 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia CO a 8 h

Al diminuire delle ore di funzionamento della macchina a cogenerazione, la copertura del carico del carico è minore. Se la strategia prevede un funzionamento continuo (24 h), con un cogeneratore di taglia elevata (maggiore di 800 kW) è possibile coprire totalmente le richieste di energia termica ed elettrica. La macchina termica ad adsorbimento riesce a coprire una quota elevata del carico frigorifero (anche dell'80%, vedi figura 6.3.1), in virtù dell'elevata quantità di calore di scarto disponibile dal cogeneratore. Le elevate coperture di carico (termico ed elettrico in particolare) giustificano i valori elevati del PES (che può superare anche il 40%).

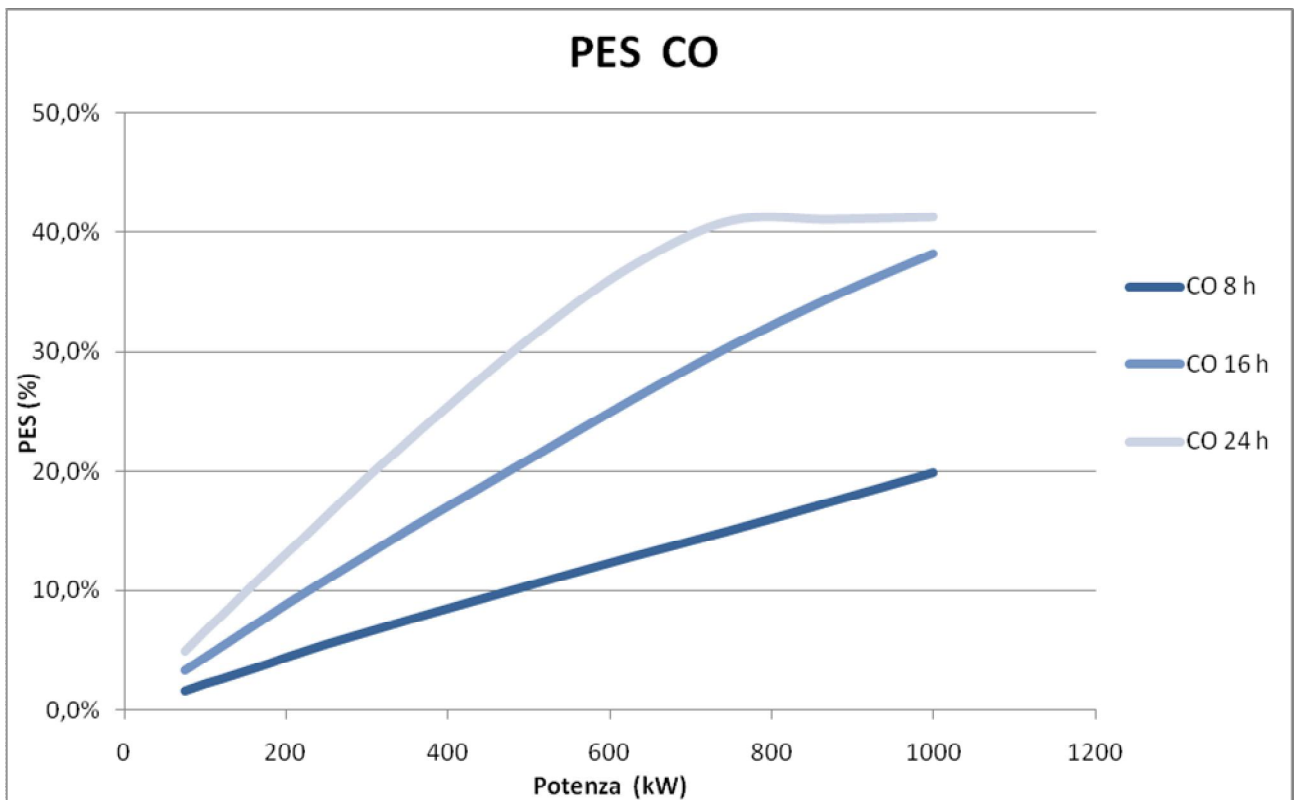


Figura 6.3.4 – Rappresentazione risultati del PES simulazione con strategia CO

6.4 Strategia Carico Elettrico Equivalente (ELF)

La strategia che segue il *carico elettrico equivalente* (ELF) è stata simulata imponendo tre valori differenti al parametro ELF_{MINIMO} . Il significato di tale parametro è che, dato il carico elettrico equivalente dell'utenza, se è minore di quella soglia, il cogeneratore non verrà avviato, se è maggiore si produrrà con la macchina a cogenerazione la differenza. I tre valori analizzati sono

- ELF_{MINIMO} 0 kW
- ELF_{MINIMO} 175 kW
- ELF_{MINIMO} 350 kW

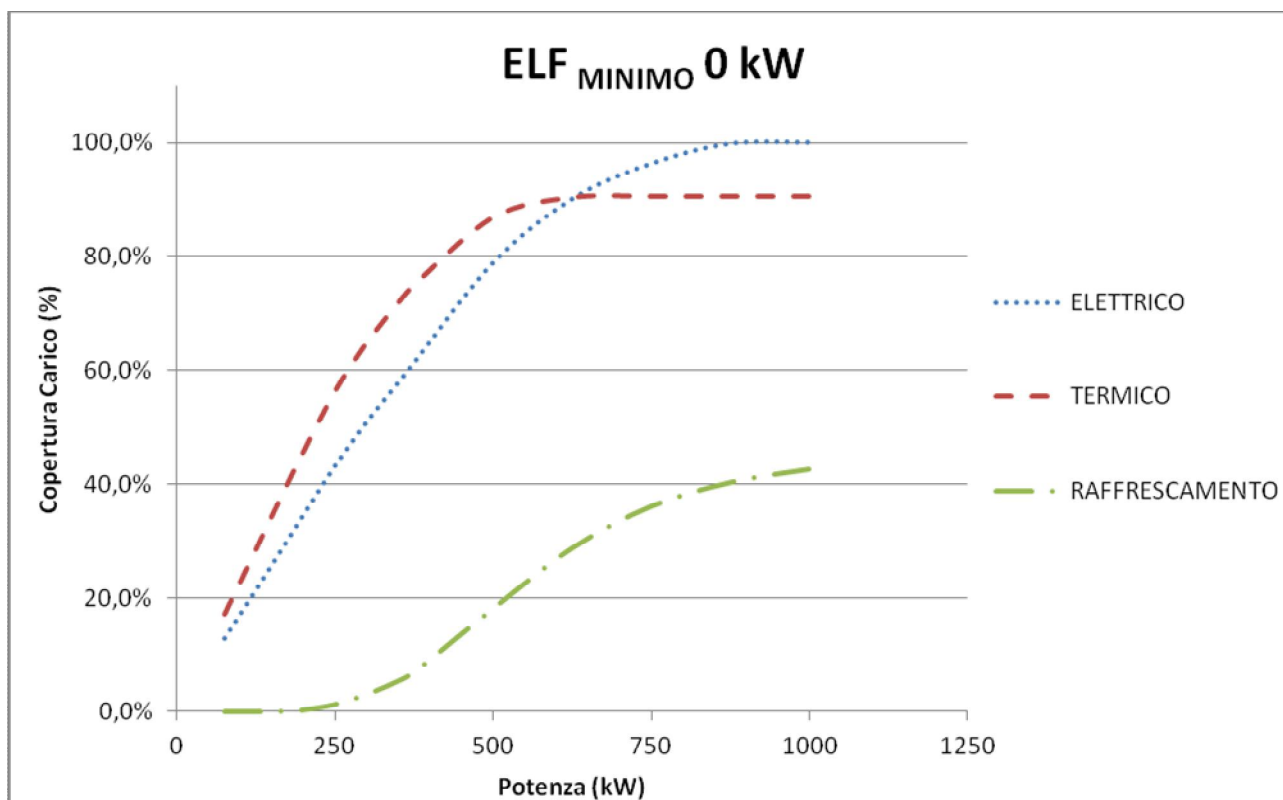


Figura 6.4.1 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia ELF_{MINIMO} a 0 kW

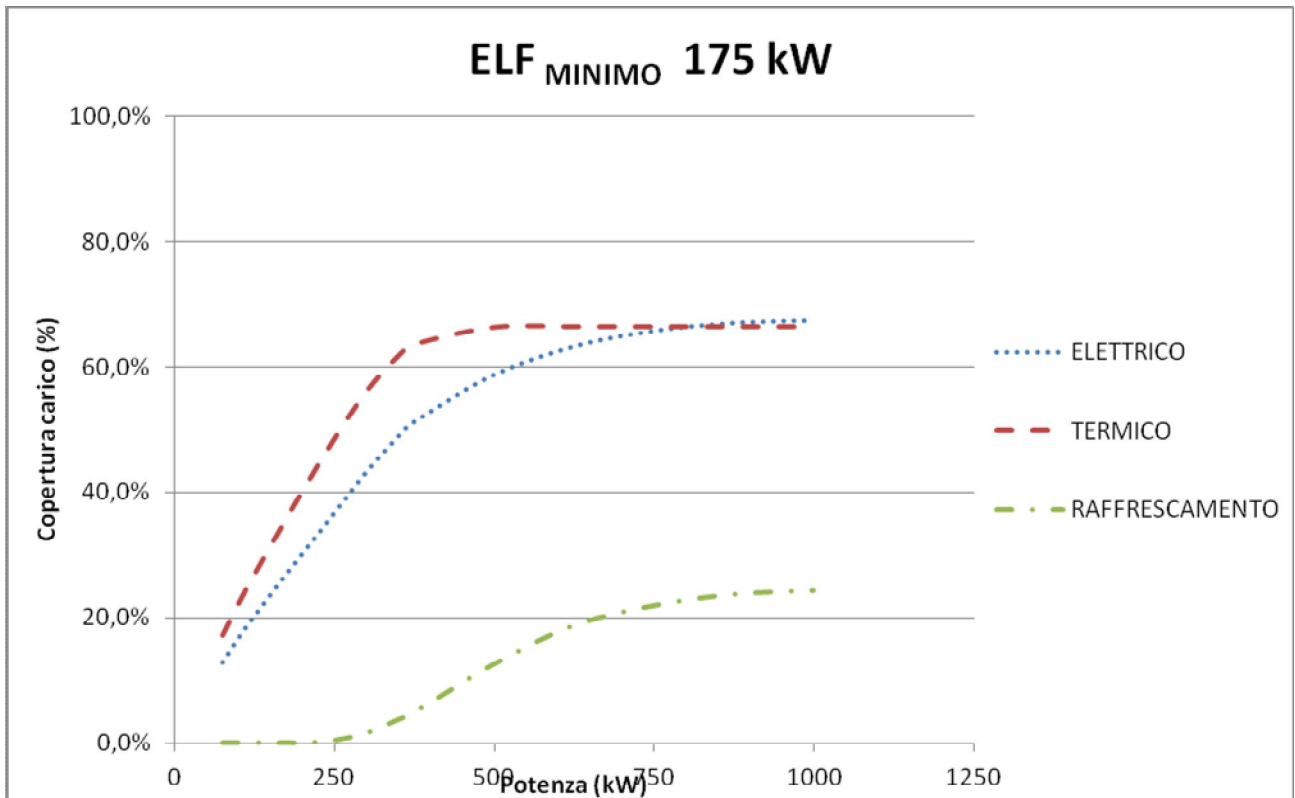


Figura 6.4.2 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia ELF_{MINIMO} a 175 kW

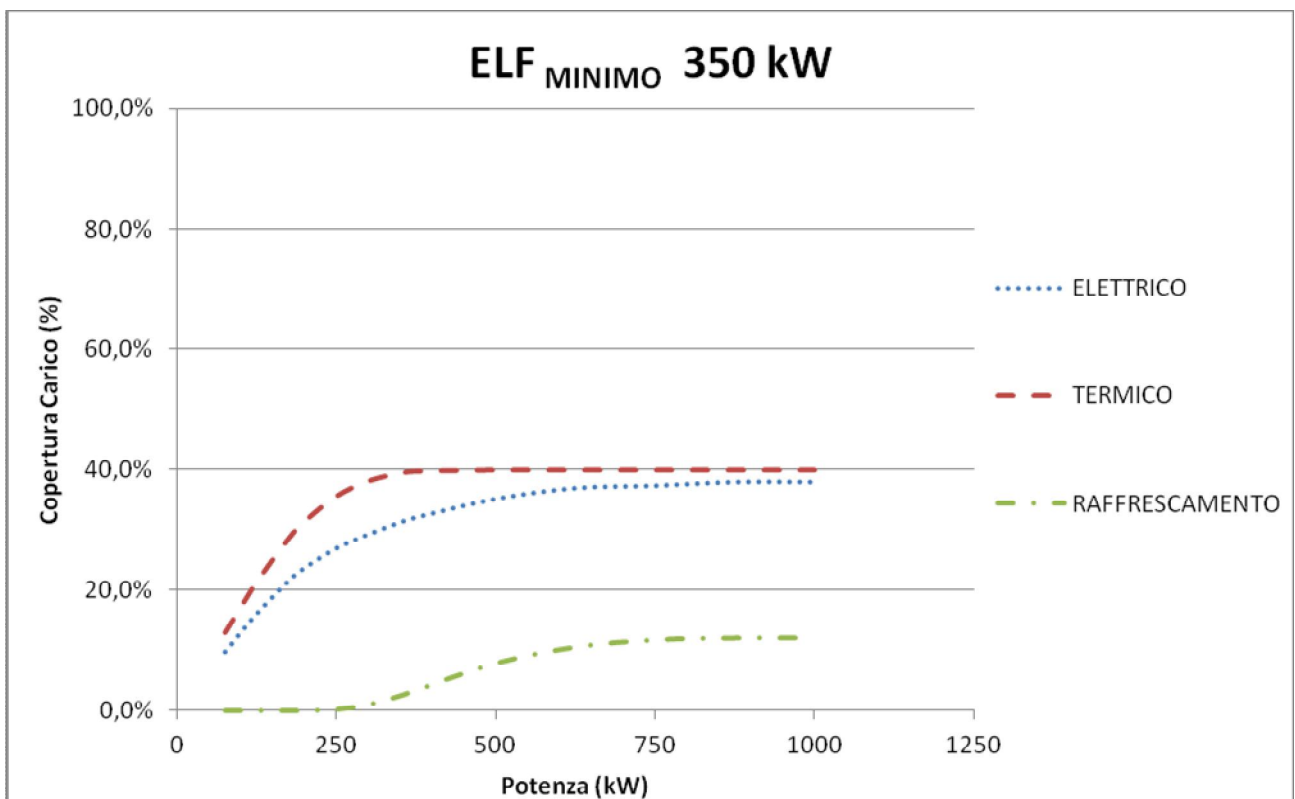


Figura 6.4.3 – Rappresentazione risultati simulazione con strategia ELF_{MINIMO} a 350 kW

All'aumentare della soglia di energia acquistata dalla rete (parametro ELF_{MINIMO}), la differenza tra il carico elettrico equivalente richiesto dall'utenza e l'elettricità acquistata dalla rete si ridurrà, determinando una minor produzione di energia elettrica da parte del cogeneratore. La copertura dei carichi è elevata, in particolare la copertura del carico elettrico (con un cogeneratore di potenza elevata possiamo arrivare ad una copertura del 100%, vedi figura 6.4.1). Il carico frigorifero coperto dalla macchina termica ad adsorbimento è elevato, poiché la strategia è studiata per diminuire l'utilizzo di un chiller elettrico per le richieste di raffrescamento. L'elevata copertura dei carichi determina un elevato PES. Nel caso di $ELF_{MINIMO}=350$ kW, però, non riusciamo a raggiungere la soglia del 10%.

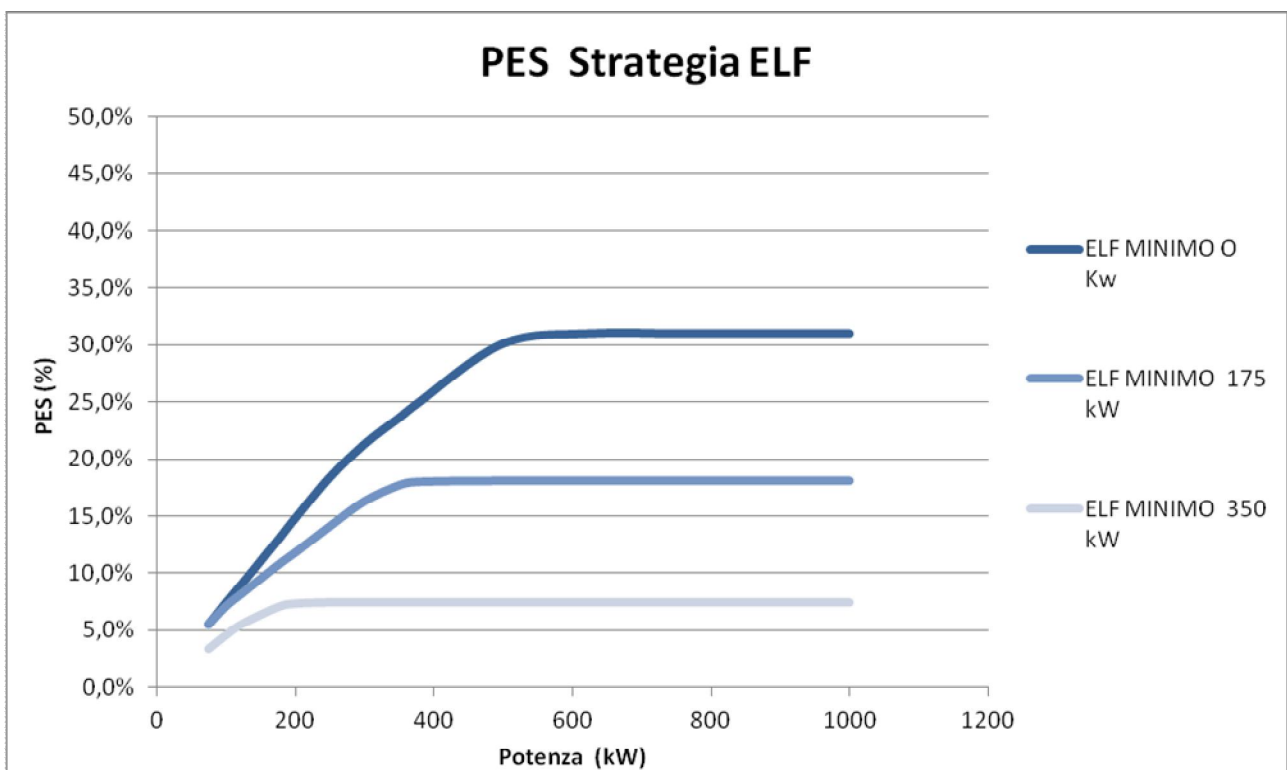


Figura 6.4.4 – Rappresentazione risultati del PES simulazione con strategia ELF

7. Risultati economici

7.1 Strategia Carico Base (BL)

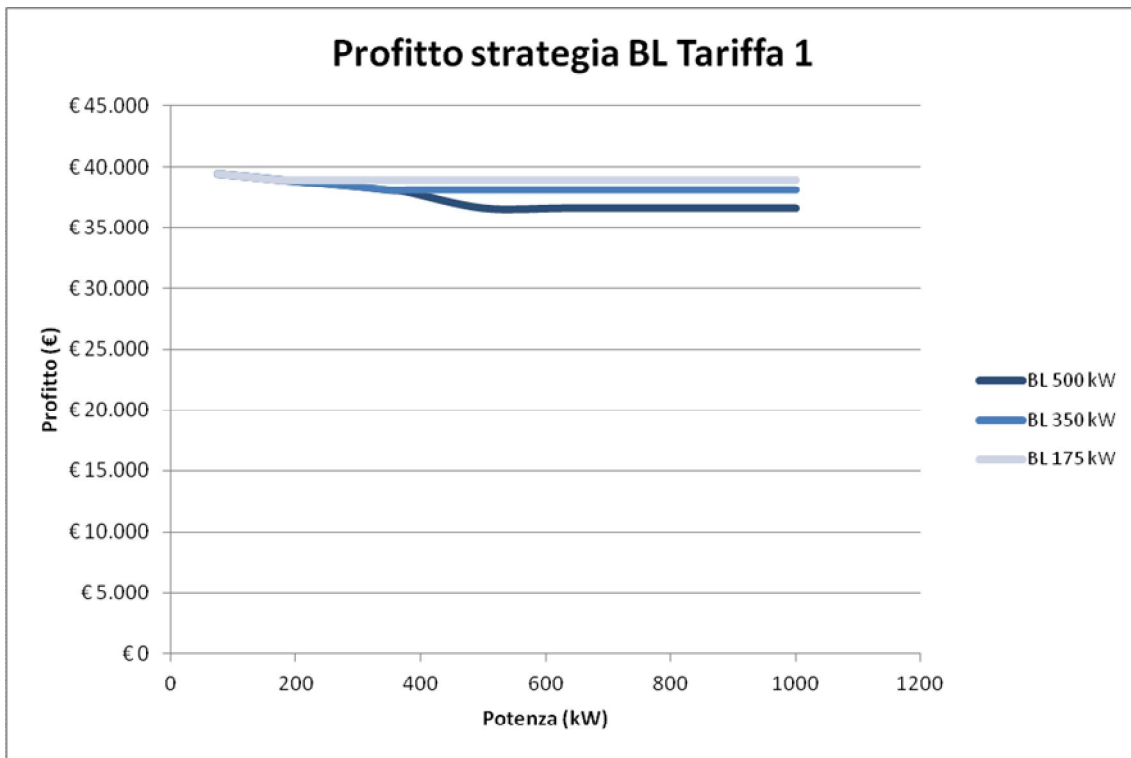


Figura 7.1.1 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 1

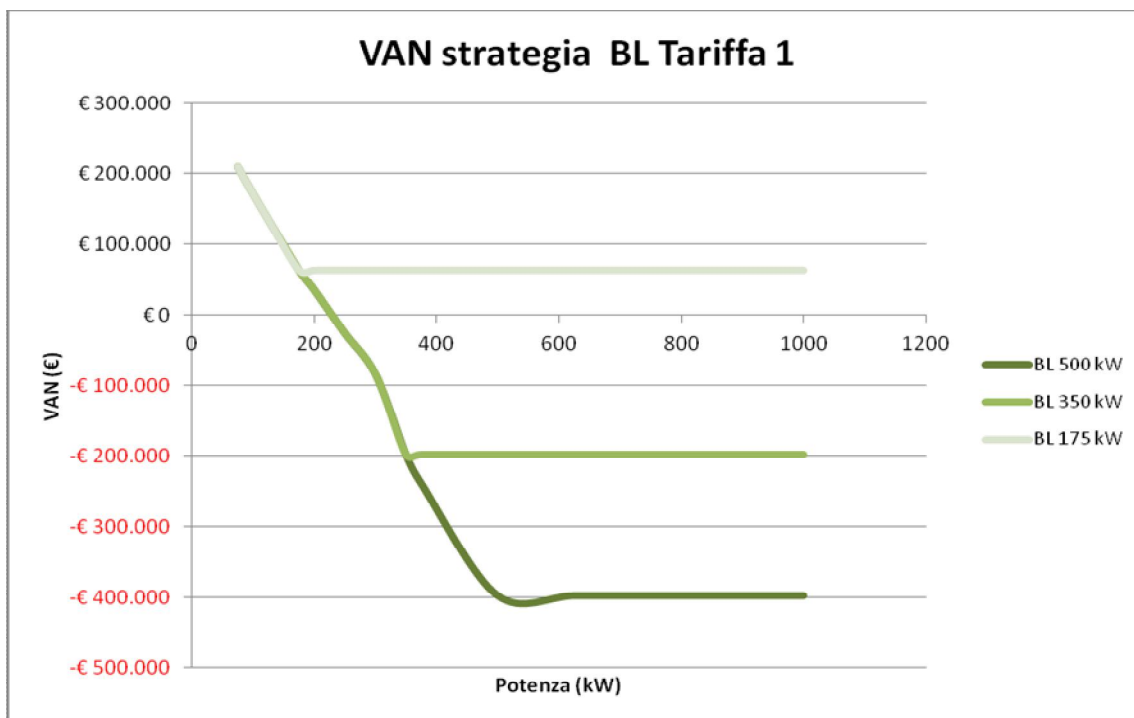


Figura 7.1.2 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 1

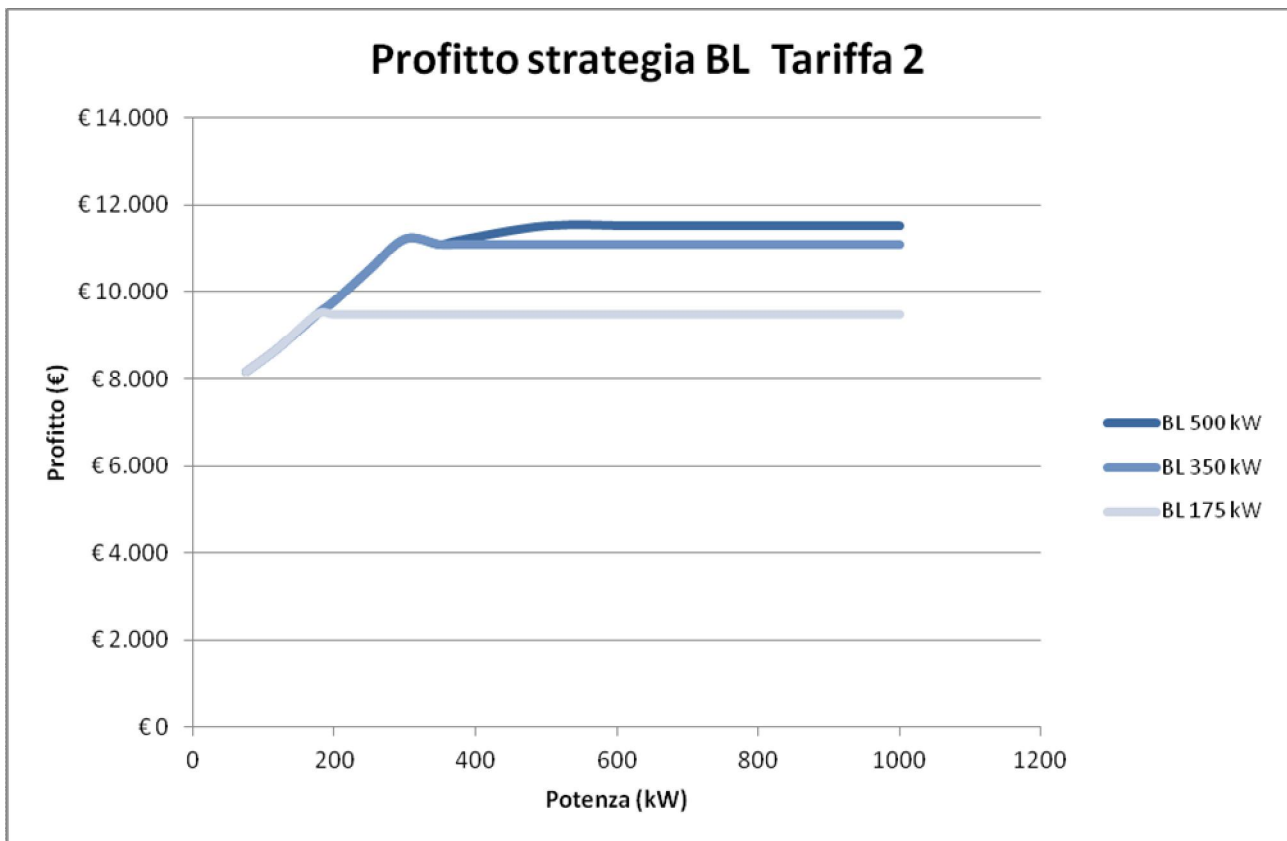


Figura 7.1.3 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 2

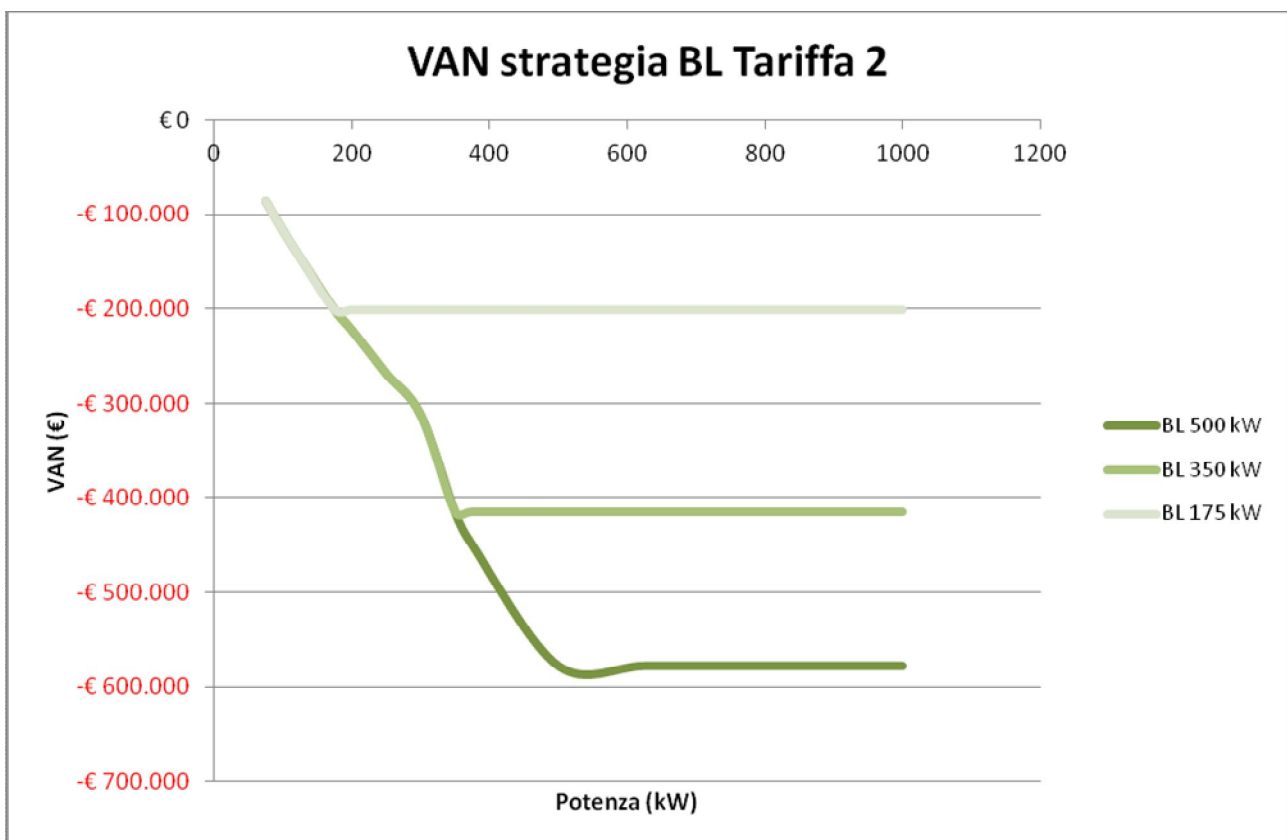


Figura 7.1.4 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 2

La strategia BL non si rileva essere particolarmente vantaggiosa con i regimi tariffari presi in esame. Sia con la Tariffa1 (figura 7.1.1) che con la Tariffa2 (figura 7.1.2) si ha profitto, ma nel secondo caso è modesto. Di ciò risente anche il VAN: è positivo solo in presenza della Tariffa1 e con un cogeneratore di piccola taglia (poco superiore 200 kW).

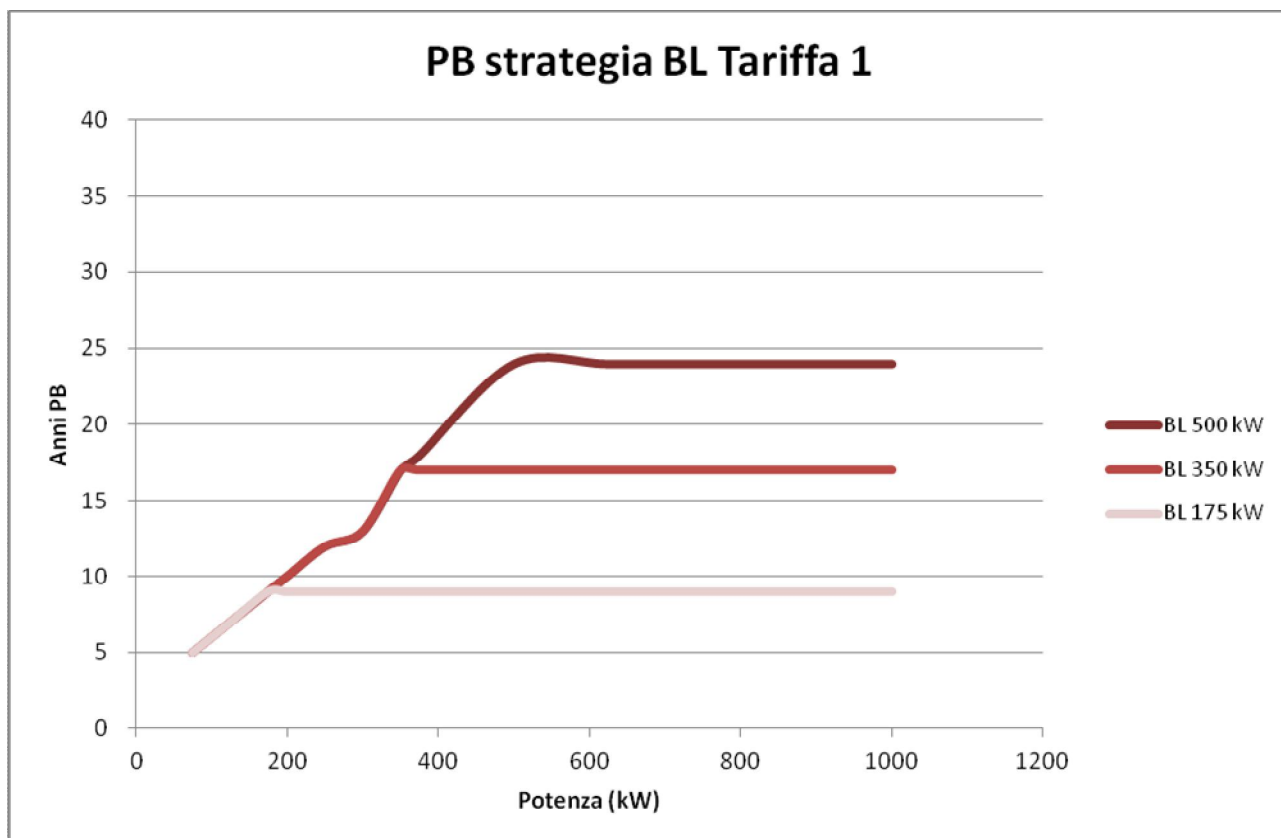


Figura 7.1.5 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 1

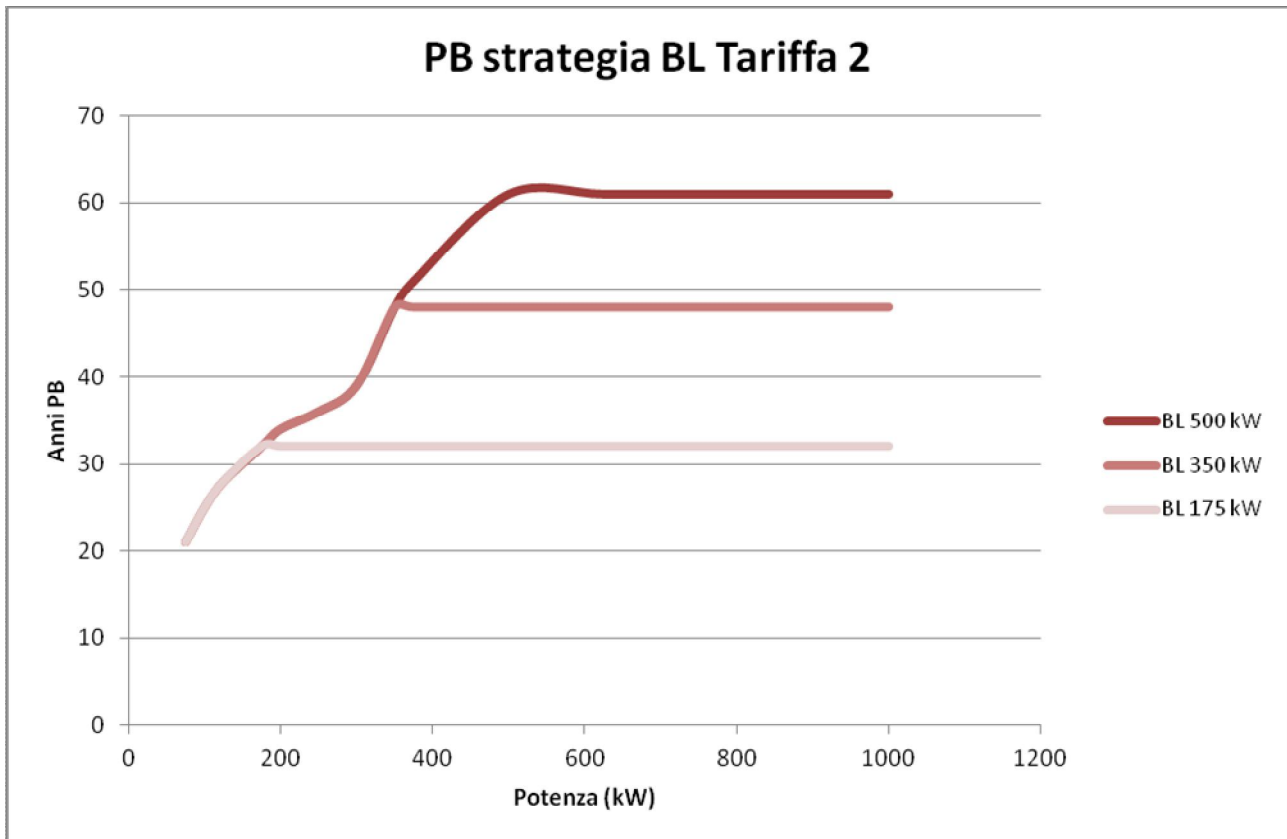


Figura 7.1.6 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 2

Il tempo di Pay-Back è elevato, come si aspetterebbe dai bassi valori assunti del VAN. Solo in presenza della Tariffa1, e per piccole taglie del cogeneratore (fino a 200 kW), tale periodo è minore della presunta vita dell'impianto a trigenerazione (10 anni).

7.2 Strategia Copertura carico di picco (PS)

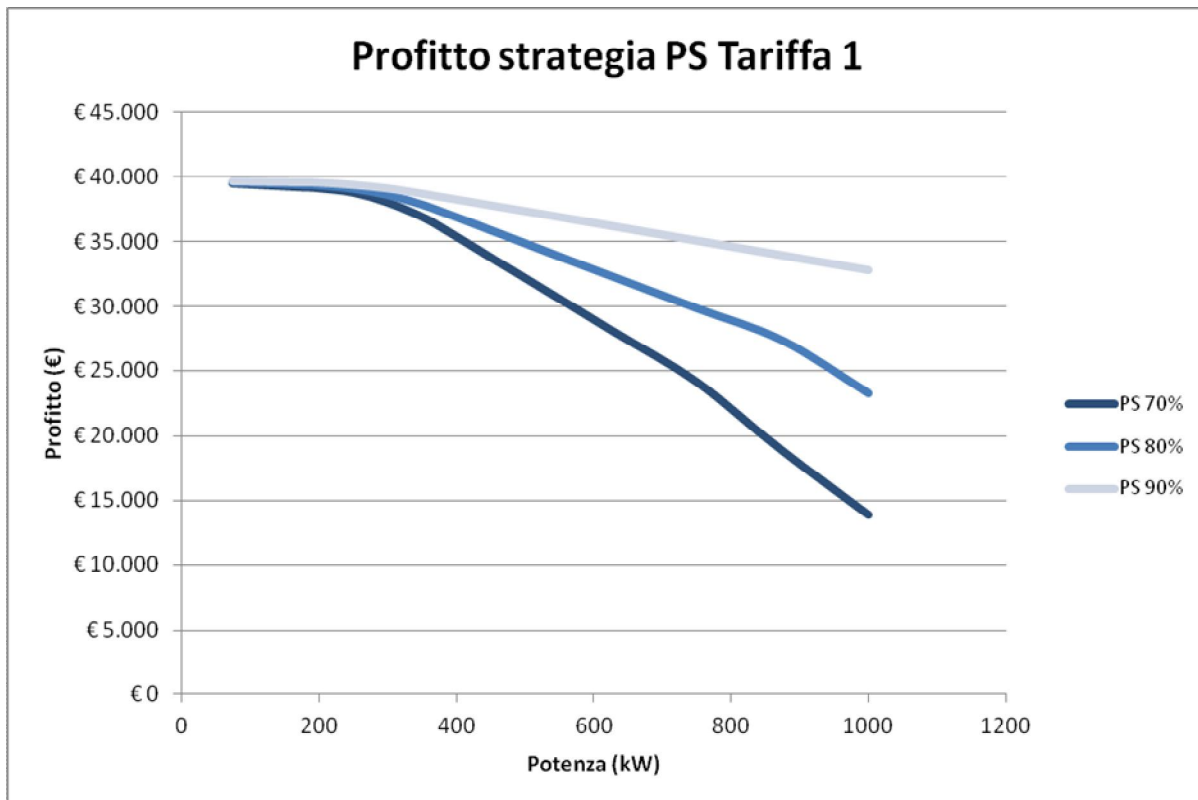


Figura 7.2.1 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 1

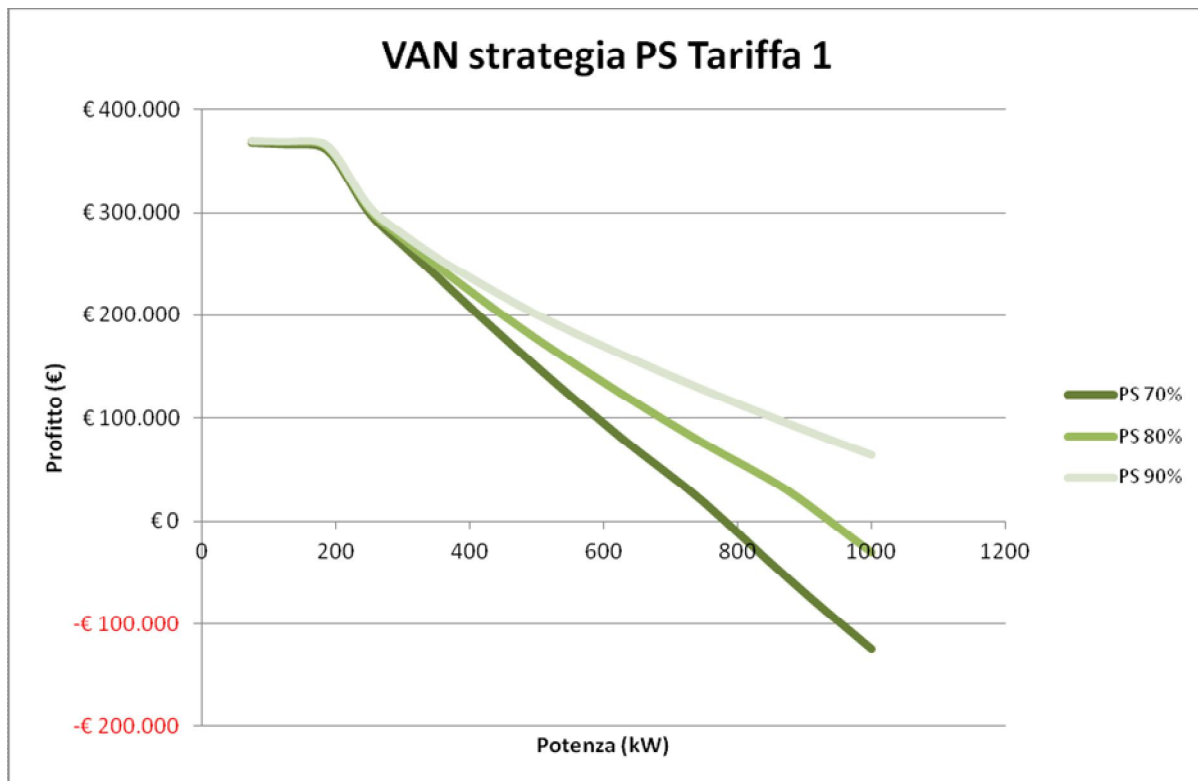


Figura 7.2.2 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 1

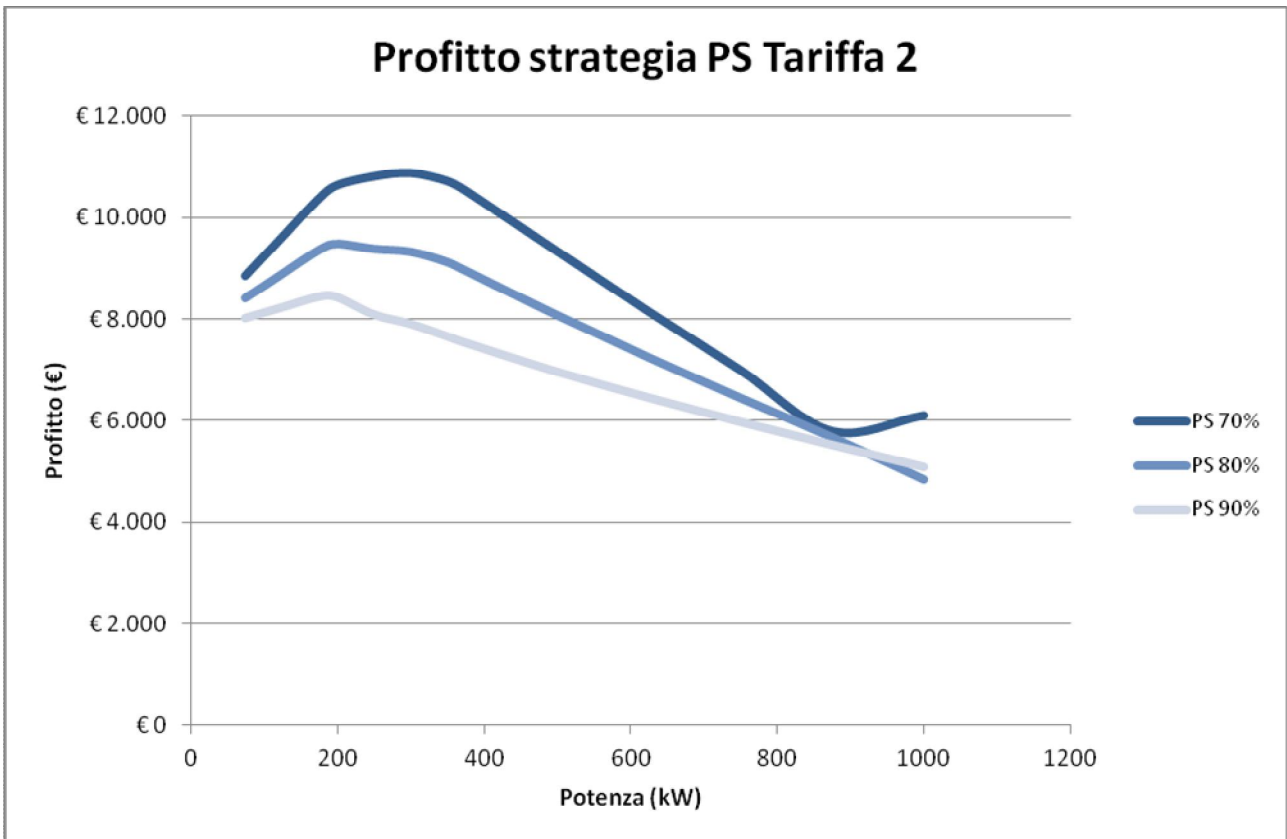


Figura 7.2.3 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia BL con il regime della Tariffa 2

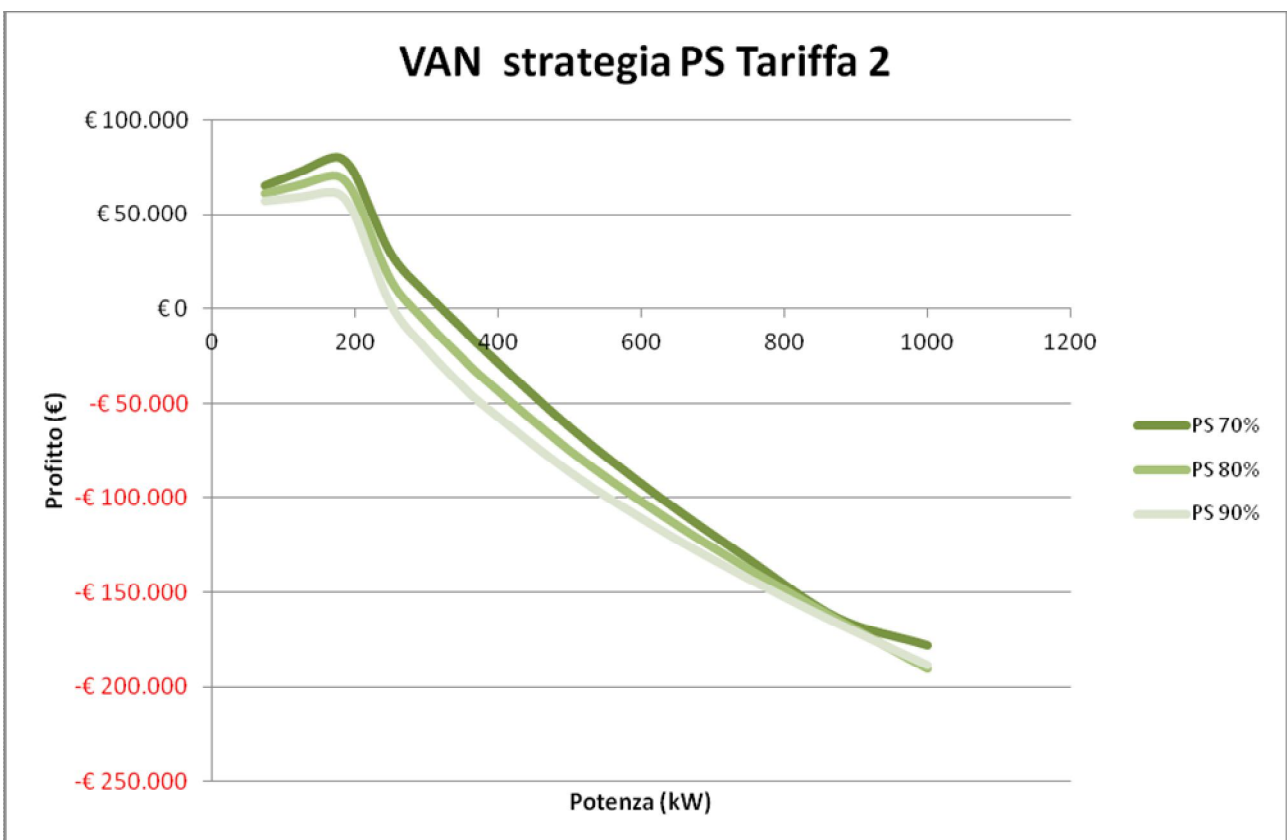


Figura 7.2.4 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 2

La strategia PS presenta profitti elevati (figura 7.2.1 e figura 7.3.1) per cogeneratori di piccola taglia, per limitare la richiesta di picco. All'aumentare della potenza, viceversa, il profitto diminuisce. Si può supporre che i profitti derivino non da un minore costo al kWh dell'energia prodotta dal cogeneratore rispetto a quella di rete, bensì da una minore richiesta di picco di elettricità, che determina una minore penale in bolletta. A conferma di questa affermazione notiamo che con la Tariffa1 (che presenta un maggiore costo per la potenza impegnata) si ha un maggiore profitto rispetto alla Tariffa2.

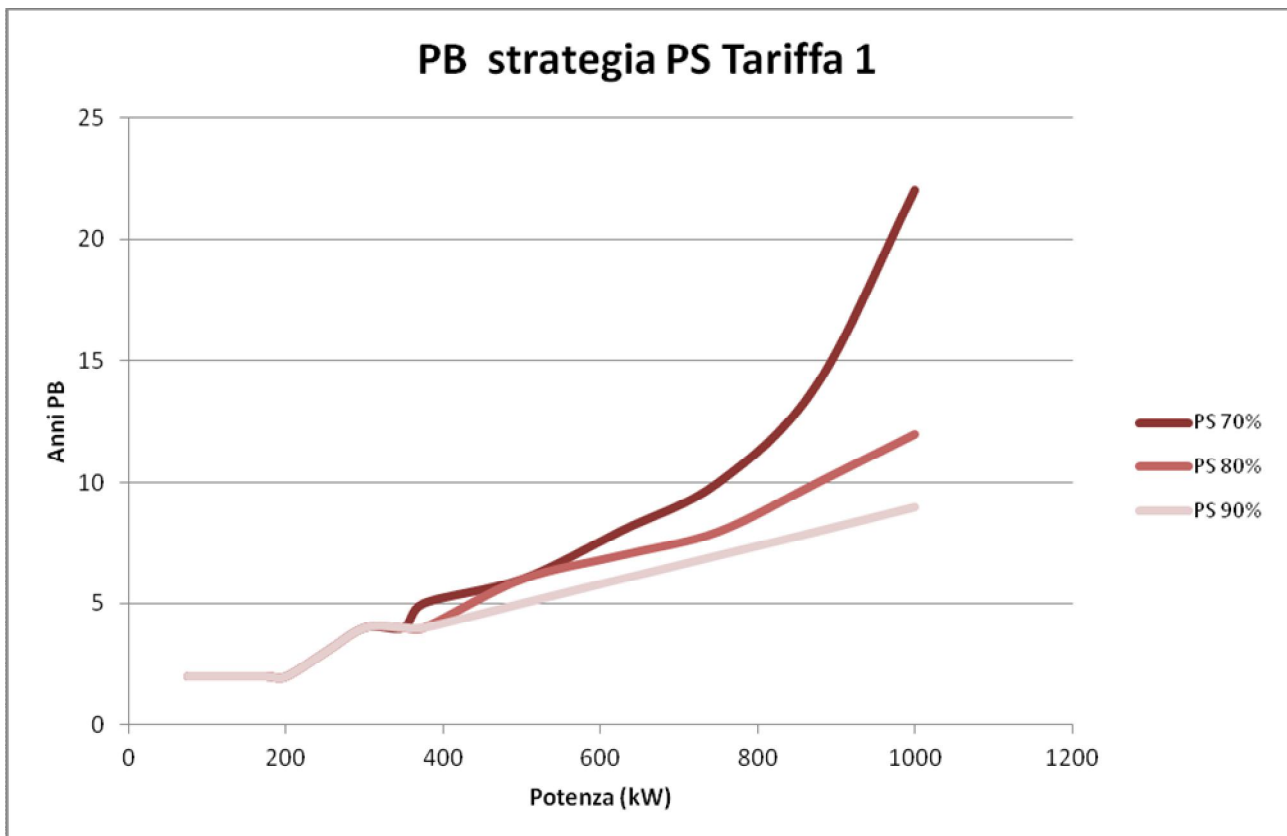


Figura 7.2.5 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 1

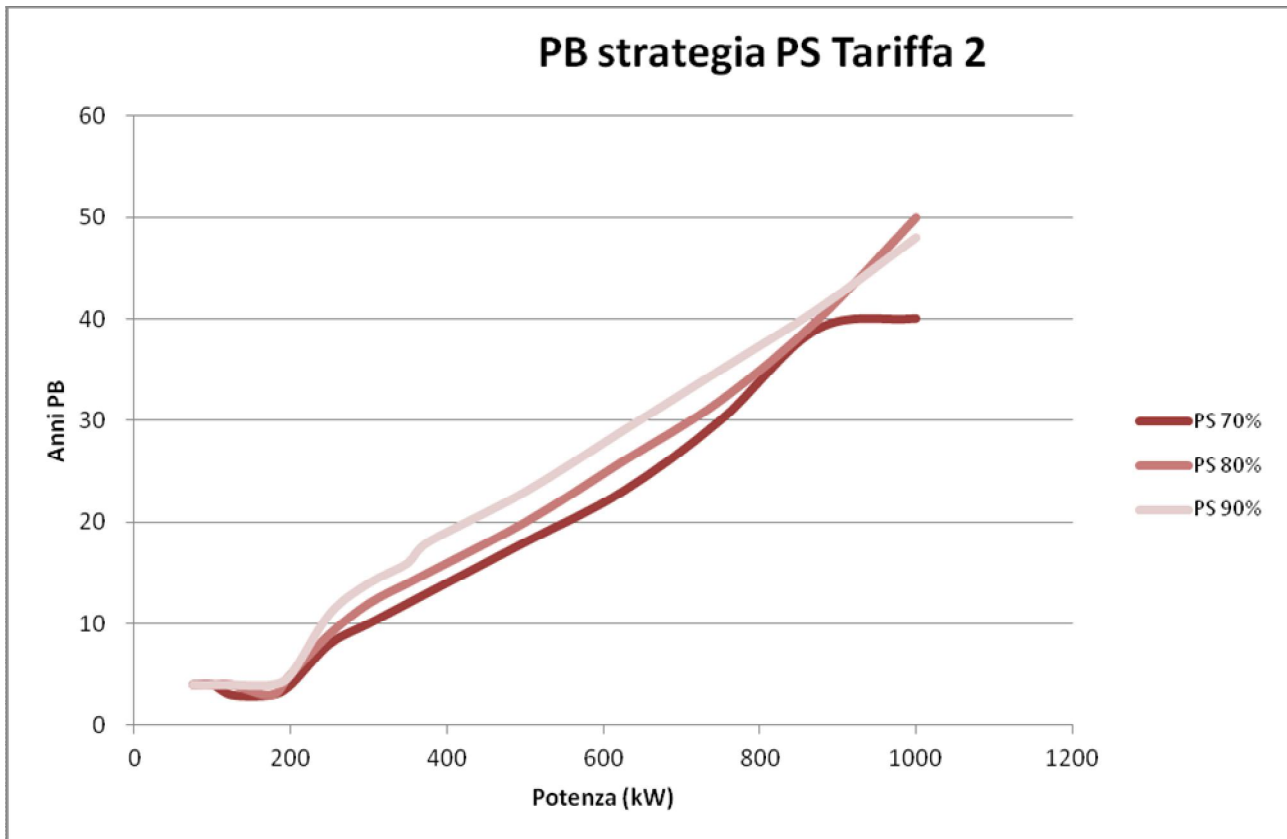


Figura 7.2.6 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 2

Il tempo di Pay-Back di questa strategia, in particolare con la Tariffa1 (figura 7.2.5), è breve. Se analizziamo secondo le diverse tariffe noteremo che:

- con la Tariffa1, il tempo di Pay-Back è minore della vita stimata dell'impianto (10 anni) con cogeneratori di potenza minore di 800-900 kW. Con cogeneratori di piccola taglia (inferiore ai 200 kW) il tempo di Pay-Back è il minore in assoluto (10 anni);
- con la Tariffa2 (figura 7.2.6), a causa dei minori profitti, il tempo di Pay-Back sarà maggiore.

L'andamento del Pay-Back rispecchia l'andamento del VAN (figura 7.2.2 e figura 7.2.4).

7.3 Strategia Funzionamento Continuo (CO)

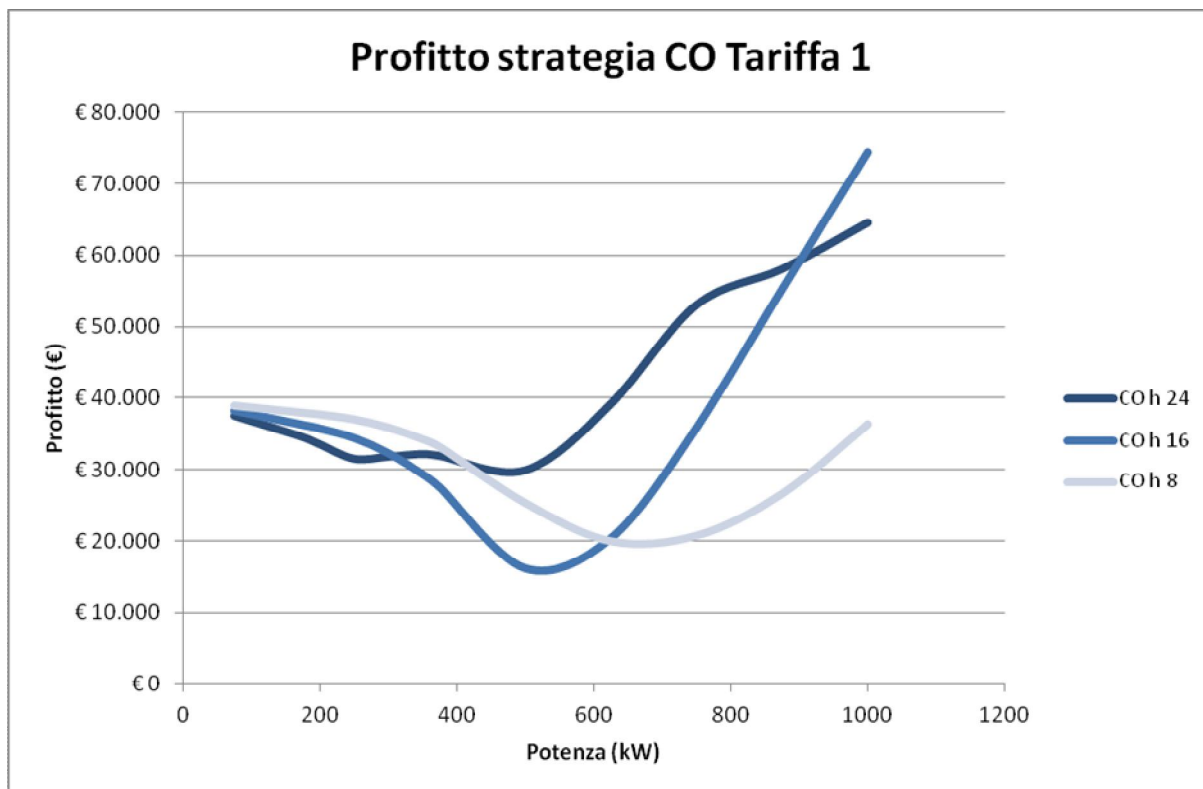


Figura 7.3.1 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia CO con il regime della Tariffa 1

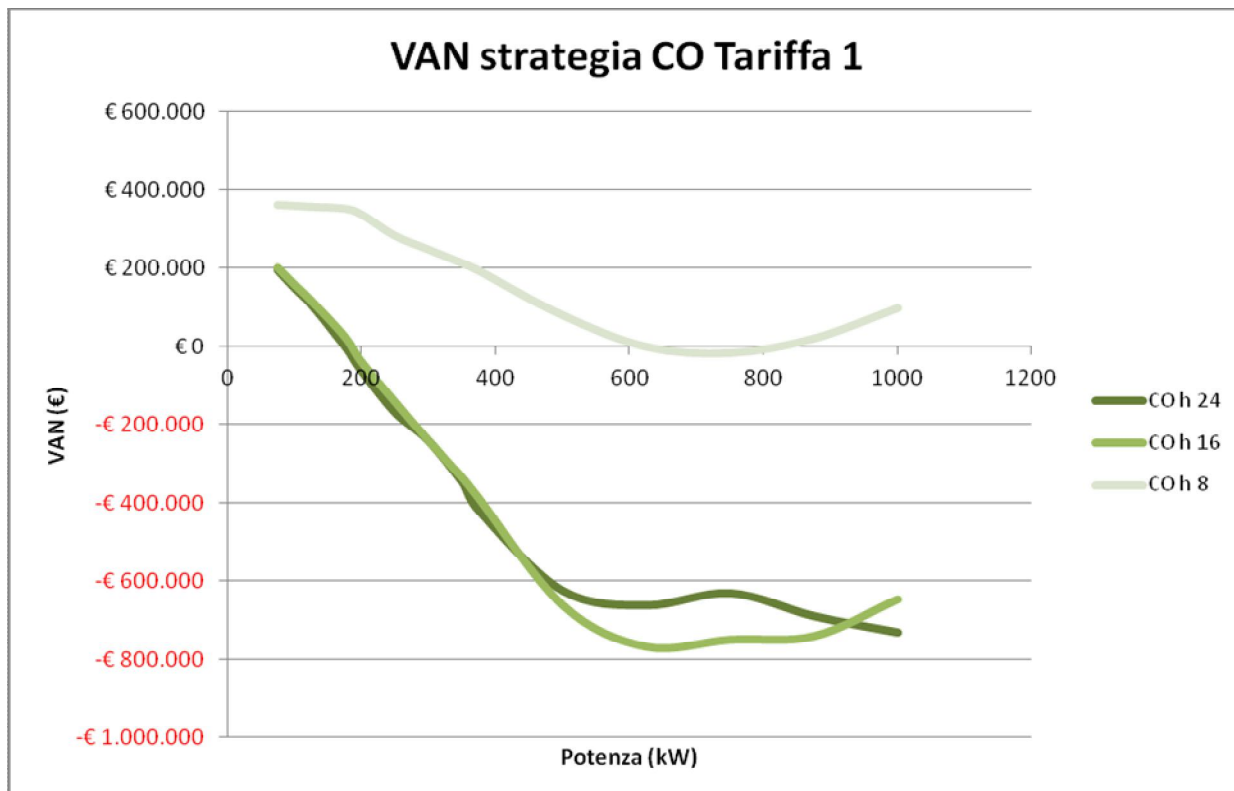


Figura 7.3.2 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia CO con il regime della Tariffa 1

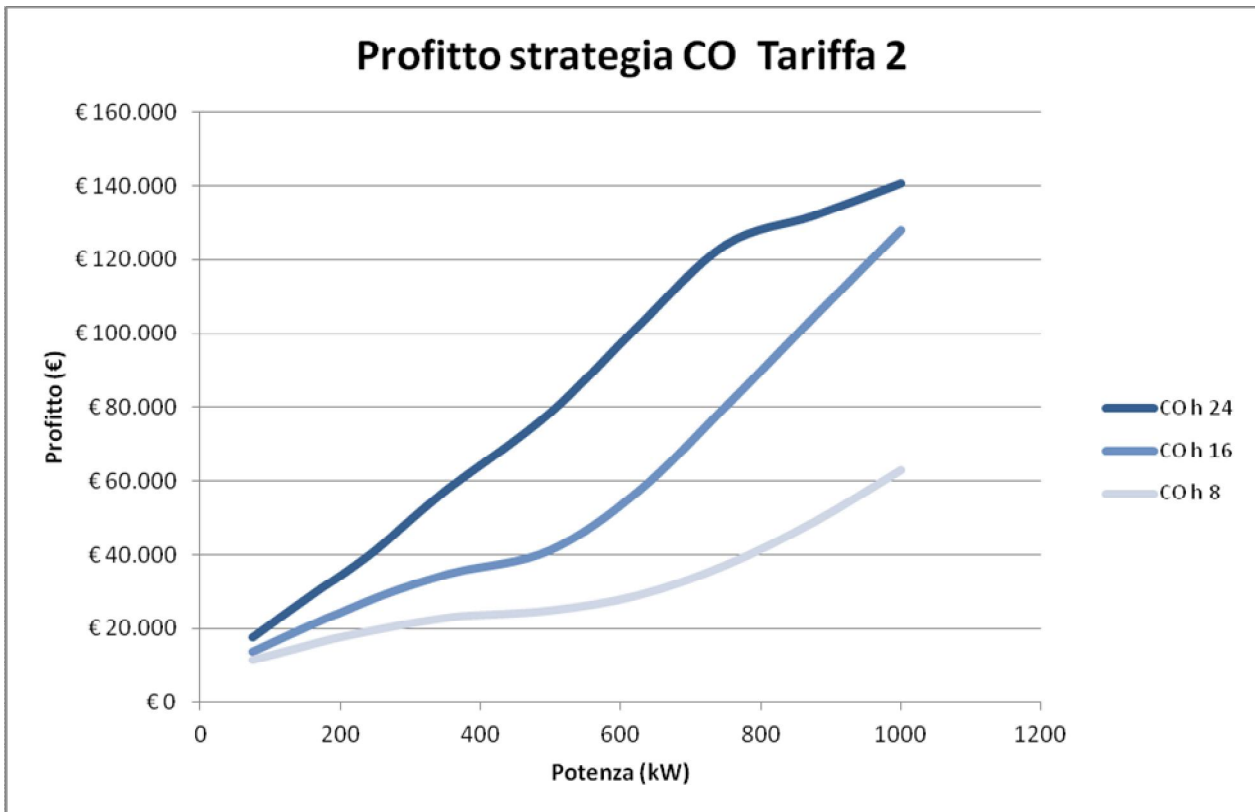


Figura 7.3.3 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia CO con il regime della Tariffa 2

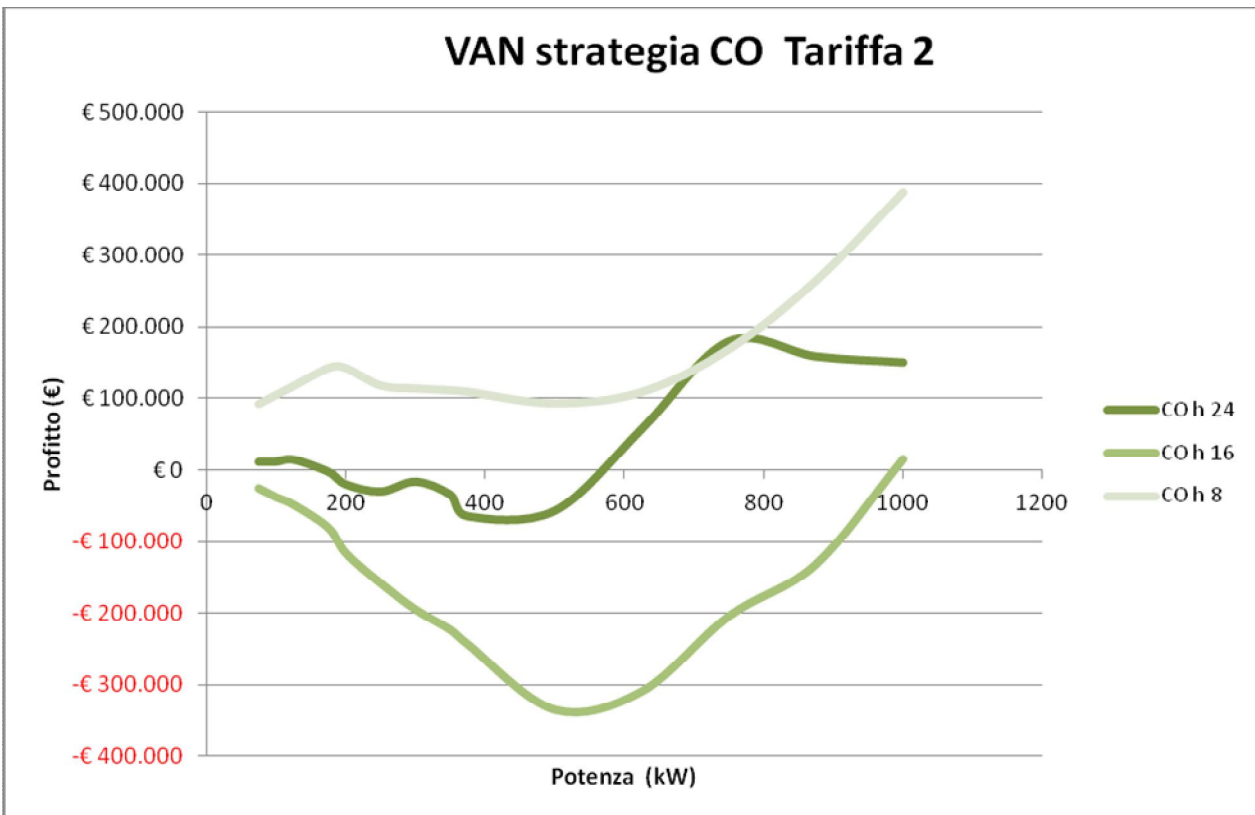


Figura 7.3.4 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 2

La strategia presenta i maggiori profitti indipendentemente dal regime tariffario, in particolare per taglie del cogeneratore elevate. Come si può notare dalle figure 7.3.1 e 7.3.3, per potenze maggiori di 600 kW, il profitto aumenta. L'impianto a trigenerazione, con quelle caratteristiche di funzionamento, produce elettricità eccedente alle richieste, che è venduta alla rete. Per quanto riguarda il VAN, si devono distinguere i diversi casi:

- in presenza della Tariffa 1 (figura 7.3.2), si ha un VAN maggiore di zero se il cogeneratore funziona solo 8 ore al giorno. Se funziona per 16 h o 24 h, invece, si ha un VAN positivo solo con piccole taglie, in quanto l'aumento dei profitti non riesce a compensare il maggiore investimento richiesto;
- in presenza della Tariffa 2 (figura 7.3.4), il VAN è minore di zero solo nel caso il cogeneratore funzioni per 16 ore al giorno. Rispetto alle considerazioni effettuate con l'altra tariffa, si deve considerare che questo regime prevede un maggiore costo al kWh consumato. Una maggiore produzione di elettricità, quindi, permette un profitto adeguato agli investimenti sostenuti per l'impianto.

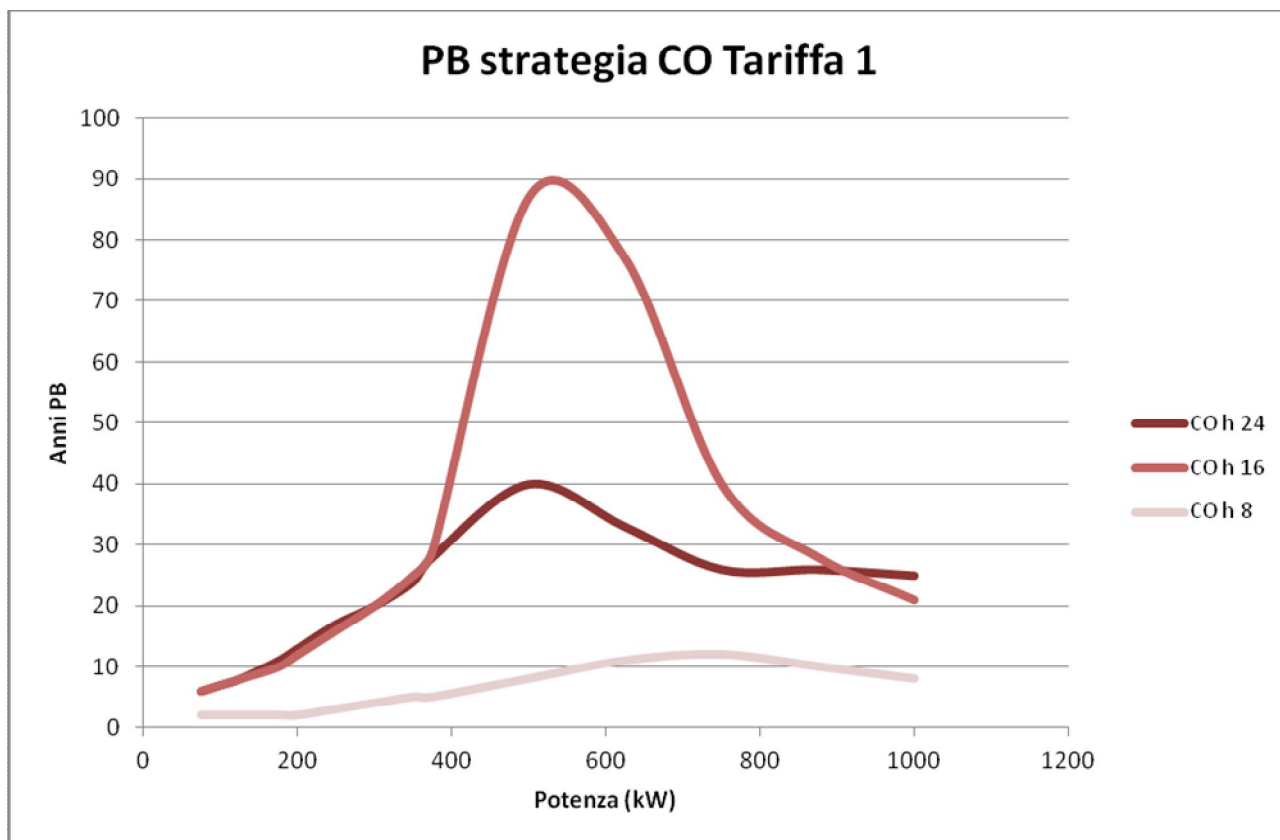


Figura 7.3.5 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia CO con il regime della Tariffa 1

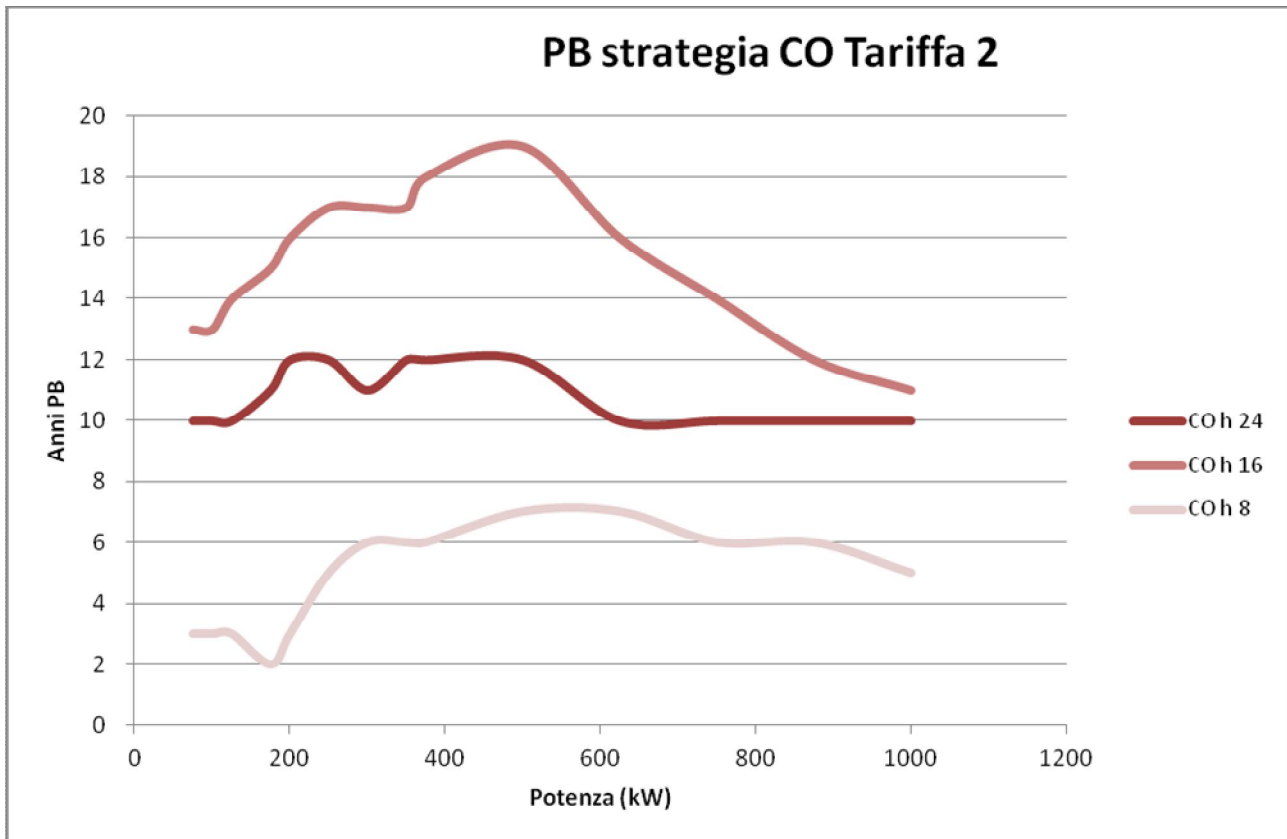


Figura 7.3.6 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia CO con il regime della Tariffa 2

Per condurre un'analisi del tempo di Pay-Back bisogna considerare il regime tariffario

- in presenza della Tariffa 1 (figura 7.3.5), solo con un funzionamento del cogeneratore per 8 h al giorno si ha un tempo di Pay-Back minore della presunta vita dell'impianto (stimata in 10 anni). Questo risultato è riconducibile all'andamento del VAN (figura 7.3.2).;
- in presenza della Tariffa 2 (figura 7.3.6), con un funzionamento del cogeneratore per 16 h al giorno si ha un tempo di Pay-Back accettabile (è compreso tra i 2 ed i 6 anni). Con un funzionamento ininterrotto (24 h), il periodo è pari alla vita presunta dell'impianto, mentre è decisamente superiore per un impianto funzionamento di 16 h.

7.4 Strategia ELF

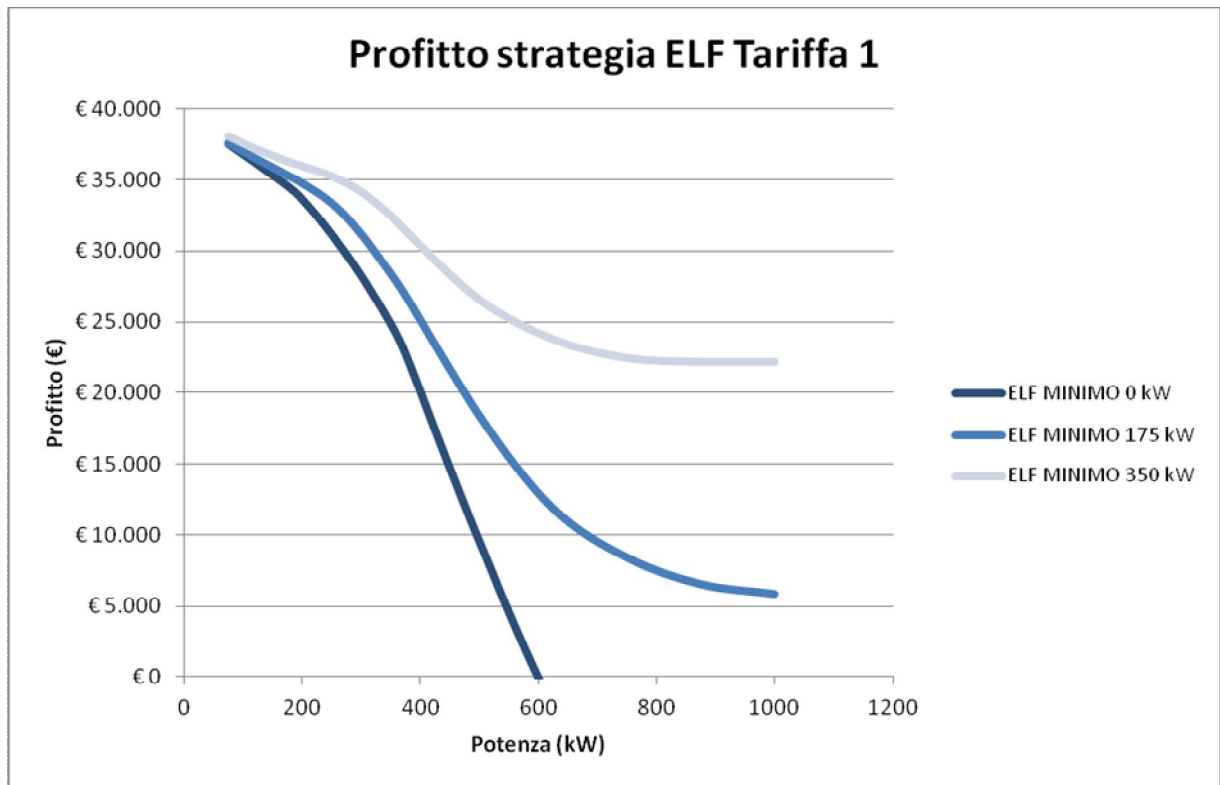


Figura 7.4.1 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 1

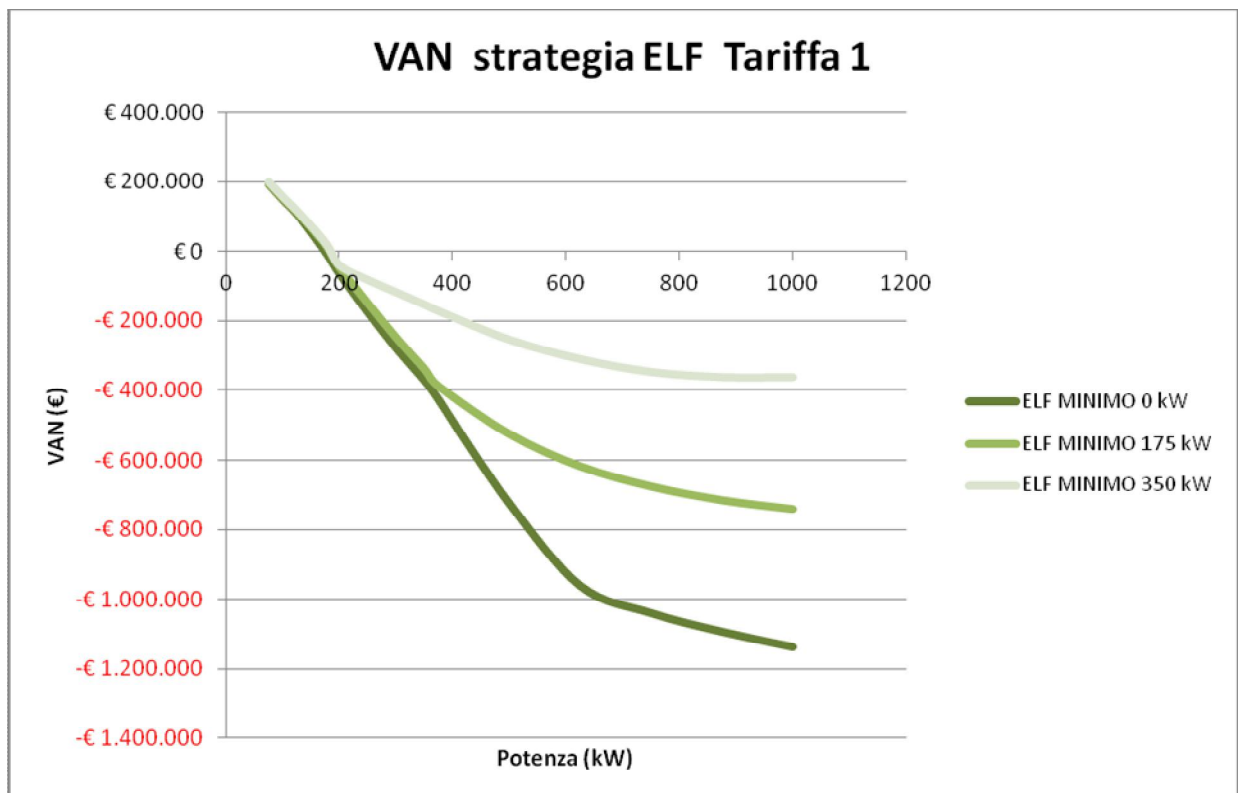


Figura 7.4.2 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 1

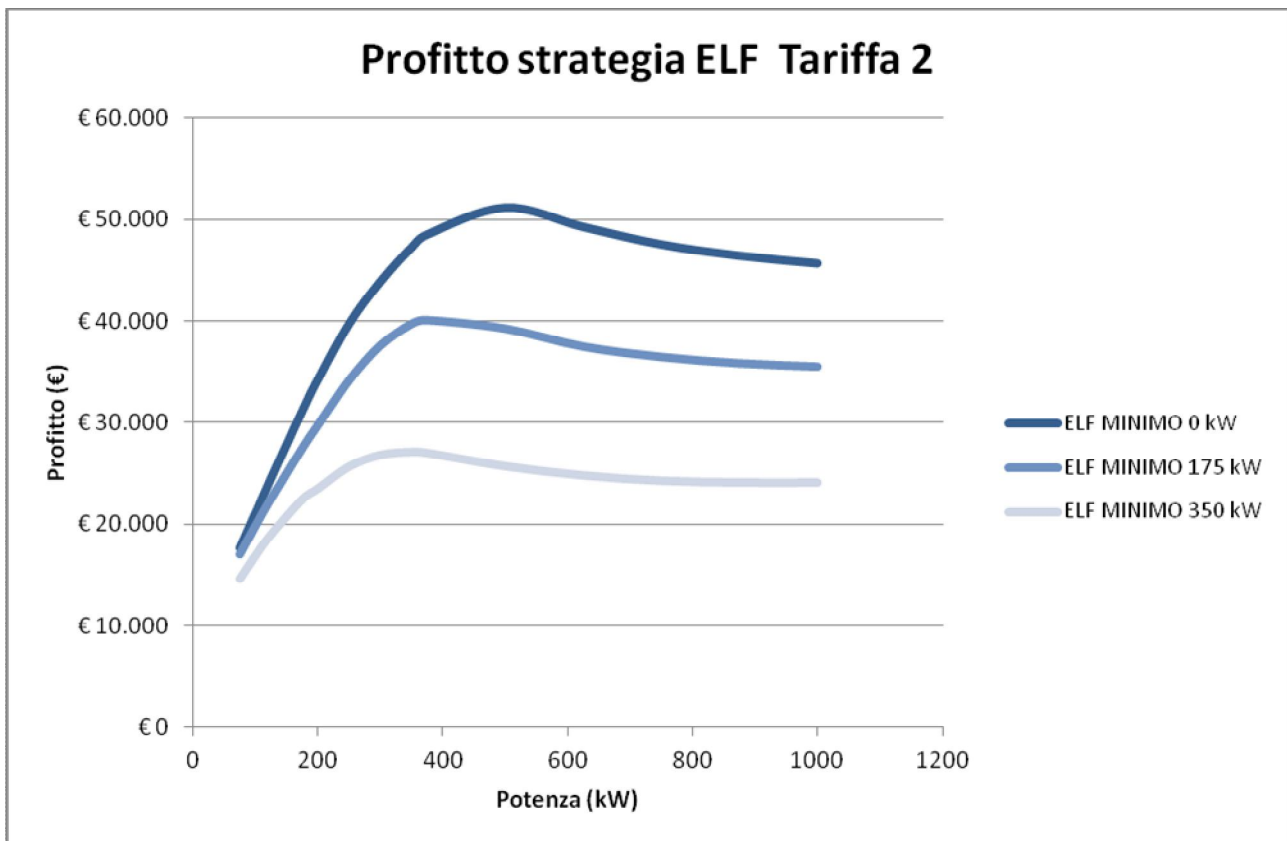


Figura 7.4.3 – Profitto realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 2

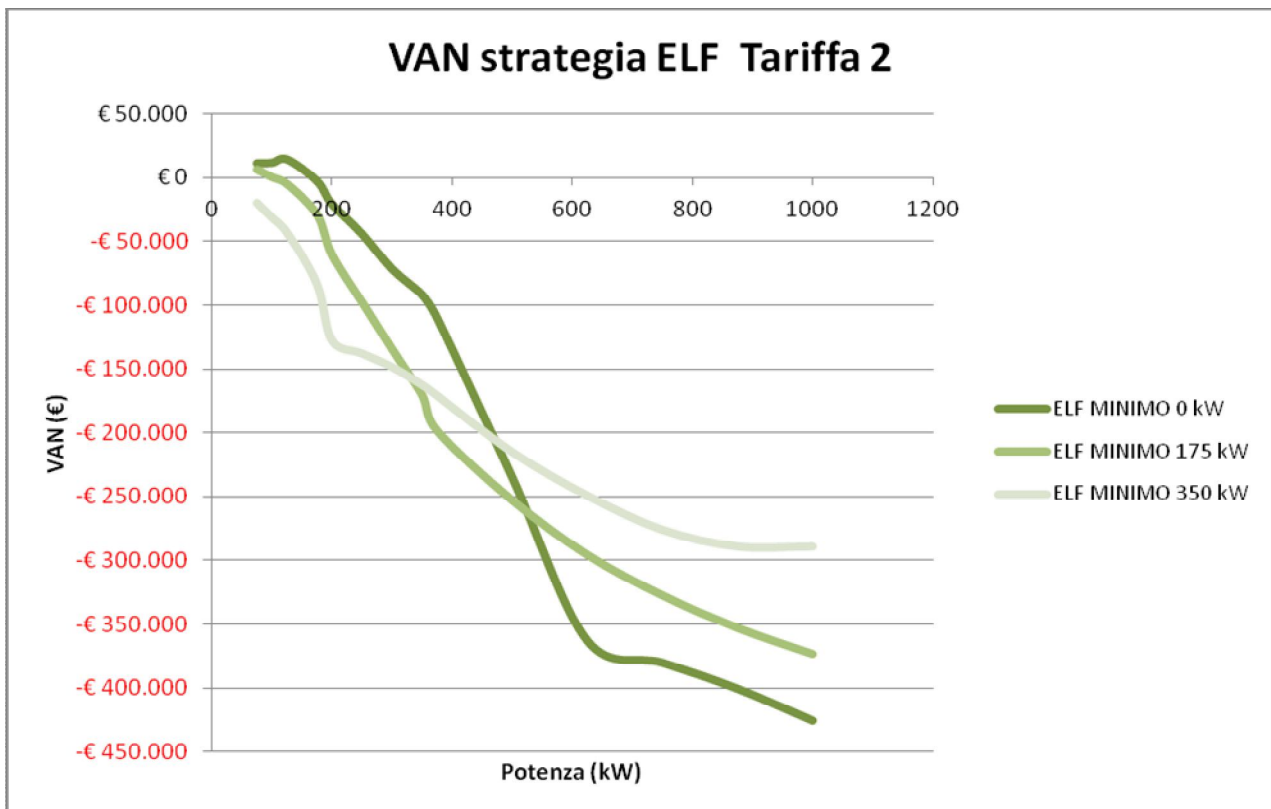


Figura 7.4.4 – VAN realizzato con impianto funzionante con strategia PS con il regime della Tariffa 2

L'analisi della strategia ELF necessita un'analisi differenziata in base alle tariffe considerate:

- in presenza della Tariffa1 (figura 7.4.1) avremo un profitto decrescente all'aumentare della taglia del cogeneratore. Il VAN risulterà, quindi, decrescente, e minore di zero. Presenta valori positivi solo per potenze minori di 200 kW;
- in presenza della Tariffa2 (figura 7.4.3) avremo un profitto crescente all'aumentare della taglia del cogeneratore fino ad una determinata potenza, poi i profitti presentano un valore asintotico. Il VAN però, anche in questo caso, è negativo.

I risultati presentati sono coerenti con la tipologia di strategia e del regime tariffario: la strategia ELF è studiata per diminuire il carico elettrico equivalente che l'impianto assorbe dalla rete. Come già osservato per la strategia PS (paragrafo 7.2), con queste tariffe si ha convenienza economica a produrre elettricità se non per limitare i costi di picco. Il costo per l'energia elettrica al kWh è maggiore se è prodotto dal cogeneratore rispetto all'acquisto dalla rete (paragrafo 7.5), per cui non si ha risparmio (profitto) a produrre l'elettricità che altrimenti l'impianto avrebbe assorbito dalla rete.

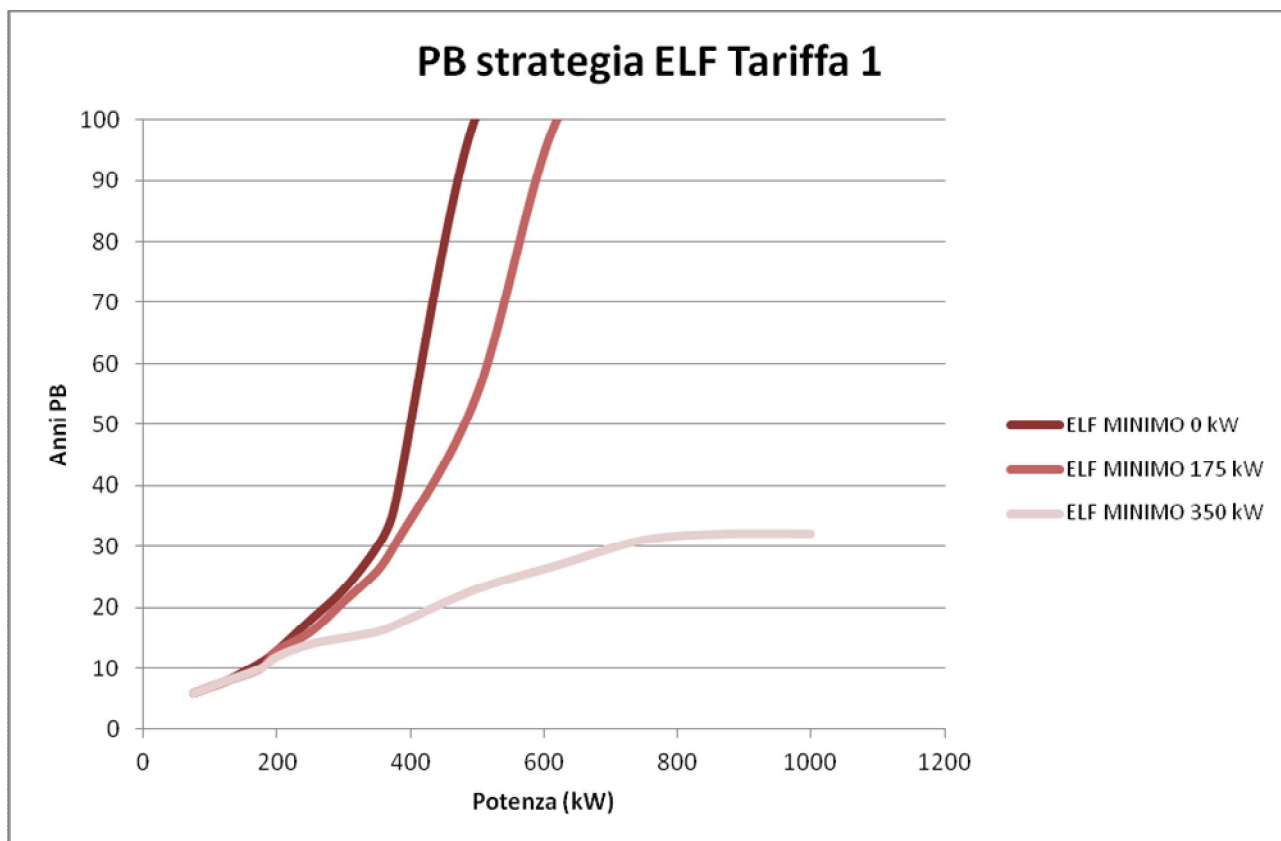


Figura 7.4.5 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia ELF con il regime della Tariffa 1

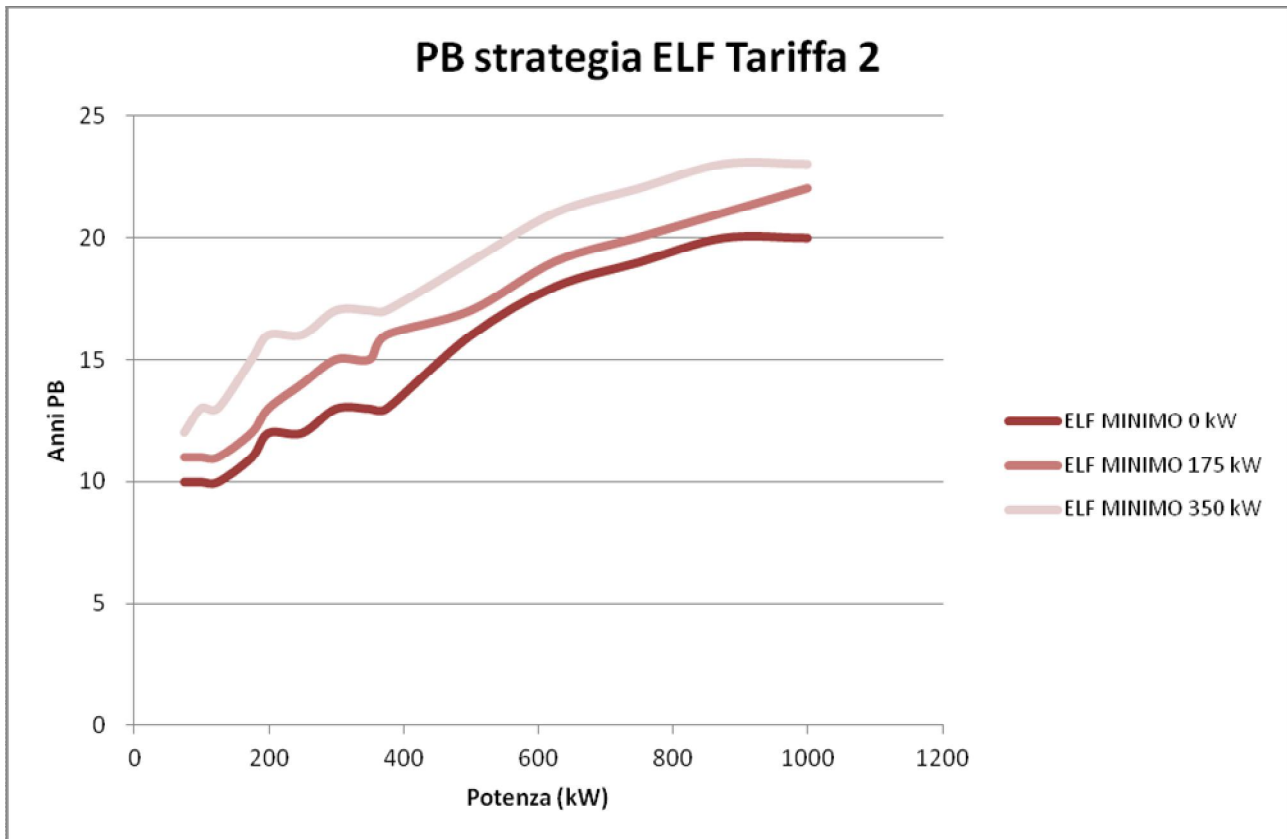


Figura 7.4.6 – PB realizzato con impianto funzionante con strategia ELF con il regime della Tariffa 2

Il tempo di Pay-Back (figura 7.4.5 e figura 7.4.6) è influenzato dall'andamento negativo del VAN (figura 7.4.2 e figura 7.4.4): solo con il regime della Tariffa1 e per piccole taglie del cogeneratore (potenze minori di 200 kW) avremo un periodo di Pay-Back minore della vita stimata dell'impianto (10 anni), ma ancora elevati (compresi tra i 6 ed i 10 anni).

Conclusioni

Dal punto di vista termodinamico si può notare che:

- le strategie CO 24 h (figura 6.3.1) ed ELF_{MINIMO} 0 kW (figura 6.4.1.) permettono una quasi totale copertura del carico elettrico, termico ed una elevata copertura del carico di raffrescamento, coperto con la macchina frigorifera ad adsorbimento;
- le strategie CO 16 h (figura 6.3.2), ELF_{MINIMO} 175 kW (figura 6.4.2) e BL 500 kW (figura 6.1.1) permettono un'elevata copertura del carico richiesto;
- le strategie PS (in particolare PS 90%. Figura 6.2.3) hanno una bassa copertura del carico. Coprendo solo le richieste di picco, questa strategia fa funzionare la macchina a cogenerazione solo poche ore, per cui la copertura del carico sarà bassa;
- il parametro PES supera la quota del 10% che da diritto agli incentivi (paragrafo 5.2) con la maggior parte delle strategie (BL 500 kW, BL 350 Kw, CO 24 h, CO 16 h, CO 8 h, ELF_{MINIMO} 0 kW ed ELF_{MINIMO} 175 kW). Le strategie con la maggiore copertura del carico (CO 24 h, figura 6.3.4, ed ELF_{MINIMO} 0 kW, figura 6.4.4) presentano anche PES elevati (superiore al 40%).

Dal punto di vista economico possiamo affermare che:

- se siamo in regime di Tariffa1, siamo in profitto con quasi tutte le strategie. Solo la strategia CO 8 h (figura 7.3.2), però, presenta un VAN è positivo per qualsiasi taglia del cogeneratore. La strategia PS (figura 7.2.1) ha un VAN positivo per la maggior parte delle potenze del cogeneratore. La strategia BL (figura 7.1.1) e la strategia ELF (figura 7.4.1) presentano, invece, un VAN positivo solo per piccole taglie del cogeneratore;
- se siamo in regime di Tariffa2, si ha profitto con le strategie CO (figura 7.3.3) ed ELF (figura 7.4.3). Solo però con la strategia CO 24 h e CO 8 h si ha un VAN positivo, negli altri casi è minore di zero;
- la soluzione che prevede il minore tempo di Pay-Back in assoluto è a strategia CO a 16 h con la Tariffa2 (figura 7.3.6), mentre la soluzione che prevede il maggiore profitto annuale è la strategia CO a 24 h.

La migliore strategia si rileva essere la strategia CO 8 h, in particolare se il regime tariffario è definito dalla Tariffa2, perché presenta il VAN maggiore, una elevata copertura dei carichi richiesti dall'utenza ed un PES maggiore del 10%. Si ha un risultato economicamente interessante anche con la tariffa PS in presenza della Tariffa1, ma gli scarsi risultati termodinamici ottenuti (in particolare il basso valore del PES) non ne consigliano l'utilizzo.

Alcune considerazioni, però, devono essere fatte:

- il mercato dell'energia si sta orientando sempre più verso tariffe multi orarie;
- gli incentivi forniti dal GSE per l'elettricità immessa in rete sono finanziati attraverso la componente A3 della bolletta elettrica. Il valore di questa componente è a livelli insostenibili perché

aumenta eccessivamente il prezzo dell'elettricità dell'utente. Si sta cercando di ridurre gli incentivi finanziati da questa componente;

- si ritengono, inoltre, alcune energie rinnovabili delle tecnologie abbastanza mature da poter iniziare a diminuire gli incentivi di cui hanno diritto.

Questo nuovo scenario potrebbe cambiare i risultati analizzati:

- la strategia CO, che per taglie elevate del cogeneratore realizza molti profitti cedendo l'elettricità in eccesso, non potrebbe essere più così conveniente ed i profitti potrebbero diminuire in modo marcato;
- la strategia PS risulterebbe più redditizia nel caso in cui fossi obbligato ad adottare tariffe multi orarie. Il picco della domanda della mia utenza è, infatti, nelle ore centrali della giornata (cfr figura 1.2), proprio quando il costo dell'elettricità è maggiore;
- la strategia ELF potrebbe aumentare i profitti in uno scenario di tariffa multi oraria. Con la diminuzione degli incentivi del ritiro dedicato, la strategia CO non sarebbe la strategia più conveniente. Potrebbe esserlo, invece, la strategia ELF.

Il modello presenta, inoltre, delle imprecisioni dovute ad alcune semplificazioni sulla descrizione delle macchine termiche. Un ulteriore passo di sviluppo del modello potrebbe essere affinarlo sviluppando questi punti:

- considerare che il COP delle macchine frigorifere (chiller elettrico e macchina ad adsorbimento) non è costante ma è funzione della temperatura atmosferica dell'ambiente;
- considerare che il COP della macchina ad adsorbimento è funzione della temperatura a cui è fornita l'energia termica che alimenta la macchina stessa;
- studiare impianti esistenti per meglio correlare i costi di manutenzione dell'impianto in base alla potenza nominale del cogeneratore.

Bibliografia

Articoli di letteratura

K.C. Kavvadias , A.P. Tosios, Z.B. Maroulis, “*Design of a combined heating, cooling and power system: Sizing, operation strategy selection and parametric analysis*” 2010, Energy Conversion and Management, n° 51, pag. 833-845.

K.C. Kavvadias , Z.B. Maroulis, “*Multi-objective optimization of a trigeneration plant*” 2010, Energy Policy, n° 38, pag. 945-954.

Testi scientifici

Manuale del Termotecnico, 2002

Cavallini A., Mattarolo L., 1992, “*Termodinamica applicata*”, Cleup editore

Pareschi A. 2009 “*Impianti Industriali*”, Progetto Leonardo

Appunti di corso

Corso di Gestione dell’Energia per Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale, Renato Lazzarin, Università di Padova, slide disponibili nella sezione didattica del sito del Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali (www.gest.unipd.it)

Siti internet

Enel (www.enel.it)

Enel Distribuzione (www.enel Distribuzione.it)

Confindustria, Impresa per l’Innovazione (www.confindustriaixi.it)

Gestore dei Servizi Energetici (www.gse.it)

Federazione Italiana dell’uso Razionale dell’Energia (www.fire-italia.it)

Autorità dell’Energia Elettrica e del Gas (AEEG) (www.autorita.energia.it)

Confindustria (www.confindustria.it)

Energia alternativa rinnovabile (www.Energia-Alternativa-Rinnovabile.it)

Riello macchine termiche (www.riello.it)

Appendice A Breve guida all'interfaccia grafica del modello

Il modello è sviluppato in ambiente Excel (compatibile con Microsoft Excel 97 e successivi) con l'ausilio di una macro sviluppata in codice Visual Basic. La macro esegue i calcoli prettamente necessari per la simulazione del modello. Per rappresentare i risultati e per fornire l'insieme di dati necessario alla simulazione è stato predisposto un insieme di fogli elettronici. I fogli sono suddivisi secondo un determinato schermo logico:

- Parametri, foglio elettronico dove s'impostano tutti i parametri delle macchine termiche che compongono l'impianto e presenta sinteticamente i risultati termodinamici ed economici;
- Dati per curva di carico, foglio elettronico dov'è possibile caricare la curva di carico;
- Termico, foglio elettronico dove la macro riporta, ora per ora, lo scambio termico fra l'utenza, il cogeneratore, il boiler, il serbatoio e la macchina frigorifera ad adsorbimento (di quest'ultima rappresenta il calore assorbito per il suo funzionamento);
- Raffrescamento, foglio elettronico dove la macro riporta, ora per ora, lo scambio di energia frigorifera fra l'utenza, la macchina frigorifera ad adsorbimento ed il chiller elettrico;
- Elettricità, foglio elettronico dove la macro riporta, ora per ora, lo scambio di energia elettrica fra l'utenza, il cogeneratore ed il chiller elettrico.

Il foglio con i parametri è strutturato:

- in alto sono presenti (figura A1) le colonne con tutte le caratteristiche termodinamiche-economiche necessarie al modello per simulare le macchine termiche (gruppo rettangolare di celle A1:N6);

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
Parametro	CHP		Parametro	Adsorbitore		Parametro	Condizionatore		Parametro	Boiler		Parametro	Serbatoio
HPR	1,33		COP_Ad	0,70		COP_EI	2,50		nter	0,85		Tmax	95,00
n ELE CHP	0,33		C (M€/MW)	0,25					C (M€/MW)	0,02		Tmin	40,00
P max (kW)	500		Tmax (°C)	90,00					n	0,97		mcp (kW/°C)	5.000,00
C (M€/MW)	1		Tmin (°C)	40,00									
n1	0,75		Pmax (kW)	10.000,00									
			n2	0,50									
Rend ele altra sede	0,35		PES	5,4%									
Rend term altra sede	0,85												
			profitto TAR1	€ 38.120,82									
			VAN TAR1	€ 137.912,01									
			PB TAR1	15									
Copertura C. Ele	33,2%		profitto TAR2	€ 184.998,13									
Copertura C. Ter	37,4%		VAN TAR2	€ 1.373.406,85									
Copertura C. Raf	7,9%		PB TAR2	4									

Figura A1 – Videata parziale del foglio elettronico Parametri

- sotto le colonne coi parametri che descrivono le macchine termiche sono posti a sinistra i rendimenti che descrivono un impianto tradizionale (necessari per il calcolo del PES, nelle celle A10:B11), a destra il valore del PES per questo impianto (nelle celle D10:E10);
- sotto i parametri che descrivono i rendimenti di un impianto tradizionale sono elencati i risultati della copertura rispettivamente del carico elettrico, termico e di raffrescamento (A16:B18);
- sotto la colonna del PES sono elencati i parametri economici (Profitto, VAN, PB) risultanti con quella particolare strategia per tutte e due le tariffe (TAR1, TAR2)(nelle celle D12:E18);

L	M	N	O	P	Q	R
	Parametro	Serbatoio		Parametro	ELF	
	Tmax	95,00		ELF Minimo (kW)	350	
	Tmin	40,00				
	mcp (kW/°C)	5.000,00				

Figura A2 – Videata parziale del foglio elettronico Parametri, in evidenza il parametro di strategia

- a sinistra dei parametri che descrivono il serbatoio, è posto una casella dove è possibile inserire il valore del parametro caratteristico della strategia (in questo caso il valore di ELF_{MINIMO}, pari a 350 kW, nelle celle P1:Q2).

Il foglio Dati della curva di carico è strutturato:

- la colonna A presenta l’ora cumulativa (nel foglio denominata ora totale), che funge da record per i miei dati;
- le colonne B,C e D, dove sono salvati rispettivamente i dati del carico elettrico, termico e frigorifero richiesto dall’utenza;
- le colonne E, F e G, dove sono salvati rispettivamente il mese, il giorno e l’ora di quel dato della curva di carico.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Ora Totale	Carico Elettrico (kW)	Carico Termico (kW)	Carico Raffrescamento (kW)	Mese	Giorno	Ora	
2	1	453	665	0	Gennaio	16	1	
3	2	226	639	0		16	2	
4	3	194	639	0		16	3	
5	4	194	639	0		16	4	
6	5	194	639	0		16	5	
7	6	194	639	0		16	6	
8	7	259	639	0		16	7	
9	8	388	1151	0		16	8	
10	9	388	1151	0		16	9	
11	10	388	1087	0		16	10	
12	11	388	1023	0		16	11	
13	12	453	959	0		16	12	
14	13	517	895	0		16	13	
15	14	517	831	0		16	14	
16	15	517	767	0		16	15	
17	16	517	831	0		16	16	
18	17	517	895	0		16	17	

Figura A3 – Videata parziale del foglio elettronico Dati della curva di carico

Il foglio Termico è strutturato a colonne:

- la colonna A presenta l'ora cumulativa (nel foglio denominata ora totale), che funge da record per i miei dati;
- la colonna B presenta la richiesta di energia termica da parte dell'utenza;
- la colonna C presenta il calore prodotto dal cogeneratore;
- la colonna D presenta il calore prodotto dal boiler;
- la colonna E presenta l'energia termica assorbita dalla macchina frigorifera ad adsorbimento (se assorbita presenta un segno negativo ed è colorata di rosso);
- la colonna F presenta l'energia scambiata dal serbatoio (in rosso se assorbita dal serbatoio, in nero se il serbatoio la cede all'impianto);
- la colonna G presenta il calore in eccesso e smaltito dal serbatoio per evitare il surriscaldamento;
- nelle celle I2:L2 sono rappresentati dei dati che mi servono per calcolare la copertura del carico termico.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Ora Totale	Richiesta Termico (kW)	Produzione CHP (kW)	Produzione Boiler (kW)	Ad Adsorbitore (kW)	Scambio Serbatoio (kW)	Waste (kW)					
1	665	136	529	0	0	0		166200	104120		37.4%
2	639	0	639	0	0	0					
3	639	0	639	0	0	0					
4	639	0	639	0	0	0					
5	639	0	639	0	0	0					
6	639	0	639	0	0	0					
7	639	0	639	0	0	0					
8	639	0	639	0	0	0					
9	1151	50	1101	0	0	0					
10	1151	50	1101	0	0	0					
11	1087	50	1037	0	0	0					
12	1023	50	973	0	0	0					
13	959	136	823	0	0	0					
14	895	222	673	0	0	0					
15	831	222	609	0	0	0					
16	767	222	545	0	0	0					
17	831	222	609	0	0	0					
18	895	222	673	0	0	0					
19	959	222	737	0	0	0					
20	1087	222	865	0	0	0					
21	1151	136	1015	0	0	0					
22	1023	136	887	0	0	0					
23	895	136	759	0	0	0					
24	895	136	759	0	0	0					
25	895	136	759	0	0	0					
26	532	136	396	0	0	0					
27	512	0	512	0	0	0					
28	512	0	512	0	0	0					
29	512	0	512	0	0	0					
30	512	0	512	0	0	0					
31	512	0	512	0	0	0					

Figura A4 – Videata parziale del foglio elettronico Termico

Il foglio Raffrescamento è strutturato a colonne:

- la colonna A presenta l'ora cumulativa (nel foglio denominata ora totale), che funge da record per i miei dati;
- la colonna B presenta la richiesta di energia frigorifera da parte dell'utenza;
- la colonna C presenta la produzione di energia frigorifera da parte della macchina ad adsorbimento;
- la colonna D presenta la produzione di energia frigorifera da parte del chiller elettrico;
- nelle celle F1:H1 sono rappresentati dei dati che mi permettono di calcolare la copertura del carico frigorifero

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Ora Totale	Richiesta (kW)	Produzione Adsorbitorie (kW)	Produzione Condizionatore (kW)		88.800	7037.402	7.9%		
2	1	0	0	0						
3	2	0	0	0						
4	3	0	0	0						
5	4	0	0	0						
6	5	0	0	0						
7	6	0	0	0						
8	7	0	0	0						
9	8	0	0	0						
10	9	0	0	0						
11	10	0	0	0						
12	11	0	0	0						
13	12	0	0	0						
14	13	0	0	0						
15	14	0	0	0						
16	15	0	0	0						
17	16	0	0	0						
18	17	0	0	0						
19	18	0	0	0						
20	19	0	0	0						
21	20	0	0	0						
22	21	0	0	0						
23	22	0	0	0						
24	23	0	0	0						
25	24	0	0	0						
26	25	0	0	0						
27	26	0	0	0						
28	27	0	0	0						
29	28	0	0	0						
30	29	0	0	0						
31	30	0	0	0						

Figura A5 – Videata parziale del foglio elettronico Raffrescamento

Il foglio Elettrico è strutturato a colonne:

- la colonna A presenta l'ora cumulativa (nel foglio denominata ora totale), che funge da record per i miei dati;
- la colonna B presenta la richiesta di energia elettrica da parte dell'utenza;
- la colonna C presenta l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore
- la colonna D presenta l'interscambio con la rete elettrica nazionale (se ha il segno meno acquisto elettricità dalla rete, se non ha segno è elettricità ceduta dalla rete)
- nelle celle G2:J2 H1 sono rappresentati dei dati che mi permettono di calcolare la copertura del carico elettrico

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Ora Totale	Richiesta	Prodotta da CHP	Richiesta Condizionatore	Saldo rete		consumata tot	prodotta		33.2%	
2	1	452.5	102.5	0.0	-350.0		163.505	54.236			
3	2	226.3	0.0	0.0	-226.3						
4	3	193.9	0.0	0.0	-193.9						
5	4	193.9	0.0	0.0	-193.9						
6	5	193.9	0.0	0.0	-193.9						
7	6	193.9	0.0	0.0	-193.9						
8	7	258.6	0.0	0.0	-258.6						
9	8	387.9	37.9	0.0	-350.0						
10	9	387.9	37.9	0.0	-350.0						
11	10	387.9	37.9	0.0	-350.0						
12	11	387.9	37.9	0.0	-350.0						
13	12	452.5	102.5	0.0	-350.0						
14	13	517.2	167.2	0.0	-350.0						
15	14	517.2	167.2	0.0	-350.0						
16	15	517.2	167.2	0.0	-350.0						
17	16	517.2	167.2	0.0	-350.0						
18	17	517.2	167.2	0.0	-350.0						
19	18	517.2	167.2	0.0	-350.0						
20	19	517.2	167.2	0.0	-350.0						
21	20	452.5	102.5	0.0	-350.0						
22	21	452.5	102.5	0.0	-350.0						
23	22	452.5	102.5	0.0	-350.0						
24	24	452.5	102.5	0.0	-350.0						
25	25	452.5	102.5	0.0	-350.0						
26	25	452.5	102.5	0.0	-350.0						
27	26	226.3	0.0	0.0	-226.3						
28	27	193.9	0.0	0.0	-193.9						
29	28	193.9	0.0	0.0	-193.9						
30	29	193.9	0.0	0.0	-193.9						
31	30	193.9	0.0	0.0	-193.9						

Figura A5 – Videata parziale del foglio elettronico Raffrescamento

Per impostare ed avviare una simulazione bisogna:

- 1) Impostare i dati nel foglio Parametri (figura A1)
- 2) Impostare i dati della curva di carico nel foglio Dati per curva di carico (figura A2)
- 3) Avviare la macro Calcolo dal menù principale o premendo i tasti di scelta rapida associati a quella macro (Ctrl+Shit+M)
- 4) Aspettare che il programma svolga i calcoli (durata un paio di minuti circa)